

# Nghiên cứu tính toán độ phụ thuộc vào lưới điện của hệ thống pin mặt trời/ắc quy tại Việt Nam sử dụng phương pháp tự hồi quy

Develop an Empirical Formula for Grid Dependency of a PV/Battery System in Vietnam using Autoregressive Model

**Nguyễn Thị Hoài Thu**

Trường Đại học Bách khoa Hà Nội – Số 1, Đại Cồ Việt, Hai Bà Trưng, Hà Nội

Đến Tòa soạn: 07-3-2018; chấp nhận đăng: 28-9-2018

## Tóm tắt

Bài báo này xây dựng công thức kinh nghiệm tính độ phụ thuộc vào lưới (GD) của hệ thống pin mặt trời (PV) kết hợp ắc quy cung cấp điện cho một số loại phụ tải. Trước hết GD được tính toán bằng cách sử dụng số liệu thời tiết thống kê trong 15 năm của 7 địa điểm ở Việt Nam với dung lượng khác nhau của PV và ắc quy. Từ kết quả tính toán có thể rút ra nhận xét là GD tỉ lệ tuyến tính với tổng lượng bức xạ hàng năm mà không phụ thuộc vào chuỗi bức xạ theo thời gian cũng như vị trí địa lý. Vì thế, nghiên cứu đã sử dụng phương pháp tự hồi quy xây dựng công thức tính GD là hàm số của tổng lượng bức xạ hàng năm, dung lượng của ắc quy và PV.

Từ khóa: năng lượng mặt trời, ắc quy, độ phụ thuộc lưới, tổng lượng bức xạ hàng năm

## Abstract

This paper aims at developing an empirical formula for grid dependency calculation of a PV/battery supplying to several different kinds of demand. First, the GD was calculated based on the time series of the statistic weather data at 7 locations in Vietnam over 15 years and corresponding to different capacity of PV and battery. From the results, the GD can be estimated based on the total solar radiation without the time series and the location. Then the research established a formula for GD as a function of the annual total radiation, the capacity of battery and PV using autoregressive model. The developed formula has a high accuracy in quickly estimating the GD of the system. Moreover, it was also verified by applying to another location and compared with the results obtained by directly calculating from the time series of irradiation.

Keywords: Photovoltaic system, battery, grid dependency, annual total radiation.

## 1. Đặt vấn đề

Năng lượng tái tạo (Renewable energy – RE) đang được nghiên cứu và ứng dụng ở khắp nơi trên thế giới, đặc biệt là trong bối cảnh các nguồn năng lượng hóa thạch từ than đá, dầu mỏ,... đang ngày càng cạn kiệt [1-3]. Năng lượng mặt trời (Photovoltaic - PV) có ưu điểm là có khả năng tái tạo, bền vững, thân thiện với môi trường nhưng cũng có nhược điểm là dao động bất định và phụ thuộc vào thời tiết [3]. Để đảm bảo cung cấp điện cho phụ tải một cách ổn định, hệ thống điện mặt trời thường được nối với lưới hoặc với các thiết bị dự trữ năng lượng như ắc quy (Hình 1). Vì thế việc tính toán độ phụ thuộc vào lưới (Grid Dependency – GD) có ý nghĩa quan trọng và thiết yếu để đảm bảo vận hành hệ thống ổn định, đặc biệt là khi tính toán thiết kế xây dựng hệ thống PV/ắc quy hoặc tính tối ưu dung lượng các thiết bị.

