

MÔ HÌNH ĐÁP ỨNG TẦN SỐ NHANH SỬ DỤNG HỆ THỐNG LƯU TRỮ NĂNG LƯỢNG TRONG CÁC LƯỚI ĐIỆN ĐẢO NHỎ

FAST FREQUENCY RESPONSE MODEL USING ENERGY STORAGE SYSTEM IN SMALL ISLAND POWER SYSTEM

Nguyễn Hồng Nhung*, Nguyễn Đức Huy, Lê Thị Minh Châu, Nguyễn Trọng Khiêm

Trường Đại học Bách khoa Hà Nội¹

*Tác giả liên hệ: nhung.nguyenhong1@hust.edu.vn

(Nhận bài: 10/11/2022; Chấp nhận đăng: 16/01/2023)

Tóm tắt - Sự gia tăng nhanh chóng của các nguồn năng lượng tái tạo (Renewable Energy Sources - RES) đã giúp phát triển các hệ thống điện trên các đảo nhỏ, xa đất liền. Một lưới điện đảo điển hình gồm có các nguồn năng lượng tái tạo, máy phát diesel và hệ thống lưu trữ năng lượng (Energy Storage System – ESS), trong đó, ESS có vai trò điều tiết cân bằng công suất và giúp tận dụng tối đa công suất phát của RES. Tuy nhiên, vận hành lưới điện đảo có nhiều khó khăn, đặc biệt tần số lưới gần như không thể duy trì khi có sự cố mất máy phát đột ngột do quán tính của lưới rất nhỏ. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả xây dựng một mô hình tận dụng ESS sẵn có trong lưới để cung cấp đáp ứng tần số nhanh (Fast Frequency Response – FFR) khi có sự cố. Mô hình này được ứng dụng đưa vào bài toán vận hành ngày tới để lập kế hoạch vận hành tối ưu sao cho ESS vừa đảm bảo được nhiệm vụ chính vừa có thể sẵn sàng cung cấp FFR bất cứ lúc nào.

Từ khóa - Bài toán vận hành ngày tới; hệ thống lưu trữ năng lượng; đáp ứng tần số nhanh; kế hoạch vận hành tối ưu; năng lượng tái tạo

1. Đặt vấn đề

Trong những năm gần đây, những nguồn năng lượng tái tạo (Renewable Energy Sources - RES) như điện gió (WG), điện mặt trời (PV) được đầu tư và phát triển mạnh mẽ do những lợi ích mà chúng mang lại như làm giảm sự tiêu thụ các loại nhiên liệu hóa thạch, giảm lượng khí thải gây hiệu ứng nhà kính. Bên cạnh đó, việc phát triển RES còn có những tác động tích cực về mặt kinh tế xã hội, đặc biệt là ở những khu vực xa xôi như các huyện đảo vốn không có kết nối đến hệ thống điện quốc gia. Trước đây, nguồn điện chính ở trên các đảo là các máy phát diesel (DG) với chi phí phát điện rất cao. Việc đưa RES vào vận hành ở các khu vực này sẽ giúp làm giảm tỷ trọng công suất phát từ các DG, khiến cho giá thành sản xuất điện giảm xuống, từ đó tạo tiền đề cho sự phát triển kinh tế.

Tuy nhiên trong thực tế, việc vận hành những lưới điện đảo độc lập với tỷ trọng RES cao vẫn còn gặp nhiều khó khăn, đặc biệt là trong vấn đề duy trì sự ổn định của tần số lưới điện. Đó là do các máy phát DG thường có hệ số quán tính nhỏ trong khi các nguồn WG và PV hầu như không có khả năng điều chỉnh tần số [1]–[3], vì vậy, hệ số quán tính của cả hệ thống rất thấp. Khi đó, nếu xảy ra sự mất cân bằng công suất nguồn-tải sẽ khiến cho tần số của lưới vượt ra ngoài dải giá trị cho phép và rất khó phục hồi, đặc biệt là khi sự cố đột ngột dẫn đến mất máy phát. Ngoài ra, do tính chất ngẫu nhiên của gió và bức xạ mặt trời nên không thể dự báo

Abstract - The rapid growth of renewable energy resources (RES) leads to the developing of power systems on small and remote islands. A typical island power system includes RESs, diesel generators, and energy storage systems (ESS), in which the primary role of ESS is to keep the power balance and take advantage of RESs' available power output. However, the operation of these systems faces several challenges, especially in frequency regulation. Due to their small inertia, these systems can barely maintain frequency after a sudden generation loss. In this study, the authors focus on building a model that utilizes the available ESS in these systems to provide Fast Frequency Response (FFR) when a diesel generator is suddenly lost. This model is applied in the day-ahead unit commitment problem to determine the system's optimal operating schedule so that ESS can ensure the primary role and be ready to provide FFR at any time.

Key words - Day-ahead unit commitment; energy storage system; fast frequency response; optimal scheduling; renewable energy source

chính xác công suất phát khả dụng của các RES. Điều này góp phần làm cho vấn đề điều khiển tần số cho các hệ thống điện trên các đảo trở nên phức tạp hơn rất nhiều.

Để giải quyết vấn đề trên, những nghiên cứu gần đây đã đưa ra một biện pháp mới để cải thiện độ ổn định tần số, gọi là phương pháp đáp ứng tần số nhanh (Fast Frequency Response – FFR) [3]–[7]. Biện pháp này được định nghĩa là “bắt kỳ sự tăng hoặc giảm công suất suất ở phía nguồn hoặc tải, trong khoảng thời gian dưới 2 giây, để điều chỉnh sự mất cân bằng nguồn-tải và hỗ trợ ổn định tần số” [3]. Các báo cáo [3], [8] cũng cho thấy, FFR đã bắt đầu được ứng dụng ở một số khu vực như thị trường điện Australia, đồng thời cho thấy tiềm năng rất lớn của phương pháp này.

Cho đến nay, đã có nhiều nghiên cứu quan tâm đến lĩnh vực FFR. Các nghiên cứu [1], [9], [10] cho thấy các hệ thống lưu trữ năng lượng (Energy Storage System – ESS), tua bin gió và các chương trình đáp ứng phụ tải (Demand Response -DR) đã được sử dụng ở một số khu vực để cung cấp FFR. Ví dụ như ở Mỹ, lưới PJM có thể dùng DR để cung cấp FFR với thời gian đáp ứng là 1 giây và có thể duy trì tối thiểu 60 giây [1]. Các tác giả của [1] và [7] lại cho thấy, các WG có thể cung cấp đáp ứng quán tính (Inertia Response – IR) sau khoảng 10 giây, tuy nhiên phương pháp này lại không hiệu quả khi tốc độ gió xuống thấp. Mặt khác, ở những lưới điện đảo vốn có quán tính rất nhỏ, thời gian đáp ứng 10 giây có thể nói là dài, không đủ khả năng phản

¹ Hanoi University of Science and Technology (Nguyen Hong Nhung, Nguyen Duc Huy, Le Thi Minh Chau, Nguyen Trong Khiem)

ứng trước sự thay đổi của tần số lưới.

