

RESEARCH AND SELECTION OF REACTIVE POWER CONTROL METHODS FOR LARGE SCALE SOLAR POWER SOURCE IN URBAN DISTRIBUTION NETWORK

Vu Hoang Giang*, Nguyen Huu Duc
Electric Power University

ARTICLE INFO	ABSTRACT
Received: 21/02/2024 Revised: 31/5/2024 Published: 31/5/2024	With the rapid development of rooftop solar power sources in the past 5 years in Vietnam and the strong orientation of developing these sources in the future according to the Power Development Plan 8, many challenges in distribution grid operation have arisen. One of the issues is to ensure voltage tolerance when connecting to the rooftop solar power source. This paper presents methods for controlling reactive power for rooftop solar power sources, thereby helping to ensure that voltage at the point of connection (PCC) is within the allowed limits according to relevant regulations. The methods with their advantages and disadvantages are analyzed. There are three methods such as the reactive power control method with constant coefficient; the reactive power control method as a function of the active power output of solar power sources; and the method regulating reactive power as a function of voltage at the PCC point. Through analysis and evaluation, the third method is selected. Matlab/Simulink software was used to simulate and realize the effectiveness of this control method. The simulation results show the effectiveness of the method in ensuring that voltage at the PCC point is within the allowable limit.
KEYWORDS Rooftop photovoltaics Reactive power control Power system interconnection Power system modeling Distributed power generation	

NGHIÊN CỨU VÀ LỰA CHỌN CHIẾN LƯỢC ĐIỀU KHIỂN CÔNG SUẤT PHẢN KHÁNG CHO NGUỒN ĐIỆN MẶT TRỜI MÁI NHÀ CÔNG SUẤT LỚN TRONG LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI ĐÔ THỊ

Vũ Hoàng Giang*, Nguyễn Hữu Đức
Trường Đại học Điện lực

THÔNG TIN BÀI BÁO	TÓM TẮT
Ngày nhận bài: 21/02/2024 Ngày hoàn thiện: 31/5/2024 Ngày đăng: 31/5/2024	Sự phát triển nhanh chóng của các nguồn điện mặt trời mái nhà trong 5 năm qua tại Việt Nam và định hướng phát triển mạnh mẽ các nguồn này trong tương lai theo Quy hoạch điện 8 đã đặt ra nhiều thách thức trong vận hành lưới điện phân phối. Một trong các thách thức là đảm bảo chất lượng điện áp khi kết nối nguồn điện mặt trời mái nhà. Bài báo trình bày các phương pháp điều khiển công suất phản kháng cho nguồn điện mặt trời mái nhà qua đó giúp đảm bảo điện áp điểm kết nối (PCC) với lưới điện nằm trong giới hạn cho phép theo quy định. Các phương pháp được trình bày và phân tích ưu nhược điểm khi áp dụng. Phương pháp điều khiển công suất phản kháng với hệ số không đổi; phương pháp điều khiển công suất phản kháng theo hàm số phụ thuộc công suất tác dụng phát lên lưới của các nguồn điện mặt trời; và phương pháp điều khiển công suất xét tới sự biến động của điện áp tại điểm PCC. Qua phân tích và đánh giá, phương pháp thứ 3 được lựa chọn. Các kết quả mô phỏng kiểm chứng so sánh hiệu quả phương pháp điều khiển thứ 3 được thực hiện trên phần mềm Matlab/Simulink. Kết quả cho thấy sự hiệu quả của phương pháp điều khiển thứ 3 trong việc đảm bảo điện áp điểm PCC nằm trong giới hạn cho phép.
TỪ KHÓA Điện mặt trời mái nhà Điều khiển công suất phản kháng Kết nối hệ thống điện Mô phỏng hệ thống điện Nguồn phân tán	

DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.9742>

* Corresponding author. Email: giangvh@epu.edu.vn

1. Giới thiệu

Ở Việt Nam, khu vực giàu tiềm năng phát triển năng lượng tái tạo (gió, mặt trời,...) là vùng ven biển Nam Trung Bộ. Tại đây có thể phát triển các nhà máy phát điện sử dụng năng lượng tái tạo với quy mô lớn. Bên cạnh đó, ở nhiều khu vực khác, đặc biệt là các thành phố có mật độ phụ tải lớn, việc tận dụng diện tích của các công trình để phát triển các nguồn điện mái nhà cung cấp điện tại chỗ đóng một vai trò quan trọng trong đáp ứng nhu cầu phụ tải và hỗ trợ tích cực trong công tác quản lý vận hành hệ thống điện. Các nguồn điện mặt trời với công suất khác nhau cũng có tác động khác nhau theo cả hai hướng tích cực và tiêu cực lên lưới điện được tích hợp.

