

NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG ĐIỆN MẶT TRỜI KHU VỰC TỈNH NINH THUẬN VÀ BÌNH THUẬN

SOLUTION OF SOLAR ENERGY STORAGE IN NINH THUAN AND BINH THUAN PROVINCES

Đinh Thành Việt^{1*}, Lê Cao Quyên², Trần Viết Thành²

¹Đại học Đà Nẵng

²Công ty CP Tư vấn Xây dựng Điện 4

*Tác giả liên hệ: dtviet@ac.udn.vn

(Nhận bài: 17/6/2021; Chấp nhận đăng: 04/8/2021)

Tóm tắt - Trong giai đoạn 2017 – 2020, tổng công suất điện mặt trời đưa vào vận hành trên cả nước đã lên đến 6.000 MW. Đặc biệt tổng công suất đặt điện mặt trời hai tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận chiếm khoảng 42% tổng công suất đặt nguồn điện mặt trời cả nước. Tốc độ phát triển nguồn điện lớn tập trung tại một khu vực đã tạo ra một số thách thức rất lớn trong vận hành hệ thống điện. Trong thời gian qua, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia đã phải thực hiện việc giảm phát các nhà máy điện mặt trời trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận - Bình Thuận để vận hành an toàn hệ thống điện. Bài báo phân tích các thách thức của hệ thống điện khu vực tỉnh Ninh Thuận - Bình Thuận hiện tại, đề xuất giải pháp sử dụng bộ lưu trữ năng lượng (BESS) để vận hành an toàn và hiệu quả trong hệ thống điện khu vực, đánh giá tác động của BESS đến vận hành an toàn hệ thống điện Miền Nam, đặc biệt là ổn định tần số hệ thống điện.

Từ khóa - Điện mặt trời; hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS); Điều độ hệ thống điện Quốc gia; hệ thống điện; tần số

1. Đặt vấn đề

Trong những năm gần đây, việc khuyến khích phát triển điện mặt trời đã làm tăng nhanh tỷ trọng nguồn năng lượng điện mặt trời (ĐMT) trong thời gian ngắn và đã gây tác động rất lớn đến việc vận hành hiệu quả hệ thống điện (HTĐ). Đặc biệt tại khu vực hai tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận đến nay đã có khoảng 3.904 MW được ký PPA (hợp đồng mua bán điện), trong đó đã đưa vào vận hành 2320 MWp điện mặt trời (35 nhà máy). Đến hết năm 2020 và đầu năm 2021 khu vực này sẽ bổ sung thêm 1.116 MWp điện mặt trời (22 dự án) và 1.043 MW điện gió (29 dự án). Số lượng các dự án điện gió và mặt trời đang trình hồ sơ bổ sung quy hoạch là 44 dự án với tổng công suất là 977.9 MW (điện gió) cùng với 2183 MWp (điện mặt trời). Ngoài ra, tại tỉnh Ninh Thuận đang trình các thủ tục bổ sung quy hoạch các nhà máy năng lượng tái tạo đầu nối vào hệ thống điện Quốc gia với khoảng 26 nhà máy điện mặt trời (2.152 MWp) và 14 dự án điện gió (tổng công suất khoảng 1.542 MW) [1]-[3].

Hiện cũng đã có một số công trình nghiên cứu về vấn đề tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo vào hệ thống điện Việt Nam một cách hợp lý [4]-[6]. Bên cạnh đó, việc đánh giá các tác động của sự phát triển mạnh mẽ nguồn năng lượng tái tạo đến việc vận hành hệ thống điện khu vực Miền Nam, đặc biệt các tỉnh Ninh Thuận - Bình

Abstract - In the period 2017 - 2020, the new solar farms have been put into operation in the whole country with a total capacity of 6.000 MW. In particular, the solar farms at Ninh Thuan and Binh Thuan provinces accounts for about 42% of the total capacity. The rapid growth of power sources which concentrated in one area have created the challenges to the power system operation. Recently, the National Load Dispatch Center has decreased the generated solar power in Ninh Thuan - Binh Thuan provinces to safely operate the power system. In the paper, the authors analyzed challenges in Ninh Thuan-Binh Thuan regional power system operation, proposed solution to use the Battery Energy Storage System (BESS) for the safe and efficient operation of this regional power system, evaluated the impact of BESS to security in the Southern Vietnam power system operation, especially to the frequency stability of the power system.

Key words - Solar Energy; Battery Energy Storage System (BESS); National Load Dispatch Centre; power system; frequency

Thuận là rất cần thiết. Hiện đã có một số công trình nghiên cứu có liên quan đến vấn đề vận hành hệ thống điện có tích hợp nguồn điện tái tạo tại Ninh Thuận, Bình Thuận như [7], [8], nhưng vẫn chưa cụ thể về việc đề xuất phương án đảm bảo vận hành an toàn hệ thống điện cho khu vực tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận.

Trong khi nguồn phát điện tại chỗ rất lớn thì nhu cầu phụ tải của Ninh Thuận và Bình Thuận lại rất nhỏ. Theo tính toán của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện quốc gia, nhu cầu phụ tải tại tỉnh Ninh Thuận hiện chỉ dao động từ 100-115 MW và Bình Thuận từ 250-280 MW. Chính vì vậy, công suất nguồn điện dư thừa cần phải truyền tải đi từ hai tỉnh này là rất lớn, lên đến khoảng từ 7.700 MW - 8.800 MW (bao gồm cả các nguồn điện truyền thống).

Để triển khai một dự án điện mặt trời chỉ mất khoảng 6 tháng, trong khi để thực hiện một dự án lưới điện truyền tải 220 kV, 500 kV thì mất khoảng 3-5 năm. Sự phát triển nóng của các nhà máy điện mặt trời đã dẫn tới tình trạng đa số các đường dây, trạm biến áp (TBA) từ 110-500 kV trên địa bàn hai tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận đều quá tải. Trong khi đó, các dự án lưới điện nhằm giải tỏa công suất cho các nhà máy điện mặt trời lại gặp không ít khó khăn. Ngoài ra, trong vận hành hàng ngày, các biến động thời tiết như hiện tượng mây che diện rộng có thể thay đổi rất lớn lượng công suất phát của nguồn điện mặt trời. Do diễn biến

¹ The University of Danang (Dinh Thanh Viet)

² Power Engineering Consulting Joint Stock Company 4 (Le Cao Quyen, Tran Viet Thanh)

xảy ra trong thời gian ngắn nên tác động của hiện tượng này đến hệ thống điện là rất phức tạp như làm thay đổi (sụt, trôi) điện áp, tần số một cách nhanh chóng, tức thời. Vì vậy, trong bài báo phân tích các thách thức và đưa ra các giải pháp đầu tư thiết bị BESS tại khu vực tỉnh Ninh Thuận, vị trí tại trạm biến áp 500kV Thuận Nam (nút tập trung công suất lớn tại hai tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận để truyền tải vào miền Nam) để điều độ hợp lý nguồn năng lượng tái tạo với trọng tâm là nhà máy điện mặt trời, giảm thiểu áp lực cho lưới truyền tải đồng thời đảm bảo ổn định hệ thống điện.

