

Tối ưu công suất phát trong điều kiện bất định cho mạng điện nhỏ nối lưới

Phan Quốc Dũng, Phan Thị Thanh Bình*, Phạm Đình Minh, Trần Minh Hưng, Nguyễn Đức Hưng



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

TÓM TẮT

Hiện nay sự thâm nhập của điện gió và mặt trời trong mạng điện nhỏ là khá cao. Việc dự báo tốc độ gió hay bức xạ mặt trời khó có thể đưa ra một giá trị chính xác và thường đưa ra khoảng các giá trị. Do đó công suất đầu ra được dự báo của các nguồn này có thể được cho dưới dạng khoảng các giá trị. Điều kiện ràng buộc về cân bằng công suất trong mạng điện nhỏ sẽ có vẻ phải ở dạng bất định, dạng khoảng. Như vậy trong mạng điện nhỏ kết lưới, sự có mặt của các nguồn phát dựa trên gió và mặt trời làm cho bài toán phân bố công suất phát tối ưu giữa các máy phát phân bố trở thành bài toán có yếu tố bất định. Lời giải tối ưu của hai cận dưới và trên của khoảng này sẽ cho ra lời giải tối ưu tốt nhất và tệ nhất. Bài báo này đề xuất xem xét bài toán tối ưu trên như bài toán hai mục tiêu: đạt lời giải tối ưu tốt nhất và tệ nhất. Nguyên lý của lý thuyết mờ và giải thuật tối ưu bầy đàn được áp dụng để giải bài toán tối ưu đa mục tiêu. Giá trị tối ưu của bài toán sẽ nằm trong khoảng, còn công suất của máy phát đóng vai trò nút cân bằng cũng sẽ thay đổi trong khoảng để đáp ứng sự bất định của công suất điện gió và mặt trời. Một ví dụ cho mạng điện nhỏ hạ thế có ba nguồn phát được xem xét cho cả hai tình huống: nối lưới qua máy cắt thông thường và qua bộ điều khiển công suất.

Từ khóa: Lưới điện nhỏ, phân bố tối ưu, vẻ phải bất định

GIỚI THIỆU

Sự xâm nhập của năng lượng tái tạo trong MG ngày càng cao. Các nguồn phát dựa trên gió và mặt trời được coi là không điều chỉnh được (*undispatchable*) do bản chất phụ thuộc vào điều kiện tự nhiên. Bài toán tối ưu công suất phát giữa các máy phát dựa trên việc điều phối công suất phát của các nguồn có điều chỉnh (*dispatchable*)¹. Nếu MG ở chế độ nối lưới thì cần tính đến chi phí mua điện từ lưới². Bài toán tối ưu này thuộc loại phi tuyến, các phương pháp tính số được áp dụng nhiều³⁻⁵. Một trong các ví dụ là phương pháp bầy ong trong Whei-Min Lin *et al.*⁶. Ngoài ra, các phương pháp tính dựa trên trí tuệ nhân tạo (*artificial intelligent*) cũng được áp dụng hiệu quả^{7,8}.

Tính chất bất định của công suất đầu ra của các nguồn phát điện gió làm cho bài toán trở nên phức tạp hơn. Việc dự báo chính xác các công suất điện gió là một thách thức lớn. Một trong cách tiếp cận là dự báo công suất điện gió ở dạng khoảng^{9,10} hoặc xác suất.

Có hai cách tiếp cận chính được trình bày trong nhiều tài liệu để xử lý yếu tố bất định của công suất đầu ra điện gió và mặt trời: yêu cầu dự trữ bổ sung^{11,12} và mô hình ngẫu nhiên đa kịch bản¹³. Điển hình là trong Firouzi *et al.*¹⁴ đã sử dụng logic mờ và phương pháp tối ưu PSO để khắc phục tính bất định của công suất điện gió.

Bài báo này trình bày một cách tiếp cận giải bài toán tối ưu công suất phát giữa các nguồn có điều chỉnh cho MG nối lưới như bài toán đa mục tiêu. Công suất đầu ra của các nguồn điện gió và mặt trời được dự báo trong khoảng. Ràng buộc về cân bằng công suất sẽ có vẻ phải dạng khoảng làm cho bài toán trở thành bài toán tối ưu có ràng buộc dạng bất định RHS. Lưới điện hoặc một nút máy phát có bộ điều chỉnh tần số sẽ đóng vai trò như một nguồn cân bằng các bất định do nguồn điện gió hay mặt trời gây nên.

PHÁT BIỂU BÀI TOÁN

Trong MG, các máy phát được phân chia làm hai loại sau:

- Loại điều chỉnh được công suất phát
- Loại không điều chỉnh được công suất phát

Phân bố tối ưu công suất nguồn phát như vậy dựa trên các máy phát có điều chỉnh sao cho chi phí sản xuất điện (cho nhiên liệu và tiền trả cho công ty điện) là bé nhất cho mỗi giờ.

Với giờ thứ t , bài toán được phát biểu là: Hàm mục tiêu:

$$T = \sum_{i=1}^N C_i(P_i) + C_0U \rightarrow \min \quad (1)$$

Trong đó: T -hàm chi phí; U – lượng điện lấy từ lưới; C_0 – giá mua điện từ lưới

Trường Đại học Bách khoa, Đại học Quốc gia TP.HCM, Việt Nam

Liên hệ

Phan Thị Thanh Bình, Trường Đại học Bách khoa, Đại học Quốc gia TP.HCM, Việt Nam
Email: pttbinh@hcmut.edu.vn

Lịch sử

- Ngày nhận: 06-11-2019
- Ngày chấp nhận: 10-12-2019
- Ngày đăng: 09-4-2020

DOI: 10.32508/stdjet.v3i1.631



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.



Trích dẫn bài báo này: Dũng P Q, Bình P T T, Minh P D, Hưng T M, Hưng N D. **Tối ưu công suất phát trong điều kiện bất định cho mạng điện nhỏ nối lưới.** *Sci. Tech. Dev. J. - Eng. Tech.*; 3(1):366-374.