Khi mức độ thâm nhập của PV vào lưới điện tăng lên thì những tác động của nó lên các xuất tuyến trung áp trở nên đáng kể và thu hút sự chú ý của các bên liên quan về cả kinh tế và kỹ thuật. Sự ảnh hưởng của điện mặt trời tới chất lượng điện áp và tổn thất trong xuất tuyến có mức độ thâm nhập cao đã được tính toán và phân tích trong nghiên cứu [1]. Trong đó, bằng ứng dụng thuật toán lưới tìm kiếm (Grid Search Algorithm), giải pháp về tái cấu trúc trong vận hành xuất tuyến có thể được đưa ra với các tiêu chí đảm bảo chất lượng điện áp theo quy định và giảm tổn thất công suất của xuất tuyến. Lý thuyết độ nhạy điều chỉnh tổn thất công suất và thuật toán di truyền được sử dụng trong [2] để xác định vị trí của điện mặt trời và điều chỉnh công suất phát cho phép giảm tổn thất công suất rất đáng kể, lên đến 50% so với khi không áp dụng giải pháp. Ngoài ra, sự tăng cao của điện áp trong lưới điện cũng được hạn chế. Trong [3], tác giả đã giới thiệu kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của điện mặt trời tới hệ thống bảo vệ rơ le cho một xuất tuyến trung áp điển hình. Kết quả cho thấy, sự có mặt của điện mặt trời làm thay đổi trào lưu công suất trên lưới và có thể dẫn đến tác động chậm, thậm chí tác động sai của rơ le bảo vệ. Gần đây, nghiên cứu đánh giá tác động của điện mặt trời tới điện áp các nút trong lưới điện phân phối đô thị đã được giới thiệu trong [4]. Trong đó, đặc điểm điển hình của lưới điện đô thị và dữ liệu đầu vào về cường độ bức xạ mặt trời của Việt Nam đã được xét đến.

Các tác động thường được xem xét phổ biến trong khoảng thời gian một số ngày. Tác động của PV lên xuất tuyến cũng khác nhau tùy thuộc vào cấu trúc và đặc tính vận hành của nó cũng như loại xuất tuyến và vị trí trên các vĩ độ khác nhau. Sự tác động của PV lên lưới điện nông thôn và thành thị là khác nhau do các yếu tố về môi trường tự nhiên và kinh tế xã hội. Lưới điện thành thị thường có mật độ cao đến 5 MVA/km², lớn hơn so với khu vực nông thôn, mật độ vào khoảng 0,2-2,5 MVA/km² [5].

Ở các đô thị, nhiều tòa nhà trung tâm thương mại với diện tích có thể lắp đặt điện mặt trời công suất lớn đặt ra vấn đề về duy trì điện áp vận hành tại điểm kết nối (PCC) trong giới hạn cho phép.

Theo tiêu chuẩn [6], yêu cầu về chức năng điều khiển điện áp và công suất phản kháng/tác dụng đối với các nguồn phân tán (DER) theo phân nhóm A và B như sau:

- Điều chỉnh điện áp thông qua điều khiển công suất phản kháng theo các chế độ: hệ số công suất không đổi, quan hệ điện áp-công suất phản kháng (*thường gọi là chế độ volt-var*), công suất phản kháng không đổi là bắt buộc đối với cả hai nhóm; điều khiển công suất tác dụng-công suất phản kháng (*thường gọi là chế độ watt-var*) chỉ bắt buộc đối với DER thuộc nhóm B.

- Điều khiển công suất tác dụng và điện áp: chỉ bắt buộc đối với DER thuộc nhóm B.

DER phải có khả năng cung cấp hoặc tiêu thụ công suất phản kháng ứng với công suất tác dụng phát ra lớn hơn hoặc bằng công suất tác dụng cực tiểu ở chế độ xác lập ($P_{\min}$) hoặc 5% công suất tác dụng định mức, tùy theo giá trị nào lớn hơn. DER phải có khả năng điều chỉnh điện áp bằng cách thay đổi công suất phản kháng theo các chế độ điều khiển kể trên.