2. Các vấn đề vận hành hệ thống điện đã gặp với nguồn năng lượng điện mặt trời

2.1. Trên thế giới

Trên thế giới đối với một số nước sử dụng năng lượng điện mặt trời cũng đã có những hiện tượng ghi nhận việc thay đổi bức xạ mặt trời làm giảm lượng công suất cung cấp cho hệ thống một cách đáng kể. Vào năm 2015, khu vực Châu Âu bị mất một lượng công suất nguồn rất lớn do hiện tượng mây che các trang trại điện mặt trời. Trong đó, riêng Đức mất khoảng từ 6 GW đến hơn 13 GW trong khoảng thời gian hơn 15 phút [9].

Hiện tượng mây che gây sụt giảm mạnh công suất tâm pin, tác động lớn đến thay đổi tần số, điện áp lưới điện. Với các nhà máy điện mặt trời, các thiết bị inverter đều được thiết kế với khả năng bám lưới, nhưng khi việc thay đổi bức xạ mặt trời có thời gian tồn tại lâu hơn khả năng bám lưới của inverter thì việc tách lưới của các nhà máy điện mặt trời có thể xảy ra và dẫn đến rã lưới là điều khó tránh khỏi. Việc hệ thống điện đột ngột mất hàng ngàn MW công suất không được dự báo trước có thể gây ra các vấn đề mất ổn định hệ thống điện một cách nghiêm trọng.

2.2. Tại Việt Nam

Trong thời gian qua, việc đưa nhanh chóng nguồn năng lượng tái tạo với công suất rất lớn vào hệ thống khi lưới điện phát triển chưa đồng bộ đã gây ra ã tải và quá tải. Trong thực tế vận hành đến thời điểm hiện tại, trên các tuyến đường dây chính, máy biến áp 220 kV/500 kV đã có tình trạng ã tải và quá tải [1] như là: ã tải trạm 500 kV Vĩnh Tân – 2x900 (74%), trạm 500 kV Di Linh (96%), đường dây 220 kV Đa Nhim – Đức Trọng – Di Linh (100%); Quá tải các đường dây 220 kV Nha Trang – Thiên Tân, Quán Thẻ - Vĩnh Tân, Trung Nam – Vĩnh Tân; Quá tải các đường dây 110 kV Ninh Thuận – Tháp Chàm, ĐMT Ecosuido Tuy Phong – Phan Rí, ĐMT CMX – Tháp Chàm...

Để chống quá tải, điều độ hệ thống điện Quốc gia đã thực hiện phân bố công suất phát giữa các nhà máy bao gồm cả thủy điện Đa Nhim và các thủy điện nhỏ khu vực Ninh Thuận, Lâm Đồng; Đồng thời tiến hành giảm phát 380 MW các nguồn điện ở lưới 110 kV, 230 MW các nguồn điện ở lưới 220 kV. Trong nhiều chế độ vận hành hệ thống điện Quốc gia đã xuất hiện tình trạng thừa nguồn, dẫn đến phải giảm phát nguồn năng lượng tái tạo, tiêu biểu như ngày chủ nhật 11/10/2020 trong thời gian 10h30-12h30 đã phải giảm 850 MW (giảm phát từ 3.600 MW xuống còn 2.750 MW) để đảm bảo vận hành hệ thống an toàn.

2.3. Nhận xét

Với lượng công suất nguồn năng lượng quá lớn tập

trung tại một khu vực, xa phụ tải, việc thiếu hụt nguồn cung cấp cho nhu cầu phụ tải do biến động thời tiết cũng gây ảnh hưởng lớn đến điện áp, tần số lưới điện. Do các thiết bị của nhà máy điện chủ yếu là các thiết bị điện tử công suất, chịu ảnh hưởng rất lớn từ sự thay đổi của điện áp, tần số, nên những ảnh hưởng này có thể làm các nhà máy điện bị cách ly ra khỏi hệ thống và gây ra sự mất cân đối lớn giữa nguồn và tải dẫn đến mất ổn định hệ thống. Ngoài ra, tình trạng quá tải cục bộ cũng như có quá nhiều nguồn điện mặt trời tại một khu vực cũng dẫn đến mất cân bằng đồ thị điều độ hệ thống điện giữa nguồn và phụ tải, gây khó khăn trong điều phối vận hành tối ưu hệ thống.

Để giải quyết vấn đề này, ở các nước tiên tiến đang nghiên cứu sử dụng giải pháp thiết bị lưu trữ năng lượng BESS [10], [11], [12]. Ngoài ra, cũng đã có một số công trình nghiên cứu đưa ra giải pháp lưu trữ năng lượng BESS để hỗ trợ cho vận hành hệ thống điện Việt Nam có tích hợp nguồn năng lượng tái tạo [13], [14]. Tuy nhiên, chưa có công bố cụ thể về việc đưa BESS vào để tính toán giải quyết vấn đề thừa nguồn năng lượng tái tạo tại Ninh Thuận – Bình Thuận khi tích hợp vào hệ thống điện Miền Nam Việt Nam.

3. Đề xuất giải pháp

Trước các vấn đề nêu trên, trong bài báo nghiên cứu sử dụng hệ thống lưu trữ năng lượng BESS được lấy một phần từ các nhà máy điện mặt trời, cũng như nguồn điện lưới dự thừa và kịp thời cung cấp đối ứng phần nguồn điện mặt trời bị mất do biến động thời tiết, cũng như điều tiết chế độ vận hành theo nhu cầu phụ tải theo các tiêu chí kỹ thuật và kinh tế. Việc này đảm bảo đáp ứng tần số của hệ thống theo yêu cầu vận hành, tránh việc bị tách lưới của các nhà máy điện mặt trời do hiện tượng vượt tần số cho phép. Ngoài việc xử lý các vấn đề kỹ thuật đã nêu, các hệ thống lưu trữ năng lượng vẫn có thể tham gia phát điện hàng ngày theo điều độ vận hành tối ưu hệ thống.

