

Phương pháp đánh giá độ tin cậy của hệ thống pin lưu trữ năng lượng ABESS có xem xét đến sự ảnh hưởng của các hiện tượng dao động xuất hiện trong quá trình vận hành

Bùi Minh Dương¹, Lê Duy Phúc^{1,2,*}, Nguyễn Thanh Hoan², Trần Nguyên Khang², Hoàng Minh Phúc², Huỳnh Công Phúc², Đoàn Ngọc Minh², Bành Đức Hoài², Nguyễn Việt Dũng²



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

TÓM TẮT

Các nguồn phát điện phân tán trong lưới điện Microgrid (MG) ngày nay hầu hết đều tận dụng năng lượng tái tạo từ thiên nhiên, chẳng hạn như bức xạ mặt trời, gió, thủy triều, v.v. ... Theo đó, hệ thống pin lưu trữ năng lượng (ABESS) sẽ được triển khai để phối hợp điều khiển nhằm đảm bảo tính ổn định cũng như độ tin cậy của lưới điện MG. Nói một cách khác, hệ thống ABESS sẽ đảm nhận nhiệm vụ kiểm soát và cân bằng công suất giữa nguồn-tải để lưới điện MG có thể vận hành với độ ổn định và tin cậy cao nhất. Để mô tả sự ảnh hưởng, tầm quan trọng của hệ thống ABESS trong lưới điện MG, việc đánh giá độ tin cậy trong quá trình vận hành của hệ thống ABESS sẽ được giới thiệu trong nghiên cứu này. Theo đó, các tác giả sẽ đề xuất giải pháp để thực hiện đánh giá tình trạng hoạt động của hệ thống ABESS trong các trường hợp dao động vận hành khác nhau. Cụ thể hơn, nghiên cứu sử dụng phương pháp phân tích dựa trên mô hình Markov để đánh giá độ tin cậy trong quá trình vận hành của toàn bộ hệ thống ABESS. Tùy thuộc vào các trường hợp dao động vận hành khác nhau giữa lưới điện MG với hệ thống ABESS và các hệ thống pin quang điện (PV), kết quả về tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS sẽ khác nhau. Các kết quả mô phỏng sẽ được trình bày, diễn giải và cho thấy rằng độ tin cậy hoạt động của hệ thống ABESS sẽ bị ảnh hưởng đáng kể khi xuất hiện các hiện tượng dao động điện áp và tổn thất công suất.

Từ khóa: Đánh giá độ tin cậy, hệ thống pin lưu trữ năng lượng, Microgrid, tần suất hư hỏng

¹Viện Kỹ thuật, Trường Đại học Công nghệ TP.HCM, Việt Nam

²Tổng công ty Điện lực Tp.HCM, Việt Nam

Liên hệ

Lê Duy Phúc, Viện Kỹ thuật, Trường Đại học Công nghệ TP.HCM, Việt Nam

Tổng công ty Điện lực Tp.HCM, Việt Nam

Email: phuclid@hcmpec.com.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 10-3-2020
- Ngày chấp nhận: 15-5-2020
- Ngày đăng: 16-8-2020

DOI: 10.32508/stjdet.v3i2.682



Bản quyền

© ĐHQG TP.HCM. Đây là bài báo công bố mở được phát hành theo các điều khoản của the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



TỔNG QUAN

Các kết quả nghiên cứu liên quan đến việc đánh giá độ tin cậy của hệ thống pin lưu trữ năng lượng (Aggregate Battery Energy Storage System – ABESS) đã được công bố trong các nghiên cứu trước đây¹⁻¹⁷. Nghiên cứu¹ trình bày mô hình đánh giá độ tin cậy của hệ thống ABESS dựa vào tình trạng sức khỏe của các tế bào pin, vốn là một hàm phụ thuộc vào chu kỳ nạp/xả thứ i của các mô-đun pin, số lần pin thực hiện nạp/xả, dung lượng ban đầu của pin và thời gian duy trì của chu kỳ thứ i. Tuy nhiên, nghiên cứu này chỉ tập trung đánh giá độ tin cậy các mô-đun pin và các mô-đun chuyển đổi năng lượng ở nhiều dạng cấu trúc khác nhau của hệ thống ABESS. Bên cạnh việc xem xét cấu trúc liên kết, việc nghiên cứu những ảnh hưởng của hiện tượng dao động đến hiệu suất tin cậy của hệ thống ABESS là cần thiết. Các nghiên cứu của Hu và cộng sự (2009), Bagen và Billinton (2005) đề cập đến những nỗ lực của các tác giả trong việc đánh giá độ tin cậy của hệ thống điện gió có tích hợp hệ thống lưu trữ năng lượng^{2,3}. Ở nghiên cứu của Bakirtzis (1992)⁴, phương pháp xác suất được đề xuất để đánh giá độ

tin cậy của riêng một hệ thống điện gió và không đề cập đến hệ thống ABESS. Nghiên cứu của Manenti và cộng sự (2011), Jin và cộng sự (2012) trình bày những phân tích về độ tin cậy của các dây pin hợp bộ^{5,6}. Theo đó, nội dung đề cập trong hai nghiên cứu này chỉ tập trung chủ yếu vào các dạng cấu hình và cấu trúc dự phòng khác nhau khi liên kết các dây pin thành một bộ hoàn chỉnh. Nhìn chung, số lượng các công trình nghiên cứu liên quan đến việc đánh giá độ tin cậy của các thành phần quan trọng (chẳng hạn như dây pin hợp bộ, bộ chuyển đổi, cấu hình liên kết các dây pin, v.v. ...) trong hệ thống ABESS có xem xét đến hiện tượng dao động trong quá trình vận hành là không nhiều. Có thể thấy rằng, các mô hình đánh giá độ tin cậy của các mô-đun pin, bộ chuyển đổi công suất, các cấu hình và thiết bị bảo vệ đều quan trọng khi thực hiện đánh giá độ tin cậy của hệ thống ABESS, đặc biệt là trong điều kiện vận hành có xuất hiện dao động. Trong nghiên cứu của Chen và cộng sự (2016)⁷, một hệ thống pin lưu trữ năng lượng di động (Mobile Battery Energy Storage System – MBESS) được sử dụng để nâng cao độ tin cậy cung ứng điện trong quá trình vận hành lưới điện phân phối. Với một tổ hợp các

Trích dẫn bài báo này: Dương B M, Phúc L D, Hoan N T, Khang T N, Phúc H M, Phúc H C, Minh D N, Hoài B D, Dũng N V. **Phương pháp đánh giá độ tin cậy của hệ thống pin lưu trữ năng lượng ABESS có xem xét đến sự ảnh hưởng của các hiện tượng dao động xuất hiện trong quá trình vận hành.** *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.*; 3(2):395-415.

phương pháp được nhóm tác giả đề xuất để thực hiện đánh giá độ tin cậy của lưới điện khi xuất hiện nhiều hệ thống MBESS cùng với MG. Phương pháp phân tích Markov được áp dụng trong nghiên cứu này để đánh giá độ tin cậy hoạt động của hệ thống MBESS. Tuy nhiên, các mô-đun chuyển đổi công suất cùng với các cấu trúc liên kết khác nhau của hệ thống MBESS chưa được phân tích trong nghiên cứu trên. Tại các nghiên cứu khác⁸⁻¹⁰, việc đánh giá độ tin cậy của lưới điện phân phối được thực hiện một cách toàn diện do có xem xét đến sự tham gia của các hệ thống phát điện gió (Wind Turbine Generation System – WTGS), hệ thống lưu trữ năng lượng (Energy Storage System – ESS) và hệ thống nguồn quang điện (Photovoltaic Generation System – PVS). Theo đó, phương pháp phân tích Markov đã được đề xuất áp dụng để đánh giá độ tin cậy của các thành phần chính trong các hệ thống phát sử dụng công nghệ tái tạo năng lượng (Renewable Energy System – RES) và hệ thống ESS. Tuy nhiên, việc xác định tần suất hỏng hóc và sửa chữa của các thành phần chính trong hệ thống phát sử dụng công nghệ tái tạo năng lượng và hệ thống ESS chưa xem xét đến các hiện tượng dao động trong vận hành. Điều này cho thấy rằng tần suất hỏng hóc và sửa chữa của các thành phần chính trong hệ thống WTGS, ESS và PVS chỉ phụ thuộc vào thời gian sử dụng^{11,12}. Trong nghiên cứu của Priyanka và cộng sự (2014)¹³, một mô hình xác suất mới của hệ thống ABESS được đề xuất để thực hiện kỹ thuật phân tích cho việc đánh giá độ tin cậy của lưới điện Microgrid (MG) có tích hợp hệ thống RES và hệ thống BESS. Mô hình này tổng hợp nhiều trạng thái nạp của pin và xác suất ứng với từng trạng thái; tuy nhiên, chưa tách bạch trong việc đánh giá độ tin cậy của hệ thống RES và hệ thống ABESS.

Theo nghiên cứu của Sandelic và cộng sự (2019)¹⁴, việc đánh giá độ tin cậy của một hệ thống có kết hợp công nghệ nguồn phát PVS và ABESS (hệ thống PVS-ABESS) đã cung cấp những thông tin có giá trị về sự ảnh hưởng của các thông số điện và nhiệt độ trong quá trình vận hành đến độ tin cậy của hệ thống PVS-BESS. Tuy nhiên, các phần tử được lựa chọn để đánh giá độ tin cậy chỉ gồm những thiết bị chính như thiết bị chuyển mạch, bộ chuyển đổi DC-DC và inverter DC-AC. Ngoài ra, những ảnh hưởng đến tần suất hỏng hóc dựa trên thời gian – TDFR (Time-dependent Failure Rate) đã qua sử dụng của các hiện tượng dao động xuất hiện trong quá trình vận hành đối với hệ thống PVS-ABESS chưa được đề cập một cách chi tiết. Trong các nghiên cứu của Zhao và cộng sự^{15,16}, các mô hình đánh giá độ tin cậy được phát triển để đánh giá những ưu điểm của hệ thống WTGS và ESS trong một mạng điện. Theo đó, phương pháp mô phỏng

Monte Carlo – MCS (Monte Carlo Simulation) được áp dụng vào các kịch bản vận hành động khác nhau của hệ thống WTGS và ESS để đánh giá độ tin cậy vận hành ở mức độ hệ thống. Escalera và cộng sự trình bày một kỹ thuật phân tích mới để áp dụng cho việc đánh giá độ tin cậy của lưới điện phân phối thông qua việc đánh giá độ tin cậy của hệ thống ABESS¹⁷. Cụ thể hơn, kỹ thuật này sử dụng mô hình phân phối xác suất của bộ pin tích trữ năng lượng để đánh giá quá trình nạp, xả trong điều kiện vận hành sự cố và vận hành bình thường.

Từ việc tham khảo các tài liệu nghiên cứu liên quan đến đánh giá độ tin cậy của hệ thống ABESS, một số nhận định có thể được rút ra như sau: (i) *Việc đánh giá độ tin cậy các thành phần chính của một hệ thống ABESS trong lưới điện MG trong điều kiện vận hành có dao động là hoàn toàn cần thiết* (các hiện tượng dao động trong lưới điện có thể xuất phát từ các nguyên nhân sau: thay đổi công suất tải, hoạt động gián đoạn và không ổn định của hệ thống RES, tình trạng nạp/xả của hệ thống ABESS khi vận hành ở chế độ hòa lưới và tách lưới); (ii) *Phương pháp phân tích dựa trên các mô hình Markov thường được áp dụng để đánh giá độ tin cậy cho hệ thống ABESS*; và (iii) *Tính cấp thiết của việc xác định tần suất hỏng hóc, sửa chữa của các thành phần chính trong hệ thống ABESS tùy thuộc vào độ dao động điện áp trong suốt thời gian vận hành*.

Khái quát lại, nghiên cứu này sẽ đề xuất một phương pháp dùng để đánh giá độ tin cậy hoạt động của hệ thống ABESS một cách có hệ thống và có xem xét đến các hiện tượng dao động vận hành khác nhau. Việc phân tích độ tin cậy của hệ thống ABESS sẽ được thực hiện trong một lưới điện MG có tích hợp hệ thống PVS. Các kịch bản ngẫu nhiên mô phỏng hiện tượng dao động của hệ thống PVS và hệ thống ABESS trong lưới điện MG được nhóm tác giả thiết kế và mô phỏng bằng phần mềm PSCAD. Bên cạnh đó, phương pháp phân tích Markov sẽ được sử dụng để đánh giá độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS trong lưới điện MG. Các kết quả mô phỏng sẽ được trình bày, diễn giải và cho thấy rằng độ tin cậy hoạt động của hệ thống ABESS sẽ bị ảnh hưởng đáng kể khi xuất hiện các hiện tượng dao động điện áp.

Các phần còn lại của nghiên cứu này được trình bày theo bố cục như sau: Phần **Phương pháp phân tích độ tin cậy hoạt động của hệ thống ABESS** trình bày phương pháp phân tích độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS dựa trên mô hình Markov. Một mô hình mô phỏng lưới điện MG với hệ thống ABESS và hệ thống PVS được đề cập trong phần **Mô hình và các kịch bản mô phỏng các hiện tượng dao động trong vận hành của một lưới điện Microgrid tích hợp hệ thống ABESS và hệ thống PVS**. Kết quả kiểm tra độ

tin cậy của hệ thống ABESS sẽ được phân tích, thảo luận trong phần **Kết quả thử nghiệm việc đánh giá độ tin cậy của hệ thống ABESS và thảo luận**, và cuối cùng là phần **Kết luận**.

PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH ĐỘ TIN CẬY HOẠT ĐỘNG CỦA HỆ THỐNG ABESS

Sơ đồ tổng quan của hệ thống ABESS tích hợp vào lưới điện MG được mô tả trước khi thực hiện đánh giá độ tin cậy. Như minh họa trong Hình 1, một hệ thống pin lưu trữ năng lượng ABESS bao gồm nhiều dây pin kết nối song song với nhau. Mỗi dây pin được kết nối với bộ chuyển đổi DC-DC để kiểm soát quá trình nạp và xả của pin. Ngõ ra của các bộ chuyển đổi DC-DC được kết nối với một thanh cái DC chung để cung cấp nguồn cho phụ tải DC và để chia sẻ công suất với nhau. Tiếp theo, các inverter DC-AC được kết nối với thanh cái DC để tiếp tục chu trình chuyển đổi nguồn DC thành nguồn AC trước khi cấp nguồn nuôi phụ tải AC cũng như hòa vào lưới điện MG. Các cầu chì DC được sử dụng để bảo vệ các thành phần chính phía DC của hệ thống ABESS, gồm các dây pin và các bộ chuyển đổi DC-DC. Các CB được sử dụng để bảo vệ phía AC của hệ thống ABESS, cụ thể là các Inverter và phụ tải AC. Ngoài ra, phía AC của hệ thống ABESS là hệ thống điện xoay chiều ba pha.

Có thể thấy trong Hình 1, hệ thống ABESS có hai thanh cái DC và AC chung. Do đó, việc đánh giá độ tin cậy ở mức độ hệ thống sẽ được nhóm phân chia thành hai hệ thống nhỏ (ranh giới để phân chia hệ thống được chọn là thanh cái DC) để thực hiện đánh giá độ tin cậy. Cụ thể, hệ thống DC sẽ bao gồm các dây pin, các cầu chì DC và các bộ chuyển đổi DC-DC hai chiều. Đối với hệ thống AC, các phần tử được đánh giá sẽ gồm chứa các cầu chì DC còn lại, các inverter DC-AC và các CB.

Dựa vào Hình 1, các tác giả sẽ dùng phương pháp hai bước để đánh giá độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS. Đầu tiên, một mô hình độ tin cậy của từng thành phần trong hệ thống ABESS được phân tích và tham số hóa. Sau đó, việc đánh giá độ tin cậy ở cấp độ hệ thống sẽ được thực hiện bằng phương pháp Markov. Như đã đề cập chi tiết tại các tài liệu¹⁸⁻²¹, về cơ bản, phương pháp Markov được dùng để mô hình những thay đổi ngẫu nhiên của một hệ thống nào đó. Phương pháp này được dùng để đánh giá trạng thái trong tương lai bằng cách chỉ dựa trên các sự kiện diễn ra trước đó.

Giả định X_1, X_2, X_3, \dots là các biến ngẫu nhiên. Tập tất cả các giá trị có thể có của các biến này được gọi là không gian trạng thái S, giá trị của X_n là trạng thái

của quá trình tại thời điểm n. Nếu việc xác định (dự đoán) phân bố xác suất có điều kiện của X_{n+1} khi cho biết các trạng thái quá khứ là một hàm chỉ phụ thuộc X_n thì:

$$(X_{n+1} = x | X_0, X_1, X_2, \dots, X_n) = P(X_{n+1} = x | X_n) \quad (1)$$

Trong đó, x là một trạng thái nào đó của quá trình. Một cách đơn giản để hình dung một kiểu chuỗi Markov như sau: Nếu hệ ở trạng thái y tại thời điểm n thì xác suất mà hệ sẽ chuyển tới trạng thái x tại thời điểm $n+1$ không phụ thuộc vào giá trị của thời điểm n mà chỉ phụ thuộc vào trạng thái hiện tại y . Do đó, tại thời điểm n bất kỳ, một bước chuyển trạng thái Markov có thể được biểu diễn bằng một ma trận xác suất, trong đó phần tử x, y có giá trị bằng $P(X_{n+1} = x | X_n = y)$ và độc lập với chỉ số thời gian n (nghĩa là để xác định trạng thái kế tiếp chỉ cần quan tâm trạng thái ở thời điểm đó).

Phương pháp xác định tần suất hư hỏng, sửa chữa của từng thành phần trong hệ thống ABESS

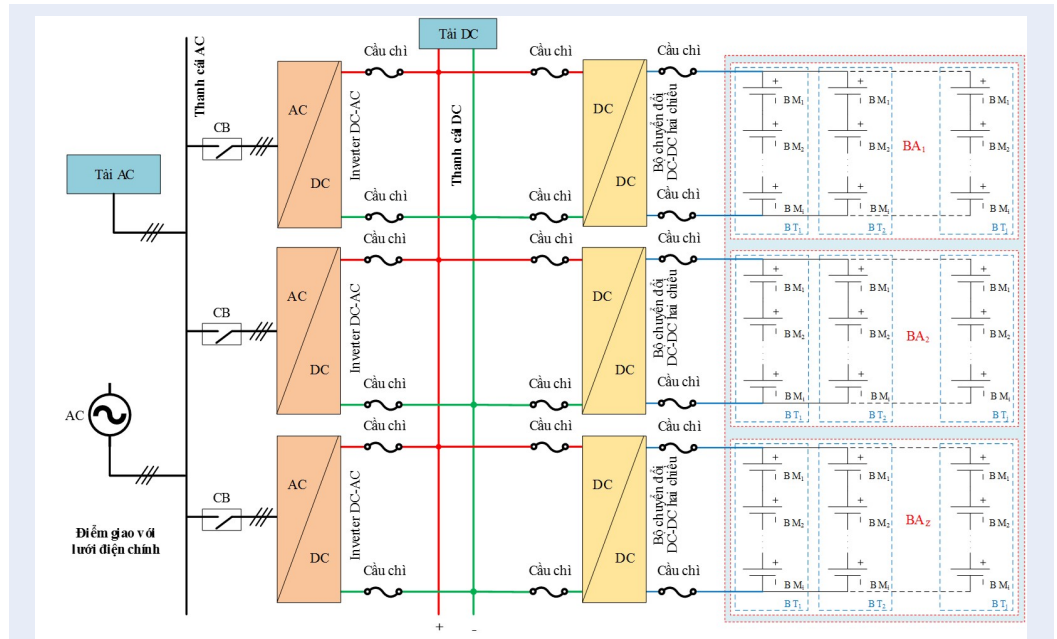
Để thực hiện việc xác định tần suất hư hỏng của từng thành phần trong hệ thống ABESS, nhóm tác giả đã sử dụng các phương trình thực nghiệm được trình bày chi tiết tại tài liệu FIDES Group (2009)²². Trong tài liệu này, các phương trình thực nghiệm chính liên quan đến việc tính toán tần suất hư hỏng của các mô-đun pin, các bộ chuyển đổi DC-DC, inverter DC-AC, thiết bị bảo vệ, thiết bị chuyển mạch điện tử công suất, diode, tụ điện và cuộn cảm sẽ được trình bày trong mục này.

Tần suất hư hỏng của các mô-đun pin

Phương trình thực nghiệm về tần suất hư hỏng của các mô-đun pin được tài liệu FIDES Guide 2009²² khuyến nghị tính toán như sau:

$$\begin{aligned} \lambda^{BM} &= \lambda_{Physical} \times \Pi_{PM} \times \Pi_{Process} + \lambda_{wear-out} \\ &= \lambda_{0-Battery} \times N_{Cells} \times \left[\sum_{i=1}^{Phases} \left(\frac{t_{annual}}{8760} \right)_i \right] \\ &\quad \times (\Pi_{Thermal-Electrical} + \Pi_{TCy} + \Pi_{Mechanical})_i \\ &\quad \times (\Pi_{Induced})_i \times \Pi_{PM} \times \Pi_{Process} + \lambda_{wear-out} \end{aligned} \quad (2)$$

Với: $\lambda_{Physical}$ là tần suất hư hỏng do yếu tố vật lý; $\lambda_{wear-out}$ là tần suất hư hỏng do yếu tố hao mòn theo thời gian vận hành, thường được chọn trong khoảng 0,1-0,2; Π_{PM} đại diện cho thông số kỹ thuật, kiểm soát chất lượng của thiết bị trong quá trình sản xuất, giá trị mặc định là 1,7; $\Pi_{Process}$ đại diện cho việc kiểm soát chất lượng và kỹ thuật trong quá trình phát triển, sản xuất và sử dụng sản phẩm, giá trị mặc định là 4,0; $\lambda_{0-Battery}$ là tần suất hư hỏng cơ bản liên quan đến



Hình 1: Sơ đồ đấu nối của hệ thống ABESS trong lưới điện Microgrid, có liên kết với các phụ tải AC và DC

việc lắp đặt, thường được chọn ở giá trị 0,25; N_{Cells} là số lượng tế bào pin trong một mô-đun pin; t_{annual} là thời gian của từng giai đoạn nạp/phóng của pin trong một năm; $\Pi_{Thermal-Electrical}$, Π_{TCy} , $\Pi_{Mechanical}$ lần lượt là các hệ số gia tốc liên quan đến việc vận hành vật lý quá mức về **hiệt - điện, chu kỳ nhiệt độ** và cơ học. Π_{TCy} thường được chọn ở giá trị 0,14 và $\Pi_{Mechanical}$ thường được chọn ở giá trị 0,01. $\Pi_{Induced}$ thể hiện sự đóng góp của việc vận hành quá mức gây ra bởi các yếu tố khác trong quá trình vận hành, có thể chọn từ 1 (trong trường hợp tốt nhất) đến 100; biến 'Phases' thể hiện giá trị tương ứng với số pha thực hiện nạp/phóng của pin trong một năm; $\Pi_{Thermal-Electrical}$ là một hàm chứa hàm số nhiệt độ theo độ C T_t^{BM} , và hàm số dung lượng sẵn có C_t^{BM} của pin.

Việc tính toán C_t^{BM} chỉ trong điều kiện vận hành phóng/nạp²³ và các thông số $\Pi_{Thermal-Electrical}$, T_t^{BM} , C_t^{BM} lần lượt được trình bày tại các phương trình (3), (4), (5) và (6):

$$C_t^{BM} = C_0^{BM} \times \left(1 - C_d^{BM} \times \sum_{\tau=1}^{t-\Delta t} \left(\frac{0,5}{N_{Cells}^{BM} \left(\left| \frac{SOC_{t-\Delta t} - SOC_t}{\Delta t} \right|, (SOC_{t-\Delta t} - SOC_t)/2 \right)} \right) \right) \quad (3)$$

$$(\Pi_{Thermal-Electrical})_t = 0,85 \times e^{4642 \times \left[\frac{1}{293} - \frac{1}{T_t^{BM}} \right]} \quad (4)$$

$$T_t^{BM} = \frac{\left(\frac{C_t^{BM}}{C_t^{BM, rated}} - 1 \right)}{\delta_c} + 298,15 \quad (5)$$

$$C_t^{BM} = C_t^{BM, rated} (1 + \delta_c (T_t^{BM} - 298,15)) \quad (6)$$

Trong đó, $C_t^{BM, rated}$ là giá trị công suất danh định của mô-đun pin theo tiêu chuẩn của nhà sản xuất hoặc theo đặc trưng của loại công nghệ pin; δ_c là hệ số nhiệt độ của pin và thường được lựa chọn là 0,6%/°C²⁴. Các thông số C_0^{BM} và C_t^{BM} lần lượt là dung lượng đầu tiên và dung lượng đã hao mòn tại thời điểm kết thúc vòng đời của pin.

Quan sát các phương trình trên, có thể thấy rằng tần suất hư hỏng của các mô-đun pin phụ thuộc vào dung lượng pin – vốn là một hàm phụ thuộc vào chu kỳ hoạt động. Theo đó, tình trạng tích trữ năng lượng SOC của các mô-đun pin rõ ràng phụ thuộc vào yếu tố điện áp, nhiệt độ, hiệu suất và thời gian phóng/nạp. Tuy nhiên, trong các điều kiện vận hành dao động thì điện áp sẽ là thông số quan trọng để xác định tình trạng lưu trữ cũng như tần suất hư hỏng của các mô-đun pin. Ngoài ra, tần suất sửa chữa các mô-đun pin sẽ được lựa chọn là một giá trị hằng số trong nghiên cứu này.

Một hệ thống BESS thường chứa các mô-đun pin, các bộ chuyển đổi điện tử công suất và một hệ thống quản

lý năng lượng tích trữ. Dựa vào giá trị điện áp ngõ ra mong muốn và dung lượng cần dùng, việc kết nối các mô-đun pin có thể tùy chỉnh theo dạng mắc nối tiếp hoặc mắc song song hoặc mắc hỗn hợp. Theo cấu trúc đấu nối thông thường, các mô-đun pin BM sẽ mắc nối tiếp với nhau để tạo thành một chuỗi pin BT. Tiếp theo, các chuỗi pin BT sẽ được mắc song song với nhau để tạo thành một mảng pin BA. Theo đó, các mảng pin BA sẽ liên kết song song với nhau và hình thành thành một hệ thống BESS. Cuối cùng, nếu các hệ thống BESS cùng liên kết vào một lưới điện phân phối, ta có được tổ hợp các hệ thống BESS – gọi tắt là hệ thống ABESS.

Trên cơ sở dựa vào lý thuyết xác suất thống kê và nội dung diễn giải trên, có thể thấy rằng, xác suất để hệ thống ABESS p_{up}^{BESS} vận hành bình thường có thể được xác định bằng phương trình (7) như sau:

$$p_{up}^{BESS} = 1 - \prod_{z=1}^{K_z} \left(1 - \left(1 - \prod_{j=1}^{M_j} \left(1 - \prod_{i=1}^{N_i} R_i^{BM} \right) \right) \right) \quad (7)$$

Trong đó, R_i^{BM} là độ tin cậy của một mô-đun pin; N_i là tổng số mô-đun pin BM được mắc nối tiếp trong một chuỗi pin BT; M_j là tổng số chuỗi pin BT được kết nối song song với một mảng pin BA; K_z là tổng số mảng pin BA trong hệ thống ABESS.