$C_i(P_i)$ – hàm chi phí sản xuất của máy phát thứ i và được biểu diễn là:

$$C_i(P_i) = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2$$

P_i – công suất của máy phát thứ i

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ là các hệ số của hàm chi phí sản xuất

N – số máy phát có thể điều chỉnh

Ràng buộc:

a) Cân bằng công suất:

$$\sum_{i=1}^N P_i + U = P_L - \sum_{j \in M} P_j \quad (2)$$

Với P_L – tải của MG;

P_j – công suất của nguồn phát không điều chỉnh thứ j

M – số máy phát không điều chỉnh (điện gió và mặt trời)

b) Ràng buộc về công suất phát và lượng điện lấy từ lưới:

$$P_{min} \leq P_i \leq P_{max}$$

$$U \leq U_{max} \quad (3)$$

Trong (2), giá trị tổng công suất phát của các nguồn không điều chỉnh (dựa trên gió, mặt trời) cho giờ thứ t được ước lượng phụ thuộc vào sự dự báo tốc độ gió, bức xạ mặt trời. Nếu giá trị dự báo các đại lượng này là giá trị xác định thì vế phải của (2) sẽ là một giá trị xác định. Bài toán (1) – (3) là bài toán tối ưu kinh điển. Tuy nhiên, trên thực tế, với rất nhiều MG, các giá trị dự báo về tốc độ gió, bức xạ mặt trời sẽ được cho một cách gần đúng, ví dụ như tốc độ gió được cho dưới dạng khoảng 8-8,5m/s, v.v... Do đó, công suất phát của các nguồn này cũng sẽ nằm trong khoảng, ví dụ [a, b].

Đặt $P_{RES} = \sum_{j \in M} P_j$. P_{RES} có giá trị nằm trong khoảng $[P_{RES T}, P_{RES F}]$

Đặt $P'_L = P_L - P_{RES}$

Như vậy P'_L cũng có giá trị khoảng $[P'_{LT}, P'_{LF}]$ trong đó T biểu hiện cận trái và F biểu hiện cho cận phải. Vế phải của (2) sẽ trở thành khoảng. Bài toán (1)–(3) trở thành bài toán tối ưu với ràng buộc có RHS bất định.

(2) trở thành:

$$\sum_{i=1}^N P_i + U = P'_L = [P'_{LT}, P'_{LF}] = P'_{LT} + \mu(P'_{LF} - P'_{LT}) \text{ với } \mu = [0, 1] \quad (2')$$

PHƯƠNG PHÁP GIẢI BÀI TOÁN TỐI ƯU CÔNG SUẤT PHÁT

MG có thể nối lưới qua các máy cắt thông thường hoặc qua bộ điều khiển công suất¹⁵. Ở trường hợp nối qua máy cắt thông thường, điểm kết nối lưới được coi như một nút cân bằng.

Ở trường hợp thứ hai, công suất lấy từ lưới vào MG có thể được điều khiển theo một giá trị cho trước. Như trong Ali Keyhani *et al.*¹⁵ đã trình bày, MG sẽ kết lưới qua bộ back-to-back converters. Bộ này gồm

hai converters: converter thứ nhất nối với lưới điện, còn converter thứ hai nối với MG. Converter nối lưới sẽ điều khiển điện áp tụ nối giữa hai bộ converter, từ đó điều khiển modul và góc pha điện áp đầu ra phía nối MG của converter thứ hai. Bằng cách đó sẽ điều khiển được công suất lấy từ lưới theo yêu cầu. Điều này cũng có nghĩa là ngoài những máy phát có bộ điều chỉnh tốc độ (với máy điện quay) hoặc bộ droop control (với nguồn phát kết nối qua bộ inverter), sẽ có một nút phát nào đó trong MG đóng vai trò điều chỉnh tần số¹⁵. Nút này được gọi là nút cân bằng.

Định nghĩa lời giải tốt nhất T_{best} và tệ nhất T_{worst}

Gọi tổ hợp công suất phát $X = \{P_1, P_2, \dots, P_{n-1}, P_n\}$ là tập các giá trị công suất của các máy phát và công suất mua điện từ lưới, chi phí tương ứng là sẽ là $T(X)$.

Ứng với mỗi trị μ , giải (1)-(2')-(3) sẽ tìm được một giá trị tối ưu T_μ^* (ĐVTT/giờ). Giả sử quét liên tục từ $\mu = 0 \rightarrow 1$ thì sẽ cho ra tập các giá trị chi phí tối ưu như trên Hình 1 và Hình 2.

Ta sẽ chứng minh T_{best} (chi phí tối ưu ứng với $\mu = 0$) là giá trị chi phí tối ưu tốt nhất trong tập T_μ^* và T_{worst} (chi phí tối ưu ứng với $\mu = 1$) là giá trị chi phí tối ưu lớn nhất (tệ nhất) trong tập T_μ^* .

Thật vậy, giả sử tồn tại một giá trị $\mu^* (\mu^* \neq 0 \neq 1)$ nào đó cho giá trị tối ưu $T_{\mu^*}^*$ là bé nhất (nhỏ hơn cả T_{best}) ứng với $X_{\mu^*} = \{P_{1\mu^*}, P_{2\mu^*}, \dots, P_{n-1\mu^*}, P_{n\mu^*}\}$ (như Hình 1). Bây giờ giữ nguyên các công suất phát của $n-1$ máy phát, còn máy phát còn lại (máy phát thứ n) cho thay đổi giảm tải ứng với P'_L giảm dần ($\mu = \mu^* \rightarrow 0$). Lưu ý là $n=N+1$ (có tính đến nút nối lưới của MG).