Trong bài báo thực hiện hai nghiên cứu:

- Nghiên cứu 1: Thực hiện đánh giá mức độ cần thiết của hệ thống lưu trữ năng lượng BESS thông qua mô phỏng hệ thống các nhà máy điện truyền thống (thủy điện, nhiệt điện...) và năng lượng tái tạo trong thời gian vận hành bình thường theo quy hoạch.

- Nghiên cứu 2: Đánh giá tần số hệ thống điện khu vực Ninh Thuận – Bình Thuận khi có hoặc không có BESS với trường hợp ã mây che phủ lớn có thể thay đổi bức xạ năng lượng mặt trời và làm thay đổi lớn về công suất phát ra của nhà máy điện mặt trời.

3.1. Nghiên cứu 1

3.1.1. Kích bản tính toán

Bài báo thực hiện các tính toán mô phỏng hệ thống điện có các nhà máy điện truyền thống (thủy điện, nhiệt điện...), năng lượng tái tạo. Trong tính toán sẽ xem xét hai phương án khi không có và có hệ thống lưu trữ năng lượng BESS trong hệ thống điện khu vực Ninh Thuận - Bình Thuận. Các tính toán dựa trên tiêu chí vận hành tối ưu hệ thống điện qua chi phí vận hành, đồng thời đáp ứng yêu cầu kỹ thuật trong vận hành hàng ngày. Trong bài báo tập trung tính toán cho vận hành 24h, hàng năm đối với hệ thống điện Miền Nam với hai

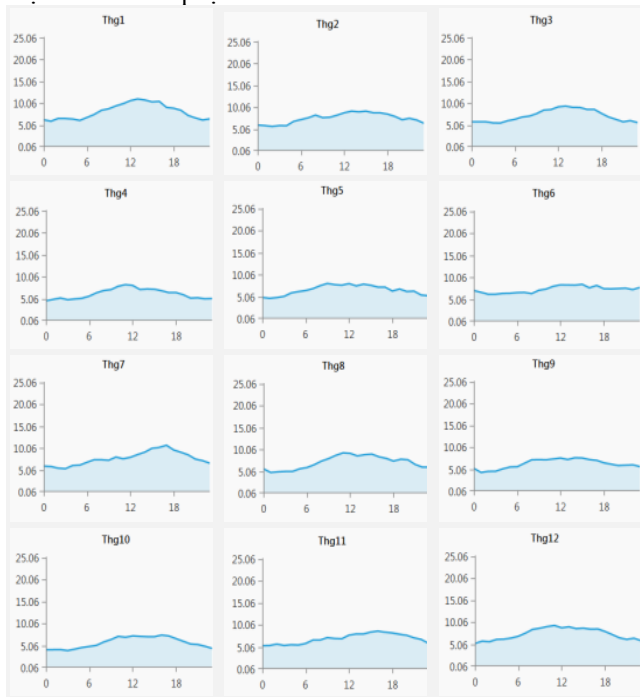
phương án như bên dưới, trong đó nguồn điện truyền thống khu vực miền Nam được cập nhật theo tiến độ nguồn khả thi:

Phương án 1: Hệ thống điện Miền Nam vận hành không có hệ thống lưu trữ năng lượng BESS.

Phương án 2: Hệ thống điện Miền Nam vận hành có hệ thống lưu trữ năng lượng BESS.

3.1.2. Mô hình tính toán

Trong bài báo sử dụng phần mềm PDPAT II (Công cụ hỗ trợ lập kế hoạch phát triển điện, là phần mềm phân tích hệ thống điện do TEPCO phát triển, PDPAT được sử dụng để phân tích khả năng cung cấp điện và chi phí vận hành hệ thống) để mô phỏng tính toán, phân tích tối ưu hệ thống điện, huy động phát điện tối ưu theo kịch bản tiến độ nguồn đưa vào đến năm 2025. Trong đó, tập trung phân tích nguồn điện và nhu cầu phụ tải miền Nam.



Hình 1. Biểu đồ tốc độ gió trung bình hàng ngày điển hình 12 tháng khu vực Miền Nam (m/s) [19]

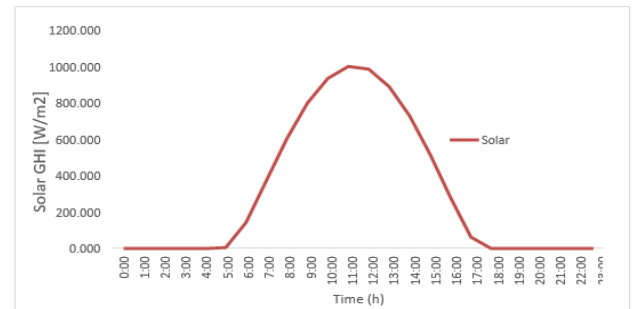
Bảng 1. Chi phí quy dân các nhà máy nhiệt điện

Công nghệ (nhiên liệu)		Khí		Than		Dầu	
		Hỗn hợp	Than nội	Than nhập	(DO)	(FO)	
Chỉ tiêu	Đơn vị	MBTU	Tấn	Tấn	Tấn	Tấn	
Công suất đặt	MW	750	600	600	250	300	
Suất đầu tư	\$/kW	1.050	1.850	1.850	650	1.600	
Hiệu suất	%	64,0	50,0	50,0	44,0	46,0	
Suất tiêu hao	kcal/kWh	1.344	1.720	1.720	1.955	1.870	
Tuổi thọ	năm	25	30	30	25	25	
Tỷ lệ tự dùng	%	4,0	7,0	7,0	2,5	5,0	
Chi phí O&M cố định	\$/kW.n	7,5	45,0	43,5	25,0	31,7	
Chi phí O&M biến đổi	\$/MWh	1,50	3,0	3,0	7,15	2,41	
Nhiệt trị	kcal/kg	8.500	5.300	6.500	10.000	9.900	
Giá nhiên liệu	\$/đơn vị	7,8	80,0	123,0	1.310	1.080	

Nguồn năng lượng sơ cấp đầu vào dùng để phân tích tính toán như sau: Các nhà máy điện mặt trời được tính toán theo mô hình bức xạ mặt trời thay đổi hàng ngày, với vị trí tọa độ lấy theo khu vực tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận. Nguồn điện gió lấy theo dự kiến quy hoạch và có đánh giá theo thực tế (Hình 1), trong đó tốc độ gió trung bình khu vực khoảng 7m/s. Với nhà máy thủy điện xem xét tần suất nước tính toán 65%. Giá nhiên liệu cập nhật theo dự báo giá dầu thô, giá than và khí hóa lỏng (LNG - Liquefied Natural Gas) thế giới của các tổ chức quốc tế World Bank, WoodmacKenzi, IHS. Giá than được cập nhật theo mức giá than trong nước và tốc độ tăng giá theo giá than thế giới. Giá khí khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ, giá khí CVX, công thức dự báo giá LNG về đến Việt Nam theo giá dầu Brent được cung cấp từ Tập đoàn dầu khí Việt Nam (Bảng 1). Kết nối hệ thống điện miền Nam với miền Bắc, miền Trung thông qua lưới điện 500kV liên kết miền. Số liệu về phụ tải ngày điển hình Miền Nam trong năm 2025 (MW) được cho ở Hình 2 [2].



