

THIẾT KẾ TỐI ƯU HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG MẶT TRỜI VÀ BỘ DỰ TRỮ CÓ KẾT NỐI VỚI LƯỚI

OPTIMAL DESIGN OF GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC – BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM

Luu Ngọc An, Trần Thị Minh Dung

Trường Đại học Bách khoa, Đại học Đà Nẵng; lnan@dut.udn.vn

Tóm tắt - Trong bài báo này, một phương pháp mới để thiết kế tối ưu hệ thống năng lượng mặt trời (Photovoltaic -PV) kết hợp với bộ dự trữ (battery energy storage system-BESS) có kết lưới. Phương pháp tối ưu được sử dụng là tối ưu có ràng buộc. Trong đó, hàm mục tiêu được xác định là tổng chi phí nhỏ nhất của hệ thống (annual cost of the system-ACS) mà đáp ứng đầy đủ công suất cho tải trong một năm cũng như sử dụng tối đa công suất phát ra của hệ thống năng lượng mặt trời thỏa mãn điều kiện vận hành, ổn định và an toàn của hệ thống. Giá trị tối ưu của dung lượng của BESS và số lượng các bản pin mặt trời cũng như công suất cực đại của hệ thống năng lượng mặt trời sẽ được xác định bằng kết quả mô phỏng và tính toán bằng phần mềm MATLAB.

Từ khóa - hệ thống năng lượng mặt trời; bộ dự trữ năng lượng; lưới điện; chi phí hàng năm; thiết kế tối ưu

Abstract - In this paper, a novel method to determine the optimal design of a connected- grid Photovoltaic (PV) - battery energy storage system (BESS) is proposed. The method is used as a constrained optimization. In particular, the objectives are to minimize the annual cost of the system (ACS) with zero unmet loads as well as to maximize the usage of the PV system with respect to the system operations, reliability and safety. The optimal values of the BESS capacity, the number of PV panel and the maximum power of PV system are estimated by the simulation and calculation results with MATLAB.

Key words - PV system; battery energy storage system; grid; annual cost of the system; optimal design

1. Đặt vấn đề

Ngày nay, với sự nóng lên của khí hậu toàn cầu gây ra bởi hiệu ứng nhà kính cùng với sản lượng nhiên liệu hóa thạch ngày càng giảm và giá thành ngày càng tăng, việc sử dụng năng lượng thay thế, tái tạo như là một giải pháp được sử dụng rộng rãi ở các nước trên thế giới. Hệ thống năng lượng mặt trời kết hợp với bộ lưu trữ có thể kết nối với lưới đang được nghiên cứu và ứng dụng ở nhiều nơi trên thế giới. Trong hệ thống này, nếu điện năng được phát ra bởi hệ thống mặt trời không đủ để cung cấp cho phụ tải thì sản lượng điện thiếu hụt sẽ được cung cấp bởi lưới điện. Ngược lại, nếu lượng điện năng được tạo ra bởi hệ thống mặt trời lớn hơn giá trị yêu cầu của phụ tải thì lượng điện năng thừa sẽ được bán cho lưới điện với giá đã được định trước.

Tối ưu thiết kế cho một hệ thống năng lượng mặt trời kết hợp với bộ dự trữ được kết nối với lưới đã được nghiên cứu trong thời gian gần đây. Chẳng hạn, trong [1], một phương pháp cho việc tối ưu thiết kế và phân tích kinh tế cho hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới được đưa ra. Trong đó, giá trị tối ưu được đưa ra là số lượng, kiểu của các panel mặt trời và các bộ chuyển đổi. Một phương pháp tối ưu thiết kế cho một hệ thống PV-BESS cho một lưới điện cô lập được giới thiệu trong [2]. Kết quả được ghi nhận là giá trị tối ưu của công suất định mức của PV và dung lượng của BESS.