Do T là hàm tăng theo P_n nên chi phí sẽ giảm dần theo sự giảm của P_n . Đến khi $\mu = 0$ thì giá trị hàm chi phí là T_{μ^*T} và:

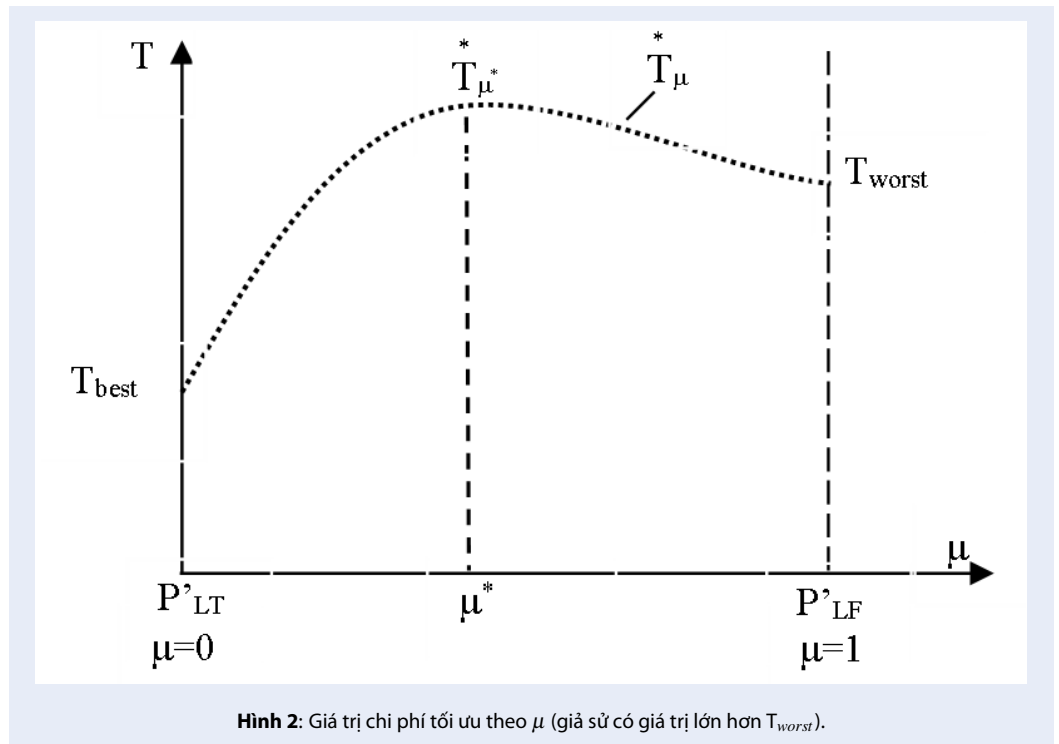
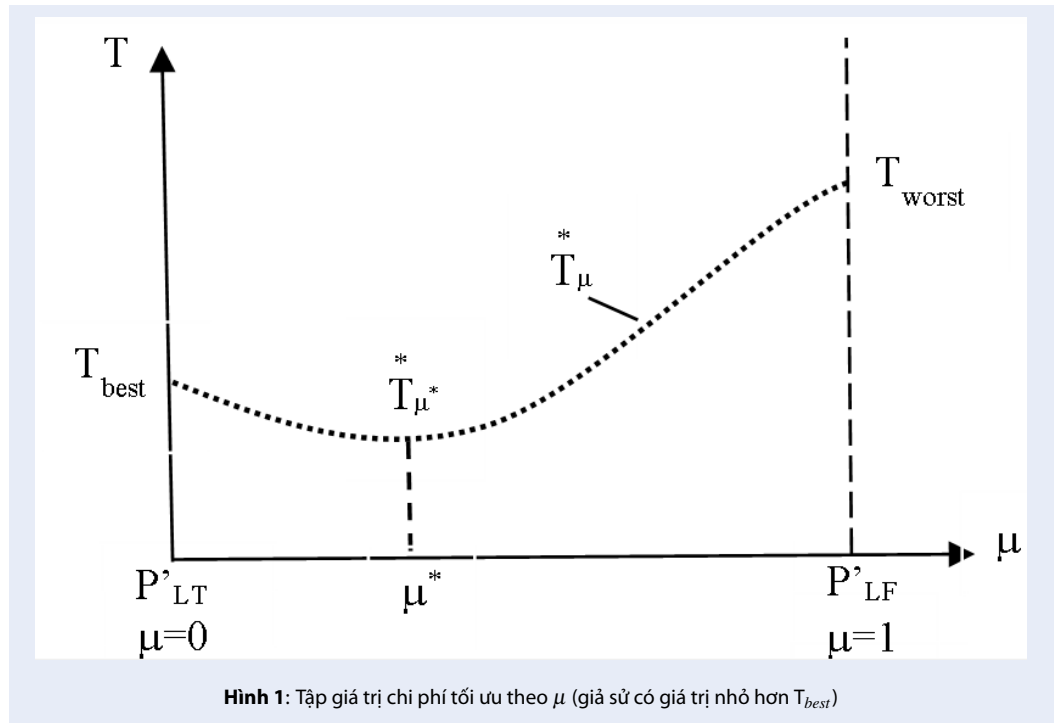
$$T_{\mu^*T} < T_{\mu^*}^* < T_{best}$$

Điều này vô lý vì T_{best} là giá trị tối ưu (nhỏ nhất) khi $\mu = 0$.

Bây giờ lại giả sử tồn tại một giá trị $\mu^* (\mu^* \neq 0 \neq 1)$ nào đó cho giá trị tối ưu $T_{\mu^*}^*$ là lớn nhất (như Hình 2). Ứng với $\mu = 1$ có tổ hợp công suất phát tối ưu $X_{\mu=1}$ và cho ra T_{worst} . Giữ nguyên các công suất phát của $n-1$ máy phát, còn máy phát còn lại cho thay đổi giảm tải ứng với tải giảm dần tới μ^* . Khi giảm dần ($\mu = 1 \rightarrow \mu^*$) thì chi phí T sẽ giảm dần. Đến khi $\mu = \mu^*$ thì giá trị hàm chi phí là T_{μ^*F} và: $T_{\mu^*F} < T_{worst} < T_{\mu^*}^*$.

Điều này vô lý vì $T_{\mu^*}^*$ là giá trị tối ưu tại μ^* .

Lập luận tương tự sẽ cho thấy là tập T_μ^* sẽ là hàm tăng theo μ .