Tần suất hư hỏng của thiết bị chuyển mạch điện tử công suất

Các thiết bị đóng cắt điện tử (IGBT) thường được sử dụng trong hoạt động chuyển mạch của bộ biến đổi điện hoặc có thể được sử dụng như bộ ngắt mạch. Theo hướng dẫn của FIDES 2009, tần suất hư hỏng của IGBT có thể được tính như sau:

$$\lambda^{IGBT} = (\lambda_{oTH} F_{Thermal} + \lambda_{oTCyCase} F_{TCyCase} + \lambda_{oTCySI} F_{TCySI} + \lambda_{oRH} F_{RH} + \lambda_{oMech} F_{Mech}) \times \Pi_{Induced} \Pi_{PM} \Pi_{Process} \quad (8)$$

Với λ_{oTH} là tần suất hư hỏng cơ bản do yếu tố quá nhiệt của IGBT, $\lambda_{oTCyCase}$ là tần suất hư hỏng do ảnh hưởng bởi chu kỳ quá nhiệt trên lớp vỏ, λ_{oTCySI} là tần suất hư hỏng do ảnh hưởng bởi chu kỳ quá nhiệt trên mối nối, λ_{oTH} và λ_{oMech} là tần suất hư hỏng do ảnh hưởng của độ ẩm và cơ học. $F_{Thermal}$, $F_{TCyCase}$, F_{TCySI} , F_{RH} và F_{Mech} là các hệ số gia tốc do vận hành quá giới hạn vật lý về điện, nhiệt và cơ học. $\Pi_{Induced}$ diễn tả hệ số vận hành quá định mức bởi các hệ số còn lại khác. Π_{PM} đặc trưng cho việc kiểm soát chất lượng và kỹ thuật của từng bộ phận được sản xuất. $\Pi_{Process}$ đại diện cho việc kiểm soát chất lượng và kỹ thuật trên độ tin cậy về dòng đời của sản phẩm. Các giá trị chi tiết cho các tham số trên được trình bày chi tiết trong tài liệu của FIDES (2009)²².

Tần suất hư hỏng của cầu chì bảo vệ DC, CB AC, relay bảo vệ

Tần suất hư hỏng của cầu chì bảo vệ DC

Việc đánh giá độ tin cậy của cầu chì bảo vệ DC là một vấn đề tương đối khác biệt bởi vì mối tương quan giữa việc thay thế cầu chì với các lỗi xuất hiện trong quá trình vận hành là không rõ ràng. Một khi cầu chì đã nóng chảy thì buộc phải thay thế bởi vì chức năng chính của cầu chì là bảo vệ cho các thiết bị đặt phía sau nó. Mặt khác, việc đánh giá độ tin cậy của cầu chì chỉ thực sự cần thiết khi xem xét trường hợp cầu chì không tự ngắt mặc dù có xuất hiện quá tải/sự cố. Theo hướng dẫn của FIDES 2009, tần suất sự cố của cầu chì (λ^{FUSE}) có thể được tính như sau:

$$\lambda^{FUSE} = [\lambda_{oFuse} \times (\Pi_{Thermal-Electrical} + \Pi_{TCy} + \Pi_{Mechanical} + \Pi_{RH} + \Pi_{Chi}) \times \Pi_{Induced}] \times \Pi_{PM} \times \Pi_{Process} \quad (9)$$

Với $\Pi_{Thermal-Electrical}$, Π_{TCy} , $\Pi_{Mechanical}$, Π_{RH} , Π_{Chi} là các hệ số gia tốc về **hiệt, điện**, chu kỳ nhiệt, cơ học, độ ẩm, ảnh hưởng từ môi trường. λ_{oFuse} tần suất hư hỏng cơ bản liên quan đến các bộ phận chính cấu tạo nên cầu chì.

Tần suất hư hỏng của CB AC

Máy cắt (CB) được sử dụng trong việc đóng/cắt hệ thống BESS ở thời điểm đã nạp đầy hoặc khi gặp sự cố. Tần suất hư hỏng của một CB hoặc một thiết bị đóng cắt khác có thể được tính toán theo phương trình (10)²².

$$\lambda^{CB} = [\lambda_{oCB} \times (\Pi_{Thermal} + \Pi_{Electrical} + \Pi_{TCy} + \Pi_{Mechanical} + \Pi_{RH}) \times \Pi_{Induced}] \times \Pi_{PM} \times \Pi_{Process} \quad (10)$$

Với λ_{oCB} là tần suất hư hỏng cơ bản của CB liên quan đến các thành phần chính cấu thành nên CB. Thường được chọn ở giá trị 0,85; $\Pi_{Thermal}$, $\Pi_{Electrical}$, Π_{TCy} , $\Pi_{Mechanical}$, Π_{RH} là các hệ số gia tốc liên quan đến nhiệt, điện, chu kỳ nhiệt, cơ học, ảnh hưởng bởi độ ẩm.

Tần suất hư hỏng của relay bảo vệ

Tương tự như tần suất hư hỏng của CB, tần suất hư hỏng của relay bảo vệ (λ^{Relay}) được xác định bởi công thức (11):

$$\lambda^{Relay} = \lambda_{oRelay} \times (\Pi_{Thermal} + \Pi_{Electrical} + \Pi_{TCy} + \Pi_{Mechanical} + \Pi_{RH}) \times \Pi_{Induced}] \times \Pi_{PM} \times \Pi_{Process} \quad (11)$$

Với λ_{oRelay} tần suất hư hỏng cơ bản liên quan đến các bộ phận chính cấu thành

Tần suất hư hỏng của diode, cuộn cảm trong các bộ chuyển đổi điện tử công suất

Tần suất hư hỏng của diode

Độ tin cậy của diode được thể hiện trong phương trình sau (dựa trên mô hình chuẩn phân tích từ tài liệu U.S. DOD (1995)²⁵):

$$\lambda^{DIODE} = \lambda_{0-Diode} \Pi_T \Pi_S \Pi_C \Pi_Q \Pi_E \quad (12)$$

Với $\lambda_{0-Diode}$ là tần suất hư hỏng cơ bản của diode; Π_T là hệ số nhiệt độ; Π_S là hệ số quá ngưỡng về điện; Π_C là hệ số xây dựng tương quan; Π_Q và Π_E là hệ số chất lượng và môi trường tương ứng.

Tần suất hư hỏng của cuộn cảm

Tần suất hư hỏng của cuộn cảm được tính toán như sau:

$$\lambda^{Inductor} = \lambda_{0_Inductor} \times (\Pi_{Thermal-Electrical} + \Pi_{TCy} + \Pi_{Mechanical}) \times \Pi_{Induced} \times \Pi_{PM} \times \Pi_{Process} \quad (13)$$

Với $\lambda_{0_Inductor}$ là tần suất hư hỏng cơ bản liên quan đến các bộ phận chính cấu thành nên cuộn cảm. Bên cạnh đó, ứng với từng loại cuộn cảm sẽ có các hệ số tương ứng được lựa chọn dựa trên tài liệu tham khảo FIDES (2009)²².

Tần suất hư hỏng của tụ điện trong các bộ chuyển đổi điện tử công suất

Việc tụ điện hư hỏng là một trong những nguyên nhân chính dẫn đến sự hư hỏng của bộ chuyển đổi điện tử công suất. Trong tài liệu FIDES (2009)²², phương trình tính toán tần suất hư hỏng của tụ điện được thể hiện như sau:

$$\lambda^{Cap} = \lambda_{0_Cap} \times (\Pi_{Thermal-Electrical} + \Pi_{TCy} + \Pi_{Mechanical}) \times \Pi_{Induced} \times \Pi_{PM} \times \Pi_{Process} \quad (14)$$

Với λ_{0_Cap} là tần suất hư hỏng cơ bản liên quan đến các bộ phận chính cấu thành nên tụ điện. Bên cạnh đó, ứng với mỗi cấu trúc tụ điện khác nhau sẽ có các hệ số tương ứng được lựa chọn như tài liệu FIDES (2009)²² đã đề cập.

Tần suất hư hỏng, sửa chữa của inverter DC-AC

Ở chế độ phóng, bộ inverter DC/AC được sử dụng để chuyển đổi điện áp DC của hệ thống ABESS thành điện áp AC để cấp nguồn cho các phụ tải AC trong MG. Khi hoạt động ở chế độ nạp, bộ inverter DC/AC vận hành chế độ nghịch lưu để nạp năng lượng DC vào hệ thống ABESS. Thông thường, một bộ inverter

DC/AC sẽ không có dự phòng và điều đó có nghĩa là khi xảy ra hư hỏng ở bất kỳ bộ phận chính nào cấu thành nên bộ inverter cũng sẽ gây ảnh hưởng đến toàn bộ quá trình hoạt động của inverter đó. Do đó, từ góc nhìn của việc đánh giá độ tin cậy, các thành phần cấu thành nên inverter có thể được xem chuỗi liên kết nối tiếp (bất kỳ thành phần nào hư hỏng cũng khiến cho inverter hoạt động không còn tin cậy). Nói một cách khác, mô hình phân tích độ tin cậy của inverter có thể xem như một mạng mắc nối tiếp. Theo đó, tần suất hư hỏng λ^{INV} , tần suất sửa chữa μ^{INV} và tính sẵn sàng A^{INV} của inverter trong hệ thống ABESS được xác định bởi các phương trình (15)-(17)sau:

$$\lambda^{INV} = \lambda^{Cap} + w \times \sum_{i=1}^L (\lambda_i^{Diode} + \lambda_i^{IGBT}) \quad (15)$$

$$\mu^{INV} = \frac{1}{\lambda^{INV}} [\lambda^{Cap} \mu^{Cap} + \sum_{i=1}^L (\lambda_i^{Diode} \mu_i^{Diode} + \lambda_i^{IGBT} \mu_i^{IGBT})] \quad (16)$$

$$A^{INV} = \frac{1/\mu^{INV}}{\lambda^{INV} + 1/\mu^{INV}} \quad (17)$$

Với w trọng số của bộ inverter DC-AC, được xác định bằng tỉ số giữa thời gian vận hành trên tổng thời gian vận hành kì vọng của inverter. Lưu ý rằng, việc vận hành chờ (standby mode) vẫn là trạng thái vận hành đặc biệt của inverter mặc dù lượng công suất ngõ ra là 0. λ^{Cap} , λ^{IGBT} , λ^{Diode} là các tần suất hư hỏng của tụ điện, IGBT, diode dưới điều kiện vận hành tương ứng. L là tổng số IGBT hoặc diode của inverter.

Phương trình độ tin cậy $R^{INV}(t)$ của inverter có thể được định nghĩa bởi:

$$R^{INV}(t) = e^{[-\int_0^t \lambda^{INV}(t) dt]} \quad (18)$$

Với tổng thời gian vận hành của inverter bao gồm số lần phóng, nạp và số lần chờ của hệ thống ABESS. Nếu hàm mật độ hư hỏng của inverter được xác định, độ tin cậy của nó sẽ dễ dàng được đánh giá. Để tăng cường hiệu suất đánh giá độ tin cậy của inverter, cần phải xác định hệ số tương quan giữa tần suất hư hỏng và thay đổi trong các điều kiện điện áp và nhiệt độ.

Nguyên nhân chính gây ra việc tổn thất công suất của inverter chủ yếu là do các thiết bị điện tử IGBT và diode. Trong các tài liệu của Liu (2014)²⁶, Liu và cộng sự (2016)²⁷, tổn thất công suất của IGBT hoặc diode sẽ bằng tổng tổn thất truyền dẫn và đóng cắt của các thiết bị này. Phương trình tổn thất được thể hiện như

sau:

$$\begin{aligned}
 P^{IGBT} &= P_{cond}^{IGBT} + P_{sw}^{IGBT} \\
 &= \frac{1}{2} \left(V_{drop}^{IGBT} \frac{I_{peak}}{\pi} + R^{IGBT} \frac{(I_{peak})^2}{4} \right) \\
 &\quad \pm m \cos \varphi \left(V_{drop}^{IGBT} \frac{I_{peak}}{8} + R^{IGBT} \frac{(I_{peak})^2}{3\pi} \right) \\
 &\quad + \frac{1}{\pi} f_{sw} (E_{on} + E_{off}) \frac{V_{DC, applied} I_{peak}}{V_{ref}^{IGBT}} \frac{IGBT}{ref}
 \end{aligned} \tag{19}$$

Với P^{IGBT} là tổng tổn thất công suất của một IGBT; thông số ‘cond’ and ‘sw’ đại diện cho trạng thái vận hành truyền dẫn và đóng cắt của IGBT; V_{drop}^{IGBT} là điện áp rơi trên IGBT; R^{IGBT} là điện trở ở trạng thái vận hành đóng của IGBT; I_{peak} là dòng điện pha đỉnh của ngõ ra inverter. V_{ref}^{IGBT} và I_{ref}^{IGBT} là điện áp và dòng điện tham chiếu/đỉnh mức của IGBT tương ứng; $V_{DC, applied}$ là điện áp DC của inverter; E_{on} và E_{off} là tổn thất năng lượng của trạng thái “đóng” và “mở” của IGBT²⁸; f_{sw} là tần số đóng cắt của IGBT; m là chỉ số điều chế và là góc lệch φ pha giữa điện áp và dòng điện.