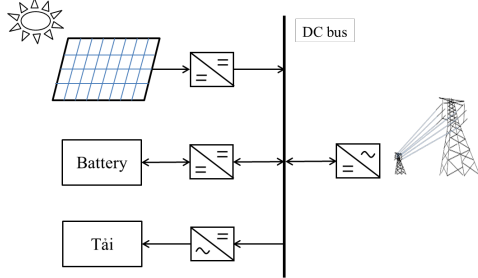
Có nhiều thông số kỹ thuật khi nghiên cứu hệ thống PV/ắc quy cấp điện cho tải và có nối lưới và được sử dụng trong bài toán tính dung lượng tối ưu, ví dụ như xác suất mất điện (LPSP), lượng điện năng không được cung cấp (EENS), hệ số mất điện tương đương [4-7]. Các thông số này thường được tính bằng phương pháp lặp tương ứng với 1 năm thời tiết điển hình tại 1 địa điểm nào đó. Do đó, khi thời tiết thay đổi qua các năm, hoặc với các địa điểm khác nhau thì việc tính toán sẽ phải thực hiện lại. Mặt khác, hiện nay chưa có nghiên cứu nào ở Việt Nam tính toán độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống PV/ắc quy dựa trên bức xạ mặt trời và dung lượng các thiết bị theo hướng tổng quát. Trong bài báo này, tác giả đã xây dựng công thức kinh nghiệm để tính độ phụ thuộc vào lưới GD cho các địa điểm ở Việt Nam. Mối quan hệ hàm giữa GD và điều kiện thời tiết, dung lượng các thiết bị được thiết lập dựa trên tính toán GD ở 7 địa điểm khác nhau với số liệu thời tiết trong vòng 15 năm. Ngoài ra, 3 loại phụ tải cũng được xem xét trong việc tính GD. Sau khi xây dựng công thức, việc đánh giá độ chính xác của nó cũng được tiến hành và

\* Địa chỉ liên hệ: Tel.: (+84) 983.533012  
Email: thu.nguyenthohoai@hust.edu.vn

được kiểm chứng áp dụng ở 1 địa điểm khác với những địa điểm đã dùng để thành lập công thức.

**2. Mô hình hệ thống**

Sơ đồ khối của hệ thống PV kết hợp ắc quy được minh họa trong hình 1. Hệ thống bao gồm các tấm PV và ắc quy cấp điện cho phụ tải. Các thiết bị được nối với hệ thống điện 1 chiều qua các bộ chuyển đổi điện.



**Hình 1.** Mô hình hệ thống PV/ắc quy

**2.1. Hệ thống năng lượng mặt trời (PV)**

Công suất của PV phụ thuộc vào thời tiết, đặc biệt là bức xạ mặt trời và nhiệt độ. Có thể ước tính công suất PV theo các công thức sau:

$$P_{PV}(t) = C_{PV} \times \frac{S(t)}{S_{STD}} \times \eta_{loss}(t) \times \eta_{DC/DC}^{PV} \quad (1)$$

$$\eta_{loss}(t) = 1 - \lambda(T_{cell}(t) - 25) \quad (2)$$

$$T_{cell}(t) = T_a(t) \times \frac{S(t)}{0.8} \times (T_{NOCT} - 20) \quad (3)$$

Trong đó:  $P_{PV}(t)$ ,  $C_{PV}$  tương ứng là công suất đầu ra ở thời điểm  $t$  và công suất định mức của PV (kW).  $S(t)$ ,  $S_{STD}$  là cường độ bức xạ thực tế ở bề mặt nghiêng của tấm PV ( $kW/m^2$ ) và bức xạ chuẩn ( $1 kW/m^2$ ).  $\eta_{DC/DC}^{PV}$  là hiệu suất của bộ chuyển đổi DC/DC.  $\eta_{loss}$  là hiệu suất khi tính đến tổn thất năng lượng do sự tăng nhiệt độ.  $\lambda$  là hệ số nhiệt độ ( $0,0046/^\circ C$ ),  $T_{cell}(t)$ ,  $T_a(t)$  và  $T_{NOCT}$  tương ứng là nhiệt độ của tấm PV, nhiệt độ ngoài trời [ $^\circ C$ ] và nhiệt độ vận hành danh định ( $45^\circ C$ ).

**2.2. Ắc quy**

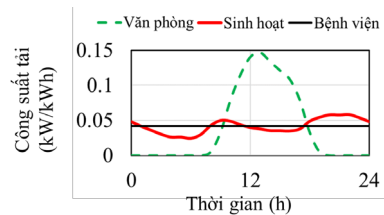
Ắc quy là 1 thiết bị lưu trữ điện năng thường được sử dụng kèm với hệ thống pin mặt trời [8] do có ưu điểm là có khả năng thay đổi công suất nhanh và hiệu suất cao. Ắc quy có nhược điểm là mật độ dòng điện thấp, bị tổn thất điện năng do hiện tượng tự xả [8,9]. Ắc quy được mô hình bằng lượng điện năng tại từng thời điểm, có thể ước tính như sau:

$$E_{BA}(t) = E_{BA}(t-1) \times (1 - \sigma) + \left( P_{DCside}^{BA, ch}(t-1) \times \eta^{ch} \times \eta_{CONV} - \frac{P_{DCside}^{BA, disch}(t-1)}{\eta^{disch} \times \eta_{CONV}} \right) \times \Delta t \quad (4)$$