Phương pháp tìm lời giải tối ưu

Gán thứ tự cho nút cân bằng là n, ký hiệu là swing. Phương pháp đề xuất gồm 2 giai đoạn:

Giai đoạn 1: Tìm chi phí tối ưu tốt nhất T_{best} và tệ nhất T_{worst}

Chi phí tối ưu tốt nhất T_{best} sẽ đạt được khi tổng công suất phát là bé nhất (ứng với P'_{LT}). Tương tự, chi phí tối ưu tệ nhất T_{worst} sẽ đạt được khi tổng công suất phát là lớn nhất. Việc tìm hai giá trị này được tiến hành theo giải thuật tối ưu PSO.

Giai đoạn 2: Tìm tổ hợp công suất phát tối ưu

Với mỗi tổ hợp công suất phát $\{P_1, P_2, \dots, P_{n-1}\}$ sẽ cho ra tương ứng cặp $\{P'_{swing}, P^F_{swing}\}$, P^T_{swing} đảm bảo cân bằng công suất ở P'_{LT} và P^F_{swing} đảm bảo cân bằng công suất ở P'_{LF} . Khi đó hàm chi phí T là hàm tăng theo P_{swing} nghĩa là theo μ , từ $T_T = T(P_1, P_2, \dots, P_{n-1}, P^T_{swing})$ tới $T_F = T(P_1, P_2, \dots, P_{n-1}, P^F_{swing})$. Kết hợp T_μ là hàm tăng theo μ , bài báo đề xuất tìm tổ hợp công suất phát $\{P_1, P_2, \dots, P_{n-1}\}$ sao cho chi phí T_T tiến về T_{best} và T_F tiến về T_{worst} (như Hình 3).

Nguyên lý Bellman Zadeh:

Như vậy việc tiến đồng thời về lời giải tối ưu tốt nhất và tệ nhất tương đương như tìm lời giải thỏa hai mục tiêu.

Nguyên lý Bellman Zadeh¹⁶ do hai nhà khoa học Bellman và Zadeh nghiên cứu và phát triển nhằm giải quyết bài toán đa mục tiêu, sao cho từng mục tiêu đều đạt được giá trị tốt nhất có thể có bằng cách đưa bài toán đa mục tiêu về bài toán một mục tiêu. Trong đó, mỗi mục tiêu được đặc trưng bởi một hàm thành phần λ (membership) có giá trị nằm trong khoảng [0, 1].

Áp dụng nguyên lý Bellman Zadeh cho bài toán hai mục tiêu. Tìm tập $X = \{P_1, P_2, \dots, P_{n-1}, P_{swing}\}$ nào đó sao cho chi phí $T_T \rightarrow T_{best}$ và $T_F \rightarrow T_{worst}$ (như Hình 3). Lưu ý là P_{sw} gồm hai giá trị P^T_{swing} và P^F_{swing} . Để giải bài toán tối ưu hai mục tiêu, bài báo sử dụng lý thuyết mờ. Mỗi tổ hợp công suất phát và mua điện từ lưới $\{P_1, P_2, \dots, P_{n-1}, P^T_{swing}, P^F_{swing}\}$ sẽ đáp ứng mức độ đạt hai mục tiêu qua giá trị hai hàm thành phần. Bài báo đề xuất các hàm thành phần:

$$\lambda = \min(\lambda_T, \lambda_F) \quad (4)$$

$$\lambda_T = \frac{T_{worst} - T_T}{T_{worst} - T_{best}}, \lambda_F = \frac{T_F - T_{best}}{T_F - T_{worst}}, \lambda_T > 0 \quad (5)$$

Lưu ý là giá trị hàm thành phần luôn không lớn hơn 1. Do vậy hàm thành phần ứng với mục tiêu thứ hai λ_F có dạng như trong (5) và khác với dạng của mục tiêu thứ nhất λ_T .

Thực vậy, khi X làm cho $T_T \rightarrow T_{best}$ thì $\lambda_T \rightarrow 1$ (đạt mục tiêu tiến đến T_{best}) và khi $T_F \rightarrow T_{worst}$ thì $\lambda_F \rightarrow 1$ (đạt mục tiêu tiến đến T_{worst}).

Lúc này, mục tiêu của bài toán trở thành X sao cho:

$$\lambda \rightarrow \max \quad (6)$$

Sử dụng giải thuật PSO với hàm Fitness là λ lớn nhất và thỏa mãn các ràng buộc (2'), (3), (4), (5). Khi đó sẽ thu được hai giá trị cận trái T^*_T, T^*_F . Lời giải thu được bao gồm: Một tổ hợp rõ công suất phát của n-1 máy phát, còn công suất máy phát cân bằng nằm trong khoảng $P^T_{swing} \leq P_{swing} \leq P^F_{swing}$ và chi phí T nằm trong khoảng tối ưu $T^*_T \leq T \leq T^*_F$.

Khi vận hành thực tế, công suất tải P'_L thay đổi trong khoảng $P'_{LT} \leq P'_L \leq P'_{LF}$, P_{swing} sẽ thay đổi theo trong khoảng để đảm bảo cân bằng công suất.

Các bước thực hiện bài toán của phương pháp đề xuất như Hình 4.

ÁP DỤNG VÀ KẾT QUẢ

Cho mạng điện nhỏ MG hạ thế¹⁷ gồm hai RES, hai MT và một FC, ba tải như Hình 5. Thông số máy phát, thông số tải và nguồn phát RES lần lượt theo Bảng 1 và Bảng 2.