Để hạn chế các tác động tiêu cực, nâng cao hiệu quả vận hành và cung cấp dịch vụ phụ trợ trong hỗ trợ vận hành lưới điện, điều khiển công suất tác dụng phát ra và công suất phản kháng trao đổi với lưới điện là không thể thiếu, đặc biệt trong các hệ thống điện có mức độ thâm nhập của DER lớn. Các nghiên cứu vừa qua đã từng phân giải quyết các vấn đề liên quan đến điều khiển công suất và điện áp, tăng cường sự hỗ trợ của các hệ thống điện mặt trời đối với lưới điện. Điều khiển công suất tác dụng và phản kháng của hệ thống điện mặt trời đã được giới thiệu trong

[7] nhằm đáp ứng được yêu cầu vận hành trong chế độ bình thường và khi có ngắn mạch. Trong [8], nghiên cứu mô phỏng điều khiển công suất phản kháng của hệ thống điện mặt trời đơn giản đã được thực hiện trên phần mềm PSCAD/EMTDC. Kết quả nghiên cứu về điều khiển thích nghi công suất phản kháng trong lưới phân phối đã được giới thiệu trong [9]. Với mục tiêu đảm bảo các máy biến áp trong lưới điện không bị quá tải, các tác giả trong [10] đã đề xuất ứng dụng logic mờ để điều khiển công suất của các nhà máy điện mặt trời phân tán. Cho đến nay, chưa có nghiên cứu chi tiết đánh giá về hiệu quả cũng như phân tích đối sánh các phương pháp điều khiển công suất phản kháng của nguồn điện mặt trời (PV) có công suất lớn trong lưới điện phân phối đô thị ở Việt Nam.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu các phương pháp điều khiển công suất phản kháng của hệ thống điện mặt trời trong lưới điện phân phối. Từ đó phân tích và kiến nghị lựa chọn phương pháp điều khiển hỗ trợ công suất phản kháng trong hệ thống điện.

2. Phương pháp điều khiển công suất phản kháng

Lưới điện phân phối có thể được trang bị các thiết bị điều chỉnh điện áp như thiết bị điều chỉnh điện áp dưới tải của máy biến áp (OLTC), thiết bị điều chỉnh điện áp (VR). Trong lưới điện có tích hợp PV, thì PV có thể tham gia hỗ trợ điều chỉnh điện áp trong lưới bằng cách điều chỉnh công suất phản kháng tại điểm kết nối. Khi tham gia vào nhiệm vụ phát công suất phản kháng thì công suất toàn phần của nghịch lưu bị giới hạn theo công suất định mức của nó.

Đặc tính này cho thấy, để phát thêm công suất phản kháng thì nghịch lưu phải tải công suất toàn phần lớn hơn công suất tác dụng lớn nhất phát vào lưới. Có hai lựa chọn thường gặp có thể áp dụng là đặt giá trị công suất phản kháng hoặc hệ số công suất không đổi khi công suất tác dụng phát ra thay đổi. Ngoài ra có thể phát theo hệ số công suất thay đổi theo công suất tác dụng hoặc công suất phản kháng theo điện áp.

Các phương pháp điều khiển công suất phản kháng thường gặp đã được đề cập tới trong tiêu chuẩn của Việt Nam và quốc tế, bao gồm [6], [11], [12]:

- Điều khiển với hệ số công suất không đổi;
- Điều khiển theo hệ số công suất đặt trước;
- Điều khiển hệ số công suất là hàm số của công suất tác dụng phát vào lưới;
- Điều khiển công suất phản kháng theo điện áp.

Các phương pháp này có thể được đánh giá tính hiệu quả thông qua số khách hàng bị vi phạm về điện áp, bù công suất phản kháng và tổn thất.

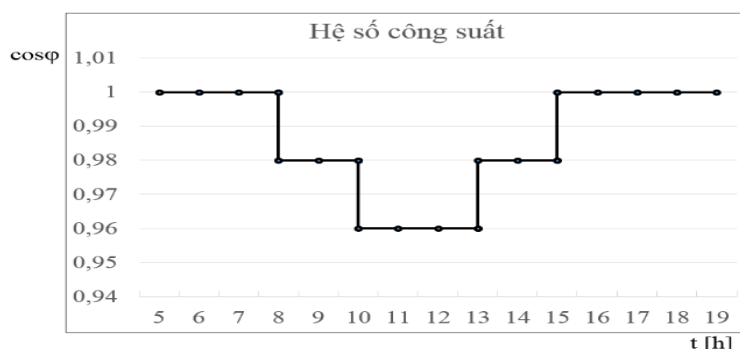
2.1. Điều khiển với hệ số công suất không đổi