Với những công nghệ hiện nay, các hệ thống ESS có khả năng tăng hoặc giảm công suất trong khoảng thời gian rất ngắn, thậm chí chỉ xấp xỉ 100ms [4]. Nhờ đó, việc sử dụng ESS để cung cấp FFR trở nên khả thi. Có nhiều nghiên cứu đã xét đến vai trò của ESS trong đáp ứng tần số như [11]–[16]. Tác giả của [13]–[16] tập trung vào việc xác định kích cỡ tối ưu của hệ thống ESS trong khi [11], [12] lại đưa ra các mô hình điều khiển ESS để có thể cung cấp hệ số quán tính ảo (virtual inertia) cho lưới. Các nghiên cứu [17]–[19] lại tập trung giải quyết bài toán lập kế hoạch vận hành tối ưu cho lưới có xét đến vai trò của ESS trong đáp ứng tần số. Tuy nhiên, hầu hết các nghiên cứu này lại mới chỉ quan tâm đến hai loại đáp ứng tần số là đáp ứng quán tính và đáp ứng tần số sơ cấp (Primary Frequency Response – PFR).

Bài báo này tập trung nghiên cứu vào việc vận hành ESS để cung cấp FFR cho một lưới điện đảo nhỏ gồm các DG, PV, ESS và tải trong kịch bản mất một DG. Theo đó, trong điều kiện làm việc bình thường, ESS chủ động nạp/xả theo kế hoạch để tận dụng được tối đa công suất của nguồn PV và tránh được việc phải khởi động hoặc tắt DG nhiều lần trong ngày. Tuy nhiên, ESS cũng cần duy trì được một mức dự trữ năng lượng cũng như giữ công suất nạp/xả không quá cao để có thể đề có thể đáp ứng cung cấp FFR khi có sự cố ở bất cứ thời điểm nào. Nghiên cứu này đã đề xuất một mô hình để mô tả được mối liên hệ giữa công suất nạp/xả của ESS và tần số trước và sau sự cố mất máy phát. Mô hình này sẽ được ứng dụng đưa vào trong bài toán tối ưu hóa hai bậc (Two-stage optimization model) để tính toán lập kế hoạch vận hành tối ưu cho lưới điện.

2. Mô hình vận hành ESS có xét đến vai trò của ESS trong đáp ứng tần số nhanh FFR

2.1. Giới thiệu về FFR

Nghiên cứu này tập trung vào vấn đề đáp ứng tần số sau khi có sự cố mất đột ngột một máy phát DG. Thông thường, ngay sau khi mất cân bằng công suất dẫn đến dao động tần số, đáp ứng quán tính IR sẽ diễn ra và giải phóng phần động năng tích trữ trong các máy phát để duy trì sự cân bằng công suất, từ đó làm giảm tốc độ thay đổi tần số, vì thế quá trình này còn được gọi là giai đoạn hãm (arresting period) (Hình 1) [20], [21]. Cùng lúc đó, đáp ứng tần số sơ cấp PFR dựa trên đặc tính của bộ điều tốc máy phát (governor) cũng bắt đầu tự động điều chỉnh công suất phát, từ đó khôi phục tần số trở lại mức ổn định. Quá trình này gọi là giai đoạn phục hồi (rebound period) và được mô tả trong Hình 1. Có thể thấy, giai đoạn hãm rất quan trọng, nó giúp kìm giữ tần số để không bị rơi xuống dưới ngưỡng làm việc tối thiểu.

Để đánh giá được tần số sau sự cố, có hai tiêu chuẩn quan trọng được sử dụng là tốc độ thay đổi tần số (Rate of change of frequency – RoCoF) và giá trị thấp nhất của tần số f_{nadir} (Frequency nadir). Giả sử một hệ thống điện có I máy phát, nếu tại thời điểm t , máy phát j với công suất phát P_j^t (kW) bị dừng đột ngột thì hệ số RoCoF ngay sau sự cố được xác định theo công thức sau [21]:

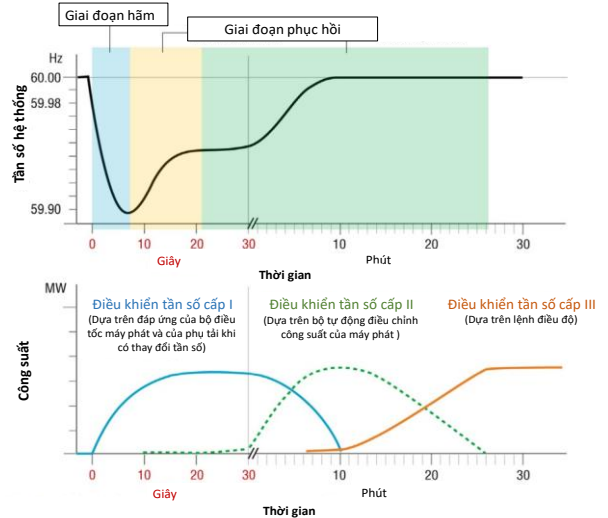
$$RoCoF = \frac{d\Delta f}{dt} = \frac{P_j^t}{M_H} \quad (1)$$

Trong đó, M_H là quán tính của hệ thống (kW.s/Hz) sau

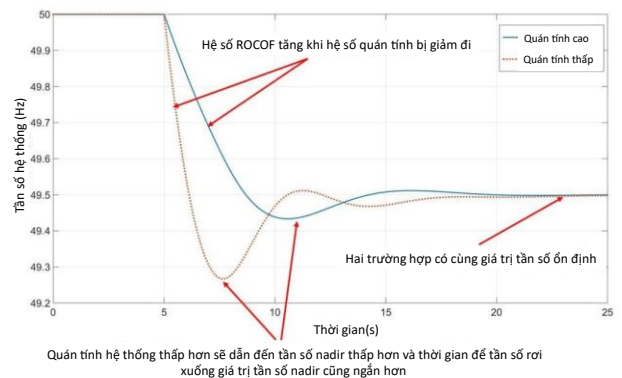
khi mất máy phát j và được tính theo (2) như sau:

$$M_H = \frac{2 \sum_i H_i P_{maxi} w_i}{f_0}, \forall i \in I, i \neq j \quad (2)$$

Trong đó H_i , P_{maxi} , và w_i lần lượt là hằng số quán tính, công suất lớn nhất và trạng thái ON/OFF của các máy phát còn lại; w_i là biến nhị phân có giá trị bằng 1 nếu như máy phát i đang vận hành và ngược lại.



Hình 1. Đáp ứng tần số của lưới sau khi một máy phát mất đột ngột [20]



Hình 2. Ảnh hưởng của quán tính hệ thống lên đáp ứng tần số của lưới [22]

Theo [18], giá trị thấp nhất của tần số lưới sau sự cố có thể tính theo biểu thức sau:

$$f_{nadir} = f_{norm} - f_{db} - \frac{(P_j^t)^2}{2KM_H} \quad (3)$$

Trong đó, f_{db} được là vùng chết của bộ điều tốc (The governor dead band) khiến cho đáp ứng tần số của DG bị trễ một khoảng thời gian t_{db} với $f_{db} = \frac{1}{M_H} P_j^t t_{db}$.