Hình 2. Phụ tải ngày điển hình Miền Nam trong năm 2025 (MW)

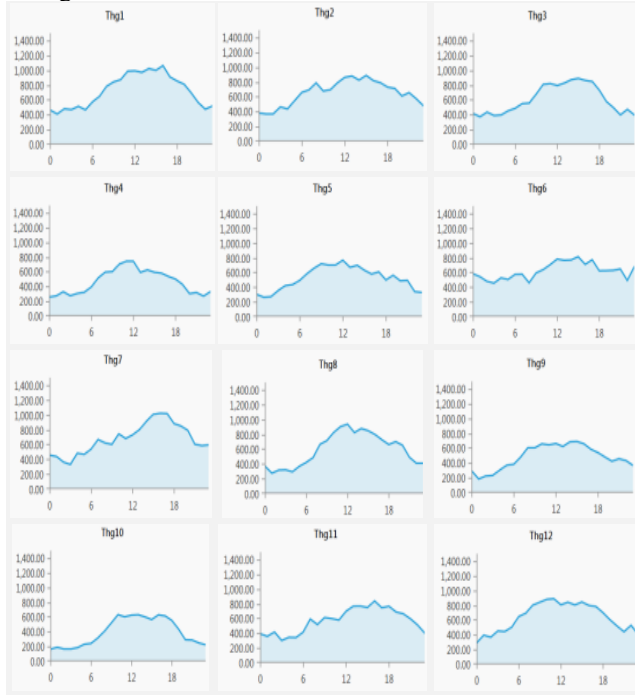


Hình 3. Cường độ bức xạ mặt trời miền Nam năm 2025 (MW) [20]

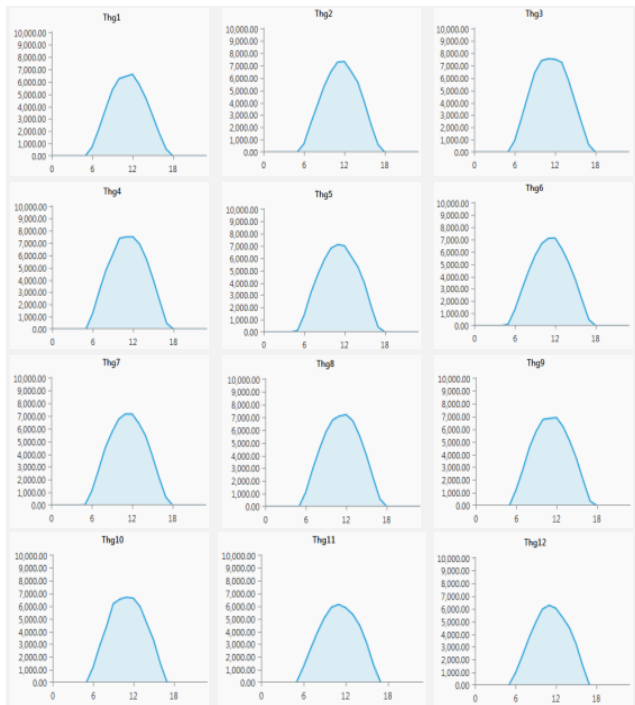
3.1.3. Kết quả tính toán

Từ Hình 4 đến Hình 9 trình bày kết quả tính toán chế độ vận hành theo ngày điển hình trong năm 2025. Nguồn thủy điện, nhiệt điện kết hợp với nguồn huy động từ lưới điện liên kết 500 kV Bắc-Trung-Nam được thể hiện như là

một tổ hợp nguồn truyền thống. Nguồn điện mặt trời, nguồn điện gió vận hành theo bức xạ mặt trời và tốc độ gió khu vực. Biểu đồ phát công suất nguồn điện mặt trời, nguồn điện gió vận hành được tính như ở Hình 4, Hình 5.



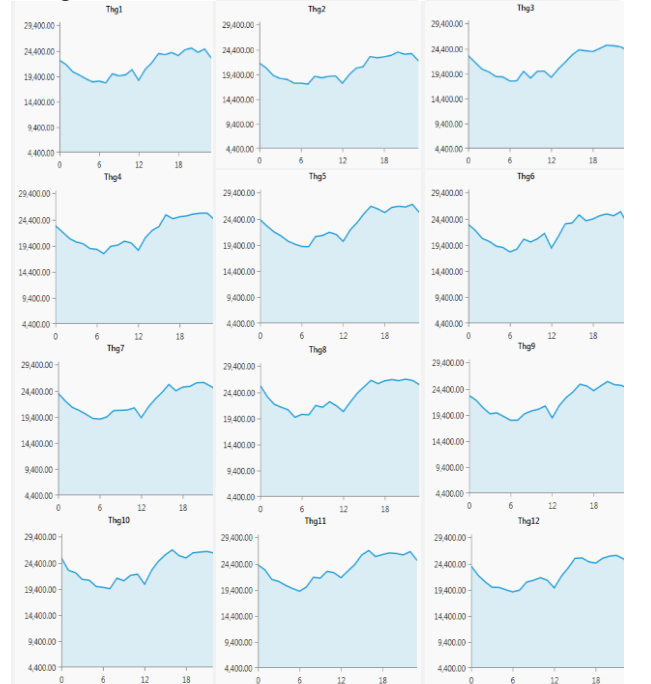
Hình 4. Biểu đồ phát công suất ngày điển hình 12 tháng năm 2025 của nguồn điện gió Miền Nam (MW)