Trong chế độ này, bộ nghịch lưu của PV được điều khiển để làm việc với hệ số công suất không đổi. Khi đó, công suất phản kháng tiêu thụ từ lưới điện tỷ lệ với công suất tác dụng phát vào lưới điện. Đây là phương pháp phổ biến hiện nay áp dụng cho các nguồn điện mặt trời mái nhà công suất nhỏ tại Việt Nam. Tuy nhiên phương pháp này có nhiều hạn chế do không huy động được sự tham gia của các nguồn điện mặt trời áp mái trong việc vận hành tối ưu lưới điện phân phối xét trên khía cạnh về chất lượng điện áp.

2.2. Điều khiển theo hệ số công suất đặt trước

Trong phương pháp này, hệ số công suất được lên kế hoạch theo thời gian trong ngày [11], [12], Hình 1.

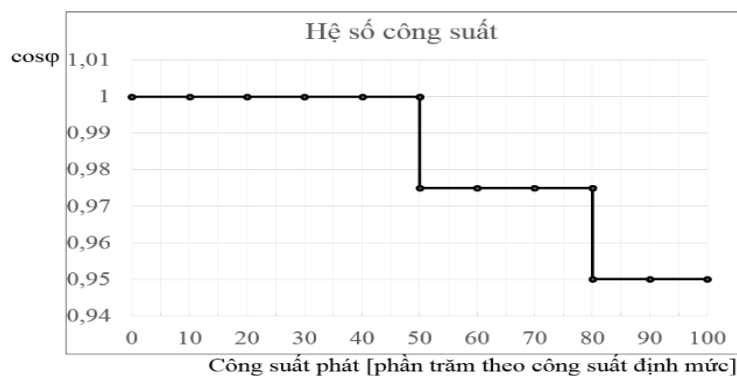
Kế hoạch điều chỉnh hệ số công suất được thực hiện là giảm hệ số công suất khi công suất phát ra của PV cao vào giữa ngày. Ngoài ra nghịch lưu có thể được đặt ở chế độ phát công suất phản kháng trong những khoảng thời gian nhất định trong ngày để hỗ trợ điều chỉnh điện áp.



Hình 1. Ví dụ kế hoạch điều khiển hệ số công suất của nghịch lưu

2.3. Điều khiển hệ số công suất là hàm số của công suất tác dụng phát vào lưới

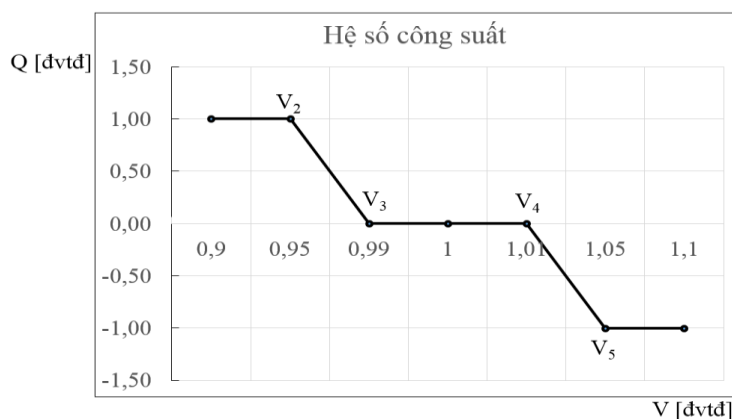
Hệ số công suất được điều khiển dưới dạng là hàm số theo công suất phát vào lưới [12], như thể hiện trên Hình 2. Vì công suất tác dụng phát ra tỷ lệ với điện áp tại điểm PCC, do đó nghịch lưu có thể làm việc ở chế độ tiêu thụ công suất phản kháng ở những thời điểm công suất tác dụng phát ra lớn.



Hình 2. Điều khiển hệ số công suất của nghịch lưu là hàm số của công suất phát ra của PV

Ưu điểm của phương pháp này so với phương pháp điều khiển với hệ số công suất theo kế hoạch là hệ số công suất được điều khiển theo công suất tác dụng phát vào lưới thực tế của PV thay vì được ấn định từ trước theo thời gian trong ngày.