Từ các công thức trên có thể thấy, mối liên hệ giữa quán tính hệ thống và các tiêu chuẩn tần số. Khi tỷ trọng của RES trong lưới tăng cao thì quán tính của hệ thống càng nhỏ dẫn đến RoCoF tăng cao (Hình 2). Báo cáo [1] cho thấy, một số hệ thống điện đã phải nâng tiêu chuẩn RoCoF tối đa lên 4Hz/s trong 250ms và 1Hz/s trong 1s sau sự cố. Đặc biệt, trong các hệ thống điện trên đảo, vấn đề này trở nên nghiêm trọng hơn do nguồn điện chính là các DG có quán tính thấp và khả năng vận hành hạn chế [21], [23]. Do đó, khi có sự

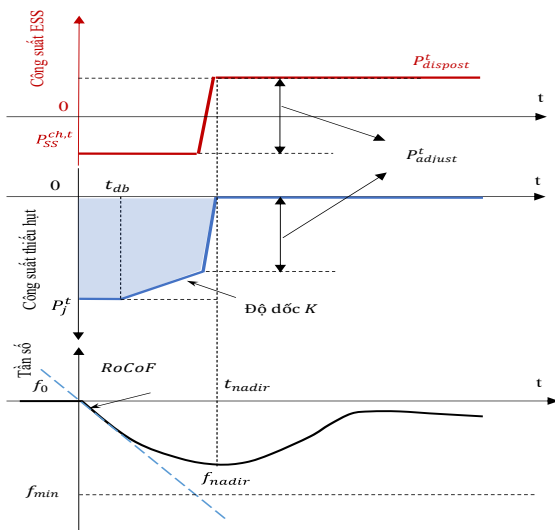
cổ ở những lưới này, RoCoF sau sự cố có thể vượt các ngưỡng tiêu chuẩn hiện nay. Giả thiết rằng tần số định mức của lưới là 50Hz, RoCoF ngay sau sự cố là 4Hz/s và ngưỡng tần số tối thiểu là 49Hz, có thể thấy tần số giảm xuống ngưỡng tối thiểu chỉ sau 250ms. Trong khi đó, cho dù các DG kích cỡ nhỏ có thể điều chỉnh công suất phát khá nhanh nhưng cũng cần tới khoảng 10s để đáp ứng hoàn toàn. Điều này cho thấy những loại đáp ứng tần số truyền thống không đủ để đảm bảo tần số của những lưới điện đảo. Vì vậy, việc sử dụng FFR ở những lưới điện này là cần thiết.

Về lý thuyết, FFR chỉ đơn giản là bất kỳ sự tăng hoặc giảm công suất nào giúp cải thiện được sự mất cân bằng công suất [3]. Tuy nhiên, thời gian đáp ứng FFR phải nhỏ hơn 2s để có thể bù vào giai đoạn khuyết thiếu giữa IR và PFR. Ngược lại, quá trình cung cấp FFR lại không cần kéo dài mà chỉ cần đủ để giữ được tần số cho đến khi PFR đáp ứng hoàn toàn. Vì vậy, việc dùng ESS để cung cấp FFR có thể được coi là biện pháp hiệu quả để ổn định tần số. Với thời gian đáp ứng chỉ từ 100ms đến 200ms, ESS có thể gần như ngay lập tức bơm công suất vào lưới để bù vào độ chênh lệch nguồn – tải, từ đó cải thiện tần số.

Tuy nhiên, do hệ thống điện đảo chỉ có quy mô rất nhỏ, sự cố mất máy phát đột ngột lại không thường xuyên xảy ra nên việc dùng riêng một hệ thống ESS chỉ để cung cấp FFR là không thật sự cần thiết. Bên cạnh đó, lưới điện trên đảo hiện nay khi thiết kế lắp đặt RES thường có lắp đặt thêm ESS để giúp tận dụng được tối đa công suất của RES. Vì vậy, mô hình được đề xuất trong nghiên cứu này sẽ tập trung mô tả mối liên hệ giữa công suất nạp/xả của ESS, công suất phát của các DG cũng như tần số hệ thống trước và sau sự cố. Dựa vào mô hình này, người vận hành lưới có thể lên kế hoạch vận hành ESS sao cho ESS vừa đáp ứng được nhiệm vụ chính, vừa có đủ khả năng cung cấp thêm dịch vụ phụ trợ FFR.

2.2. Xây dựng mô hình vận hành ESS để cung cấp FFR

Trong phần này, nhóm tác giả tập trung mô tả mối liên hệ giữa công suất nạp/xả của ESS trước và sau sự cố với phần công suất thiếu hụt do sự cố cũng như các tiêu chuẩn tần số của lưới.



Hình 3. Sự thay đổi công suất và tần số khi sử dụng ESS cung cấp FFR

Hình 3 biểu diễn sự thay đổi công suất nguồn cũng như

tần số lưới khi một DG có công suất phát P_j^t đột ngột bị dừng. Đường đồ thị biểu diễn công suất thiếu hụt cho thấy, sau một khoảng thời gian trễ t_{db} tương ứng f_{db} , tổng công suất phát của các DG còn lại sẽ thay đổi với tốc độ $K = \sum_i k_i P_{maxi} / \sum_i P_{maxi}$, $\forall i \in I, i \neq j$ trong đó k_i và P_{maxi} lần lượt là hệ số ramp-rate và công suất phát lớn nhất của máy phát i . Nhờ đó, công suất thiếu hụt được cải thiện, nhưng vẫn chưa đủ để duy trì tần số.

Để cải thiện vấn đề này, ngay sau khi sự cố xảy ra, ESS được điều khiển để thay đổi công suất từ đang nạp/xả với công suất tương ứng là $P_{SS}^{ch,t}$ hoặc $P_{SS}^{disch,t}$ chuyển sang trạng thái xả với công suất $P_{dispost}^t$ (Hình 3), như vậy công suất ESS thay đổi một lượng:

$$P_{adjust}^t = P_{dispost}^t - (P_{SS}^{disch,t} - P_{SS}^{ch,t}) \quad (4)$$

Giả thiết rằng thời gian để cho ESS thay đổi trạng thái là không đáng kể, đồng thời khi công suất xả của ESS đạt giá trị $P_{dispost}^t$ thì sự suy giảm tần số lập tức dừng lại và tần số đạt giá trị f_{nadir} tại thời điểm t_{nadir} (Hình 3). Như vậy thì có thể coi t_{nadir} chính là thời gian đáp ứng của ESS.