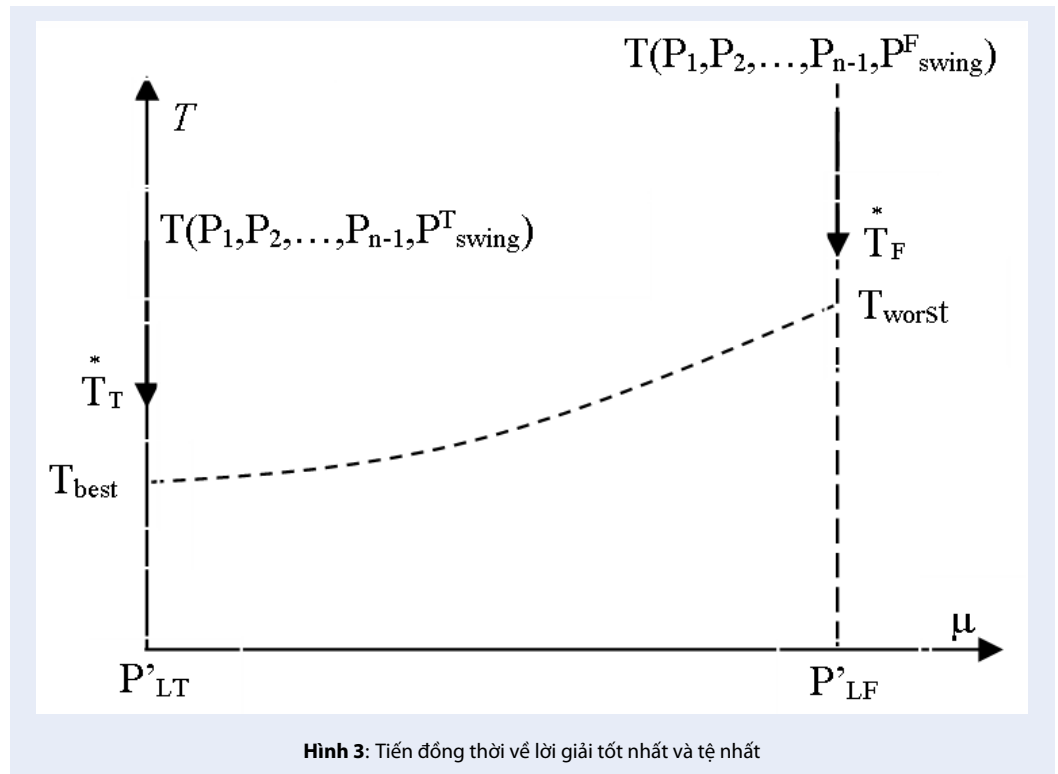
Bảng 1: Thông số máy phát

Máy phát	Hàm chi phí (€/h)	Giới hạn công suất (kW)
MT1	$20.10^{-5.5}P^2 + 50.10^{-5.5}P + 100.10^{-5.5}$	[0,160]
MT2	$100.10^{-5.5}P^2 + 40.10^{-5.5}P + 140.10^{-5.5}$	[0,240]
FC	$10.10^{-5.5}P^2 + 20.10^{-5.5}P + 20.10^{-5.5}$	[0,260]
Lưới U	0.04U	[0,600]

Bảng 2: Thông số tải và của nguồn RES

Trường hợp khảo sát	P_L (KW)	P_{RES} (KW)	P'_{LT} (KW)	P'_{LF} (KW)
1	350	70-90	260	280
2	500	85-110	390	415
3	700	50-70	630	650

MG có thể vận hành ở hai chế độ: nối lưới và tách lưới. Tổng công suất phát tối đa của MT1, MT2 và FC là 660 kW. Khi ở chế độ tách lưới có thể xuất hiện tình huống sa thải tải nếu như công suất phát của RES thấp và tải ở mức cao. Ở chế độ nối lưới công suất có thể được lấy từ lưới điện, tùy thuộc vào mối tương quan của giá điện và chi phí phát điện của ba máy phát. Lưu ý là chi phí phát một đơn vị điện năng của ba máy phát phụ



Hình 3: Tiến đồng thời về lời giải tốt nhất và tệ nhất

thuộc vào lượng công suất phát do hàm chi phí phát là hàm bậc hai theo công suất.

Trong Bảng 2, công suất của RES được dự báo trong khoảng các giá trị. Ba trường hợp được xem xét, gồm: tải (sau khi trừ đi công suất của RES) ở mức thấp 260-280 kW chiếm 40% tổng công suất của ba máy phát; tải ở mức trung bình là 390-415 kW chiếm 60% công suất ba máy phát; tải ở mức cao 630-650 kW chiếm 96% công suất tổng ba máy phát. Khảo sát ba trường hợp này để xem mức chất tải của các máy phát, cũng như sự tương quan với lượng điện được mua từ lưới. Bỏ qua công suất của bộ lưu trữ năng lượng (storage 1).

Giải thuật PSO được thực thi. Sau khi thay đổi các giá trị c_1 , c_2 , thay đổi dân số và số bước lặp tối đa, các thông số sau đã được chọn: $c_1 = c_2 = \sqrt{2}$, dân số là 50 và số bước lặp tối đa là 25.

Khi MG nối lưới qua máy cắt thông thường

Nút lưới đóng vai trò nút swing nên công suất lấy từ lưới sẽ nằm trong khoảng $[U_T, U_F]$