Khi hoạt động, cả IGBT lẫn diode đều cơ bản được đặt trong các bộ phận tản nhiệt để giảm thiểu lượng nhiệt phát sinh. Giá định nhiệt độ môi trường là T_j , tổng nhiệt độ của bộ tản nhiệt là T_{HS} và giá trị gia tăng nhiệt độ tương ứng trong IGBT hoặc diode là ΔT_{RT} . Theo đó, phương trình nhiệt độ được biểu diễn như sau:

$$T_j = T_{HS} + \Delta T_{RT} \tag{20}$$

Tần suất hư hỏng, sửa chữa của bộ chuyển đổi DC-DC

Tần suất hư hỏng λ^{CONV} , tần suất sửa chữa μ^{CONV} và tính sẵn sàng A^{CONV} của bộ sạc/điều khiển được xác định dựa trên các phương trình sau:

$$\begin{aligned}
 \lambda^{CONV} &= z[(a\lambda^{Diode}) + (b\lambda^{IGBT}) \\
 &\quad + (c\lambda^{Cap}) + \lambda^{Inductor}]
 \end{aligned} \tag{21}$$

$$\begin{aligned}
 \mu^{CONV} &= \frac{1}{\lambda^{CONV}} [(a\lambda^{Diode} \mu^{Diode}) \\
 &\quad + (b\lambda^{IGBT} \mu^{IGBT}) + (c\lambda^{Cap} \mu^{Cap}) \\
 &\quad + \lambda^{Inductor} \mu^{Inductor}]
 \end{aligned} \tag{22}$$

$$A^{CONV} = \frac{1/\mu^{CONV}}{\lambda^{CONV} + 1/\mu^{CONV}} \tag{23}$$

$$R^{CONV}(t) = e^{-(\lambda^{CONV} \times t)} \tag{24}$$

$$MTTF = \int_0^\infty R^{CONV}(t) dt \tag{25}$$

Với z là trọng số của bộ chuyển đổi DC-DC, được xác định bằng tỉ số giữa thời gian vận hành và tổng

thời gian vận hành kì vọng. Lưu ý rằng, việc vận hành chờ (standby mode) vẫn là trạng thái vận hành đặc biệt của thiết bị này mặc dù lượng công suất ngõ ra là 0. λ^{Cap} , λ^{IGBT} , λ^{Diode} , $\lambda^{Inductor}$ lần lượt là tần suất hư hỏng của tụ điện, IGBT, diode và cuộn cảm trong điều kiện vận hành tương ứng. μ^{Cap} , μ^{IGBT} , μ^{Diode} , $\mu^{Inductor}$ các tần suất sửa chữa của tụ điện, IGBT, diode và cuộn cảm tương ứng. Ngoài ra, các biến a , b và c lần lượt là tổng số diode, IGBT, và tụ điện của bộ chuyển đổi DC-DC.

Tương đồng với inverter, tổng tổn thất công suất của một IGBT hoặc một diode là tổng tổn thất của việc truyền dẫn và đóng cắt, được tính toán dựa trên các phương trình như sau:

Đối với chế độ vận hành phóng

$$\begin{aligned}
 P^{IGBT} &= P_{cond}^{IGBT} + P_{sw}^{IGBT} = D(V_T + R_{on} I_{s, peak}) \\
 &\quad + \frac{1}{\pi} f_{sw} (E_{on} + E_{off}) \frac{V_{DC, applied} I_{s, peak}}{V_{ref}^{IGBT}} \frac{IGBT}{ref}
 \end{aligned} \tag{26}$$

Với D là một chu kỳ vận hành; V_T là điện áp cực D-S ở trạng thái “đóng” của IGBT, thông thường sẽ được chọn ở giá trị 0,5V; R_{on} là điện trở cực D-S ở trạng thái “đóng” của IGBT; $I_{s, peak}$ dòng điện đỉnh ngõ vào của bộ chuyển đổi DC-DC và $V_{DC, applied}$ là điện áp sử dụng thông qua IGBT.

$$\begin{aligned}
 P^{Diode} &= P_{cond}^{Diode} + P_{rec}^{Diode} \\
 &= (1 - D)(V_F + R^{Diode} I_{d, peak}) I_{d, peak} \\
 &\quad + \frac{1}{\pi} f_{sw} E_{rec} \frac{V_{DC, applied} I_{d, peak}}{V_{ref}^{Diode}} \frac{Diode}{ref}
 \end{aligned} \tag{27}$$

Với V_F là điện áp chuyển tiếp của diode; R^{Diode} là giá trị điện trở ở trạng thái “đóng” của diode; $I_{d, peak}$ là dòng điện đỉnh qua diode ($I_{d, peak} = \frac{V^{BESS}}{R_{load}(1-D)^2} + \frac{V^{BESS} D}{2f_{sw} L_{ind}}$) với R_{load} là điện trở tải và L_{ind} là giá trị cảm kháng của tải.

$$P^{Ind} = R^{ind} I_{L, peak}^2 \tag{28}$$

Trong đó, P^{Ind} là tổng tổn thất công suất của cuộn cảm; R^{Ind} là giá trị điện trở tương đương của cuộn cảm; và $I_{L, peak}$ là giá trị dòng điện đỉnh đi qua cuộn cảm trong quá trình vận hành ở chế độ phóng của bộ chuyển đổi DC-DC.

Đối với chế độ vận hành nạp

$$\begin{aligned}
 P^{IGBT} &= P_{cond}^{IGBT} + P_{sw}^{IGBT} \\
 &= D(V_T + R_{on} I_{s-buck, peak}) I_{s-buck, peak} \\
 &\quad + \frac{1}{\pi} f_{sw} (E_{on} + E_{off}) \frac{V_{DC, applied} I_{s, peak}}{V_{ref}^{IGBT}} \frac{IGBT}{ref}
 \end{aligned} \tag{29}$$

Với $I_{s-buck, peak}$ là dòng điện đỉnh chảy qua IGBT của bộ chuyển đổi DC-DC ở chế độ nạp.

$$P^{Diode} = P_{cond}^{Diode} + P_{rec}^{Diode} \quad (30)$$

$$= (1 - D)(V_F + R^{Diode} I_{d-buck, peak}) I_{d-buck, peak} + \frac{1}{\pi} f_{sw} E_{rec} \frac{V_{DC, applied}}{V_{Diode, ref}} \frac{I_{d, peak}}{I_{Diode, ref}}$$

Trong đó, $I_{d-buck, peak}$ là dòng điện đỉnh chảy qua diode của bộ chuyển đổi DC-DC ở chế độ nạp.

$$P^{Ind} = R^{ind} I_{L-buck, peak}^2 \quad (31)$$

Với $I_{L-buck, peak}$ là dòng điện đỉnh chảy qua cuộn cảm trong quá trình vận hành ở chế độ nạp của bộ chuyển đổi DC-DC. Giả định rằng, T_j là nhiệt độ mối nối, T_{HS} là tổng nhiệt độ trên bộ phận tản nhiệt và nhiệt độ gia tăng của IGBT, cuộn cảm hoặc diode là ΔT_{RT} . Theo đó, phương trình nhiệt độ được biểu diễn như sau:

$$T_j = T_{HS} + \Delta T_{RT} \quad (32)$$

Phân bố xác suất rời rạc của tần suất hư hỏng trong hệ thống ABESS

Khi xem xét vấn đề đánh giá độ tin cậy bằng phương pháp truyền thống, tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS thường là một hàm phụ thuộc vào thời gian đã vận hành. Tuy nhiên, tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS cũng là một hàm của điện áp và nhiệt độ. Tùy thuộc vào trạng thái phóng hoặc nạp, tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS dựa trên yếu tố điện áp và nhiệt độ được phân tích cụ thể. Tương ứng với các trường hợp vận hành có thể xuất hiện trong quá trình hoạt động của hệ thống ABESS, điện áp, dòng điện, tổn thất công suất, thời gian phóng/nạp sẽ khác nhau. Điều này có thể dẫn đến những thay đổi tương ứng với các giá trị tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS. Theo đó, các thông số đo lường điện sẽ được thu thập để tích toán giá trị tần suất hư hỏng và tổng hợp vào trong một phân phối xác suất rời rạc. Kỹ thuật phân cụm dữ liệu K-mean sẽ được sử dụng để loại bỏ những giá trị nhiễu và phân chia bộ dữ liệu thành từng nhóm tách biệt²⁶. Mục đích của việc áp dụng kỹ thuật phân cụm này là để xác định mật độ phân bố của dữ liệu tần suất hư hỏng có dạng như thế nào, chẳng hạn như hàm mũ, Weibull, Rayleigh, hàm lognormal, v.v... Trên cơ sở đó, có thể lựa chọn được các giá trị tần suất hư hỏng của từng thành phần trong hệ thống ABESS trong suốt quá trình đánh giá độ tin cậy.

Phương pháp đánh giá độ tin cậy của hệ thống DC trong hệ thống ABESS

Sự cố xảy ra trên một mô-đun pin BM có thể dẫn đến việc ngưng hoạt động của chuỗi mô-đun pin BT có

chứa chính mô-đun pin BM đó, theo Hình 1. Như vậy, một dây pin BA vẫn có thể tiếp tục hoạt động bình thường nếu bất kỳ chuỗi pin BT trong dây pin BA đó hoạt động bình thường.

Tổng số chuỗi pin BT mắc song song được tính theo công thức (33):

$$\text{Tổng số chuỗi pin } BT \text{ mắc song song} = N_{BA} n_p r_e \quad (33)$$

Trong đó: N_{BA} là số dây pin BA trong hệ thống ABESS; n_p là số lượng chuỗi mắc song song trong một dây pin BA , và r_e là tỷ số dự phòng (với $r_e \leq 1$);

Một sơ đồ chuyển trạng thái Markov của hệ thống DC trong hệ thống ABESS được trình bày ở Hình 2. Trong đó, tổng trạng thái chính là tổng số chuỗi pin BT mắc song song của hệ thống ABESS. Mỗi trạng thái có bốn biến và lần lượt đại diện cho số chuỗi pin BT mắc song song bị lỗi, số bộ chuyển đổi DC-DC bị lỗi, số lượng cầu chì DC bị lỗi tại ngõ vào và ngõ ra của bộ chuyển đổi. P_i là xác suất để hệ thống DC duy trì vận hành ổn định khi chuỗi pin mắc song song thứ i gặp sự cố. Tần suất hư hỏng khi chuyển đổi từ trạng thái (i) sang trạng thái $(i+1)$ được tính bằng $(N_{BA} n_p - i) \lambda_{R[i]}$. Trong đó, $\lambda_{R[i]}$ chính là tần suất hư hỏng của chuỗi pin mắc song song thứ $(i+1)$. Sự cố của bộ chuyển đổi DC-DC hai chiều sẽ khiến hệ thống mất n_p chuỗi và chuyển từ trạng thái thứ (i) sang trạng thái $(i + n_p)$ với tỉ số chuyển đổi là $(N_{BA} - z) \lambda_{CONV[i]}$ với z là số dây pin bị hỏng tại trạng thái thứ (i) và $\lambda_{CONV[i]}$ là tần suất hư hỏng của bộ chuyển đổi DC-DC thứ $(z+1)$. Cần lưu ý rằng, tất cả các mô-đun pin trong hệ thống ABESS đang được giả định hoạt động ở cùng một dung lượng. Sau khi một chuỗi các mô-đun pin gặp sự cố, tất cả các bộ chuyển đổi DC-DC được giả định sẽ thay đổi bằng nhau để giảm đáng kể số lượng trạng thái và bước chuyển cần thiết trong mô hình Markov. Sự cố tại cầu chì DC ở ngõ vào và ngõ ra của bộ chuyển đổi DC-DC cũng khiến hệ thống ABESS bị mất n_p chuỗi và chuyển từ trạng thái thứ (i) sang trạng thái $(i + n_p)$ với tần suất chuyển đổi là $(N_{BA} - x) \lambda_{FI[i]}$ đối với đối tượng là cầu chì DC tại ngõ vào và $(N_{BA} - x) \lambda_{FO[i]}$ đối với đối tượng là cầu chì DC tại ngõ ra. Theo đó, x, y lần lượt là số cặp cầu chì ngõ vào, ngõ ra bị lỗi ở trạng thái (i) và $\lambda_{FI[i]}, \lambda_{FO[i]}$ lần lượt là tần suất hư hỏng của cặp cầu chì đầu vào thứ $(x+1)$ và đầu ra thứ $(y+1)$.