Từ Hình 3 có thể thấy, phần công suất gia tăng do ESS thay đổi trạng thái có thể tính như sau:

$$\Delta P_{ESS}(t) = \begin{cases} 0 & \text{if } t < t_{nadir} \\ P_{adjust}^t & \text{if } t_{nadir} \leq t \end{cases} \quad (5)$$

Trong khi đó, do đáp ứng PFR, tổng công suất phát của các máy phát còn lại cũng thay đổi một lượng như sau:

$$\Delta P_{DGs}(t) = \begin{cases} 0 & \text{if } t < t_{db} \\ K(t - t_{db}) & \text{if } t_{db} \leq t \leq t_{nadir} \\ K(t_{nadir} - t_{db}) & \text{if } t_{nadir} \leq t \end{cases} \quad (6)$$

Để có thể chắc chắn về việc duy trì được tần số, ESS được kỳ vọng sẽ điều chỉnh được một lượng công suất vừa đủ với phần công suất còn bị thiếu hụt. Khi đó, phần công suất bổ sung từ ESS có thể được tính như sau (Hình 3):

$$P_{adjust}^t = P_j^t - K(t_{nadir} - t_{db}) \quad (7)$$

Dựa vào [18], [24], sự biến thiên theo thời gian của độ lệch tần số có thể được biểu diễn bằng biểu thức sau:

$$M_H \frac{d\Delta f(t)}{dt} = \Delta P_{DGs}(t) + \Delta P_{ESS}(t) - P_j^t \quad (8)$$

Từ (5)-(8) thu được:

$$\int_0^{t_{nadir}} d\Delta f(t) = \frac{1}{M_H} \int_0^{t_{db}} (-P_j^t) dt + \frac{1}{M_H} \int_{t_{db}}^{t_{nadir}} (K(t - t_{db}) - P_j^t) dt \quad (9)$$

Biến đổi (9) và lưu ý rằng thời gian trễ t_{db} tương ứng với f_{db} được xác định bởi biểu thức $f_{db} = \frac{1}{M_H} P_j^t t_{db}$ và giả thiết rằng tần số hệ thống ngay trước khi sự cố xảy ra được giả thiết đang ở mức danh định f_{norm} , từ đó thu được tần số f_{nadir} như sau:

$$f_{nadir} = f_{norm} - f_{db} - \frac{(P_j^t)^2 - (P_{adjust}^t)^2}{2KM_H} \quad (10)$$

Để đảm bảo sự ổn định của lưới, giá trị f_{nadir} cần lớn hơn ngưỡng tối thiểu cho phép f_{min} .

$$f_{nadir} = f_{norm} - f_{db} - \frac{(P_j^t)^2 - (P_{adjust}^t)^2}{2KM_H} \geq f_{min} \quad (11)$$

Kết hợp (4), (7) và (11) sẽ thu được biểu thức sau:

$$2M_H(f_{norm} - f_{db} - f_{min}) \geq \left(P_j^t + P_{dispost}^t - (P_{SS}^{disch,t} - P_{SS}^{ch,t}) \right) \times (t_{nadir} - t_{db}) \quad (12)$$

Biểu thức (12) đã thể hiện được mối quan hệ giữa công suất của máy phát bị sự cố, tiêu chuẩn tần số tối thiểu, công suất nạp/xả của ESS trước và sau sự cố cũng như khoảng thời gian đáp ứng của ESS. Biểu thức này có thể được ứng dụng trong các bài toán tối ưu hóa vận hành lưới như ở trong phần 3.

3. Bài toán tối ưu hóa vận hành cho lưới điện nhỏ vận hành độc lập có xét đến ổn định tần số khi mất một máy phát

Trong phần này, biểu thức (12) được ứng dụng đưa vào bài toán lập kế hoạch vận hành ngày tới (Day-ahead schedule) cho một lưới điện đảo nhỏ có chứa DG, PV, ESS và tải. Bài toán này được xây dựng dưới dạng mô hình tối ưu hóa hai bậc với các biến bậc 1 là thông số vận hành của DG và các biến bậc 2 là thông số vận hành của PV và ESS. Tính bất định của phụ tải và công suất khả dụng của PV được xét đến trong mô hình này.

Trong thực tế vận hành, bài toán vận hành ngày tới được thực hiện vào ngày trước ngày vận hành, các biến bậc 1 được xác định và giữ nguyên cho đến thời điểm vận hành. Ngược lại, các biến bậc 2 tuy cũng được xác định trước nhưng dựa trên các mẫu ngẫu nhiên của tham số bất định và sẽ được tính toán lại một lần nữa ngay sát thời điểm vận hành thực tế.

Hàm mục tiêu của mô hình là tối thiểu hóa chi phí vận hành của lưới được mô tả như sau:

$$\text{Minimize } \sum_{t=1}^{24} \sum_i (C_{su,i} u_i^t + C_{sd,i} v_i^t + C_i P_i^t) + \mathbb{E} \left[C_{SS} \left(P_{SS}^{ch,t}(\xi) - P_{SS}^{disch,t}(\xi) \right) \right] \quad (13)$$

Trong đó: P_i^t là công suất phát của DG i tại giờ t ; w_i^t , u_i^t , v_i^t lần lượt là các biến nhị phân mô tả trạng thái ON/OFF, khởi động và tắt DG i tại giờ t ; C_i , $C_{su,i}$, $C_{sd,i}$ lần lượt là chi phí phát điện, chi phí khởi động và chi phí tắt DG i ; $P_{SS}^{ch,t}$ và $P_{SS}^{disch,t}$ lần lượt là công suất nạp hoặc xả của ESS trong tình huống lưới vận hành bình thường; C_{SS} là chi phí nạp/xả cho ESS; (ξ) là ký hiệu cho các biến bậc 2.

3.1. Ràng buộc bậc 1 của bài toán

Đây là các ràng buộc vận hành của DG, trong đó ràng buộc (14) cho thấy công suất phát của mỗi DG phải nằm trong khoảng giới hạn vận hành giữa $P_{min,i}$ và $P_{max,i}$. Ràng buộc (15) mô tả trạng thái ON/OFF cũng như khởi động và tắt DG trong mỗi giờ. Ràng buộc (16) cho thấy, sau khi khởi động, DG cần duy trì vận hành trong thời gian tối thiểu τ_{iON} . Ngược lại, sau khi tắt máy thì DG cũng cần duy trì trạng thái nghỉ trong thời gian tối thiểu τ_{iOFF}

$$P_{min,i} w_i^t \leq P_i^t \leq P_{max,i} w_i^t \quad (14)$$

$$w_i^t - w_i^{t-1} = u_i^t - v_i^t \quad (15)$$

$$\begin{cases} \sum_{k=t-\tau_{iON}}^t u_i^k \leq w_i^t \\ \sum_{k=t-\tau_{iOFF}}^t v_i^k \leq 1 - w_i^t \end{cases} \quad (16)$$

3.2. Ràng buộc bậc 2

Các ràng buộc bậc 2 bao gồm ràng buộc vận hành của PV, ESS cũng như các ràng buộc về cân bằng công suất và đáp ứng tần số sau sự cố mất một máy phát. Trong các ràng buộc này, công suất phát khả dụng của PV và phụ tải là hai

tham số bất định được xác định bằng số liệu dự báo với giá thiết các sai số dự báo tuân theo hàm phân bố chuẩn (Normal Distribution Function).