Phương pháp trí tuệ nhân tạo (artificial intelligent - AI) được sử dụng để tối ưu cấu trúc trong hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới. Trong [3], tác giả sử dụng thuật toán di truyền để xác định tối ưu vị trí và dung lượng của hệ thống năng lượng mặt trời có kết nối với lưới. Bên cạnh đó, thuật toán bầy đàn (PSO) cũng được sử dụng để tối ưu thiết kế hệ thống hybrid của năng lượng

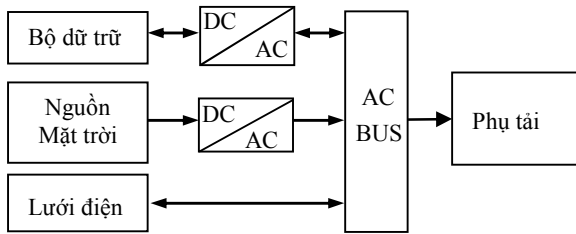
mặt trời có kết lưới [4]. So sánh giữa 2 phương pháp PSO và GA để đề ra phương pháp hiệu quả.

Phương pháp lập cũng được sử dụng để tìm tối ưu thiết kế cho hệ thống năng lượng mặt trời. Trong [5], tác giả sử dụng phương pháp lập để tính tối ưu thiết kế cho một hệ thống hybrid năng lượng gió và mặt trời (HPWS) với bộ dự trữ. Một giải pháp tối ưu bằng phương pháp lập khác được đề cập trong [6], [7]. Trong đó, dung lượng của hệ thống HPWS được tính toán tối ưu đảm bảo được những yêu cầu về tính ổn định của hệ thống. Trong [8], tác giả đưa ra một phương pháp lập để tối ưu dung lượng của các thành phần của hệ thống HPWS kết hợp với bộ dự trữ.

Trong bài báo này, thiết kế tối ưu cho một hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới được giới thiệu. Trong đó, tác giả sử dụng phương pháp lập để tìm tối ưu của hệ thống trên với hàm mục tiêu là chi tiêu hàng năm của hệ thống (annual cost of system- ACS) và thỏa mãn các điều kiện về tỉ số sử dụng năng lượng mặt trời, tỉ số công suất thừa trong hệ thống và các ràng buộc về điều kiện vận hành cũng như giới hạn về dung lượng của các thành phần trong hệ thống. Quá trình tính toán thiết kế tối ưu hệ thống được thực hiện qua 2 bước. Đầu tiên, bằng phương pháp lập, chúng ta tìm được những thiết kế của hệ thống mà đảm bảo điều kiện đáp ứng đủ cho yêu cầu của phụ tải và đảm bảo các ràng buộc kỹ thuật. Sau đó, những thiết kế này được đánh giá dựa vào hàm chi tiêu hàng năm và các ràng buộc khác để tìm ra thiết kế tối ưu. Kết quả đạt được sẽ đánh giá tính hiệu quả của phương pháp đưa ra.

2. Cấu trúc của hệ thống

Trong phần này, một hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới được thể hiện trong Hình 1.



Hình 1. Hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới

2.1. Nguồn mặt trời (PV)

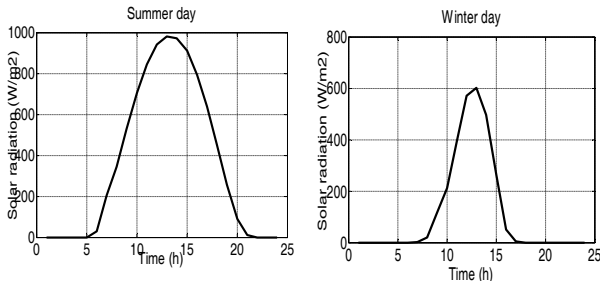
Trong phần này, công suất ra của nguồn năng lượng mặt trời được biểu diễn là hàm của diện tích, bức xạ và hiệu suất của nó. Công thức biểu diễn như sau:

$$P_{PV}(t) = \eta \cdot A_p \cdot N_{PV} \cdot E(t) \tag{1}$$

Trong đó:

- η: hiệu suất chuyển đổi năng lượng (%);
- A_p: diện tích của mỗi tấm pin;
- N_{PV}: số lượng tấm pin mặt trời;
- E(t): bức xạ của mặt trời.