Với  $E_{BA}(t)$  là lượng điện năng trong ắc quy ở thời điểm  $t$ ,  $\sigma$  là tốc độ tự xả trong 1 giờ ( $4,6 \times 10^{-4} /h$ ) và  $\eta^{ch}$ ,  $\eta^{disch}$  tương ứng là hiệu suất của quá trình nạp và xả ( $\eta^{ch} = \eta^{disch} = 0,9$ ).  $P_{DCside}^{BA, ch}(t)$ ,  $P_{DCside}^{BA, ch}(t)$  là công suất nạp hoặc xả của ắc quy ở thời điểm  $t$ , xác định dựa vào việc phân chia công suất cho các thiết bị (Power management strategy – PMS)

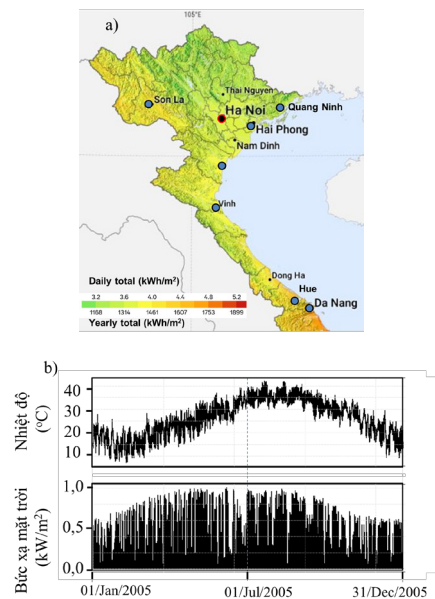
**2.3. Phụ tải**

Ta xét 3 loại phụ tải khác nhau sử dụng điện hình trong hệ thống: tải văn phòng (tải 1), tải sinh hoạt (tải 2), và tải bằng phẳng cấp cho bệnh viện (tải 3). Giả thiết các loại tải này có dạng như trên hình 2. Ngoài ra để tổng quát hóa bài toán, giả thiết là tổng năng lượng tiêu thụ trong 1 ngày của tải là 1 đơn vị tương ứng với 1 kWh/ngày.



**Hình 2.** Các loại tải tiêu thụ khác nhau.

**2.4. Dữ liệu thời tiết**



**Hình 3.** GHI (Global Horizontal Irradiation) của 1 số vùng ở Việt Nam (a), bức xạ mặt trời và nhiệt độ năm 2005 tại Hà Nội (b)

**2.5. Chiến thuật phân chia công suất (PMS)**

Việc phân chia công suất được thực hiện như sau: lượng công suất phát ra ở thời điểm  $t$  của PV  $P_{PV}(t)$  sẽ cấp cho tải  $P_D(t)$ :

- Khi  $P_{PV}(t) > P_D(t)$  nghĩa là thừa công suất thì ắc quy sẽ nạp điện nếu chưa đầy:

$$P_{DCside}^{BA.ch}(t) = P_{PV}(t) - \frac{P_D(t)}{\eta_{INV}} \quad (5)$$

Trong trường hợp ắc quy đầy thì phần công suất thừa này được tiêu thụ bởi tải nhiệt hoặc giảm bớt 1 số tấm pin mặt trời.

- Khi thiếu công suất thì ắc quy sẽ phát điện bổ sung cho tải nếu chưa xả hết

$$P_{DCside}^{BA.disch}(t) = \frac{P_D(t)}{\eta_{INV}} - P_{PV}(t) \quad (6)$$

Trong đó  $\eta_{INV}$ ,  $\eta_{CONV}$  là hiệu suất của bộ chuyển đổi ( $\eta_{INV} = \eta_{CONV} = 0,9$ ).  $E_{BA}(t)$  bị giới hạn trong phạm vi  $(0, C_{BA})$  (kWh).