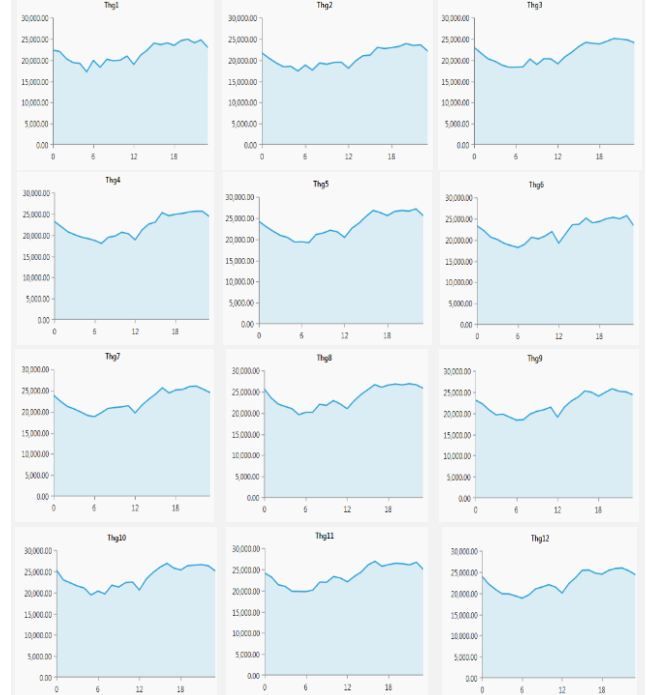
Hình 5. Biểu đồ phát công suất ngày điển hình 12 tháng năm 2025 của điện mặt trời Miền Nam (MW)

Các kết quả tính toán (Hình 6 đến Hình 9) cho thấy, đối với phương án 2 khi đưa hệ thống lưu trữ năng lượng vào vận hành ở năm 2025, công suất cao nhất cho thực hiện tích năng khoảng 2.100 MW (Hình 8), công suất phát (xả) cao nhất khoảng 1.200 MW rơi vào tháng 3 (Hình 9). Thời gian lưu trữ năng lượng lớn nhất dao động trong khoảng từ 6h đến

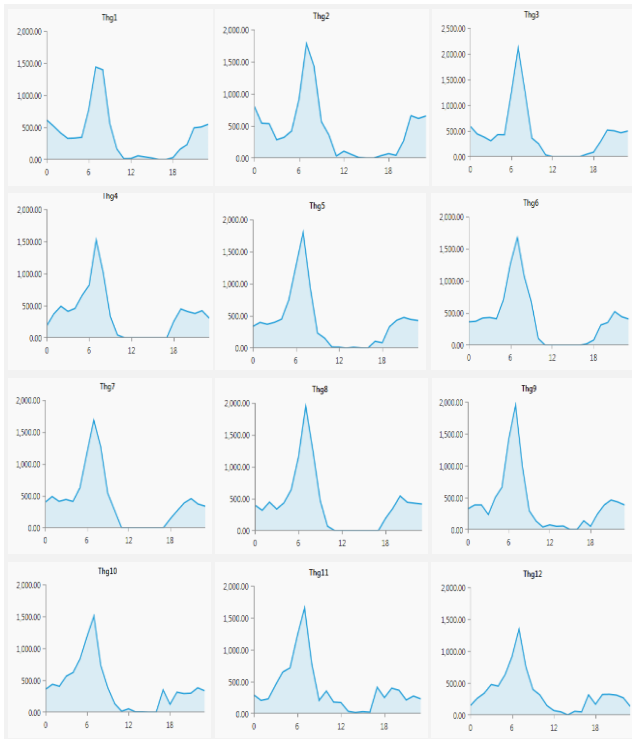
13h, đây cũng là thời gian nguồn điện mặt trời phát cao. Thời gian phát công suất của hệ thống tích năng dao động trong khoảng từ 17h cho đến 6h sáng ngày hôm sau. Trong năm 2025, hệ thống lưu trữ năng lượng vận hành với điện năng dùng cho lưu trữ khoảng 5.180 GWh; điện năng dùng cho phát khoảng 3.508 GWh. Thông qua kết quả tính toán này, bài báo kiến nghị đến năm 2025 khu vực tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận cần lắp đặt thiết bị BESS với công suất $P_{dm} = 2100$ MW để hỗ trợ hệ thống điện nhằm san bằng đồ thị phụ tải, giảm được áp lực truyền tải vào Nam khi nguồn năng lượng tái tạo tại khu vực Ninh Thuận, Bình Thuận phát max.



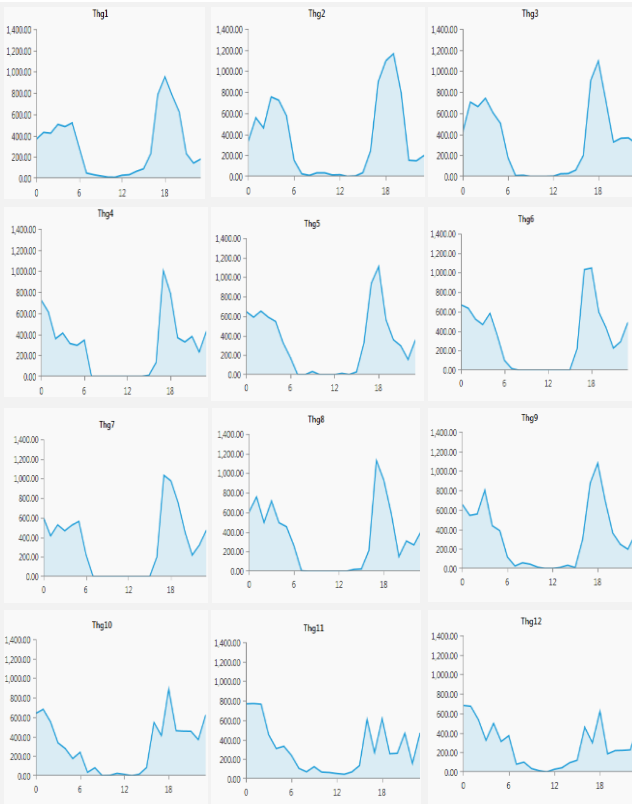
Hình 6. Biểu đồ phát công suất ngày điển hình 12 tháng năm 2025 của nguồn truyền thống Miền Nam (MW) - Phương án 1



Hình 7. Biểu đồ phát công suất ngày điển hình 12 tháng năm 2025 của nguồn truyền thống Miền Nam (MW) - Phương án 2



Hình 8. Biểu đồ lưu trữ công suất (nạp) ngày điển hình 12 tháng năm 2025 của hệ thống lưu trữ năng lượng (MW) - Phương án 2



Hình 9. Biểu đồ phát công suất (xả) ngày điển hình 12 tháng năm 2025 của hệ thống lưu trữ năng lượng (MW) - Phương án 2