- Ràng buộc vận hành của PV:

$$0 \leq P_{PV}^t(\xi) \leq u_{PV}^t (P_{PVf}^t + P_{PV-error}^t P_{PVf}^t) \quad (17)$$

Ràng buộc trên cho thấy rằng công suất phát P_{PV}^t trong giờ t của PV bị giới hạn bởi số liệu dự báo P_{PVf}^t và có tính đến sai số dự báo $P_{PV-error}^t$. Trong ràng buộc này, biến nhị phân u_{PV}^t thể hiện trạng thái ON/OFF của PV.

- Ràng buộc của ESS:

$$0 \leq P_{SS}^{ch,t}(\xi) \leq u_{SS}^t P_{SSmax} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{SS}^{disch,t}(\xi) \leq (1 - u_{SS}^t) P_{SSmax} \quad (19)$$

$$0 \leq E_{SS}^t(\xi) = E_{SS}^{t-1}(\xi) + \eta P_{SS}^{ch,t}(\xi) - P_{SS}^{disch,t}(\xi) / \eta \leq E_{SSmax} \quad (20)$$

$$E_{SS}^{t=0} = E_{SS}^{t=24} \quad (21)$$

Ràng buộc (18) và (19) cho thấy, công suất nạp $P_{SS}^{ch,t}(\xi)$ hoặc xả $P_{SS}^{disch,t}(\xi)$ của ESS trong giờ t bị giới hạn bởi công suất định mức P_{SSmax} . Biến nhị phân u_{SS}^t biểu diễn trạng thái nạp/xả của ESS, bằng 1 khi ESS ở trạng thái nạp và bằng 0 khi ESS ở trạng thái xả.

Ràng buộc (20) biểu diễn mức năng lượng $E_{SS}^t(\xi)$ tích lũy trong ESS sau giờ t , trong đó η là hiệu suất nạp/xả. Mức năng lượng tích lũy này bị giới hạn bởi dung lượng định mức E_{SSmax} . Bên cạnh đó, ràng buộc (21) yêu cầu năng lượng trong ESS sau mỗi ngày cần được phục hồi về một giá trị cài đặt ban đầu.

- Ràng buộc của FFR:

Như đã trình bày trong phần 2, để đảm bảo sau sự cố mất công suất phát P_j^t , tần số không bị giảm xuống dưới ngưỡng vận hành tối thiểu f_{min} thì công suất nạp/xả của ESS trước và sau sự cố phải thỏa mãn ràng buộc (22). Ngoài ra, ràng buộc (23) cho thấy, năng lượng tích lũy trong ESS phải đủ để có thể duy trì được FFR trong khoảng thời gian Δt_{FFR} .

$$2M_H(f_{norm} - f_{db} - f_{min}) \geq \left(P_j^t + P_{dispost}^t(\xi) - (P_{SS}^{disch,t}(\xi) - P_{SS}^{ch,t}(\xi)) \right) (t_{nadir} - t_{db}) \quad (22)$$

$$0 \leq E_{SS}^t(\xi) - P_{dispost}^t(\xi) \Delta t_{FFR} \leq E_{SSmax} \quad (23)$$

- Ràng buộc cân bằng công suất:

Ràng buộc này cho thấy, tổng công suất phát của các DG, PV cũng như ESS phải cân bằng với nhu cầu của phụ tải.

$$\sum_i P_i^t + P_{PV}^t(\xi) + P_{SS}^{disch,t}(\xi) - P_{SS}^{ch,t}(\xi) = P_{Df}^t + P_{D-error}^t P_{Df}^t \quad (24)$$

4. Tính toán thử nghiệm

4.1. Mô hình thử nghiệm

Trong phần này, các tác giả áp dụng bài toán kế hoạch vận hành tối ưu đã trình bày trong phần 2 và 3 để thử nghiệm cho một mô hình lưới điện nhỏ độc lập với nguồn điện chính là 3 máy phát DG có công suất định mức 1000kW, một hệ thống PV có công suất lắp đặt 2500kW và hệ thống ESS 600kW/2400kWh. Giới hạn công suất

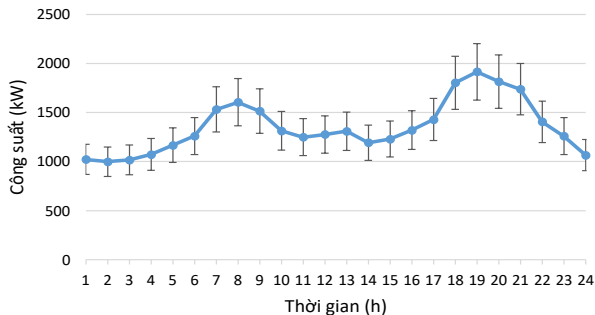
phát tối thiểu của mỗi DG là 350kW. Chi phí vận hành của các DG được giả thiết là 0,5\$/kWh, chi phí mỗi lần khởi động là 30\$ còn chi phí tắt máy bằng 0. Chi phí nạp/xả của ESS được lấy bằng 0,1\$/kWh trong khi chi phí vận hành của PV coi như rất nhỏ và được bỏ qua trong bài.

Các DG có hệ số ramp-rate là 50kW/s trong khi hằng số quán tính là 2s. Bên cạnh đó, thời gian trễ t_{db} của các DG được giả thiết là 0,02s. Lưới điện vận hành với tần số định mức là 50Hz và ngưỡng tần số tối thiểu cho phép là 49,2Hz. Phụ tải có công suất dự báo lớn nhất trong ngày gần 2000kW, đồ thị phụ tải được biểu diễn trong Hình 4 với giả thiết sai số dự báo là 15%.

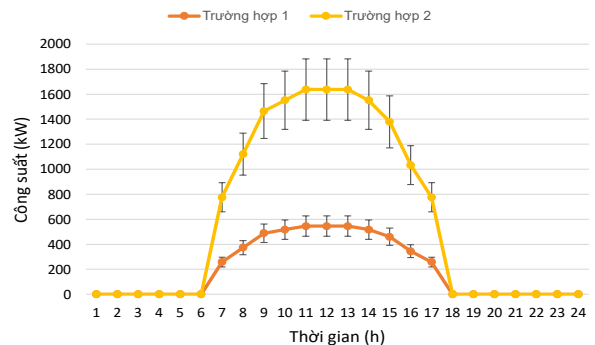
Mô hình vận hành tối ưu nói trên được tính toán với hai trường hợp của PV như sau:

- Trường hợp 1: Công suất PV khả dụng đạt giá trị lớn nhất trong ngày là 550kW;
- Trường hợp 2: Công suất PV khả dụng đạt giá trị lớn nhất trong ngày là 1600kW.