Nếu ắc quy không còn đủ năng lượng để cung cấp thì công suất ắc quy có thể phát ra được tính từ công thức (4) khi biết lượng điện năng còn lại của ắc quy. Khi đó phần công suất thiếu không đủ sẽ được cung cấp từ lưới:

$$P_{grid}(t) = \frac{P_D(t)}{\eta_{INV}} - P_{PV}(t) - P_{DCside}^{BA.disch}(t) \quad (7)$$

$P_{grid}(t)$  (kW) là phần công suất nhận từ lưới tại thời điểm  $t$  nếu có.

### 3. Độ phụ thuộc vào lưới

#### 3.1. Khái niệm độ phụ thuộc vào lưới

Độ phụ thuộc vào lưới được định nghĩa là tỉ số giữa lượng điện năng nhận được từ lưới khi hệ thống PV/ắc quy không thể cung cấp cho tải và tổng điện năng cần cung cấp cho tải trong 1 năm:

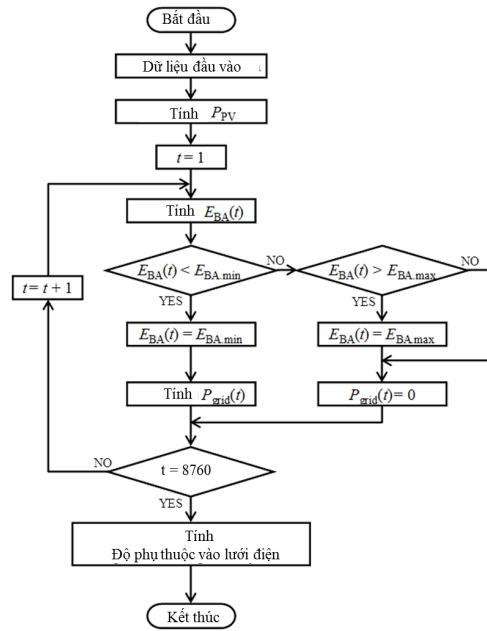
$$GD = \frac{\sum_{t=1}^{8760} (P_{grid}(t) \times 1)}{E_{Dyear}} \quad (8)$$

$E_{Dyear}$  là điện năng tiêu thụ của tải trong 1 năm.

Thuật toán để tính GD theo số liệu thực của thời tiết được mô tả trên hình 4.

#### 3.2. Xây dựng công thức kinh nghiệm tính GD

Để xây dựng công thức kinh nghiệm tính GD phụ thuộc vào thời tiết và dung lượng các thiết bị, trước hết GD sẽ được tính toán theo thuật toán trong hình 4 dựa vào số liệu thực tế của bức xạ mặt trời và nhiệt độ ở 7 địa điểm khác nhau (Sơn La, Quảng Ninh, Hải Phòng, Hà Nội, Nghệ An, Đà Nẵng và Huế) trong vòng 15 năm. Sau đó, từ kết quả tính toán, sử dụng phương pháp xấp xỉ hồi quy để thành lập hàm quan hệ của GD và các thông số.



**Hình 4.** Thuật toán để tính toán độ phụ thuộc vào lưới theo chuỗi bức xạ và nhiệt độ.

#### 3.2.1. Mối quan hệ của GD và tổng lượng bức xạ hàng năm:

Dựa trên kết quả tính toán GD, mối quan hệ giữa GD và tổng lượng bức xạ hàng năm  $S_{total}$  được thiết lập và biểu diễn trên hình 5. Có thể nhận thấy GD tỉ lệ tuyến tính với  $S_{total}$ . Do đó có thể tính toán GD dựa trên  $S_{total}$  mà không phụ thuộc vào dạng sóng của chuỗi số liệu thời tiết, nghĩa là có thể dùng 1 thông số đại diện cho điều kiện thời tiết, đó là tổng lượng bức xạ hàng năm.