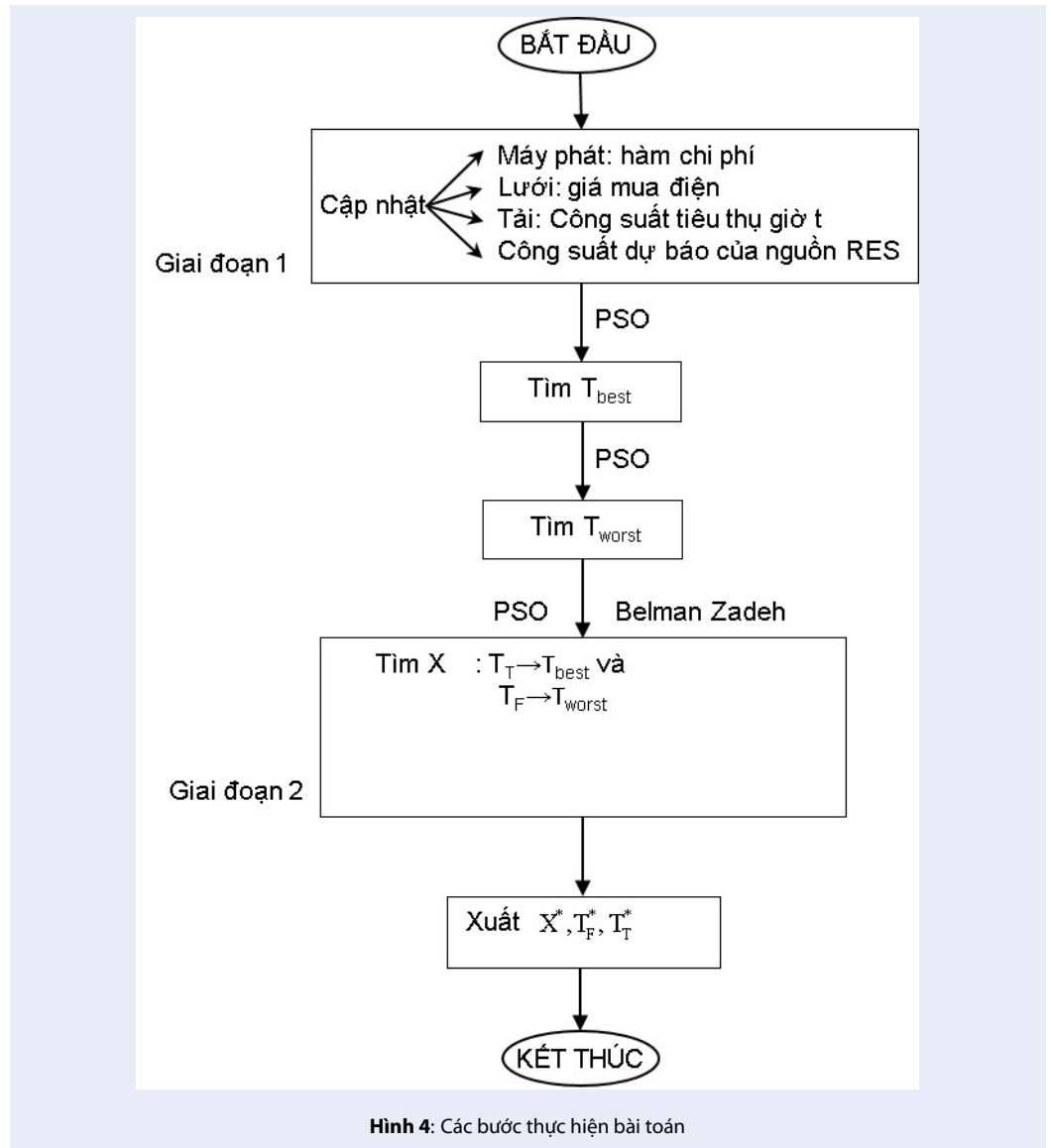
Công suất phát có xu hướng dồn về máy phát MT1 và FC, hạn chế lấy công suất từ máy phát MT2 và lưới. Điều này được giải thích là do hàm chi phí phát của MT2 có giá trị cao hơn, nghĩa là MT1 và FC sẽ cho hiệu quả kinh tế cao hơn. Máy phát MT2 phát công suất nhỏ hơn hai máy còn lại. Nhìn vào Bảng 1 nhận

thấy là chi phí mua một đơn vị công suất từ lưới là khá cao so với chi phí phát từ MT1 và FC.

Khi P'_L nhỏ và trung bình (trường hợp 1 và 2), do MT1 và FC sẽ gánh nhiều công suất hơn, khi đó theo đặc điểm hàm chi phí mua điện từ lưới đắt hơn so với của MT2 nên công suất lấy từ lưới sẽ là nhỏ nhất. Ngược lại ở trường hợp 3 khi P'_L lớn, MT1 và FC phát hết công suất, còn 210 kW được phân chia giữa lưới và MT2. Nếu MT2 chất tải nhiều hơn, bây giờ theo đường đặc tính chi phí phát sẽ đắt hơn so với mua từ lưới nên lấy từ lưới nhiều hơn. Giả sử trong Bảng 3, nếu cho MT2 phát 146 kW và lấy từ lưới 64 kW thì chi phí sẽ là khoảng 20€, lớn hơn so với lời giải thu được là 10.9325€.

Đối với trường hợp 1 và 2, mặc dù khi P'_L không cao, song vẫn có giá trị U_F khác 0. Lý do là nút lưới đóng vai trò như nút cân bằng. Khi P'_L rơi vào bất kỳ giá trị nào trong khoảng $[P'_{LT}, P'_{LF}]$, do các máy phát không thay đổi công suất đã tìm được từ bài toán tối ưu, lượng công suất không cân bằng này được lấy từ lưới trong khoảng từ $[0, 20]$ cho trường hợp 1 và $[0, 25]$ cho trường hợp 2.

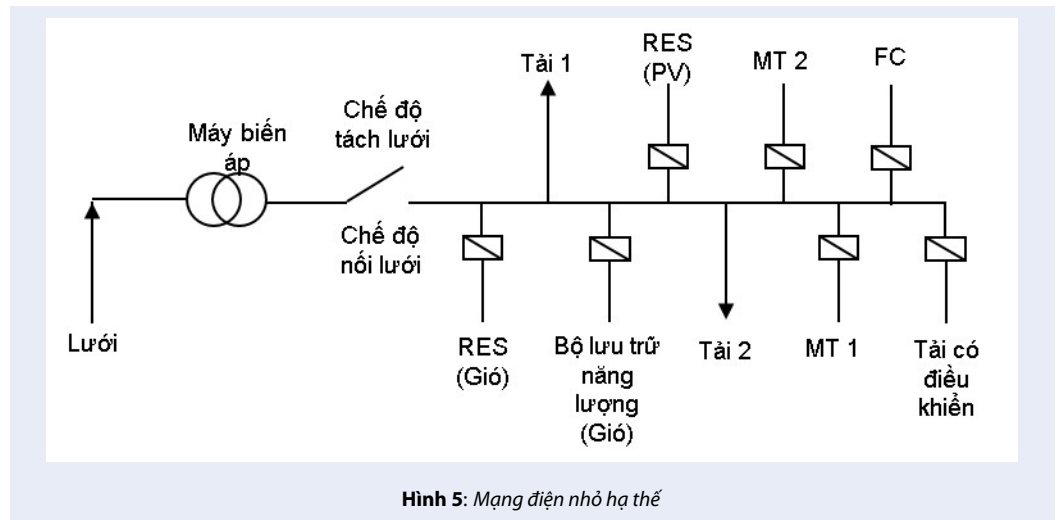
Như vậy, khi công suất đầu ra RES rơi vào khoảng thì mọi giá trị của T cũng sẽ thuộc khoảng. Ví dụ cho trường hợp 3, khi công suất RES là 90 kW, giá trị tối ưu của T là 10.9325, còn khi công suất RES là 70 kW thì chi phí tối ưu là 11.8325. Khi công suất RES rơi