Sự khác biệt giữa hai trường hợp trên là ở khoảng thời gian giữa trưa, công suất PV có dư thừa so với phụ tải hay không. Đồ thị công suất dự báo của PV được biểu diễn trong Hình 5 với sai số dự báo giả thiết là 15%. Tính bất định trong sai số dự báo của phụ tải và công suất PV được đưa vào trong mô hình vận hành tối ưu bằng 200 kịch bản ngẫu nhiên tạo ra từ hàm phân phối chuẩn $\mathcal{N}(0,0.05)$. Để tính toán mô hình tối ưu, các tác giả dùng công cụ YALMIP [25] và CPLEX [26].



Hình 4. Số liệu dự báo của phụ tải

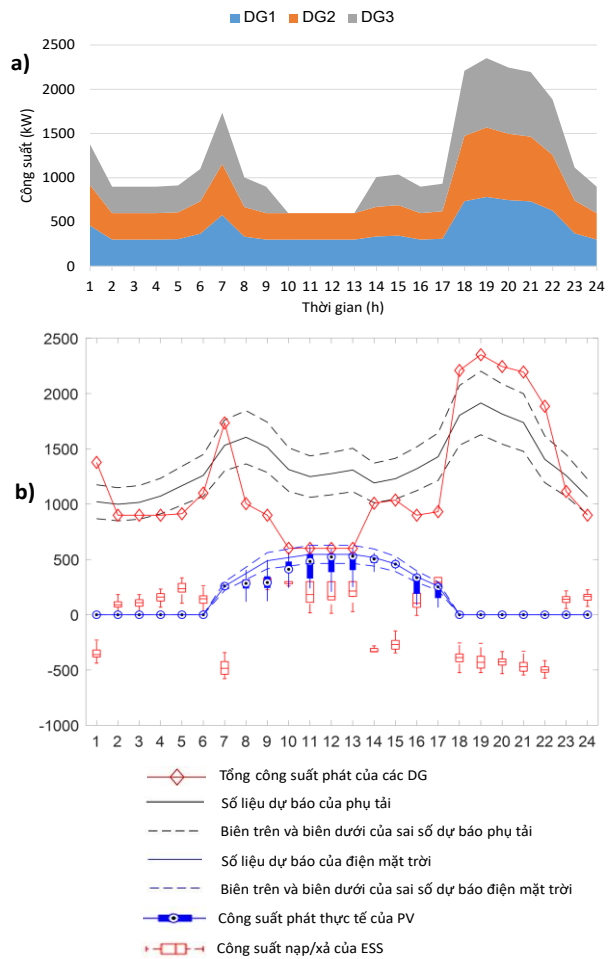


Hình 5. Số liệu dự báo công suất điện mặt trời khả dụng

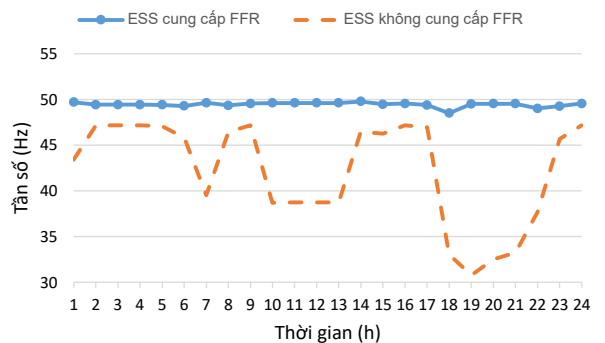
4.2. Kết quả tính toán

4.2.1. Trường hợp 1

Với số liệu PV trong trường hợp 1, nhóm tác giả thu được kết quả vận hành tối ưu của DG được biểu diễn trong Hình 6a. Công suất phát của PV cũng như công suất nạp/xả của ESS được biểu diễn trong Hình 6b dưới dạng box plot do đây là các biến bậc 2 thay đổi tùy theo giá trị của các mẫu ngẫu nhiên.



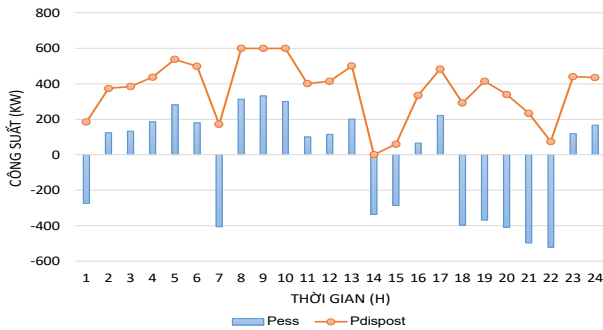
Hình 6. Kết quả tương ứng với trường hợp 1 của PV và xét đến ràng buộc tần số: a) Kế hoạch vận hành của DG; b) Công suất phát của PV và công suất nạp/xả của ESS



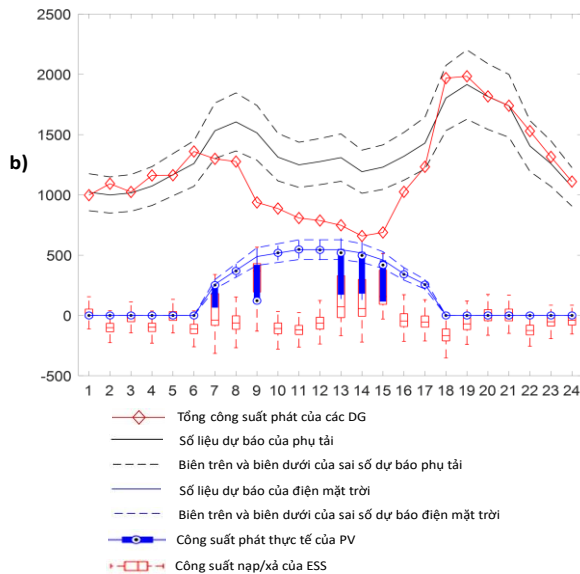
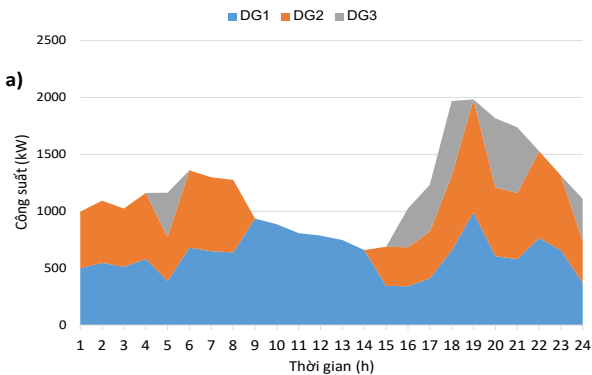
Hình 7. Trường hợp 1: Tần số nadir của hệ thống sau sự cố mất DG đột ngột

Đường đồ thị có dạng nét đứt trong Hình 7 biểu diễn tần số nadir sau sự cố mất DG có công suất phát lớn nhất trong mỗi giờ khi không xét đến vai trò của ESS. Có thể thấy, mặc dù các DG có khả năng điều chỉnh công suất rất nhanh nhưng tần số nadir sau sự cố vẫn thấp hơn rất nhiều so với ngưỡng tần số tối thiểu. Cụ thể, trong giờ cao điểm từ 18h đến 22h, công suất phụ tải đạt gần 2000kW trong khi PV không còn hoạt động khiến cho cả ba DG đều được huy động với công suất phát mỗi máy gần 800kW. Điều này có nghĩa là khi một DG bị mất đột ngột, lượng công suất thiếu hụt sẽ lớn hơn nhiều so với các giờ khác. Kết quả cũng cho thấy, tần số sau sự cố ở những giờ này giảm

xuống chỉ còn xấp xỉ 30Hz. Ngược lại, khi ESS được sử dụng để cung cấp FFR hỗ trợ cho lưới sau sự cố, tần số nadir hầu như không bị rơi xuống dưới giá trị cho phép (đường nét liền trong Hình 7). Điều này cho thấy hiệu quả của việc đưa ESS tham gia vào đáp ứng tần số.