#### 3.2.2. Sự phụ thuộc của GD vào dung lượng PV và ắc quy:

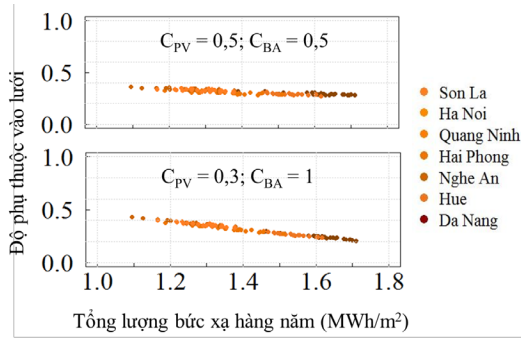
Dựa trên phát hiện về sự phụ thuộc của GD vào  $S_{total}$ , tác giả đã đề xuất phương pháp xác định GD dựa trên  $S_{total}$ , công suất định mức của PV  $C_{PV}$ , dung lượng của ắc quy  $C_{BA}$  mà không cần xét theo năm, khu vực và đặc biệt là không cần chuỗi số liệu thời tiết. Có thể thấy GD phụ thuộc vào lượng điện PV phát ra hàng năm, là đại lượng được xác định bằng tích số của  $C_{PV}$  và  $S_{total}$  như trong biểu thức sau:

$$E_{PV} = S_{total} \times C_{PV} / S_{STD} = \left( \sum_{t=1}^{8760} S(t) \cdot \Delta t \right) \times C_{PV} / S_{STD} \quad (9)$$

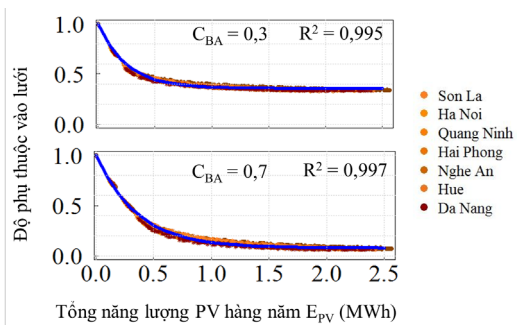
Hình 6 biểu diễn mối quan hệ giữa GD và  $E_{PV}$  trong một số trường hợp  $C_{BA}$  khác nhau. Kết quả cho thấy các điểm được phân bố theo dạng hàm mũ. Mô hình hồi quy của hàm mũ được lựa chọn như sau:

$$GD = a \times e^{kE_{PV}} + 1 - a \quad (10)$$

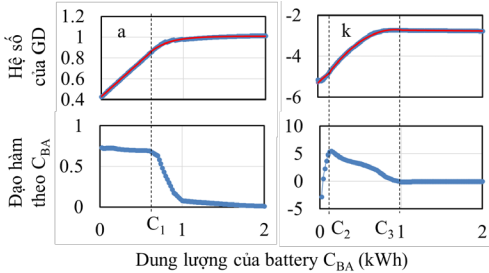
Trong đó  $a$ ,  $k$  là các hệ số hồi quy.



**Hình 5.** Mối quan hệ giữa GD và tổng lượng bức xạ hàng năm  $S_{total}$  tính với 7 địa điểm trong 1 số trường hợp dung lượng khác nhau của PV/ắc quy, mẫu tải 2.



**Hình 6.** Mối quan hệ giữa GD và  $E_{PV}$



**Hình 7.** Sự phụ thuộc của các hệ số hồi quy vào  $C_{BA}$  trong trường hợp mẫu tải 2

Sử dụng phương pháp bình phương tối thiểu,  $a$  và  $k$  được xác định tương ứng với mỗi  $C_{BA}$  khác nhau. Hệ số xác định  $R^2$  dùng để đánh giá độ chính xác của hàm tìm được,  $R^2$  càng gần 1 thì hàm số tìm được càng chính xác [9]. Kết quả tính toán cho thấy  $R^2$  dao động từ 0,987 đến gần bằng 1.  $R^2$  cao chứng tỏ lựa chọn hàm số dạng mũ là hợp lý và các hệ số tìm được tương đối chính xác.

Hình 7 biểu diễn sự phụ thuộc của  $a$  và  $k$  vào  $C_{BA}$  trong trường hợp mẫu tải 2. Các hệ số này là hàm của  $C_{BA}$  theo phương trình hồi quy sau:

$$a = \begin{cases} a_1 \times C_{BA} + a_2 & (C_{BA} < C_1) \\ a_3 \times e^{a_4 C_{BA}} + a_5 & (C_1 \leq C_{BA}) \end{cases} \quad (11)$$

$$k = \begin{cases} k_1 \times C_{BA} + k_2 & (C_{BA} < C_2) \\ k_3 \times C_{BA}^2 + k_4 \times C_{BA} + k_5 & (C_2 \leq C_{BA} < C_3) \\ k_6 \times C_{BA} + k_8 & (C_3 \leq C_{BA}) \end{cases} \quad (12)$$

Trong hình 7, đường cong hồi quy (đường màu đỏ) cho  $a$ ,  $k$  được xây dựng sử dụng phương pháp bình phương tối thiểu. Các hệ số xác định của quá trình hồi quy tương ứng là 0,995 và 0,982.