2.4. Điều khiển công suất phản kháng theo điện áp



Hình 3. Điều khiển công suất phản kháng của nghịch lưu theo điện áp

Phương pháp này thường được đề cập tới là phương pháp điều khiển volt-var (V-Q), trong đó công suất phản kháng được điều khiển tùy theo điện áp tại điểm kết nối [12], như thể hiện trên Hình 3.

Khi điện áp nằm xung quanh giá trị định mức hoặc mong muốn, nghịch lưu không phát ra hoặc tiêu thụ công suất phản kháng. Ngoài vùng trên, công suất phản kháng tiêu thụ hoặc phát ra phụ thuộc vào công suất tác dụng phát ra thực tế.

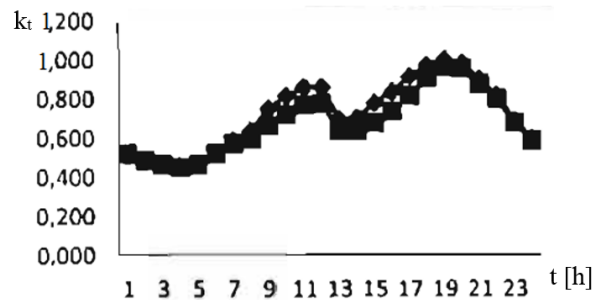
Công suất phản kháng phát ra theo phương pháp điều khiển này có thể biểu diễn về toán học như sau:

$$Q(t) = \begin{cases} Q_{\max}(t) & ; \quad V(t) \leq V_2 \\ \frac{V_3 - V(t)}{V_3 - V_2} Q_{\max}(t) & ; \quad V_2 < V(t) \leq V_3 \\ 0 & ; \quad V_3 < V(t) \leq V_4 \\ -\frac{V_4 - V(t)}{V_4 - V_5} Q_{\max}(t) & ; \quad V_4 < V(t) \leq V_5 \\ -Q_{\max}(t) & ; \quad V_5 < V(t) \end{cases} \quad (1)$$

Trong đó $V(t)$ là điện áp ở đầu cực; $Q(t)$ là công suất phản kháng nghịch lưu cần cung cấp cho điểm kết nối.

2.5. Phân tích lựa chọn chiến lược điều khiển công suất phản kháng

Đồ thị phụ tải điển hình của lưới điện phân phối đô thị của Việt Nam được thể hiện trên Hình 4 [13].



Hình 4. Đồ thị phụ tải của lưới điện phân phối đô thị

Có thể thấy hệ số mang tải thay đổi trong biên độ rộng theo thời gian, từ khoảng 0,4 đến 1. Ngoài ra, đồ thị phụ tải có bốn khoảng thời gian có đặc điểm khác biệt xét về hệ số mang tải và cường độ bức xạ mặt trời theo trong ngày, đó là [4]:

- (a) Công suất của tải thấp và công suất PV thấp (không có);
- (b) Công suất của tải cao và công suất PV cao;
- (c) Công suất của tải thấp và công suất của PV cao: Đây là thời điểm có nguy cơ tăng cao điện áp tại điểm PCC;
- (d) Công suất của tải cao và công suất của PV thấp (không có): Đây là thời điểm có nguy cơ điện áp bị giảm thấp, đặc biệt là tại các nút cuối của xuất tuyến.

Dễ thấy chiến lược điều khiển với hệ số công suất không đổi không phù hợp. Thật vậy, công suất phản kháng phát ra tại thời điểm t bất kỳ là:

$$Q_{PV}(t) = P_{PV}(t) \cdot \tan \varphi_{PV} \quad (2)$$

trong đó: $P_{PV}(t)$ là công suất phát của PV và $\tan \varphi_{PV}$ tương ứng với hệ số công suất được lựa chọn, có giá trị không đổi. Xét tại thời điểm (c), điện áp có nguy cơ tăng cao, bộ nghịch lưu của PV phát thêm công suất phản kháng vào lưới thì tình trạng này trở nên trầm trọng hơn.