Như đã thể hiện trong Hình 2, phản ứng vận hành của hệ thống DC được mô tả như sau: Tại thời điểm $t = 0$, với giả định hệ thống ABESS đang ở trạng thái 0, khi đó: $P_0(0) = 1$ và $P_i(0) = 0$ đối với $i > 0$ ($i = 1 \dots N_{BA} n_p r_e$)

$$\frac{dP_0}{dt} = -(N_{BA} \lambda_{CONV[0]} + N_{BA} \lambda_{FI[0]} + N_{BA} \lambda_{FO[0]} + N_{BA} n_p \lambda_{R[0]}) P_0 \quad (34)$$

$$\begin{aligned} \frac{dP_i}{dt} = & (N_{BA} - z + 1)\lambda_{CONV[i-n_p]}P_{i-n_p} \\ & + (N_{BA} - y + 1)\lambda_{FO[i-n_p]}P_{i-n_p} \\ & + (N_{BANP} - x + 1)\lambda_{FI[i-n_p]}P_{i-n_p} \\ & - [(N_{BA} - z)\lambda_{CONV[i]} + (N_{BA} - x)\lambda_{FI[i]} \\ & + (N_{BA} - y)\lambda_{FO[i]} + (N_{BANP} - i)\lambda_{R[i]}]P_i \end{aligned} \quad (35)$$

Từ đó, thời gian hư hỏng trung bình $MTTF_{DC-sub-system-ABESS}$ của hệ thống DC có thể được tính bằng phép biến đổi Laplace của P_i , P_i^* , như đã đề cập trong tài liệu Dhople và cộng sự (2012)²⁹.

$$R(t) = \sum_{i=1}^{N_{BANP}r_e} P_i \quad (36)$$

$$\begin{aligned} MTTF_{DC-sub-system-ABESS} \\ = \sum_{i=1}^{N_{BANP}r_e} P_i^*(0) = \int_0^\infty R(t)e^{-st} dt \end{aligned} \quad (37)$$

Phương pháp đánh giá độ tin cậy của hệ thống AC trong hệ thống ABESS

Các bộ Inverter DC-AC là cầu nối liên kết giữa hệ thống DC và hệ thống AC trong hệ thống ABESS. Các Inverter này được bố trí mắc song song với nhau như Hình 1. P_j là xác suất của hệ thống AC duy trì vận hành ổn định với Inverter mắc song song thứ j bị sự cố. Theo đó, tần suất hư hỏng khi chuyển từ trạng thái (j) sang trạng thái $(j+1)$ là $(N_{INV} - j)\lambda_{INV[j]}$, với $\lambda_{INV[j]}$ là tần suất hư hỏng của Inverter mắc song song thứ $(j+1)$. Sơ đồ chuyển đổi trạng thái Markov của hệ thống AC được thể hiện như Hình 3. Mỗi trạng thái hoạt động phụ thuộc vào ba biến số gồm: thứ nhất là số lượng các bộ Inverter mắc song song gặp sự cố, thứ hai là số lượng các cặp cầu chì DC ngõ vào bị sự cố và cuối cùng là số lượng các bộ CB bị hư hỏng. Tổng số trạng thái là tổng số bộ Inverter mắc song song $N_{INV}r_p$ trong hệ thống ABESS, trong đó, N_{INV} là tổng số bộ Inverter DC-AC; r_p là tỉ số dự phòng và được xác định bằng công thức sau: $r_p = P_{required}/(N_{INV}P_{INV}) \leq 1$. Theo đó, $P_{required}$ là công suất định mức của hệ thống ABESS và P_{INV} là công suất danh định của mỗi Inverter. Sự cố tại các cầu chì DC ở ngõ vào của bộ Inverter cũng có thể khiến hệ thống AC chuyển từ trạng thái thứ (j) sang trạng thái thứ $(j+1)$ với tỉ lệ chuyển đổi là $(N_{INV} - j)\lambda_{FI-INV[j]}$ (với j là số lượng các bộ Inverter mắc song song bị lỗi và cũng là số lượng cặp cầu chì ngõ vào bị lỗi tại trạng thái (j) , $\lambda_{FI-INV[j]}$ là tỷ lệ lỗi của cặp cầu chì ngõ vào thứ $(j+1)$ của bộ Inverter). Tương tự, lỗi của bộ CB AC ở ngõ ra của bộ Inverter có thể làm cho hệ thống AC chuyển từ trạng thái (j) sang trạng thái $(j+1)$ với tỉ số chuyển đổi $(N_{INV} - j)\lambda_{CB-INV[j]}$; trong đó, j là số

lượng các CB bị hỏng ở trạng thái (j) và $\lambda_{CB-INV[j]}$ là tần suất hư hỏng của bộ CB thứ $(j+1)$.

Theo Hình 3, phản ứng vận hành của hệ thống DC được mô tả như sau: Tại thời điểm $t=0$, với giả định hệ thống AC đang ở trạng thái 0, chẳng hạn như $P_0(0) = 1$ và $P_j(0) = 0$ với $j > 0$.

$$\frac{dP_0}{dt} = -N_{INV}\lambda_{INV[0]}P_0 \quad (38)$$

$$\begin{aligned} \frac{dP_j}{dt} = & (N_{INV} - j + 1)\lambda_{INV[j-1]}P_{j-1} \\ & - (N_{INV} - j)\lambda_{INV[j]}P_j \end{aligned} \quad (39)$$

với $j=1 \dots N_{INV}r_p$

Từ đó, thời gian hư hỏng trung bình $MTTF_{AC-sub-system-ABESS}$ của hệ thống AC có thể được tính bằng phép biến đổi Laplace của P_i , P_i^* , như đã đề cập trong tài liệu²⁹.

$$R(t) = \sum_{j=1}^{N_{INV}r_p} P_j \quad (40)$$

$$\begin{aligned} MTTF_{AC-sub-system-ABESS} \\ = \sum_{j=1}^{N_{INV}r_p} P_j^*(0) = \int_0^\infty R(t)e^{-st} dt \end{aligned} \quad (41)$$

Phương pháp đánh giá độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS

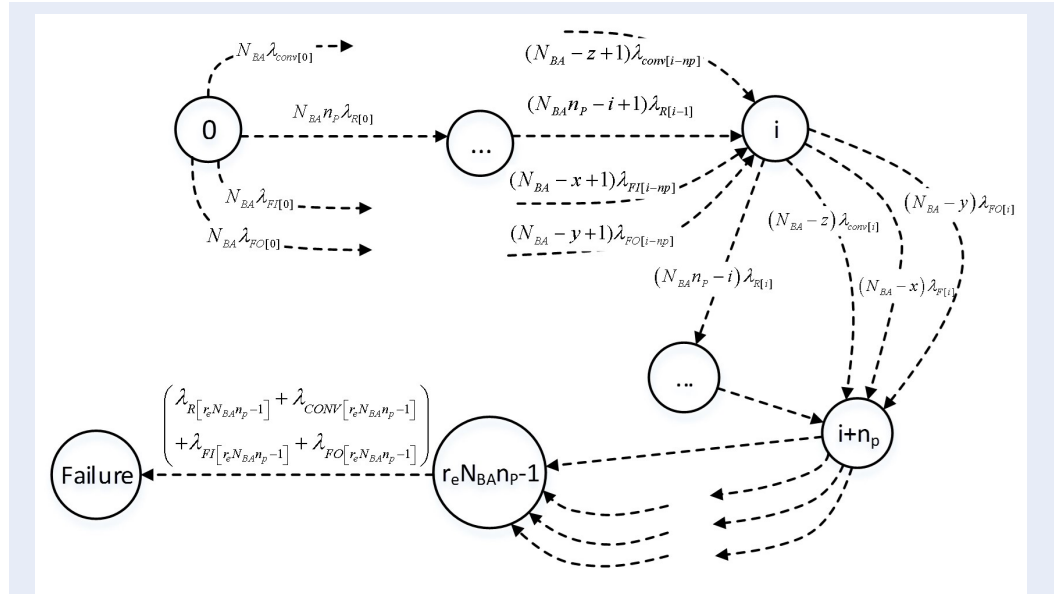
Sơ đồ chuyển trạng thái Markov để đánh giá độ tin cậy hoạt động của toàn bộ hệ thống ABESS được thể hiện trong Hình 4. P_{ij} đại diện cho xác suất của hệ thống ABESS ở một trạng thái mà chuỗi pin mắc song song thứ i và bộ Inverter mắc song song thứ j bị sự cố. Tần suất hư hỏng và sửa chữa của mỗi hệ thống được ký hiệu là $\lambda_{DC-sub-system-ABESS}$, $\mu_{DC-sub-system-ABESS}$, $\lambda_{AC-sub-system-ABESS}$ và $\mu_{AC-sub-system-ABESS}$. Tần suất hư hỏng và sửa chữa của toàn bộ hệ thống ABESS có thể được xác định bằng công thức:

$$\lambda_{ABESS} = \begin{cases} \lambda_{DC-sub-system-ABESS}^* \\ \lambda_{DC-sub-system-ABESS} + \lambda_{DC-sub-system-ABESS}^{**} \end{cases} \quad (42)$$

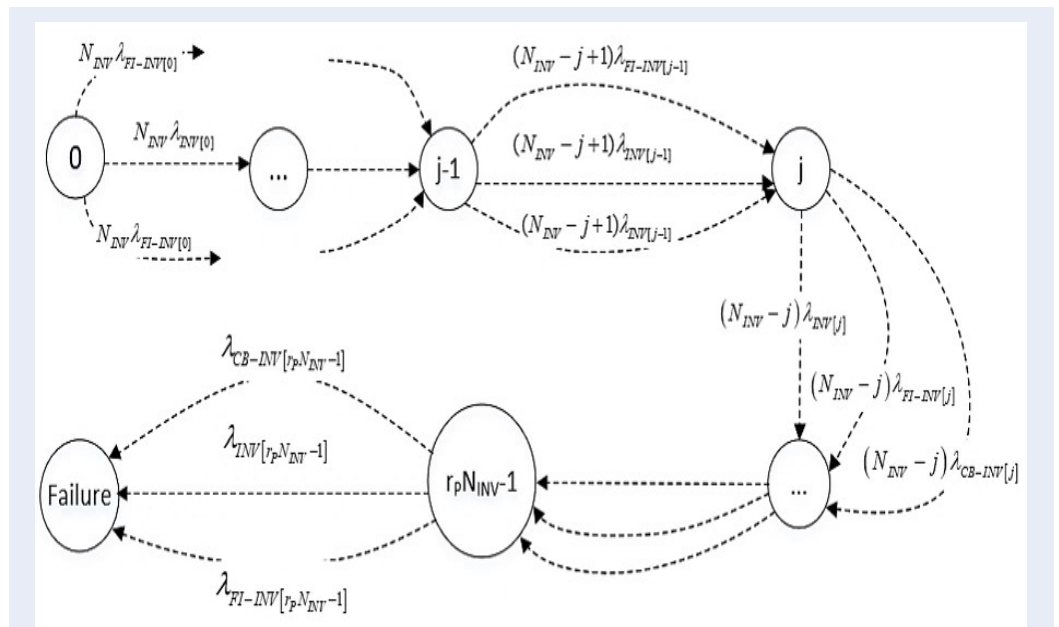
Ký hiệu (*) đại diện cho cho cả tải DC và AC; (**) chỉ tải AC.

$$\begin{aligned} \mu_{ABESS} = & [(\lambda_{DC-sub-system-ABESS} + \lambda_{AC-sub-system-ABESS}) \\ & \times (\mu_{DC-sub-system-ABESS} \cdot \mu_{AC-sub-system-ABESS})] \\ & / (\lambda_{DC-sub-system-ABESS} \cdot \lambda_{AC-sub-system-ABESS} \\ & + \lambda_{DC-sub-system-ABESS} \cdot \mu_{AC-sub-system-ABESS} \\ & + \lambda_{AC-sub-system-ABESS} \cdot \lambda_{DC-sub-system-ABESS}) \end{aligned} \quad (43)$$

Tùy thuộc vào số lượng chuỗi pin mắc song song và các bộ Inverter bị sự cố, xác suất hư hỏng của hệ thống



Hình 2: Sơ đồ chuyển trạng thái Markov cho một hệ thống DC trong hệ thống ABESS



Hình 3: Sơ đồ chuyển trạng thái Markov của hệ thống AC trong hệ thống ABESS

ABESS sẽ khác nhau. Khi một hoặc một số chuỗi pin mắc song song/bộ Inverter bị lỗi thì sẽ xuất hiện các hiện tượng dao động vận hành của hệ thống ABESS. Do đó, tần suất hư hỏng và sửa chữa cho mỗi hệ thống phụ cần được tính toán lại, đặc biệt là những hiện tượng dao động điện áp và tổn thất công suất. Cần lưu ý rằng, tần suất hư hỏng của mỗi hệ thống phụ trong hệ thống ABESS sẽ bằng tổng của tần suất sự cố ước tính theo thời gian sử dụng và tần suất sự cố gây ra bởi hiện tượng dao động điện áp và tổn thất công suất.

Như đã thấy trong Hình 4, phản ứng vận hành hệ thống ABESS được mô tả như sau: Tại thời điểm $t = 0$, hệ thống ABESS được giả định ở trạng thái 0, chẳng hạn, $P_{00}(0) = 1$ và $P_{ij}(0) = 0$ với $i > 0$ và $j > 0$. $\lambda_{DC-sub-system-ABESS[i]}$ là tần suất hư hỏng của hệ thống DC với chuỗi pin mắc song song thứ i bị lỗi; trong khi đó, $\lambda_{AC-sub-system-ABESS[j]}$ là tần suất hư hỏng của hệ thống AC với Inverter mắc song song thứ j bị lỗi. Tổng số trạng thái là số lượng $(r_e N_{BA} n_p)(N_{INV} r_p)$ trong sơ đồ Markov.

$$\frac{dP_{00}}{dt} = -(\lambda_{DC-sub-system-ABESS[1]} + \lambda_{AC-sub-system-ABESS[1]})P_{00} \quad (44)$$

$$\begin{aligned} \frac{dP_{ij}}{dt} = & (\lambda_{DC-sub-system-ABESS[i-1]} \\ & + \lambda_{AC-sub-system-ABESS[i-1]})P_{(i-1)(j-1)} \\ & - (\lambda_{DC-sub-system-ABESS[i]} \\ & + \lambda_{AC-sub-system-ABESS[j]})P_{ij} \end{aligned} \quad (45)$$

Sử dụng phép biến đổi Laplace của P_{ij} , P_{ij}^* , ta có thời gian hư hỏng trung bình của toàn bộ hệ thống ABESS là:

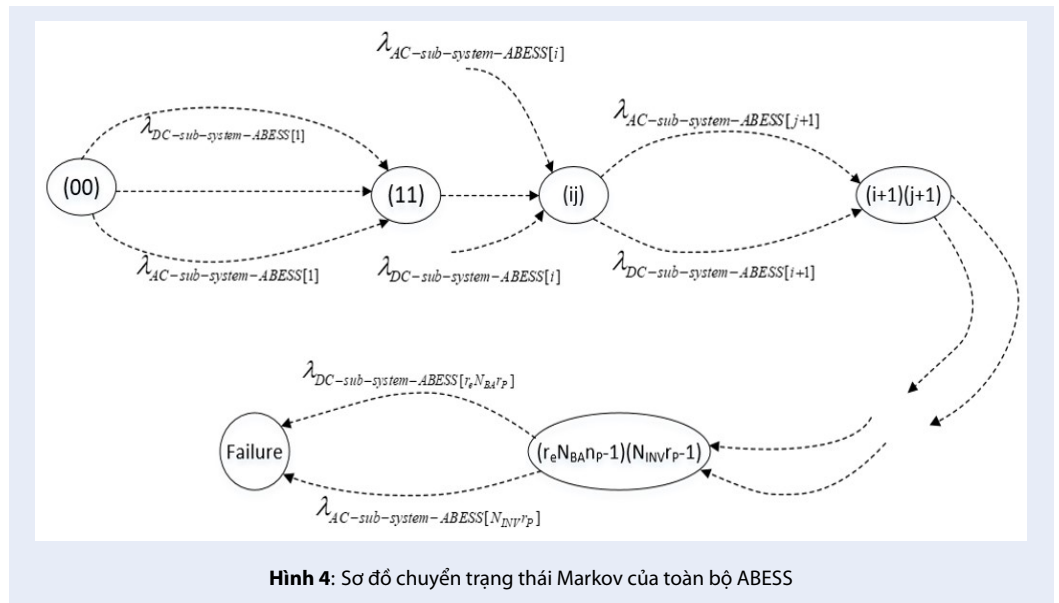
$$MTTF_{ABESS} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{r_e N_{BA} n_p} \sum_{j=1}^{N_{INV} r_p} P_{ij}^*(0)} = \frac{1}{\lambda_{ABESS}} \quad (46)$$

MÔ HÌNH VÀ CÁC KỊCH BẢN MÔ PHỎNG CÁC HIỆN TƯỢNG DAO ĐỘNG TRONG VẬN HÀNH CỦA MỘT LƯỚI ĐIỆN MICROGRID TÍCH HỢP HỆ THỐNG ABESS VÀ HỆ THỐNG PVS

Trong Hình 5, một mô hình mô phỏng một lưới điện MG chứa hệ thống ABESS và hệ thống PVS sẽ được dùng để phân tích, đánh giá độ tin cậy hoạt động của hệ thống ABESS. Hệ thống PVS bao gồm tổng cộng 50 chuỗi pin quang điện – PV mắc song song nhau. Theo đó, mỗi chuỗi gồm 22 tấm pin quang điện PV mắc nối tiếp và có 36 tế bào PV liên kết với nhau trong một tấm pin. Hệ thống ABESS có điện áp danh định là 500

V_{DC} và công suất định mức là 6,58 kAh. Dòng điện nạp/xả danh định của hệ thống ABESS và trạng thái nạp ban đầu được thay đổi tùy theo các trường hợp dao động vận hành khác nhau. Thiết kế tổng thể của hệ thống ABESS được thể hiện trong Bảng 1. Trong đó, tỉ số dự phòng năng lượng r_e được chọn ở mức 0,9 và tỉ số lệ dự phòng công suất r_p được chọn là 0,85. Các giá trị này được lựa chọn dựa trên khuyến cáo của nhà sản xuất, cụ thể như sau: **i)** Đối với tỉ số dự phòng năng lượng r_e , việc lựa chọn cần tính toán thêm xem xét đến lượng công suất thất thoát trong quá trình chuyển đổi (khoảng 10%) và **ii)** Đối với tỉ số dự phòng công suất r_p , cần xem xét đến việc hệ thống ABESS sẽ sử dụng khoảng 05% dung lượng tích trữ trong các mô-đun pin để bù vào phần tổn thất công suất khi thực hiện điều khiển cân bằng công suất giữa ngõ vào và ngõ ra mong muốn. Một bộ chuyển đổi DC-DC có công suất danh định là 25 kW, điện áp ngõ vào định mức 500 V_{DC} và điện áp ngõ ra định mức là 750 V_{DC} . Inverter DC-AC có công suất danh định là 25kW, điện áp DC ngõ vào định mức là 750 V_{DC} và điện áp AC ngõ ra định mức là 220/380 V_{AC} . Ngoài ra, các thiết bị bảo vệ trong hệ thống ABESS như các cầu chì DC và các CB AC được chọn phù hợp với các thông số định mức của bộ chuyển đổi DC-DC và DC-AC.

Việc mô phỏng các hiện tượng dao động trong quá trình vận hành của hệ thống ABESS nhằm mục đích xác định tần suất hư hỏng của các thành phần chính trong hệ thống ABESS phụ thuộc vào hiện tượng dao động điện áp và tổn thất công suất. Các giá trị tần suất hư hỏng này sẽ được sử dụng để đánh giá độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS. Các hiện tượng dao động thường xuất hiện trong vận hành như hiện tượng thay đổi dòng công suất tải, sự hoạt động không ổn định và gián đoạn của các nguồn PV, và ở hai chế độ vận hành hòa lưới và tách lưới sẽ được mô phỏng bằng phần mềm PSCAD. Tương ứng với từng kịch bản vận hành khác nhau, tần suất hư hỏng của từng thành phần trong hệ thống ABESS sẽ thay đổi tương ứng. Các Hình 6 và 7 kết hợp với những nội dung được nêu tại các Bảng 3 và 4 sẽ thể hiện thông tin chi tiết về các kịch bản mô phỏng của hệ thống ABESS trong lưới điện MG có tích hợp hệ thống PVS. Tổng thời gian thực hiện mô phỏng là 50 giây. Theo đó, các giá trị của phụ tải sẽ bắt đầu tăng/giảm từ giây thứ 5 đến giây thứ 13 theo Hình 6. Thêm vào đó, các hiện tượng dao động công suất phát của hệ thống PVS sẽ bắt đầu từ giây thứ 8 đến giây thứ 20. Ngoài ra, hệ thống ABESS sẽ hoạt động ở chế độ hòa lưới từ lúc bắt đầu mô phỏng cho đến giây thứ 20 trước khi chuyển đổi trạng thái hoạt động về chế độ tách lưới từ giây thứ 20 đến giây thứ 35. Sau đó, hệ thống ABESS sẽ hoạt động hòa lưới trở lại. Cần lưu ý rằng, các dao



động công suất của phụ tải và nguồn phát PVS cũng được mô phỏng trong suốt khoảng thời gian hệ thống ABESS hoạt động tách lưới.

Bảng 1: Bảng thống kê số lượng và tần suất hư hỏng trong thiết kế của hệ thống ABESS

| Thông số chính | Mô tả |
|---|-------------------|
| Số mảng pin: | 10 mảng pin |
| Số chuỗi pin trong một mảng: | 9 chuỗi/mảng |
| Số lượng BM trong một chuỗi: | 14 mô-đun |
| Số lượng phần tử pin trong một mô-đun: | 36 phần tử/mô-đun |
| Số bộ chuyển đổi DC-DC: | 10 bộ chuyển đổi |
| Số lượng cầu chì DC tại ngõ vào của bộ chuyển đổi: | 20 cầu chì |
| Số lượng cầu chì DC tại ngõ ra của bộ chuyển đổi: | 20 cầu chì |
| Số lượng cầu chì DC tại ngõ vào của bộ Inverter: | 20 cầu chì |
| Số lượng bộ CB AC: | 10 CB |
| Số lượng bộ Inverter DC-AC: | 10 bộ Inverter |
| <p>Tần suất hư hỏng phụ thuộc thời gian sử dụng (lần/năm), tần suất sửa chữa (lần/năm) được tính toán dựa trên các phương trình đã đề cập tại mục 2.1 của phần 2 thuộc nghiên cứu này và tài liệu²² như sau:</p> <ul style="list-style-type: none"> + Mô-đun pin: 0,0312 lần/năm; 10 lần sửa chữa/năm + Bộ chuyển đổi: 0,1250 lần/năm; 26 lần sửa chữa/năm + Inverter: 0,1430 lần/năm; 21 lần sửa chữa/năm + Cầu chì DC: 0,0500 lần/năm; 52 lần sửa chữa/năm + CB AC: 0,1000 lần/năm; 10 lần sửa chữa/năm + IGBT/MOSFET: 0,3000 lần/năm; 17 lần sửa chữa/năm + Diode: 0,1000 lần/năm; 26 lần sửa chữa/năm + Tụ: 0,4000 lần/năm; 26 lần sửa chữa/năm + Cuộn cảm: 0,4000 lần/năm; 26 lần sửa chữa/năm + Các mô-đun PV: 1,1416 lần/năm; 48 lần sửa chữa/năm | |

Bảng 2: Các thông số quan trọng dành cho việc phân tích độ tin cậy của hệ thống ABESS

| (a) Thiết bị chuyển mạch: IGBTs | | | | | | | | | | |
|--|----------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------|----------------------------|---|-----------------------|----------------------------|-----------------|------------|
| λ_{0TH} | λ | λ_{0TCySJ} | λ_{0RH} | λ_{0Mech} | $F_{TCyCase}$ | F_{TCySJ} | F_{RH} | F_{Mech} | $\Pi_{Induced}$ | Π_{PM} |
| 0,3021 | $0TCyCase$ 0,10 | 0,05 | 0,1 | 0,1 | 1,5 | 1,5 | 1,0 | 1,0 | 2,0 | 1,7 |
| $\Pi_{Process}$ | $V_{r,IGBT}$ (kV) | | R_{HS} ($^{\circ}C/W$) | | R_{RT} ($^{\circ}C/W$) | | T_A ($^{\circ}C$) | | | |
| 4,0 | 10kV | | 0,11 | | 0,640 | | 25 | | | |
| (b) Thiết bị bảo vệ: Cầu chì DC | | | | | | | | | | |
| λ_{0_Fuse} | Π_{TCy} | $\Pi_{Mechanical}$ | | Π_{RH} | Π_{Chi} | $I_{r,Fuse}$ | $\Pi_{Process}$ | | $\Pi_{Induced}$ | Π_{PM} |
| 0,5 | 0,51 | 0,06 | | 0,24 | 0,06 | 1kA | 4,0 | | 2,0 | 1,7 |
| (c) Thiết bị bảo vệ: CB AC | | | | | | | | | | |
| λ_{0_CB} | $\Pi_{Thermal}$ | Π_{TCy} | $\Pi_{Mechanical}$ | | Π_{RH} | | $\Pi_{Process}$ | | $\Pi_{Induced}$ | Π_{PM} |
| 0,85 | 0,21 | 0,02 | 0,06 | | 0,12 | | 4,0 | | 2,0 | 1,7 |
| $I_{nominal}$ | Π_{pole} | Π_{EL_break} | V_{max} (kV) | $\Pi_{load-type}$ | | $\Pi_{manoeuvres}$ | | $V_{nominal}$ (V) | | C_{EL} |
| 1kA | 2,5 | 1,2 | 6kV | 8 | | 1 | | 600V | | 1,19 |
| (d) Thiết bị bảo vệ: Relay | | | | | | | | | | |
| λ_{0_Relay} | $\Pi_{Thermal}$ | Π_{TCy} | $\Pi_{Mechanical}$ | | Π_{RH} | | $\Pi_{Process}$ | | $\Pi_{Induced}$ | Π_{PM} |
| 1,1 | 0,29 | 0,02 | 0,05 | | 0,09 | | 4,0 | | 2,0 | 1,7 |
| Π_{pole} | | Π_{EL_break} | | $\Pi_{load-type}$ | | $\Pi_{manoeuvres}$ | | $V_{nominal_coil}$ (V) | | |
| 2,5 | | 1,2 | | 8 | | 1 | | 600V | | |
| (e) Diode | | | | | | | | | | |
| $\lambda_{0-Diode}$ | $V_{r,diode}$ | I_{ref}^{Diode} (A) | Π_C | Π_Q | Π_E | R^{Diode} (Ω) ở trạng thái ON | | | E_{rec} | |
| 0,005 | 10kV | 150 | 1,0 | 2,4 | 6,0 | 0,0033 | | | 317 (μ J) | |

Continued on next page

Table 2 continued

(f) Tụ điện

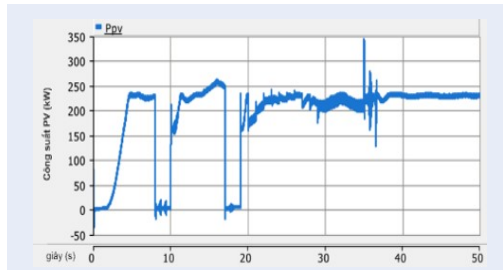
| | | | | | | | | |
|--------------------|--------------------|------------------------------|-----------------------|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|------------|
| λ_{0_Cap} | Π_{TCy} | $\Pi_{Mechanical}$ | γ_{TE} | S_{Ref} | E_a | $\Pi_{Process}$ | $\Pi_{Induced}$ | Π_{PM} |
| 0,85 | 0,51 | 0,05 | 0,7 | 0,55 | 0,4 | 4,0 | 2,0 | 1,7 |
| $V_{r,cap}$ (V) | R_s (Ω) | θ_c [$^{\circ}C/W$] | T_A ($^{\circ}C$) | | $I_{r,max}$ (A) | | | |
| 1000 | 0,02 | 15,6 | 25 | | 1000 | | | |

(g) Cuộn cảm

| | | | | | | | | |
|-------------------------|--------------------|---------------|----------------------------|----------------------------|-------|-----------------|------------------------|------------|
| $\lambda_{0_Inductor}$ | | γ_{TE} | | S_{Ref} | E_a | $\Pi_{Process}$ | $\Pi_{Induced}$ | Π_{PM} |
| 0,25 | | 0,7 | | 0,55 | 0,4 | 4,0 | 2,0 | 1,7 |
| Π_{TCy} | $\Pi_{Mechanical}$ | | R_{HS} ($^{\circ}C/W$) | R_{RT} ($^{\circ}C/W$) | | | R_{ind} (Ω) | |
| 0,8 | 0,26 | | 0,11 | 0,64 | | | 0,008 | |

(h) Các tấm pin quang điện PV

Tần suất hư hỏng của các tấm pin quang điện PV: 1,1416 lần/năm
 Tần suất sửa chữa/bảo trì các tấm pin quang điện PV: 48 lần sửa chữa/năm