Tính toán tương tự, kết quả tính các hệ số cho các mẫu tải thu được như trong bảng 1

**Bảng 1.** Hệ số trong công thức tính GD cho các tải.

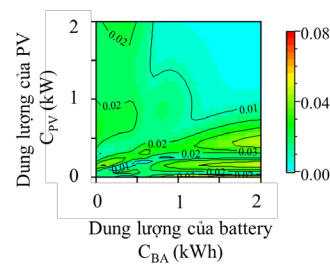
Tải	$C_1$	$C_2$	$C_3$	$a_1$	$a_2$
1	0,2	0,12	0,9	0,303	0,908
2	0,6	0,16	1	0,710	0,427
3	0,6	0,16	1	0,710	0,442
	$a_3$	$a_4$	$a_5$	$k_1$	$k_2$
1	-0,08	-2,05	1,017	-0,93	-2,95
2	-2,108	-4,369	1,009	3,429	-5,277
3	-1,823	-4,118	1,015	3,454	-5,142
	$k_3$	$k_4$	$k_5$	$k_6$	$k_7$
1	0,076	-0,225	-3,015	-0,073	-3,098
2	-3,249	6,094	-5,558	-0,037	-2,691
3	-3,182	5,849	-5,402	-0,037	-2,709

**3.3. Độ chính xác của công thức kinh nghiệm:**

Độ chính xác của công thức vừa xây dựng được đánh giá qua giá trị sai số tuyệt đối trung bình MAE được tính như trong biểu thức (12):

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |e_i|}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n |y_i - f(x_i)|}{n} \quad (12)$$

Trong đó  $x = \{x_i\}$  biểu thị cho chuỗi  $S_{total}$ ,  $f(x_i)$  là giá trị ước tính của GD theo công thức kinh nghiệm,  $y = \{y_i\}$  là chuỗi GD tính theo dữ liệu thực tế,  $n$  là số lượng dữ liệu.



**Hình 8.** Phân bố sai số tuyệt đối trung bình giữa GD tính theo công thức kinh nghiệm và tính theo số liệu thời tiết thực tế với mẫu tải 2

Sử dụng  $C_{PV}$  trong khoảng từ 0 kW đến 2 kW với bước 0,02 kW,  $C_{BA}$  từ 0 đến 2 kWh với bước 0,02 kWh, sai số tuyệt đối trung bình tương ứng với mỗi cặp ( $C_{PV}$ ,  $C_{BA}$ ) được tính và biểu diễn trên hình 8 cho mẫu tải 2. Từ hình 8, có thể thấy MAE tương đối nhỏ

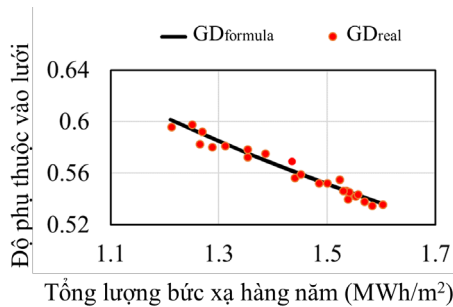
trong vùng  $C_{PV}$  và  $C_{BA}$  cao và lớn nhất là 0,05, trong vùng  $C_{PV} = 0,5$  kW.

Sai số tuyệt đối trung bình được tính tương tự cho các mẫu tải 1 và 3. Nhìn chung, chúng tương đối nhỏ và có thể nói rằng công thức GD đã xây dựng có độ chính xác cao.

**4. Kiểm chứng công thức kinh nghiệm tính GD**

Trong phần này công thức kinh nghiệm vừa xây dựng sẽ được sử dụng để tính GD cho hệ thống PV/ắc quy ở Thanh Hóa với giả thiết dung lượng của PV và ắc quy tương ứng là 0,2 kW và 0,3 kWh cấp cho phụ tải sinh hoạt, sau đó so sánh với GD tính theo chuỗi bức xạ mặt trời trong 25 năm.