Ở đây, các tấm PV được sử dụng là loại Photowatt PW230-235 (235W). Các bức xạ mặt trời của ngày mùa hè và mùa đông được hiển thị trong Hình 2 (dữ liệu được thu thập ở vùng Alpes-Pháp vào ngày 10/1/2014 và ngày 10/7/2014).



Hình 2. Bức xạ mặt trời trong một ngày mùa hè và một ngày mùa đông

2.2. Lưới điện (grid)

Điện năng có thể được cung cấp bởi lưới hệ thống, nếu tổng năng lượng các nguồn từ PV và bộ dự trữ là không đủ cung cấp cho tải. Ngược lại, nếu tổng năng lượng từ PV lớn hơn yêu cầu từ tải thì lượng điện năng thừa sẽ được bán cho lưới (khi giá thành cao) hoặc nạp cho bộ dự trữ (khi giá thành thấp).

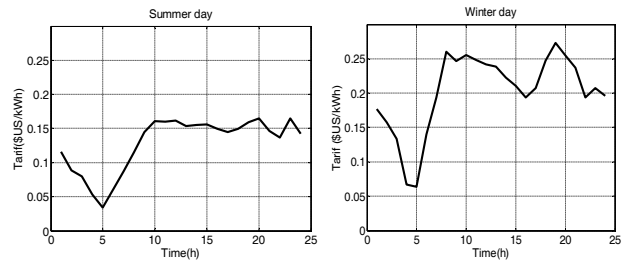
Công suất trao đổi với lưới hệ thống (P_{grid}(t)) phải được giới hạn như sau:

- P_{grid} (t) > 0: Công suất được cấp từ lưới hệ thống và có ràng buộc như sau:

$$P_{grid}(t) \leq P_{grid\ max} \tag{2}$$
- P_{grid} (t) < 0: Công suất được bán cho hệ thống và có ràng buộc như sau:

$$P_{grid}(t) \geq P_{grid\ min} \tag{3}$$

Giá thành mua bán điện hàng ngày được sử dụng để tính toán trong bài báo này (lấy ở vùng Alpes-Pháp ngày 10/1/2014 và ngày 10/7/2014) được thể hiện trong Hình 3



Hình 3. Giá thành mua điện trong ngày mùa hè và mùa đông

2.3. Bộ dự trữ (BESS)

Trạng thái nạp/xả của bộ dự trữ phụ thuộc vào chiến lược vận hành của hệ thống. BESS sẽ được nạp khi tổng nguồn từ PV và từ nguồn hệ thống về lớn hơn tải hoặc khi giá thành thấp. Ngược lại, nếu tổng nguồn PV là không đủ thì BESS sẽ được xả để cung cấp cho tải

Trạng thái nạp/xả của BESS được tính như sau:

$$SOC = \frac{C(t)}{C_{ref}} \tag{4}$$

Trong đó:

C(t) và C_{ref}: Dung lượng BESS tại thời điểm t và dung lượng tham chiếu.

Trạng thái nạp xả SOC (t) được đánh giá bằng giá trị SOC thời điểm trước đó (t-1) và lượng công suất thêm vào hay bớt đi trong khoảng thời gian từ t-Δt đến t. Trạng thái nạp xả vào thời gian được tính theo công thức:

$$SOC(t) = SOC(t-1) + \frac{P_{PV}(t) + P_{grid}(t) - P_L(t)}{C_{ref}} \cdot \Delta t \tag{5}$$

Trong đó:

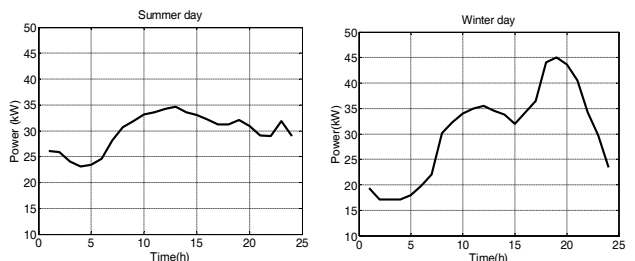
Δt: một khoảng thời gian đơn vị, Δt = 1 (1 giờ)