Hình 7: Mô phỏng sự thay đổi công suất ngõ ra của hệ thống PVS để khảo sát những ảnh hưởng động học đến hệ thống ABESS

KẾT QUẢ THỬ NGHIỆM VIỆC ĐÁNH GIÁ ĐỘ TIN CẬY CỦA HỆ THỐNG ABESS VÀ THẢO LUẬN

Như đã trình bày trong phần *Mô hình và các kịch bản mô phỏng các hiện tượng dao động trong vận hành của một lưới điện Microgrid tích hợp hệ thống ABESS và hệ thống PVS*, tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS sẽ được đánh giá trong hai trường hợp: **i) có phụ tải DC và AC;** và **ii) chỉ có phụ tải AC.**

Hình 8 thể hiện kết quả độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS trong lưới điện MG khi có hiện tượng dao động trong vận hành và có xem xét cả phụ tải DC và AC. Lưu ý rằng z là trọng số của bộ chuyển đổi DC-DC, và được xác định bằng tỉ số giữa thời gian hoạt động với tổng thời gian dự kiến sử dụng. Trong Hình 8a, tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS dao động trong phạm vi rộng từ 150 đến 300 lần/10⁶ giờ bởi vì hiện tượng dao động trong vận hành diễn ra ngẫu nhiên trong suốt thời gian hoạt động của hệ thống ABESS trong lưới điện MG. Có những hiện tượng dao động đáng chú ý với tần suất hư hỏng trong các khoảng từ 20% đến 35%, từ 50 đến 60% và trên 65% của tổng thời gian dự kiến sử dụng của hệ thống ABESS. Trong các khoảng này, các điểm dữ liệu tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS được phân phối rời rạc. Do đó, khó có thể dự đoán chính xác tần suất sự cố của hệ thống ABESS trong các trường hợp dao động trong vận hành khác nhau. Tuy nhiên, các tác giả quan sát và thấy rằng tần suất hư hỏng cao nhất của hệ thống ABESS là 750 lần/10⁶ giờ sau 65% tổng thời gian dự kiến sử dụng. Hình 8 b chỉ ra độ tin cậy của hệ thống ABESS là một hàm của trọng số z và độ tin cậy này giảm đáng kể trong các khoảng từ 20 đến 35%, từ 50 đến 60% và trên 65% so với tổng thời gian dự kiến hoạt động của hệ thống ABESS. Lưu ý rằng, việc đánh giá độ tin cậy sẽ không còn phù hợp nếu xảy ra các hiện tượng dao động lớn về điện áp làm ảnh hưởng đến thời gian hao mòn của hệ thống ABESS

(chẳng hạn là sau khi đã sử dụng qua 75% tổng thời gian dự kiến sử dụng). Hình 8 c thể hiện thời gian hư hỏng trung bình MTTF của hệ thống ABESS được tính bằng mô hình đánh giá độ tin cậy Markov. Giá trị MTTF thay đổi trong khoảng từ 12 đến 57 năm tương ứng với tần suất xảy ra hiện tượng dao động và trọng số của hệ thống ABESS. Hơn nữa, theo quan sát kết quả sau mô phỏng, ta có thể thấy rằng giá trị MTTF giảm rất nhanh khi xuất hiện các hiện tượng dao động trong vận hành, cụ thể là dao động điện áp và tổn thất công suất. Ngoài ra, việc đánh giá độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS khi xem xét cả phụ tải DC lẫn AC chỉ cần quan tâm đến trọng số z bởi vì toàn bộ hệ thống ABESS sẽ dừng hoạt động khi bộ chuyển đổi DC-DC gặp sự cố.

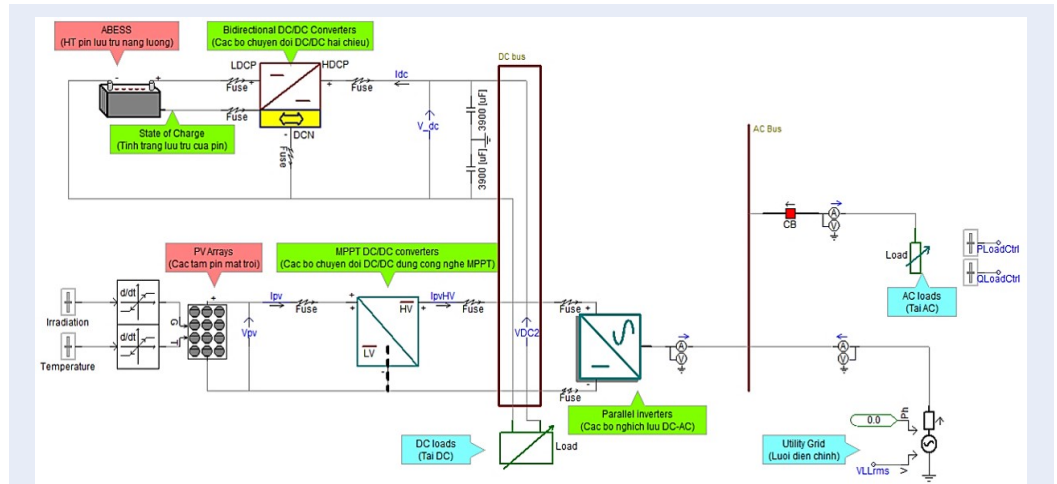
Hình 9 thể hiện kết quả đánh giá độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS trong lưới điện MG khi xuất hiện các hiện tượng dao động và chỉ xem xét đến tải AC. Lưu ý rằng, w là một trọng số được xác định bằng tỷ số giữa thời gian hoạt động với tổng thời gian dự kiến sử dụng của inverter. Trong Hình 9a, tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS dao động trong phạm vi từ 200 đến 600 lần/10⁶ giờ. Các điểm dữ liệu tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS phân phối một cách rời rạc trong các khoảng thời gian từ 20 đến 35%, từ 50 đến 60% và trên 65% trong suốt vòng đời của hệ thống ABESS. Tần suất hư hỏng cao nhất của hệ thống ABESS là 2500 lần/10⁶ giờ sau khi đã hoạt động hơn 65% vòng đời hoạt động. Khi không có hiện tượng dao động trong vận hành, tần suất hư hỏng của hệ thống ABESS giữ ổn định ở mức 250 lần lỗi/10⁶ giờ. Hình 9 b chỉ ra độ tin cậy của hệ thống ABESS là hàm của các trọng số z và w . Độ tin cậy vận hành của hệ thống ABESS sẽ giảm đáng kể khi đã qua sử dụng trên 65% tuổi thọ của hệ thống ABESS. Lưu ý rằng, việc đánh giá độ tin cậy sẽ không còn phù hợp nếu xảy ra các hiện tượng dao động lớn về điện áp làm ảnh hưởng đến thời gian hao mòn của hệ thống ABESS. Hình 9 c cho thấy thời gian hư hỏng trung bình của hệ thống ABESS được tính theo mô hình độ tin cậy Markov. Giá trị MTTF thay đổi trong khoảng từ 04 đến 50 năm tùy theo tần suất hư hỏng của từng thành phần và các trọng số của hệ thống ABESS. Ngoài ra, giá trị MTTF giảm rất nhanh, xuống còn 05 năm đối với các trường hợp dao động trong vận hành xảy ra ở khoảng thời gian trên 65% tuổi thọ của ABESS. Đối với trường hợp đánh giá độ tin cậy của hệ thống ABESS chỉ xem xét phụ tải AC, cả hai trọng số z và w cần được quan tâm bởi vì nếu một trong hai thiết bị chuyển đổi DC-DC hoặc inverter DC-AC gặp sự cố thì độ tin cậy hoạt động của toàn bộ hệ thống ABESS sẽ giảm đáng kể.

Bảng 3: Các kịch bản mô phỏng của hệ thống ABESS bắt đầu tại thời điểm hoạt động hòa lưới (mức SOC của hệ thống ABESS đang chỉ thị ở giá trị 50%)

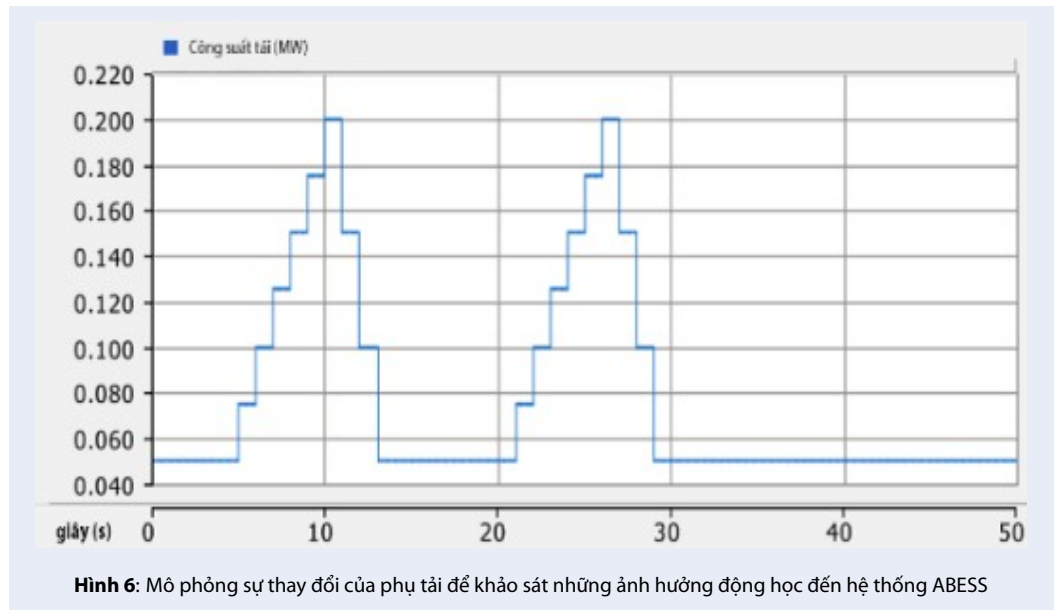
| (a) Hệ thống ABESS hoạt động ở chế độ hòa lưới: Từ thời điểm bắt đầu mô phỏng đến giấy thứ 20 | | | | | |
|--|-----------------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| Công suất của phụ tải (kW): | Giấy thứ 5 75 kW | Giấy thứ 6 100 kW | Giấy thứ 7 125 kW | Giấy thứ 8 150 kW | Giấy thứ 9 175 kW |
| | Giấy thứ 10 200 kW | Giấy thứ 11 150 kW | Giấy thứ 12 100 kW | Giấy thứ 13 50 kW | |
| Bức xạ nhiệt (W/m ²): | Giấy thứ 14 800 | Giấy thứ 15 900 | Giấy thứ 16 1000 | Giấy thứ 17 800 | |
| Trạng thái của hệ thống PVS: | Từ giấy thứ 8 đến 10 OFF | | Từ giấy thứ 17 đến giấy thứ 19 OFF | | |
| (b) Hệ thống ABESS hoạt động ở chế độ tách lưới: Từ giấy thứ 20 đến giấy thứ 35 | | | | | |
| Công suất của phụ tải (kW): | Giấy thứ 21 75 kW | Giấy thứ 22 100 kW | Giấy thứ 23 125 kW | Giấy thứ 24 150 kW | Giấy thứ 25 175 kW |
| | Giấy thứ 26 200 kW | Giấy thứ 27 150 kW | Giấy thứ 28 100 kW | Giấy thứ 29 50 kW | |
| Bức xạ nhiệt (W/m ²): | Giấy thứ 30 800 | Giấy thứ 31 900 | Giấy thứ 32 1000 | Giấy thứ 33 đến giấy thứ 35 800 | |
| (c) Hệ thống ABESS hoạt động ở chế độ hòa lưới: Từ giấy thứ 35 trở đi | | | | | |

Bảng 4: Các kịch bản mô phỏng của hệ thống ABESS bắt đầu tại thời điểm hoạt động tách lưới (mức SOC của hệ thống ABESS đang chỉ thị ở giá trị 80%)

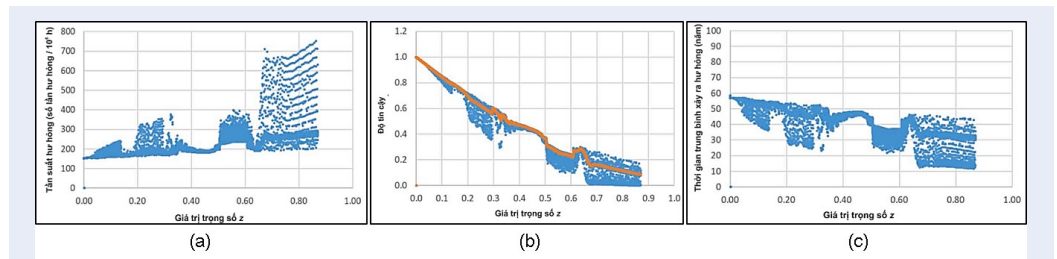
| (a) Hệ thống ABESS hoạt động ở chế độ tách lưới: Từ thời điểm bắt đầu mô phỏng đến giấy thứ 20 | | | | | |
|---|-----------------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------------------|-----------------------|
| Công suất của phụ tải (kW): | Giấy thứ 5 75 kW | Giấy thứ 6 100 kW | Giấy thứ 7 125 kW | Giấy thứ 8 150 kW | Giấy thứ 9 175 kW |
| | Giấy thứ 10 200 kW | Giấy thứ 11 150 kW | Giấy thứ 12 100 kW | Giấy thứ 13 50 kW | |
| Bức xạ nhiệt (W/m ²): | Giấy thứ 14 800 | Giấy thứ 15 900 | Giấy thứ 16 1000 | Giấy thứ 17 800 | |
| Trạng thái của hệ thống PVS: | Từ giấy thứ 8 đến 10 OFF | | Từ giấy thứ 17 đến giấy thứ 19 OFF | | |
| (b) Hệ thống ABESS hoạt động ở chế độ hòa lưới: Từ giấy thứ 20 đến giấy thứ 35 | | | | | |
| Công suất của phụ tải (kW): | Giấy thứ 21 75 kW | Giấy thứ 22 100 kW | Giấy thứ 23 125 kW | Giấy thứ 24 150 kW | Giấy thứ 25 175 kW |
| | Giấy thứ 26 200 kW | Giấy thứ 27 150 kW | Giấy thứ 28 100 kW | Giấy thứ 29 50 kW | |
| Bức xạ nhiệt (W/m ²): | Giấy thứ 30 800 | Giấy thứ 31 900 | Giấy thứ 32 1000 | Giấy thứ 33 đến giấy thứ 35 800 | |
| (c) Hệ thống ABESS hoạt động ở chế độ tách lưới: Từ giấy thứ 35 trở đi | | | | | |