Trên hình 9 là kết quả so sánh khi sử dụng chuỗi bức xạ theo thời gian để tính GD ( $GD_{real}$ ) và tính theo công thức đã xây dựng ( $GD_{formula}$ ).  $GD_{real}$  thay đổi từ 0,535 đến 0,598 còn  $GD_{formula}$  gần với giá trị  $GD_{real}$ .



**Hình 9.** So sánh kết quả GD tính theo công thức kinh nghiệm và tính theo chuỗi số liệu bức xạ ở Thanh Hóa trong 25 năm với  $C_{PV} = 0,2$  kW,  $C_{BA} = 0,3$  kWh.

Ngoài ra, còn 1 vấn đề nữa cần nghiên cứu khi sử dụng công thức đã xây dựng, đó là cần lựa chọn giá trị của  $S_{total}$  để tính GD. Có thể nhận xét là GD tỉ lệ nghịch với  $S_{total}$ , do đó lựa chọn  $S_{total}$  nhỏ sẽ đảm bảo GD tương đối lớn và không quá nhỏ so với kỳ vọng. Kết quả tính toán cho thấy GD tương ứng với  $S_{total}$  ở xác suất đảm bảo 95% là 0,594 rất gần so với giá trị lớn nhất của GD tính từ chuỗi số liệu (0,598), vì thế  $S_{total}$  với xác suất đảm bảo 95% được chọn để tính GD trong công thức kinh nghiệm.

**5. Kết luận**

Bài báo này đã xây dựng công thức kinh nghiệm để ước tính độ phụ thuộc vào lưới của hệ thống PV/ắc quy cấp điện cho các loại phụ tải khác nhau. Có thể rút ra kết luận là GD phụ thuộc vào tổng lượng bức xạ hàng năm, dung lượng của PV và ắc quy. Mô hình xấp xỉ hồi quy được sử dụng để tìm ra mối quan hệ

giữa GD và các đại lượng này. Kết quả cho thấy hàm tìm được có độ chính xác cao và có thể áp dụng để ước tính một cách đơn giản độ phụ thuộc của hệ thống này vào lưới.

**Lời cảm ơn**

Nghiên cứu này được tài trợ bởi trường Đại học Bách Khoa Hà Nội theo chương trình đề tài phân cấp mã số T2017-PC-103.

**References**

- [1]. M. Iqbalb, M. Azam, M. Naeem, A.S. Khwaja, A. Anpalagan, Optimization classification, algorithms và tools for renewable energy: A review, Renew. Sustain. Energy Rev 39 (2014) 640–654
- [2]. T.T.H. Nguyen, T. Nakayama, M. Ishida, Power Control Method Using Kalman Filter Prediction for Stable Operation of PV/FC/LiB Hybrid Power System Based on Experimental Dynamic Characteristics, J Jpn Inst Energy, 94 (2015) 532-541
- [3]. A.R.De, L. Musgrove, The optimization of hybrid energy conversion systems using the dynamic programming model - Rapsody, Int J Energy Res 12(1988) 447-457
- [4]. Yang HX, Lu L, Zhou W. A novel optimization sizing model for hybrid solar – wind power generation system, Sol. Energy, 81(1) (2007) 76-84.
- [5]. Borowy BS, Salameh ZM, Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system. IEEE Energy Conver 11(2) (1996) 367-373.
- [6]. Diaf, G. Notton, M. Belhamef, M. Haddadi, A. Louche, Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions, Appl Energy 85 (2008) 968–987.
- [7]. KA Kashefi, GH Riahy, SHM Kouhsari, Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages. Renew Energy 2009, 34, 2380–90.
- [8]. Zachariah Iverson, Ajit Achuthan, Pier Marzocca, Daryush Aidun, Optimal design of hybrid renewable energy systems (HRES) using hydrogen storage technology for data center applications, Renew Energy 52 (2013) 79–87.
- [9]. T.H.T. Nguyen, T. Nakayama, M. Ishida, Optimal capacity design of battery and hydrogen system for the DC grid with photovoltaic power generation based on the rapid estimation of grid dependency, Int J Elec Power, 89 (2017) 27-39