Hình 8. Trường hợp 1: Công suất nạp/xả của ESS trước và sau sự cố



Hình 9. Kết quả tương ứng với trường hợp 1 của PV và không xét đến ràng buộc tần số: a) Kế hoạch vận hành của DG; b) Công suất phát của PV và công suất nạp/xả của ESS

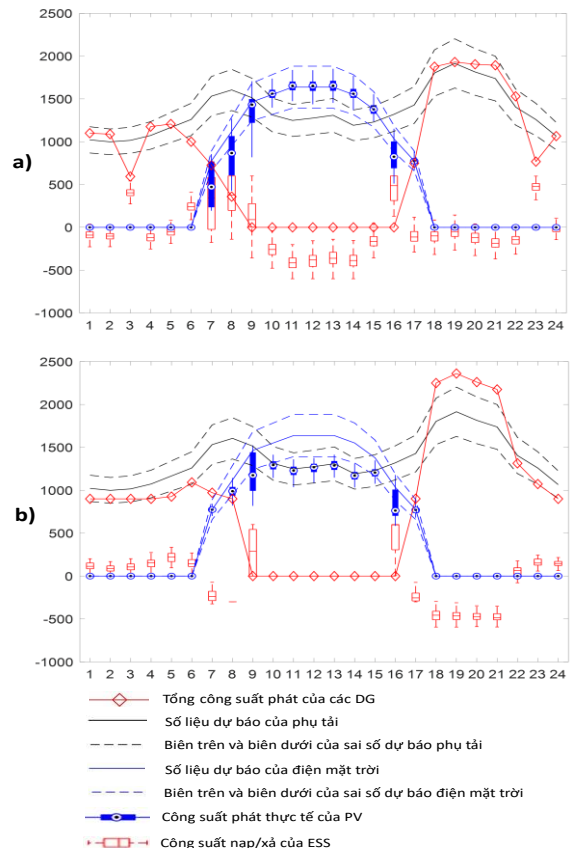
Đồ thị trong Hình 8 cho thấy rõ hơn công suất nạp/xả của ESS trước và sau sự cố. Khoảng cách giữa biểu đồ cột và đường đồ thị chính là phần công suất mà ESS bù vào sau sự cố mất máy phát. Kết hợp với kết quả trong Hình 6, có thể thấy, trong một số giờ, các DG chấp nhận phát dư công suất khá nhiều so với tải và ESS ở trạng thái sạc vào. Điều này giúp tăng được khả năng điều chỉnh công suất của

ESS khi có sự cố. Lưu ý rằng kết quả này tương ứng với một kịch bản được chọn ngẫu nhiên trong 200 kịch bản được tạo ra ban đầu, tuy nhiên khi so sánh với box plot trong Hình 6b thì có thể thấy được rằng nó vẫn thể hiện được tính chất chung của toàn bộ kết quả.

Bên cạnh đó, nhóm tác giả cũng thực hiện tính toán kế hoạch vận hành tối ưu cho lưới khi không xét đến các ràng buộc tần số, các kết quả được tổng hợp trong Hình 9. Có thể thấy, khi không có ràng buộc tần số, ESS chỉ nạp hoặc xả ở mức công suất thấp. Trong những giờ cao điểm như từ 18h đến 22h, các DG phát công suất vừa đủ để cung cấp cho tải trong khi ESS chỉ nạp hoặc xả để điều tiết cân bằng công suất khi phụ tải thực tế sai khác với số liệu dự báo. Kết quả này trái ngược hẳn so với trường hợp xét đến điều kiện tần số (Hình 6). Bên cạnh đó, khi xét đến ràng buộc tần số, số máy DG được huy động cũng có xu hướng nhiều hơn và phân chia đều công suất cho các DG hơn so với khi không xét đến tần số. Điều này cho thấy được ảnh hưởng của ràng buộc tần số lên kế hoạch vận hành lưới.

4.2.2. Trường hợp 2

Tương tự như phần trên, nhóm tác giả cũng thực hiện tính toán kế hoạch vận hành cho lưới trong hai tình huống: Không xét và có xét đến ràng buộc tần số trong mô hình vận hành tối ưu. Các kết quả được tổng hợp trong Hình 10. Trong trường hợp này, công suất PV vào buổi trưa dư thừa so với phụ tải. Khi không xét đến ràng buộc tần số thì ở thời điểm buổi trưa, ESS sẽ ở trạng thái nạp, và sau đó xả ra khi công suất PV xuống thấp không đủ để cung cấp cho tải (Hình 10a). Nhờ đó, công suất phát khả dụng của PV được tận dụng tối đa.



Hình 10. Trường hợp 2: Kế hoạch vận hành của lưới: a) Khi không xét đến ràng buộc tần số; b) Khi xét đến ràng buộc tần số

Ngược lại, khi xét đến điều kiện tần số, ESS được giữ ở trạng thái sạc ở trong khung giờ cao điểm từ 18h đến 22h nhằm tăng khả năng điều chỉnh công suất khi có sự cố. Do đó, trước khung giờ này, năng lượng trong ESS cần được giữ ở mức thấp. Điều này dẫn đến việc công suất dư thừa của PV vào buổi trưa đều bị cắt giảm thay vì tích lũy trong ESS (Hình 10b) và làm cho chi phí vận hành cũng tăng lên so với khi không xét đến tần số (Bảng 1). Tuy nhiên, có thể thấy chi phí vận hành tăng lên không quá nhiều (4,3%) lại đảm bảo điều kiện tần số nên mô hình vận hành tối ưu trong bài báo này vẫn phù hợp để đưa vào ứng dụng trong thực tế.