Chiến lược điều khiển theo hệ số công suất đặt trước theo thời điểm trong ngày hoặc chiến lược điều khiển với công suất phản kháng là hàm số của công suất tác dụng phát ra của PV đều

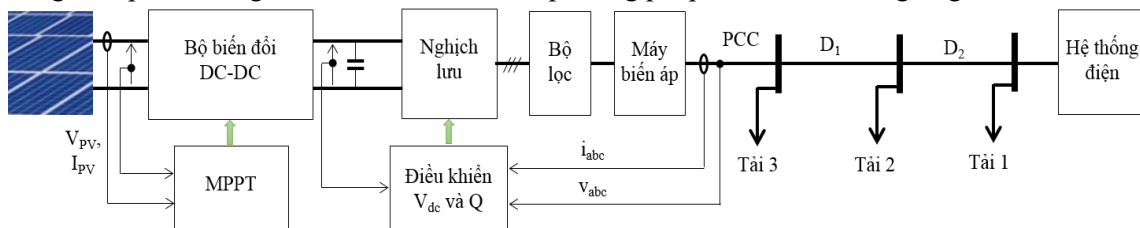
khá phù hợp. Tuy nhiên với sự biến động của tải và điều kiện bất thường về cường độ bức xạ mặt trời thì kế hoạch cần được điều chỉnh theo tình hình thực tế và trở nên kém linh hoạt trong điều kiện khí hậu bốn mùa của Việt Nam và tải biến thiên trong biên độ rộng như đã đề cập ở trên.

Chiến lược điều khiển công suất phản kháng theo điện áp rất linh hoạt. Lượng công suất phản kháng được phát ra hoặc tiêu thụ tùy thuộc vào giá trị của điện áp tại điểm PCC. Do đó, đây có thể coi là chiến lược cho phép cung cấp dịch vụ phụ trợ hỗ trợ tốt trong điều khiển công suất phản kháng trong hệ thống điện. Trong phần tiếp theo, lưới điện phân phối đô thị có tích hợp nguồn điện mặt trời công suất lớn tại điểm xa xuất tuyến sẽ được lựa chọn để mô phỏng, minh họa cho tính hiệu quả của chiến lược điều khiển này.

3. Mô phỏng và thảo luận

Sơ đồ lưới điện có nguồn PV và hệ thống điều khiển công suất phản kháng được thể hiện trên Hình 5. Công suất phản kháng đưa tới điểm PCC được điều khiển bằng giá trị cho trước. Chú ý, tại thời điểm công suất phát cực đại, nếu có thêm yêu cầu về công suất phản kháng thì có thể bộ nghịch lưu sẽ bị quá tải.

Sơ đồ điều khiển nghịch lưu được kế thừa từ nghiên cứu [15]. Hơn nữa, để thực hiện điều khiển công suất phản kháng, giá trị đặt của thành phần ngang trục của dòng điện đầu ra nghịch lưu là tín hiệu đầu ra của bộ điều khiển công suất phản kháng kiểu tích phân-tỷ lệ (PI). Giá trị đặt công suất phản kháng được tính toán dựa vào phương pháp điều khiển tương ứng.



Hình 5. Sơ đồ lưới điện được nghiên cứu

Nguồn điện mặt trời (PV) có công suất bằng 100 kWp được nối tới thanh góp (điểm PCC) cuối đường dây 24 kV. Hệ thống điện được mô phỏng từ thanh góp ở điện áp 24 kV cung cấp qua đường dây D_1 và D_2 .

- Tải 1 tại thanh góp nguồn được nối cố định vào lưới và có công suất: $P = 180 \text{ kW}$; $Q = 90 \text{ kVar}$;
- Tải 2 rẽ nhánh sau đường dây D_2 , được nối cố định vào lưới và có công suất: $P = 180 \text{ kW}$; $Q = 90 \text{ kVar}$;
- Tải 3 nối tới điểm PCC (sau đường dây D_1) và có công suất: $P = 720 \text{ kW}$; $Q = 360 \text{ kVar}$;
- Thông số của các phần tử chính trong lưới điện được cho trong Bảng 1 của Phụ lục; trong đó, thông số của pin mặt trời được lấy từ bảng thông số kỹ thuật của Sunpower.

Để tạo ra sự biến động lớn về công suất của tải, kịch bản sau đây được lựa chọn để mô phỏng:

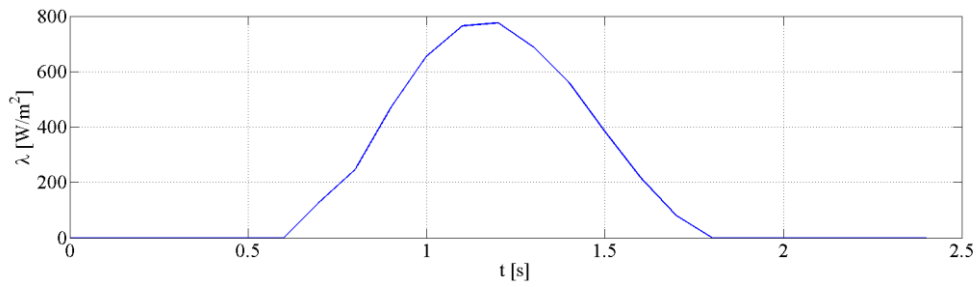
- Tại thời điểm $t = 1,6 \text{ s}$, đóng thêm tải 3;
- Tại thời điểm $t = 2,4 \text{ s}$, cắt tải 3;
- Tại thời điểm $t = 4,0 \text{ s}$, đóng trở lại tải 3;