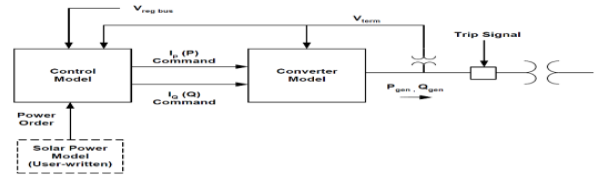
3.2. Nghiên cứu 2

3.2.1. Mô hình hóa thiết bị

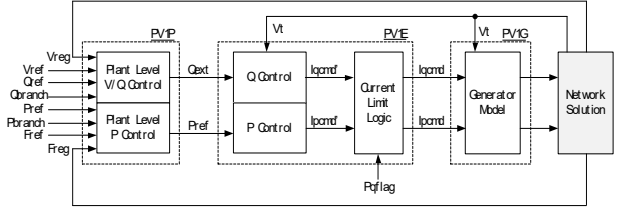
a. Mô hình nhà máy điện mặt trời

Sử dụng phần mềm PSS®E với Solar Power Model thực hiện mô phỏng nhà máy điện mặt trời kết nối với lưới

điện thông qua một bộ chuyển đổi điện (converter). Mô hình mô phỏng sự thay đổi công suất đầu ra khi có sự thay đổi của cường độ bức xạ mặt trời do người dùng tự xây dựng trên phần mềm Fortran và được biên dịch đưa vào thư viện dsusr.dll của PSS®E (Hình 10a, 10b).



Hình 10a. Mô hình mô phỏng động của nhà máy điện mặt trời



Hình 10b. Mô hình PV do người dùng tự viết trên phần mềm Fortran và được biên dịch đưa vào thư viện dsusr.dll của PSS®E

b. Mô hình các nhà máy điện gió

Mô hình điện gió: Sử dụng mô hình do GE cung cấp trong phần mềm PSS®E [15] để mô phỏng các nhà máy điện gió với các khối điều khiển cụ thể ở Bảng 2.

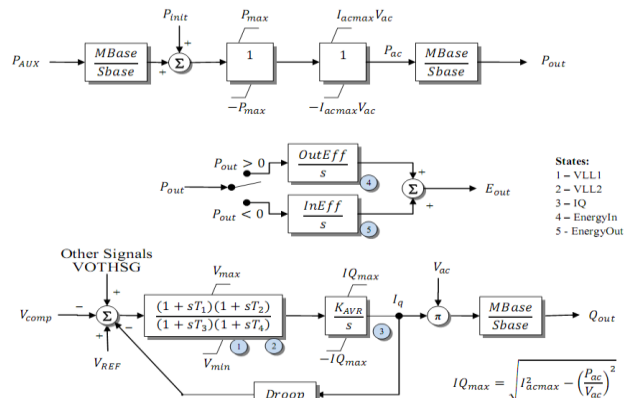
Bảng 2. Mô hình khối chức năng mô phỏng điện gió

STT	Tên khối	Mô tả chức năng
1	GEWTGCU1	Khối máy phát/converter máy phát gió GE
2	GEWTCECU1	Khối điều khiển điện máy phát gió GE
3	GEWTPTU1	Khối điều khiển góc Pitch máy phát gió GE
4	GEWTARU1	Khối điều khiển động lực học máy phát gió GE
5	GEWT2MU1	Mô hình trục turbine 2 khối máy phát gió GE
6	GEWTGDU1	Mô hình gió GUST và RAMP

c. Mô hình thiết bị BESS

❖ Mô hình trào lưu công suất thiết bị BESS

Thiết bị BESS sử dụng trong PSS®E có tên gọi là CBEST. Nó được mô hình hóa như là một máy phát thông thường với trở kháng nguồn lớn [13] (Hình 10).



Hình 11. Mô hình thiết bị BESS

❖ Mô hình động thiết bị điều khiển BESS

Mô hình động CBEST thể hiện một số đặc tính động

của thiết bị BESS, nó mô phỏng giới hạn của trào lưu công suất pin (P_{max} và $-P_{max}$) và giới hạn dòng điện AC của bộ chuyển đổi converter (I_{ACmax} và $-I_{ACmax}$). Tính tổng năng lượng ra (có xét đến hiệu suất của việc lưu trữ và tổn thất năng lượng) là [18]:

$$E_{out} = \frac{P_{out} \cdot t}{DoD \cdot RTE} \text{ (MWh)}$$

Trong đó:

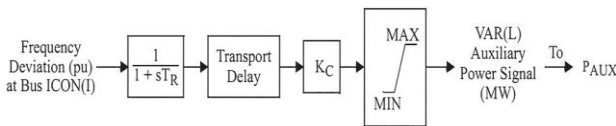
P_{out} là công suất ra của BESS (MW);

t là thời gian xả của BESS (hour);

DoD là độ xả sâu của BESS (%);

RTE là hiệu suất của chu kỳ nạp xả (%).

với công suất ra dương thể hiện rằng pin đang xả, khi công suất ra âm thể hiện pin đang sạc. Mô hình này thể hiện BESS với công suất định mức đủ lớn, có thể sạc và xả bất kỳ thời gian nào, không xác định và ở bất kỳ mức nào (Hình 12). Đối tượng điều khiển là thiết bị BESS và tần số tham chiếu sẽ là tần số tại thanh cái đầu nối thiết bị BESS.

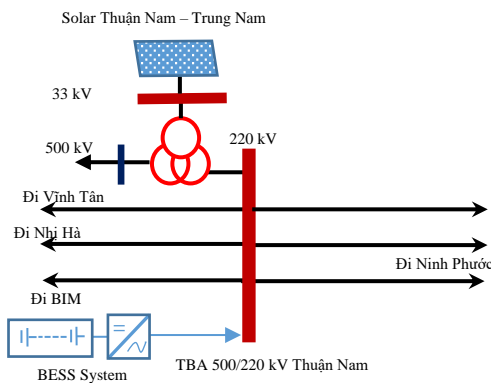


Hình 12. Mô hình động thiết bị điều khiển BESS (tại trạm biến áp 500kV Thuận Nam)

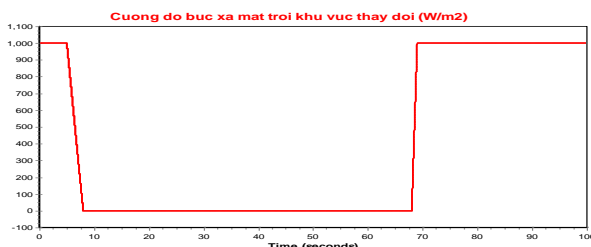
3.2.2. Kịch bản tính toán

Trong bài báo tiến hành tính toán phân tích ổn định tần số hệ thống điện đối với hai phương án như sau (Hình 13):

- **Phương án 1:** Hệ thống điện Miền Nam vận hành không có hệ thống lưu trữ năng lượng BESS.
- **Phương án 2:** Hệ thống điện Miền Nam vận hành có hệ thống lưu trữ năng lượng BESS (tại trạm biến áp 500kV Thuận Nam – $P_{dm} = 2100MW$).