Hình 4: Các bước thực hiện bài toán

Bảng 3: Công suất phát tối ưu khi MG nối lưới qua máy cắt thông thường

Trường hợp khảo sát		1	2	3
Công suất phát tối ưu (KW)	MT 1	79.3116	123.2168	160.0000
	MT 2	19.9991	20.0000	64.0000
	FC	160.6892	246.7832	260.0000
	U_T	0.0000	0.0000	146.0000
	U_F	20.0000	25.0000	166.0000
Chi phí tối ưu min T_T^* (€/h)		1.3468	3.0285	10.9325
Chi phí tối ưu max T_F^* (€/h)		2.1468	4.0285	11.8325



Hình 5: Mạng điện nhỏ hạ thế

vào trị bất kỳ trong khoảng từ 70 tới 90, giá trị T sẽ thuộc khoảng [10.9325, 11.8325], trong khi đó công suất lấy từ lưới tương ứng là khoảng [146, 166].

Khi MG nối lưới qua bộ điều khiển công suất

Máy phát FC được cho là máy phát cân bằng. Kết quả giải bài toán được cho trong Bảng 4.

Nút có FC đóng vai trò nút swing nên công suất phát của FC sẽ nằm trong khoảng $[P_{swing}^T, P_{swing}^F]$

Ở trường hợp 3, nếu như ở Bảng 3 công suất của FC luôn phát công suất định mức 260 kW thì trong Bảng 4 sẽ thuộc khoảng [239, 259]. Khi P'_L là 630kW thì FC phát 239 KW, còn khi P'_L là 650 thì FC phát 259 kW

Do nối lưới qua bộ điều khiển công suất, công suất lấy từ lưới được điều khiển theo trị cho trước, như trong Bảng 4. Khi công suất P'_L được dự báo cho trong khoảng, ví dụ cho trường hợp 3 là [630-650] kW, công suất lấy từ lưới, công suất phát của MT1, MT2 được cố định như trong Bảng 4, còn công suất của FC sẽ thuộc [239,259].

Ở trường hợp 1 và 2 khi P'_L nhỏ và trung bình, các giá trị của Bảng 3 đều nhỏ hơn hẳn của Bảng 4. Đó là vì do điện mua từ lưới đắt, lẽ ra không cần lấy từ lưới, song do lưới có vai trò cân bằng lượng công suất khi có P'_{LF} nên bắt buộc phải lấy từ lưới, ví dụ là 20 kW cho trường hợp 1.

Như vậy, khi công suất đầu ra RES rơi vào khoảng thì mọi giá trị tối ưu của T sẽ thuộc khoảng. Ví dụ cho trường hợp 3, khi công suất RES là [70-90] kW, giá trị tối ưu T sẽ nằm trong khoảng [11.4722, 11.7886]. Lượng điện phát ra từ máy phát 3 sẽ là [239.1052, 259.1052].

THẢO LUẬN

Nếu xét đến sự phát khí thải trong MG, bài báo cần đưa vào hàm chi phí phát thải của các máy phát. Hàm này là một hàm tuyến tính với công suất phát. Khi đó hàm mục tiêu sẽ gồm ba thành phần. Tuy nhiên phương pháp tiếp cận và ý tưởng của bài báo vẫn không thay đổi.

KẾT LUẬN

Tối ưu phân bố công suất giữa máy phát là bài toán kinh điển. Tuy nhiên trong MG, sự hiện diện của các nguồn phát dựa trên năng lượng gió và mặt trời làm cho việc giải bài toán trên trở thành một thách thức do có ràng buộc cân bằng công suất có RHS ở dạng khoảng. Cách tiếp cận đề xuất coi bài toán tối ưu này thành bài toán hai mục tiêu, tiến đồng thời tới lời giải tối ưu tốt nhất và tối ưu tệ nhất. Bài báo đề xuất xây dựng hai hàm thành phần phù hợp cho hai mục tiêu. Sử dụng nguyên lý Belman-Zadeh và giải thuật tối ưu bầy đàn là hiệu quả để tìm ra tổ hợp công suất phát và mua điện tối ưu. Một nút trong MG cần được chọn đóng vai trò cân bằng sự bất định của công suất phát điện gió, mặt trời. Với MG nối lưới qua máy cắt thông thường, lưới được coi như nút cân bằng, còn khi nối lưới qua bộ điều khiển công suất, nút phát có thiết bị điều chỉnh tần số đảm nhận vai trò này.

LỜI CẢM ƠN

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Đại học Quốc gia TP.HCM (VNU-HCM), trong khuôn khổ đề tài mã số B2019-20-07.

Chúng tôi xin cảm ơn Trường Đại học Bách khoa, ĐHQG-HCM đã hỗ trợ thời gian, phương tiện và cơ sở vật chất cho nghiên cứu này.

Bảng 4: Công suất phát tối ưu khi MG nối lưới qua bộ điều khiển công suất

Trường hợp khảo sát		1	2	3
Công suất phát tối ưu (KW)	Lưới U	0.0000	0.0000	176.7517
	MT1	80.8648	135.8000	159.9887
	MT2	20.0000	19.2000	54.1545
	FC: P_{swing}^T	159.1352	235.0000	239.1052
	FC: P_{swing}^F	179.1352	260.0000	259.1052
Chi phí tối ưu T_T^* (€/h)	1.3555	3.0472	11.4722	
Chi phí tối ưu T_F^* (€/h)	1.5706	3.4401	11.7886	

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

MG: mạng điện nhỏ- Microgrid
RES: nguồn phát dựa trên năng lượng tái tạo- Renewable Energy Sources
PSO: tối ưu bầy đàn- Particle Swarm Optimization
RHS: vế phải -Right Hand Side
ĐVTT-đơn vị tiền tệ
MT: turbine nhỏ-Microturbine
FC: pin nhiên liệu- Fuel Cell
€: đơn vị tiền tệ của thị trường chung châu Âu-Euro