Hàm ràng buộc liên quan SOC được thể hiện:

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \tag{6}$$

2.4. Phụ tải

Trong bài báo này, tác giả sử dụng đặc tính phụ tải ngày của một ngày mùa hè và mùa đông như trong Hình 4 (số liệu phụ tải của vùng Alpes-Pháp ngày 10/1/2014 và ngày 10/7/2014)



Hình 4. Công suất của phụ tải trong một ngày mùa hè và một ngày mùa đông

3. Tối ưu thiết kế hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới

3.1. Hàm mục tiêu

Hàm mục tiêu là hàm chi phí hàng năm của hệ thống (ACS). Hàm chi phí này bao gồm các vốn đầu tư ban đầu và chi phí hoạt động trong suốt thời gian của dự án và lợi nhuận từ việc bán điện lại cho lưới điện. Trong bài báo này, tuổi thọ của các thiết bị trong hệ thống được coi là

như nhau, ngoại trừ bộ dự trữ năng lượng BESS (vì nó sẽ được thay thế trong thời gian dự án).

Các chi phí hàng năm của hệ thống bao gồm:

- Chi phí lắp đặt hệ thống PV, BESS, và inverter;
- Chi phí thay thế thiết bị trong suốt thời gian vận hành của hệ thống;
- Chi phí bảo trì hệ thống năng lượng mặt trời, hệ thống dự trữ năng lượng;
- Chi phí mua điện từ lưới;
- Lợi nhuận từ việc bán điện cho lưới.

Chi phí hàng năm của hệ thống (annual cost of system - ACS) bao gồm các vốn đầu tư quy đổi hàng năm (annual capital cost-ACC), chi phí bảo dưỡng hàng năm (annual operation maintenance -AOM), chi phí thay thế hàng năm (annual replacement cost-ARC), chi phí mua điện hàng năm (annual buying cost-ABC) và lợi nhuận thu được hàng năm do bán điện (annual selling cost-ASC). ACS được tính như sau:

$$ACS = ACC + AOM + ARC + ABC - ASC \quad (7)$$

- Chi phí vốn hàng năm của hệ thống PV, BESS và inverter được tính theo công thức sau:

$$ACC = C_{cap} \cdot CRF(i, y) \quad (8)$$

Trong đó: $CRF = \frac{i \cdot (1+i)^y}{(1+i)^y - 1}$ (9)

C_{cap} : giá thành vốn đầu tư (US \$)

CRF: hệ số thu hồi vốn

y: thời gian dự án

i: lãi suất thực hàng năm

Lãi suất thực hàng năm có thể được tính như sau:

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (10)$$

i': lãi suất cho vay (%)

f: tỷ lệ lạm phát hàng năm (%)

- Chi phí vận hành hàng năm:

$$AOM = C_{cap} \frac{1 - \lambda}{y} \quad (11)$$

λ : độ tin cậy của các thành phần

- Chi phí thay thế hàng năm:

$$ARC = C_{rep} \cdot SFF(i, y_{rep}) \quad (12)$$

Trong đó: Chi phí thay thế của hệ thống dự trữ: C_{rep}

SFF: hệ số vốn đầu tư chìm (quỹ hoàn trái), nó có thể được tính như sau:

$$SFF = \frac{i}{(1+i)^y - 1} \quad (13)$$

- Chi phí mua điện hàng năm ($\Delta t = 1h$):

$$ABC = \sum_{t=1}^{8760} \text{tariff} \cdot |P_{grid}^{supply}| \quad (14)$$

- Lợi nhuận thu được từ bán điện ($\Delta t = 1h$):

$$ASC_{feed-in} = \sum_{t=1}^{8760} \text{rate}_{feed-in} \cdot |P_{grid}^{feed-in}| \quad (15)$$