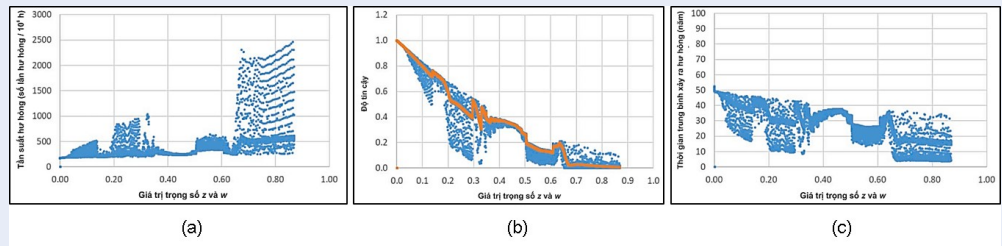
Hình 5: Mô hình mô phỏng của hệ thống ABESS trong lưới điện MG tích hợp với hệ thống PVS



Hình 6: Mô phỏng sự thay đổi của phụ tải để khảo sát những ảnh hưởng động học đến hệ thống ABESS



Hình 8: Kết quả đánh giá độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS khi xem xét cả phụ tải DC và AC; (a) tần suất hư hỏng, (b) độ tin cậy và (c) MTTF tương ứng với trọng số của hệ thống ABESS



Hình 9: Kết quả đánh giá độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS khi chỉ xem xét phụ tải AC; (a) tần suất hư hỏng, (b) độ tin cậy và (c) MTTF tương ứng với trọng số của hệ thống ABESS

KẾT LUẬN

Trong nghiên cứu này, một phương pháp đánh giá độ tin cậy hai bước dựa trên các mô hình Markov cho hệ thống ABESS trong lưới điện Microgrid khi xuất hiện các hiện tượng dao động trong vận hành được trình bày. Độ tin cậy của toàn bộ hệ thống ABESS đã được đánh giá bằng cách chia nhỏ thành hai hệ thống phụ, gồm hệ thống DC phục vụ cấp nguồn cho tải DC và hệ thống AC phục vụ cấp nguồn cho tải AC. Các kịch bản dao động trong vận hành ngẫu nhiên của hệ thống ABESS và hệ thống PV trong MG được thiết kế và mô phỏng bằng phần mềm PSCAD. Kết quả độ tin cậy của ABESS được cho thấy những kinh nghiệm quý báu sau:

1. Khi các hiện tượng dao động của hệ thống ABESS xảy ra ngẫu nhiên trong khoảng thời gian trên 65% vòng đời thì tần suất xuất hiện hư hỏng tăng rất nhanh tương ứng với số lần yêu cầu sửa chữa do giá trị MTTF giảm mạnh; và việc đánh giá độ tin cậy của hệ thống ABESS không còn quan trọng ở giai đoạn này.
2. Giá trị MTTF giảm rất nhanh khi xuất hiện các hiện tượng dao động trong vận hành, cụ thể là dao động điện áp và tổn thất công suất.
3. Độ tin cậy của hệ thống ABESS có thể được cải thiện bằng cách giảm thiểu các dao động trong vận hành, chủ yếu là giảm các hiện tượng dao động điện áp, nhiệt độ và tổn thất công suất của các thành phần chính trong hệ thống ABESS.

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

ABESS: Hệ thống pin lưu trữ năng lượng – Aggregate Battery Energy Storage System

MBESS: Hệ thống tích trữ năng lượng di động – Mobile Battery Energy Storage System

WTGS: Hệ thống phát điện gió – Wind Turbine Generation System

ESS: Hệ thống lưu trữ năng lượng - Energy Storage System

PVS: Hệ thống pin quang điện – Photovoltaic Generating System

RES: Nguồn năng lượng tái tạo – Renewable Energy Source

AC: Điện xoay chiều – Alternating Current

DC: Điện một chiều – Direct Current

MTTF: Thời gian hư hỏng trung bình – Mean Time To Failure

TDFR: Tần suất hư hỏng dựa trên thời gian đã hoạt động – Time-dependent Failure Rate

MCS: Mô phỏng Monte Carlo – Monte Carlo Simulation

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

Nhóm tác giả xin cam đoan rằng không có bất kỳ xung đột lợi ích nào trong công bố bài báo.

ĐÓNG GÓP CỦA TÁC GIẢ

Bùi Minh Dương, Lê Duy Phúc, Nguyễn Thanh Hoan đưa ra ý tưởng viết bài, đóng góp diễn giải phương pháp thực hiện, kết quả mô phỏng, những phân tích, thảo luận của nghiên cứu và viết bản thảo.

Bành Đức Hoài, Huỳnh Công Phúc và Nguyễn Việt Dũng tham gia hỗ trợ thu thập dữ liệu, kiểm tra lại bài viết, đóng góp phần tổng quan và kết luận của bài viết.

Trần Nguyên Khang, Hoàng Minh Phúc và Đoàn Ngọc Minh tham gia thu thập dữ liệu, chạy kết quả mô phỏng và kiểm tra lại chính tả, kết quả của bài viết.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Liu M, et al. Reliability Evaluation of Large Scale Battery Energy Storage Systems. IEEE Transaction on Smart Grid. 2017;8(6):2733–2743. Available from: <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2536688>.
2. Hu P, Karki R, Billinton R. Reliability evaluation of generating systems containing wind power and energy storage. IET Gener Transm Distrib. 2009;3(8):783–791. Available from: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2008.0639>.

3. Bagen, Billinton R. Incorporating well-being considerations in generating systems using energy storage. *IEEE Trans Energy Convers.* 2005;20(1):225–230. Available from: <https://doi.org/10.1109/TEC.2004.842376>.
4. Bakirtzis AG. A probabilistic method for the evaluation of the reliability of standalone wind energy systems. *IEEE Trans Energy Convers.* 1992;7(1):99–107. Available from: <https://doi.org/10.1109/60.124548>.
5. Manenti A, Abba A, Merati A, Savaresi SM, Geraci A. A new BMS architecture based on cell redundancy. *IEEE Trans Ind Electron.* 2011;58(9):4314–4322. Available from: <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2095398>.
6. Jin F, Shin KG. Pack sizing and reconfiguration for management of large-scale batteries. *Proc IEEE/ACM 3rd Int Conf Cyber Phys Syst*, Beijing, China, Apr. 2012;p. 138–147. Available from: <https://doi.org/10.1109/ICCP.2012.22>.
7. Chen Y, et al. Reliability evaluation of distribution systems with mobile energy storage systems. *IET Renewable Power Generation.* 2016;10(10):1562–1569. Available from: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0608>.
8. Adefarati T, Bansal RC. Reliability assessment of distribution system with the integration of renewable distributed generation. *Applied Energy*, Vol. 2017;185:158–171. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.087>.
9. Adefarati T, Bansal RC. Reliability and economic assessment of a microgrid power system with the integration of renewable energy resources. *Applied Energy.* 2017;206:911–933. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.228>.
10. Adefarati T, Bansal RC. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: a review. *IET Renewable Power Generation.* 2016;10(7):873–884. Available from: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0378>.
11. Belfkira R, Zhang L, Barakat G. Optimal sizing study of hybrid wind/PV/diesel power generation unit. *Solar Energy.* 2011;85:100–110. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.10.018>.
12. Li C. Techno- economic feasibility study of autonomous hybrid wind/PV/battery power system for a household in Urumqi, China. *Energy.* 2013;55:263–272. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.03.084>.
13. Priyanka P, Patidar NP, Nema RK. A novel method for reliability assessment of autonomous PV-wind-storage system using probabilistic storage model. *Electrical Power and Energy Systems.* 2014;55:692–703. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.10.010>.
14. Sandelic M, Sangwongwanich A, Blaabjerg F. Reliability evaluation of pv systems with integrated battery energy storage systems: DC-coupled and AC-coupled configurations. *Electronics.* 2019;8(9):1059–1078. Available from: <https://doi.org/10.3390/electronics8091059>.
15. Zhao JF, Oh UJ, Choi JS, Lee KY. Probabilistic reliability evaluation on a power system considering wind energy with energy storage systems in China. *IFAC PapersOnLine.* 2018;51(28):534–539. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.11.758>.
16. Zhao JF, Oh UJ, Choi JS. Power system reliability evaluation including capacity credit considering wind energy with energy storage systems in China. *IFAC PapersOnLine.* 2019;52(4):348–353. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2019.08.234>.
17. Escaleraa A, Prodanovića M, Castronuovob ED. Analytical methodology for reliability assessment of distribution networks with energy storage in islanded and emergency-tie restoration modes. *Elect. Power Energy Syst.* 2019;107:735–744. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.12.027>.
18. Yingying C, et al. Reliability evaluation of distribution systems with mobile energy storage systems. *IET Renew Power Gener.* 2016;10(10):1562–1569. Available from: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0608>.
19. Chowdhury AA, Koval DO. Power distribution system reliability. *IEEE Inc.* 2009; Available from: <https://doi.org/10.1002/9780470459355>.
20. Billinton R, Allan RN. Reliability evaluation of power systems. Plenum Press, New York. 1996; Available from: <https://doi.org/10.1007/978-1-4899-1860-4>.
21. Hamoud GA. Use of Markov models in assessing spare transformer requirements for distribution stations. *IEEE Trans Power Syst.* 2012;27(2):1098–1104. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2011.2177999>.
22. FIDES Group, FIDES Guide 2009, Issue A, Reliability Methodology for Electronic Systems. 2009;.
23. Kim WW, et al. Operation scheduling for an energy storage system considering reliability and aging. *Energy.* 2017;141:389–397. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.091>.
24. Berndt D. Maintenance-free batteries. England: Wiley. 1994;.
25. U.S. DOD, Military Handbook MIL-HDBK-217 Notice 2, Reliability Prediction of Electronic Equipment Washington, DC. 1995;.
26. Li W. Risk assessment of power systems: methods and applications. 2nd ed. Piscataway, NJ, USA: IEEE Press. 2014;.
27. Liu M, Li W, Wang C, Billinton R, Yu J. Reliability evaluation of a tidal power generation system considering tidal current speeds. *IEEE Trans Power Syst.* 2016;31(4):3179–3788. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2473797>.
28. Infineon. IGBT Modules; Available from: <http://www.infineon.com/cms/en/product/power/igbt/igbt-module/channel.html?channel=>.
29. Dhople SV, Davoudi A, Dominguez-Garcia AD, Chapman PL. A unified approach to reliability assessment of multiphase DC-DC converters in photovoltaic energy conversion systems. *IEEE Trans Power Electron.* 2012;27(2):739–751. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2103329>.

An assessment methodology on reliability of Aggregate Battery Energy Storage System considering dynamic operation

Duong Bui Minh¹, Phuc Le Duy^{2,1,*}, Hoan Nguyen Thanh², Khang Tran Nguyen², Phuc Hoang Minh², Phuc Huynh Cong², Minh Doan Ngoc², Hoai Binh Duc², Dung Viet Nguyen²



Use your smartphone to scan this QR code and download this article

ABSTRACT

Nowadays, distributed generators in Microgrids (MG) are developed to exploit the clean and renewable energy from nature, such as solar irradiation, wind power, tidal wave, etc. Accordingly, an Aggregate Battery Energy Storage System (ABESS) is implemented to achieve the stability and reliability of MG. To be clearly described, the ABESS will play a main role as a power controller in supply-demand operation of MG. In order to demonstrate significance and importance of ABESS in the MG, its operation reliability will be introduced in this paper. The authors will use an analytical methodology based on Markov models to assess the operation reliability of the whole ABESS under dynamic operation cases. According to dynamic operation cases of MG with the ABESS and Photovoltaic Generation System (PVS), the failure rate of the ABESS is different. Simulations and test results are presented and discussed to prove that the operation reliability of the ABESS in the MG significantly depends on different dynamic operation along with the voltage dynamic and power loss.

Key words: Reliability Assessment, Aggregate Battery Energy Storage System, Microgrid, Failure Rate

¹Institute of Engineering, Ho Chi Minh University of Technology (HUTECH), Vietnam

²Ho Chi Minh City Power Corporation, Vietnam

Correspondence

Phuc Le Duy, Ho Chi Minh City Power Corporation, Vietnam

Institute of Engineering, Ho Chi Minh University of Technology (HUTECH), Vietnam

Email: phucl@hcmpp.com.vn

History

- Received: 10-3-2020
- Accepted: 15-5-2020
- Published: 16-8-2020

DOI : 10.32508/stdjet.v3i2.682



Copyright

© VNU-HCM Press. This is an open-access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 International license.



Cite this article : Bui Minh D, Le Duy P, Nguyen Thanh H, Tran Nguyen K, Hoang Minh P, Huynh Cong P, Doan Ngoc M, Binh Duc H, Viet Nguyen D. **An assessment methodology on reliability of Aggregate Battery Energy Storage System considering dynamic operation.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology*; 3(2):395-415.