XUNG ĐỘT LỢI ÍCH

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

ĐÓNG GÓP CỦA CÁC TÁC GIẢ

Phan Thị Thanh Bình, Phan Quốc Dũng đưa ra ý tưởng, giải thuật;
 Phạm Đình Minh, Trần Minh Hưng đảm nhận phần lập trình;
 Nguyễn Đức Hưng đảm nhận phần số liệu, viết bài.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- Zhao B, Dong X, Luan W, Bornemann X. Short-term operation scheduling in renewable-powered microgrids: A duality-based approach. *IEEE Trans Sustain Energy*. 2014;5:209–217. Available from: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2279837>.
- Jiang Q, Xue M, Geng G. Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes. *IEEE Trans Power Syst*. 2013;28:3380–3389. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2244104>.
- Mazidi M, Zakariazadeh A, Jadid S, Siano P. Integrated scheduling of renewable generation and demand response programs in a microgrid. *Energy Convers Manag*. 2014;86:1118–1127. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.078>.
- Mohammad S, Soleymani S, Mozafari B. Scenario-based stochastic operation management of microgrid including wind, photovoltaic, micro-turbine, fuel cell and energy storage devices. *Int J Electr Power Energy Syst*. 2014;54:525–535. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.08.004>.
- Wu H, Liu X, Ding M. Dynamic economic of a microgrid: Mathematical models and solution algorithm. *Int J Electr Power*

- Energy Syst*. 2014;63:336–346. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.06.002>.
- Lin WM, Tu CS, Tsai MT. Energy Management Strategy for Microgrids by Using Enhanced Bee Colony Optimization. *Energies*. 2016;9:5. Available from: <https://doi.org/10.3390/en9010005>.
- Chakraborty S, Ito T, Senjyu T, Saber AY. Intelligent economic operation of smart-grid facilitating fuzzy advanced quantum evolutionary method. *IEEE Trans Sustain Energy*. 2013;4:905–916. Available from: <https://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2256377>.
- Liao GC. Solve environmental economic dispatch of smart microgrid containing distributed generation system-Using chaotic quantum genetic algorithm. *Int J Electr Power Energy Syst*. 2012;43:779–787. Available from: <https://doi.org/10.7312/li-16274-044>.
- Wu YK, Su PE, Wu TY, Hong JS, Hassan MY. Probabilistic Wind-Power Forecasting using Weather Ensemble Models. *IEEE Trans On Industry Application*. 2018;54:5609–5620. Available from: <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2858183>.
- Pinson P, Kariniotakis G, Nielsen HA, Nielsen TS, Madsen H. Properties of quantile and interval forecast of win generation and their evaluation. *Proceedings of the European Wind Energy Conference & Exhibition*. 2006;p. 2–6.
- Tuohy A, Meibom P, Denny E, O'Malley M. Unit Commitment for Systems With Significant Wind Penetration, *Power Systems*. *IEEE Transactions on*. 2009;24(2):592–601. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016470>.
- Wang MQ, Gooi HB. Spinning Reserve Estimation in Microgrids, *Power Systems*. *IEEE Transactions on*. 2011;26(3):1164–1174. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2100414>.
- Wang Y, Xia Q, Kang C. Unit Commitment With Volatile Node Injections by Using Interval Optimization. *Power Systems*, *IEEE Transactions on*. 2011;26(3):1705–1713. Available from: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2100050>.
- Firouzi BB, Farjah E, Abarghoee RA. An efficient scenario-based and fuzzy self-adaptive learning particle swarm optimization approach for dynamic economic emission dispatch considering load and wind power uncertainties. *Energy*. 2013;50:232–244. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.11.017>.
- Keyhani A, Marwali M. *Smart Power Grids* 2011. Springer. 2012;p. 50–81. Available from: <https://doi.org/10.1007/978-3-642-21578-0>.
- Bellman RE, Zade LA. *Decision Making in A Fuzzy Environment*. *Management Science*. 1970; Available from: <https://doi.org/10.1287/mnsc.17.4.B141>.
- Deckmyn C, Vyver JVD, Vandoorn TL, Meersman B, Desmet J, Vandeveld L. Day-ahead unit commitment model for microgrids. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2016;p. 1–9. Available from: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0222>.

The optimal generator dispatching with uncertain conditions for grid-connected microgrid

Phan Quoc Dung, Phan Thi Thanh Binh*, Pham Dinh Minh, Tran Minh Hung, Nguyen Duc Hung



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

ABSTRACT

Nowadays, the penetration of wind and solar sources is relatively high in Micro Grid. Wind speed and solar radiation forecasting hardly gives an exact value and leads to the values in intervals. Therefore, forecasted output powers of these sources are also in the intervals. The constraint on power balance in Micro Grid has the right-hand-side uncertainty, in the interval. So for Micro-Grid in grid connection mode, the presence of the distributed generations based on wind and solar energy sources makes optimal dispatching problems of distributed generations become an uncertainty problem. The optimal solutions for the lower and upper ends of this interval are the best and the worst optimal solution. This paper proposes to treat the above problem as the optimal problem with two objectives: reach the best and the worst solution. The principle of fuzzy set and the Particle Swarm Optimization algorithm will be applied for solving the multi-objective problem. The final optimal value will belong to an interval. Meanwhile, the output power of the swing generator varies to respond to the uncertainty of wind and solar source power. An example of a low-voltage MG with three distributed generators is considered with two cases: connecting to the utility grid via the circuit breaker and via power controller.

Key words: Micro Grid (MG), optimal dispatching, right-hand-side interval

Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT), VNU-HCM, Vietnam

Correspondence

Phan Thi Thanh Binh, Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT), VNU-HCM, Vietnam

Email: pttbinh@hcmut.edu.vn

History

- Received: 06-11-2019
- Accepted: 10-12-2019
- Published: 09-4-2020

DOI : 10.32508/stdjet.v3i1.631



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 : Dung P Q, Binh P T T, Minh P D, Hung T M, Hung N D. **The optimal generator dispatching with uncertain conditions for grid-connected microgrid.** *Sci. Tech. Dev. J. – Engineering and Technology*; 3(1):366-374.