Trong đó: $\text{rate}_{feed-in}$: tỉ giá bán điện

$P_{grid}^{feed-in}$: công suất thừa bán lại cho lưới

3.2. Hàm ràng buộc

* Điều kiện ràng buộc về số lượng và dung lượng

- Số lượng tấm pin mặt trời PV (N_{PV}): Số lượng pin mặt trời PV có thể được giới hạn trong khoảng từ 0 đến số lượng lớn nhất của các tấm pin PV cần thiết tương ứng với hệ thống các tấm pin PV hoạt động độc lập, có thể đáp ứng đủ cho nhu cầu phụ tải. Vì vậy, số lượng N_{PV} phải thỏa điều kiện sau:

$$0 \leq N_{PV} \leq \frac{E_{L-ngày}}{\eta \cdot W \cdot \text{Giờ nắng/ngày}} \quad (16)$$

η : hiệu suất tổn hao chuyển đổi

W: công suất đầu ra kì vọng của PV

Giờ nắng/ngày: Số giờ nắng trung bình mỗi ngày

- Dung lượng BESS (C_b): Dung lượng của BESS (kWh) được tính bằng phương trình như sau:

$$C_b = \frac{E_{L-ngày} \cdot D}{DOD \cdot \eta_b} \quad (17)$$

D: số ngày BESS vận hành độc lập

DOD: độ sâu phóng điện %

Công suất của BESS được giới hạn từ 0 (không dùng BESS) đến giá trị sao cho BESS vận hành độc lập cũng cung cấp đủ nhu cầu phụ tải trong 5 ngày. Giá trị này có nghĩa là trong suốt thời gian này, BESS đủ công suất để cung cấp đủ nhu cầu của phụ tải mà không có PV và lưới. Do vậy, dung lượng của BESS phải thỏa điều kiện sau:

$$0 \leq C_b \leq \frac{5 \cdot E_{L-ngày}}{DOD \cdot \eta_b} \quad (18)$$

* Ràng buộc trong vận hành

Các ràng buộc trong vận hành được tóm tắt như sau

$$P_L(t) = P_{PV}(t) + P_B(t) + P_{grid}(t) \quad (19)$$

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (20)$$

$$P_{Bmin} \leq P_B(t) \leq P_{Bmax} \quad (21)$$

$$P_{grid}^{min} \leq P_{grid}(t) \leq P_{grid}^{max} \quad (22)$$

Các ràng buộc 19, 20, 21 có thể được thể hiện qua một chiến lược vận hành với mục tiêu:

+ Sử dụng tối đa công suất từ các nguồn năng lượng tái tạo;

+ Hạn chế công suất trao đổi với lưới;

+ Tối ưu lợi nhuận mua bán với lưới.

Chiến lược vận hành được thể hiện như sau:

* $P_{PV}(t) > P_L(t)$:

Lượng điện năng dư thừa $P_{PV}(t) - P_L(t)$ (do $\Delta t = 1h$) sẽ được nạp cho BESS hoặc bán lại cho lưới như sau:

- Nếu $P_{PV}(t) - P_L(t) > \Delta P_{B-ch}(t) = (C_{B-max} - C_B(t)) / \Delta t$, bộ dự trữ sẽ được nạp đầy, và thừa sẽ bán cho lưới ($P_{grid} < 0$)

$$P_{grid}(t) = -P_{PV}(t) + P_L(t) + \Delta P_{B-ch}(t) \quad (23)$$

- Nếu $P_{PV}(t) - P_L(t) < \Delta P_{B-ch}(t)$, bộ dự trữ BESS sẽ được nạp ($P_B < 0$) với giá trị:

$$P_B(t) = -P_{PV}(t) + P_L(t) \quad (24)$$

* $P_{PV}(t) < P_L(t)$:

Lưới hoặc BESS sẽ cung cấp lượng điện năng còn thiếu:

- Nếu lượng điện năng còn thiếu $P_L(t)-P_{PV}(t)$ là nhỏ hơn năng lượng còn lại của BESS

$$(\Delta P_{B-disch}(t) = (C_B(t)-C_{B_min}) / \Delta t);$$

+ Nếu giá thành nhỏ hơn giá trung bình ngày ($Tariff < average\ tariff$), BESS sẽ xả để đáp ứng lượng điện năng còn thiếu;

$$P_B(t) = P_L(t)-P_{PV}(t) \tag{25}$$

+ Nếu giá thành lớn hơn giá trung bình ngày ($Tariff > average\ tariff$), BESS sẽ xả để đáp ứng lượng điện năng còn thiếu và bán điện năng còn thừa cho lưới cho đến khi $SOC = SOC_{min}$.

$$P_{grid}(t) = -\Delta P_{B-disch}(t) + P_L(t)-P_{PV}(t) \tag{26}$$

- Nếu $P_L(t)-P_{PV}(t) > \Delta P_{B-disch}(t)$, BESS sẽ xả với một lượng $\Delta P_{B-disch}(t)$ và điện năng còn thiếu sẽ được cung cấp từ lưới điện.

$$P_{grid}(t) = P_L(t)-P_{PV}(t)-P_B(t) \tag{27}$$

** Các điều kiện ràng buộc khác*

Để sử dụng tối đa lợi ích năng lượng tái tạo mang lại, tỉ lệ năng lượng tái tạo và tỷ lệ công suất dư thừa được xem xét trong quá trình tối ưu.

- Tỉ lệ sử dụng năng lượng tái tạo (Renewable energy fractions-FR)

Tỉ lệ sử dụng năng lượng tái tạo được định nghĩa là tỷ số giữa năng lượng tái tạo và tổng năng lượng của hệ thống.

$$FR = \frac{E_{RE}}{E_{RE}+P_{Grid}} = \frac{E_{solar}}{E_{solar}+E_{Grid}} \tag{28}$$

Trong đó $0 \leq FR \leq 1$, nếu $FR=0$ có nghĩa là phụ tải được cung cấp điện chỉ bằng lưới điện và nếu $FR=1$ nghĩa là phụ tải được cung cấp hoàn toàn bởi nguồn năng lượng tái tạo.

$$FR_{design} \leq FR \leq 1 \tag{29}$$

- Tỉ lệ năng lượng dư thừa (Excess energy ratio-EER): Tỷ lệ năng lượng dư thừa là tỉ số giữa năng lượng thừa (hiệu số của năng lượng tái tạo với giá trị yêu cầu của phụ tải) và tổng năng lượng của các nguồn trong hệ thống.

$$EER = \frac{E_{excess}}{E_{RE}+E_{grid}} = \frac{E_{excess}}{E_{solar}+E_{Grid}} \tag{30}$$

Tỷ lệ năng lượng dư thừa phải nhỏ hơn giá trị thiết kế.

$$0 \leq EER \leq EER_{design} \tag{31}$$

4. Kết quả tính toán và mô phỏng

Một chương trình dựa trên phần mềm MATLAB được xây dựng để tính toán thiết kế tối ưu hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới. Các dữ liệu về bức xạ của mặt trời, giá thành mua bán điện và thông số của phụ tải được thể hiện ở các Hình 2, 3, 4 và các thông số về kinh tế được thể trên Bảng 1 (các dữ liệu được lấy từ vùng Alpes-Pháp). Tỉ lệ sử dụng năng lượng tái tạo (FR_{design}) trên tổng các nguồn cung cấp được đặt ở mức 0,5 và 0,25 tương ứng cho ngày mùa hè và ngày mùa đông. Tỷ lệ năng lượng dư thừa (EER_{design}) trong tất cả các ngày được chọn là 0,01. Các tấm pin mặt trời PV được sử dụng là loại Photowatt PW230-235 (235W).