Như vậy công suất tải thay đổi theo chu kỳ 2,4 s. Bước thời gian mô phỏng là 0,1 s tương ứng với thời gian giả định nghiên cứu thực tế là 1 h.

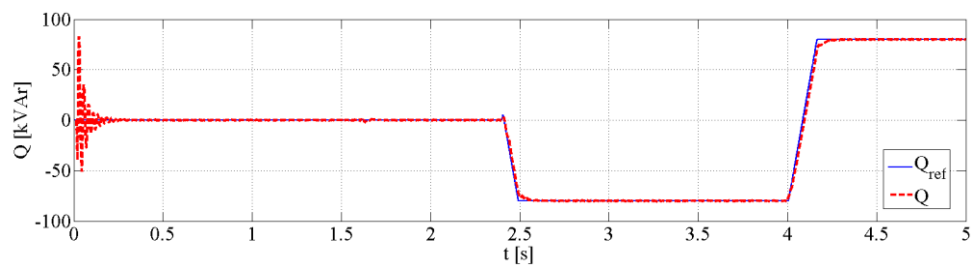
Cường độ bức xạ trong ngày có dạng như trên Hình 6.

Thời gian mô phỏng là 5 s, trong đó $t = (0-2,4) \text{ s}$, không điều khiển công suất phản kháng; $t = (2,4-5) \text{ s}$, điều khiển điện áp theo thuật toán mô tả trong Hình 3 và (1). Kết quả điều khiển công suất phản kháng của PV được thể hiện trên Hình 7. Có thể thấy công suất phản kháng phát ra (đường nét đứt màu đỏ) có đáp ứng tốt theo giá trị đặt (đường nét liền màu xanh).

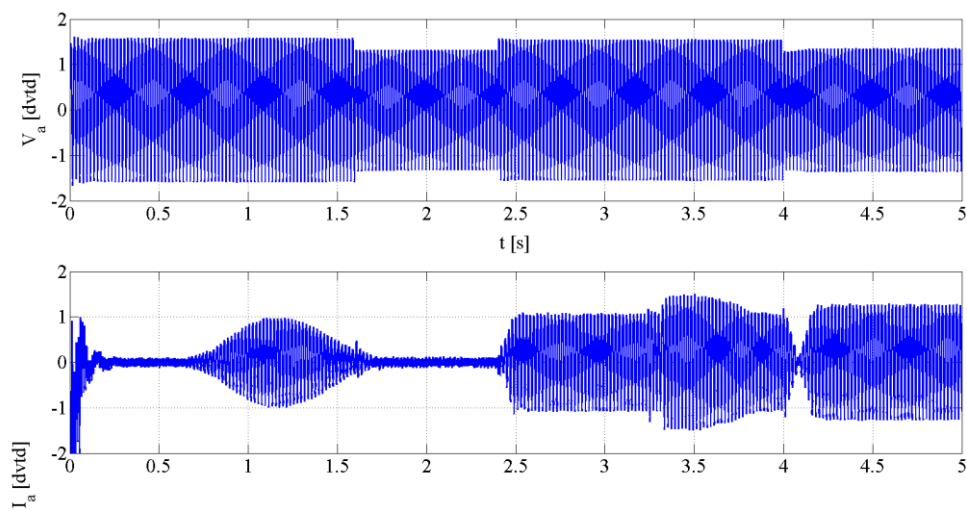
Đáp ứng tức thời của dòng điện và điện áp tại điểm PCC được thể hiện trên Hình 8.