Bảng 1. Trường hợp 2: So sánh chi phí vận hành tối ưu

Kịch bản	Chi phí vận hành tối ưu (USD)
Xét đến ràng buộc tần số	9911
Không xét đến ràng buộc tần số	9484

5. Kết luận

Trong nghiên cứu này, các tác giả đã đề xuất mô hình sử dụng ESS để cung cấp FFR cho lưới điện trên đảo nhằm duy trì tần số lưới sau sự cố mất một máy phát đột ngột. Mỗi liên hệ giữa công suất phát của DG, công suất nạp/xả của ESS trước và sau sự cố cũng như tiêu chuẩn tần số được mô hình hóa thành biểu thức toán học và ứng dụng trong bài toán lập kế hoạch vận hành tối ưu cho lưới. Việc so sánh tần số nadir trong các kịch bản cho thấy được hiệu quả của ESS trong việc duy trì tần số sau sự cố. Bên cạnh đó, các kết quả cũng cho thấy ảnh hưởng của ràng buộc tần số lên kế hoạch vận hành tối ưu của lưới như làm tăng cắt giảm công suất PV cũng như tăng số lượng DG vận hành trong mỗi giờ.

Trong những nghiên cứu tiếp theo, nhóm tác giả sẽ tập trung tính toán kích cỡ tối ưu của ESS để vừa có thể tham gia vào điều tiết công suất giúp giảm chi phí vận hành của lưới, vừa tham gia cung cấp FFR để hỗ trợ duy trì tần số khi có sự cố. Ngoài ra, việc mô hình hóa vai trò của ESS trong việc điều chỉnh tần số khi có mất cân bằng công suất nhỏ do sai số dự báo cũng là một khía cạnh đáng được quan tâm.

Lời cảm ơn: Nghiên cứu này được tài trợ bởi Bộ Giáo dục và Đào tạo qua đề tài mã số CT 2022.07.BKA.05.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- J. Riesz and J. Palermo, "International review of frequency control adaptation", 2016. Accessed: Jan. 29, 2022. [Online]. Available: https://aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2016/FPSS-International-Review-of-Frequency-Control.pdf
- "Performance of Distributed Energy Resources During and After System Disturbance Voltage and Frequency Ride-Through Requirements", 2013. Accessed: Jul. 01, 2022. [Online]. Available: https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability_Assessments/DL/IVGTF17_PC_FinalDraft_December_clean.pdf
- "Fast frequency response in the nem", 2017. Accessed: Jan. 03, 2022. [Online]. Available: www.aemo.com.au
- D. Lew *et al.*, "Technology Capabilities for Fast Frequency Response", 2017. Accessed: Sep. 07, 2022. [Online]. Available: https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/reports/2017/20170310-ge-ffr-advisory-report.pdf?la=en
- W. Uijlings, "RoCoF Alternative Solutions Technology Assessment High level assessment of frequency measurement and FFR type technologies and the relation with the present status for the reliable detection of high RoCoF events in a adequate time frame", 2015. Accessed: Jan. 03, 2019. [Online]. Available: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/RoCoF-Alternative-Solutions-Technology-Assessment-Phase-I-DNV-GL-Report.pdf>
- P. V. Brogan, R. J. Best, D. J. Morrow, K. McKinley, and M. L. Kubik,

- "Effect of BESS Response on Frequency and RoCoF During Underfrequency Transients", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 575–583, Jan. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2862147.
- P. Tielens and D. Van Hertem, "Receding Horizon Control of Wind Power to Provide Frequency Regulation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 2663–2672, Jul. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2626118.
- D. Stenclik, "Integrated Grid Planning Symposium State of IGP Technology", 2017. Accessed: Jan. 31, 2019. [Online]. Available: https://www.hawaiiianelectric.com/documents/clean_energy_hawaii/integrated_grid_planning/igp_symposium/8_1_derek_stenclik_presented_by_bob_zavadil.pdf
- M. S. Misaghian, C. O'Dwyer, and D. Flynn, "Fast frequency response provision from commercial demand response, from scheduling to stability in power systems", *IET Renew. Power Gener.*, vol. 16, no. 9, pp. 1908–1924, Jul. 2022, doi: 10.1049/RPG2.12453.
- L. Meng *et al.*, "Fast Frequency Response from Energy Storage Systems - A Review of Grid Standards, Projects and Technical Issues", *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1566–1581, Mar. 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2940173.
- G. Delille, B. Francois, and G. Malarange, "Dynamic Frequency Control Support by Energy Storage to Reduce the Impact of Wind and Solar Generation on Isolated Power System's Inertia", *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 931–939, Oct. 2012, doi: 10.1109/TSTE.2012.2205025.
- M. Cheng, S. S. Sami, and J. Wu, "Benefits of using virtual energy storage system for power system frequency response", *Appl. Energy*, vol. 194, pp. 376–385, May 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.113.
- V. Knap, S. K. Chaudhary, D.-I. Stroe, M. Swierczynski, B.-I. Craciun, and R. Teodorescu, "Sizing of an Energy Storage System for Grid Inertial Response and Primary Frequency Reserve", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 3447–3456, Sep. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2503565.
- P. Mercier, R. Cherkaoui, and A. Oudalov, "Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1469–1477, Aug. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2022997.
- A. Oudalov, D. Chartouni, and C. Ohler, "Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1259–1266, Aug. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901459.
- M. R. Aghamohammadi and H. Abdolahinia, "A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded Microgrid", *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 325–333, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.07.005.
- H. Ahmadi and H. Ghasemi, "Security-Constrained Unit Commitment With Linearized System Frequency Limit Constraints", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1536–1545, Jul. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2297997.
- H. Chavez, R. Baldick, and S. Sharma, "Governor Rate-Constrained OPF for Primary Frequency Control Adequacy", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1473–1480, May 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2298838.
- Y. Wen, W. Li, G. Huang, and X. Liu, "Frequency Dynamics Constrained Unit Commitment With Battery Energy Storage", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 5115–5125, Nov. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2521882.
- E. Orlando *et al.*, "Use of Frequency Response Metrics to Assess the Planning and Operating Requirements for Reliable Integration of Variable Renewable Generation", 2010. Accessed: Jan. 29, 2022. [Online]. Available: <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/frequencyresponsemetrics-report.pdf>
- P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994. Accessed: Jan. 29, 2019. [Online]. Available: <https://books.google.co.jp/books?id=2cbvyf8Ly4AC&dq=Power+System+Stability+and+Control+kundur&hl=vi&sa=X&ved=0ahUKWEAjbuD5JLgAhUHj8KHVf7CZwQ6AEIKTAA>
- P. Mancarella *et al.*, "Power system security assessment of the future National Electricity Market", 2017. Accessed: Oct. 02, 2022. [Online]. Available: <https://www.energy.gov.au/sites/default/files/independent-review-future-nem-power-system-security-assessment.pdf>
- M. H. J. Bollen, *Integration of distributed generation in the power system*. Wiley, 2011.
- I. Egido, F. Fernandez-Bernal, P. Centeno, and L. Rouco, "Maximum Frequency Deviation Calculation in Small Isolated Power Systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 4, pp. 1731–1738, Nov. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2030399.
- J. Löfberg, "YALMIP: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB", *Proc. IEEE Int. Symp. Comput. Control Syst. Des.*, pp. 284–289, 2004, doi: 10.1109/CACSD.2004.1393890.
- IBM, "IBM CPLEX." <http://www.ilog.com/products/%0Acpflex/%0A>