Bảng 1. Dữ liệu về kinh tế

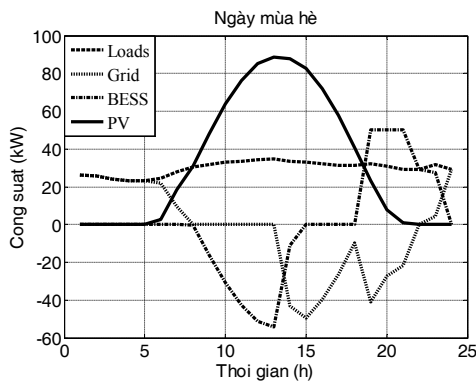
Thời gian dự án (năm)	20
Lãi suất i '(%)	3
Tỷ lệ lạm phát (%)	1,6
Tuổi thọ PV (năm)	20
Tuổi thọ inverter (năm)	20
Tuổi thọ Pin (năm)	10
Giá thành của panel PV (US \$ / W)	0,92
Giá thành của bộ dự trữ (US \$ / kWh)	200
Giá thành của inverter (US \$ / kW)	1000

Thiết kế tối ưu của hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới cùng với so sánh khi chỉ dùng lưới điện hệ thống được thể hiện trong Bảng 2. Hệ thống tối ưu bao gồm 440 tấm pin mặt trời loại PW230-235 (công suất phát cực đại của hệ thống năng lượng mặt trời là 103,4kW), bộ dự trữ BESS có dung lượng 295kWh. Dựa vào bảng chúng ta cũng nhận thấy rằng tổng chi phí trong một năm được xác định là 36.558(\$US). Trong khi đó, nếu mua điện trực tiếp từ lưới thì giá trị này là 46.084 (\$US). Do vậy, từ đây chúng ta cũng có thể kết luận rằng về mặt kinh tế hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới kinh tế hơn (giá điện trung bình năm 0,145\$US so với 0,183 \$US).

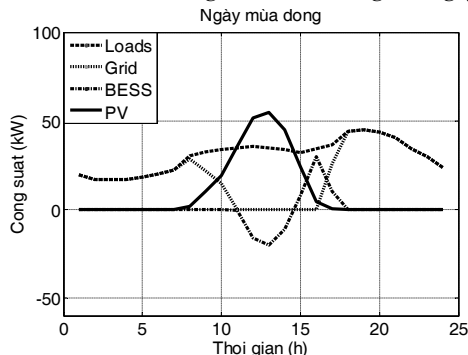
Bảng 2. Kết quả tính toán

	Hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới	Lưới điện
Công suất cực đại của hệ thống năng lượng mặt trời (kW)	103.4 (440x235)	
Dung lượng BESS (kWh)	295	
SOC _{min} (%)	20	
SOC _{max} (%)	90	
Điện năng của phụ tải trong 1 năm (kWh)	250960	250960
Tổng chi phí 1 năm (US\$)	36558	46084
Giá điện trung bình năm (US\$/kW)	0,145	0,183

Phân bố công suất của hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới và phụ tải trong một ngày mùa hè và ngày mùa đông được thể hiện tương ứng trong Hình 5, 6. Chúng ta cũng có thể thấy rằng, phụ tải luôn được cấp đầy đủ và không có tải nào bị sa thải khi sử dụng hệ thống được thiết kế tối ưu. Từ Hình 5, trong những giờ đầu tiên của ngày, phụ tải được cung cấp bởi lưới điện; sau đó, khi năng lượng mặt trời đủ cung cấp cho tải thì hệ thống không nhận công suất từ lưới, và công suất thừa sẽ được nạp cho bộ dự trữ. Tiếp theo, công suất thừa sẽ được bán cho lưới tại những giờ cao điểm. Và cuối cùng, phụ tải được cấp bởi bộ dự trữ cho đến 10h đêm, và nhận từ lưới và BESS trong thời gian cuối ngày. Trong khi đó, trong một ngày mùa đông khi thời lượng có nắng ít hay công suất phát ra từ hệ thống năng lượng mặt trời không cao, phụ tải chủ yếu nhận điện từ lưới. Tuy nhiên, bộ dự trữ cũng được nạp trong 3h từ 11am-2pm và xả 3pm-5pm, trong khi đó phụ tải không nhận điện từ lưới trong 5 giờ từ 11am-4pm.