Hình 13. Sơ đồ đầu nối tại trạm biến áp 500 kV Thuận Nam và giải pháp BESS

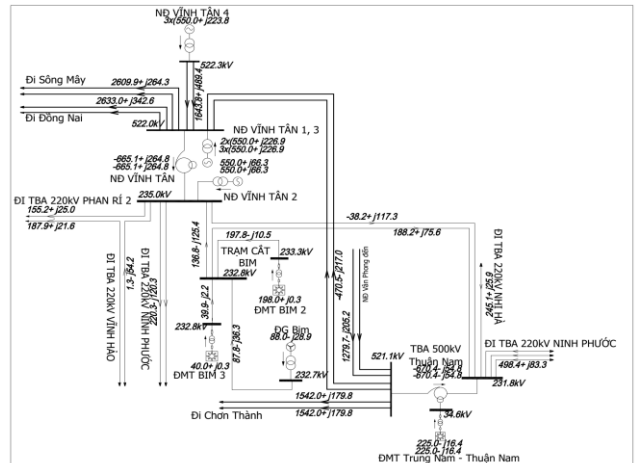


Hình 14. Cường độ bức xạ mặt trời đối với nhà máy điện mặt trời do tác động của mây che

Đối với phương án 2, việc đặt BESS ở trạm biến áp 500kV Thuận Nam là do công suất điện mặt trời tập trung về đây là rất lớn. Giả định có tình huống xấu là thời tiết bất thường, xuất hiện mây to che phủ làm thay đổi lớn về công suất phát của các nhà máy điện mặt trời ở Ninh Thuận. Việc mất một lượng lớn công suất điện mặt trời trong thời gian ngắn có thể tác động đáng kể đến hệ thống, gây ra các dao động tần số và điện áp trên lưới. Cường độ bức xạ trong thời điểm mây che được thể hiện như ở Hình 14. Trong tính toán xây dựng kịch bản xấu là các nhà máy điện mặt trời khu vực tỉnh Ninh Thuận sẽ giảm công suất phát từ 5.000 MW về 0 MW trong khoảng 60s. Việc đánh giá dao động tần số lưới hệ thống điện khi có hiện tượng mây che thông qua phần mềm PSS@E.

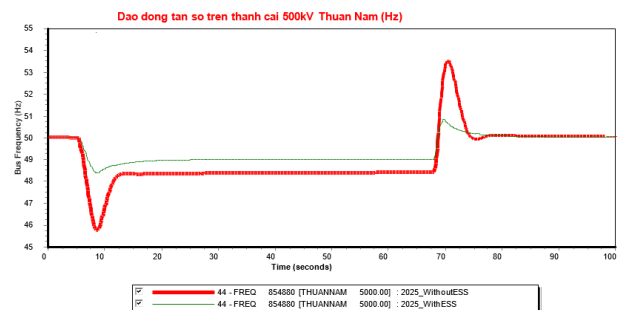
3.2.3. Kết quả tính toán

Thực hiện mô hình hóa hệ thống lưới điện 500 kV, 220kV Việt Nam, khu vực Ninh Thuận và Bình Thuận phù hợp với tổng sơ đồ (TSD) VII hiệu chỉnh, TSD VIII (dự thảo) có xem xét đến quy hoạch nguồn năng lượng tái tạo tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận đến năm 2025. Hình 15 là phân bố công suất trên lưới điện 500 kV, 220 kV khu vực kết nối giữa tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận tại thời điểm lúc 11h sáng với phụ tải ngày điển hình mùa mưa.



Hình 15. Phân bố công suất trên lưới điện 500 kV, 220 kV khu vực Bình Thuận, Ninh Thuận

Nhằm đảm bảo chất lượng điện năng cũng như ổn định của hệ thống điện, thực hiện đánh giá dao động tần số qua phân tích ổn định hệ thống (Hình 16). Theo [16], [17], thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện được cho ở Bảng 3.



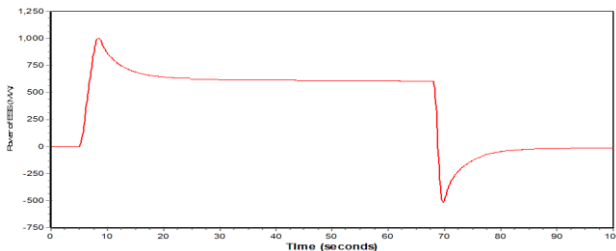
Hình 16. Biểu đồ dao động tần số trên các thanh cái 500 kV Thuận Nam năm 2025 cho 2 phương án (đường đậm màu đỏ: khi chưa có BESS, đường nhạt màu xanh: khi có BESS)

Bảng 3. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện

TT	Dải tần số của hệ thống điện	Thời gian duy trì tối thiểu
1.	Từ 47,5 Hz đến 48,0 Hz	10 phút
2.	Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz	30 phút
3.	Từ 49 Hz đến 51 Hz	Phát liên tục
4.	Trên 51 Hz đến 51,5 Hz	30 phút
5.	Trên 51,5 Hz đến 52 Hz	01 phút

Các kết quả tính toán cho thấy, trong trường hợp không có hệ thống lưu trữ năng lượng, khi mây che làm sụt giảm nhiều nguồn cung cấp cho phụ tải thì tần số lưới điện sụt giảm mạnh có thể đến 45,8Hz. Khi hết hiện tượng mây che, tần số dao động lại vọt lố tăng đến 53,5Hz. Các giá trị tần số này đều vượt giá trị yêu cầu ở Bảng 3. Ngoài ra, ở những tần số này các nhà máy điện năng lượng tái tạo sẽ tách lưới. Với lượng công suất các nhà máy điện mặt trời đến 5.000 MW cũng như các nhà máy điện gió khoảng 1.000 MW sẽ gây ra mất điện diện rộng.