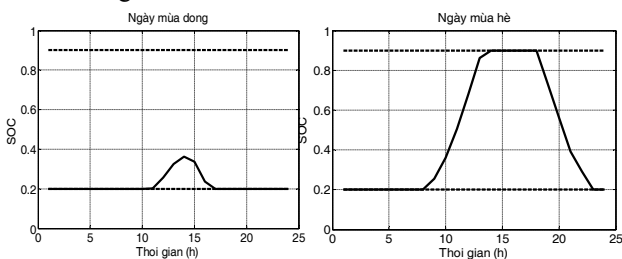


Hình 5. Phân bố công suất tối ưu trong một ngày hè



Hình 6. Phân bố công suất tối ưu trong một ngày đông

Trạng thái hoạt động nạp xả của bộ dự trữ được thể hiện rõ trong Hình 7.



Hình 7. Trạng thái nạp xả của bộ dự trữ trong ngày hè và ngày đông

Chúng ta có thể nhận thấy rằng giá trị SOC luôn nằm trong giới hạn cho phép, do vậy bộ dự trữ được điều khiển và vận hành tốt sẽ giúp tăng tuổi thọ hoạt động của nó.

5. Kết luận

Bài báo đã trình bày một phương pháp để tính toán thiết kế tối ưu hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới. Phương pháp tối ưu có ràng buộc được sử dụng và xây dựng trên phần mềm Matlab để tìm ra dung lượng tối ưu của bộ dự trữ, số lượng pin mặt trời cũng như công suất cực đại lớn nhất của hệ thống năng lượng mặt trời. Kết quả mô phỏng phân bố công suất của hệ thống trong một ngày cũng thể hiện được hệ thống vận hành ổn định, an toàn, tận dụng được tối đa công suất từ nguồn tái tạo và hạn chế lượng công suất lấy từ lưới. Từ những kết quả đạt được đã chứng tỏ rằng, một hệ thống năng lượng mặt trời có kết lưới là kinh tế và hiệu quả hơn so với việc chỉ nhận điện từ lưới. Từ đây, đề xuất được một giải pháp sử dụng năng lượng tái tạo cho hệ thống điện Việt Nam phù hợp với xu thế của toàn cầu.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Kornelakis, A., and E. Koutroulis. "Methodology for the design optimisation and the economic analysis of grid-connected photovoltaic systems", IET Renewable Power Generation, vol. 3, no 4, p. 476-492, 2009.
- [2] Kaldellis, J. K., D. Zafirakis, and E. Kondili. "Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands", International journal of electrical power & energy systems vol. 32, no 1, p. 24-36, 2010.
- [3] Hernández, J. C., A. Medina, and F. Jurado. "Optimal allocation and sizing for profitability and voltage enhancement of PV systems on feeders", Renewable Energy 32.10 (2007): 1768-1789.
- [4] Kornelakis, Aris, and Yannis Marinakis. "Contribution for optimal sizing of grid-connected PV-systems using PSO", vol. 35, no 6, p. 1333-1341, 2010.
- [5] S. Diaf, M. Belhameleb, M. Haddadic, A. Louchea, "Technical and economic assessment of hybrid photovoltaic/wind system with battery storage in Corsica Island", Energy Policy, 36 (2) (2008), pp. 743-754.
- [6] H.X. Yang, J. Burnett, L. Lu, "Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic/wind power generation systems in Hong Kong", Renewable Energy, 28 (2003), pp. 1813-1824.
- [7] H.X. Yang, L. Lu, W. Zhou, "A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system", Solar Energy, 81 (1) (2007), pp. 76-84.
- [8] A. Kaabeche, M. Belhameleb, R. Ibtouen, "Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/ wind power generation system", Energy, 36 (2011), pp. 1214-1222.

(BBT nhận bài: 20/12/2015, phân biên xong: 25/12/2015)