Đối với phương án 2, khi Ninh Thuận có trang bị hệ thống lưu trữ năng lượng có $P_{dm} = 2100\text{MW}$ với mục tiêu góp phần điều khiển tần số. Trong trường hợp hỗ trợ tần số hệ thống thiết bị BESS phát ra công suất lên đến gần 1.000 MW và thu về khoảng 500 MW đủ để duy trì tần số trong dải 48,5Hz÷50,8Hz (Hình 17). Tần số này đảm bảo các nguồn năng lượng tái tạo vẫn bám lưới, đáp ứng công suất hệ thống khi đám mây đi qua.



Hình 17. Biểu đồ phát thu công suất của BESS

4. Kết luận

Các kết quả tính toán cho thấy, ngay từ năm 2025 đã cần phải đưa vào một lượng lớn công suất của hệ thống lưu trữ năng lượng BESS và cần tiếp tục đưa hệ thống BESS vào vận hành trong giai đoạn 2025-2030 để đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật khi có sự thâm nhập ngày càng cao của năng lượng tái tạo, đặc biệt là nguồn điện mặt trời công suất lớn.

Do đặc tính của thiết bị BESS là có khả năng nạp và xả năng lượng khi cần thiết, nên BESS rất phù hợp với việc hỗ trợ nhà máy điện mặt trời công suất lớn cũng như toàn hệ thống. Ngoài sự ổn định, BESS không những hỗ trợ về việc chạy phủ đỉnh (BESS xả trong trường hợp nguồn điện cung cấp không đủ) mà còn hấp thụ công suất dư thừa của hệ thống giảm áp lực truyền tải, giảm tổn thất truyền tải, tăng khả năng cung cấp công suất dự phòng quay.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] Trung tâm điều độ hệ thống điện Quốc gia, *Công văn số 3468/ĐD QG – PT ngày 16/10/2021*, 2021.

[2] Thủ tướng Chính phủ, *Quyết định số 428/QĐ-TTg Phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 - 2020 có xét đến năm 2030*, 2016.

[3] Bộ Công Thương, *Dự thảo lần 3 Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045 (QHĐ VIII)*, 2021.

[4] Markus Schlott, Bruno Schyska, Đình Thanh Việt, Võ Văn Phương, Duong Minh Quan, Ma Phuoc Khanh, Fabian Hofmann, Lueder von Bremen, Detlev Heinemann, Alexander Kies, “PyPSA-VN: An open model of the Vietnamese Electricity System”, *5th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD 2020)*, Da Nang, Vietnam, November 27-28, 2020 (SCOPUS indexed).

[5] Đình Thanh Việt, Võ Văn Phương, Minh Quan Duong, Ma Phuoc Khanh, Alexander Kies, Bruno Schyska, “A Cost-Optimal Pathway to Integrate Renewable Energy into the Future Vietnamese Power System”, *2018 4th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD)*, 23-24 Nov. 2018, Ho Chi Minh City, Vietnam.

[6] A Kies, B Schyska, DT Viet, L von Bremen, D Heinemann, S Schramm, “Large-scale integration of renewable power sources into the Vietnamese power system”, *Energy Procedia* 125, pp. 207-213.

[7] Minh Quan Duong, Thanh Viet Dinh, Van Tan Nguyen, Hong Viet Phuong Nguyen, Ngoc Thien Nam Tran, and Thi Tinh Minh Le, “Effects of FSIG and DFIG Wind Power Plants on Ninh Thuan Power Grid, Vietnam”, *GMSARN International Journal* 12 (2018), pp. 133 – 138.

[8] Minh Quan Duong, Thanh Viet Dinh, Ngoc Thien Nam Tran, Gabriela Sava, and Alexander Kies, “A comparative study of wind turbine generators operating performance; a case study for the Vietnamese Ninh Thuan – grid”, *Bulletin of the Polytechnic Institute of Jassy: Electrical Engineering, Power Engineering, Electronics*, Vol. 63 (67), No. 3, 2017, pp. 17-32.

[9] ENTSO-E Groups on Coordinated System Operations and on System Protection and Dynamics, *Solar Eclipse March 2015: The successful stress test of Europe’s Power Grid – More Ahead, Policy Brief*, SolarPower Europe, 15 July 2015.

[10] Xiaokang Xu, Martin Bishop, Donna G. Oikarinen, and Chen Hao; “Application and Modeling of Battery Energy Storage in Power Systems”, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, Vol. 2, No. 3, September 2016.

[11] K. M. Liyanage, A. Yokoyama, Y. Ota, T. Nakajima, H. Taniguchi; “Evaluating the impact of Battery Energy Storage Systems Capacity on the Performance of Coordinated Control of Elements in Ubiquitous Power Networks”, *5th International Conference on Industrial and Information Systems, ICIIS 2010*, Jul 29 - Aug 01, 2010.

[12] Rodney H. G. Tan, Ganesh Kumar Tinakaran, “Development of battery energy storage system model in MATLAB/Simulink”, *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, Vol. 9, No. 1, January 2020, pp. 180-188.

[13] Đình Thành Việt, Lê Cao Quyền, Trần Việt Thành, “Lựa chọn thiết bị để hỗ trợ ổn định hệ thống điện khi đầu nối nhà máy điện mặt trời công suất lớn”, *Tạp chí Khoa học Công nghệ Đại học Đà Nẵng*, Số: 1(122), 2018, trang: 115-119.

[14] Dương Minh Quân, Đình Thành Việt, Lê Tuấn, Hoàng Dũng, Võ Văn Phương, Mã Phước Khánh, “Vai trò của hệ thống lưu trữ với mức độ xâm nhập cao của nguồn năng lượng tái tạo vào lưới điện Việt Nam đến năm 2030”, *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng*, Vol. 18, No. 5.2, 2020, trang 45-50.

[15] Siemens, *PSS®E documentation*, 2017.

[16] Bộ Công Thương, *Thông tư số 25/2016/TT-BCT ngày 30/11/2016 Quy định hệ thống điện truyền tải*, 2016.

[17] Bộ Công Thương, *Thông tư số 30/2019/TT-BCT của Bộ công thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư 25/2016/TT-BCT ngày 30 tháng 11 năm 2016 của Bộ trưởng Bộ công thương quy định hệ thống điện truyền tải và Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18 tháng 11 năm 2015 của Bộ công thương quy định hệ thống điện phân phối*, 2019.

[18] Asian Development Bank, *Handbook On Battery Energy Storage System*, December – 2018.

[19] The World Bank, *Wind Resource Mapping in Vietnam Mesoscale Modeling Report*, August 2014.

[20] Công ty cổ phần tư vấn xây dựng Điện 4, Nghiên cứu, tính toán phương án giải toả nguồn năng lượng tái tạo, April 2021.