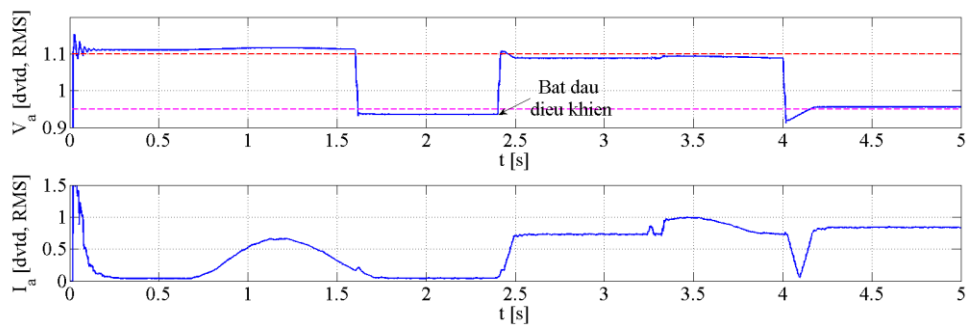
Hình 6. Cường độ bức xạ của mặt trời



Hình 7. Đáp ứng công suất phản kháng (Q) theo giá trị đặt Q_{ref} (giá trị lớn nhất bằng 80 kVAr)



Hình 8. Giá trị tức thời của điện áp (trên) và dòng điện (dưới) đo tại điểm PCC



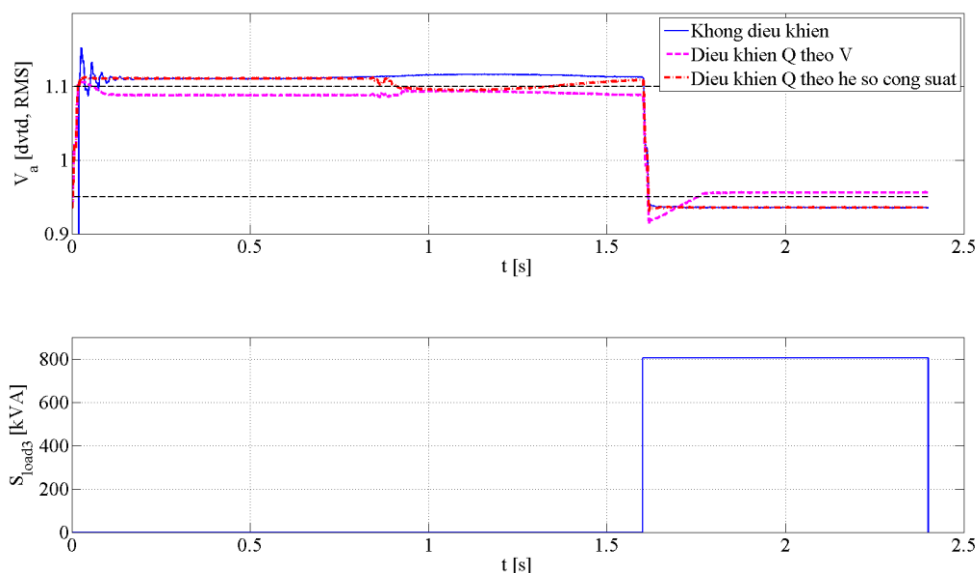
Hình 9. Giá trị hiệu dụng của điện áp (trên) và dòng điện (dưới) tại điểm PCC

Hình 9 thể hiện kết quả mô phỏng với giá trị hiệu dụng của điện áp và dòng điện của pha A đo tại điểm PCC.

Trong khoảng thời gian $t = (0-2,4)$ s, chưa có điều khiển điện áp, đã có những khoảng thời gian điện áp nằm ngoài vùng cho phép (0,95; 1,1) đvtd [14], cụ thể như sau:

- Trong khoảng thời gian $t = (0-1,6)$ s, $V_{PCC} > 1,1$;
- Tại thời điểm $t = 1,6$ s, đóng thêm tải 3 vào lưới điện, làm cho điện áp tại PCC giảm xuống, $V_{PCC} < 0,95$;

Tại $t = 2,4$ s, điều khiển công suất phản kháng được áp dụng và tải 3 thay đổi tương tự như trong khoảng thời gian (0-2,4) s. Kết quả cho thấy, bộ điều khiển điện áp đưa ra tín hiệu điều khiển bộ nghịch lưu để tiêu thụ hoặc phát công suất phản kháng tương ứng và đưa điện áp về vùng làm việc cho phép (0,95; 1,10). Với mức độ huy động công suất phản kháng này, dòng điện nằm trong giới quá tải thông thường của inverter, mức quá dòng theo kết quả mô phỏng khoảng 15% (1,15 đvtd).



Hình 10. Giá trị hiệu dụng của điện áp (trên) tại điểm PCC và công suất của tải 3 (dưới)

Theo quy định [14], nhà máy điện mặt trời có công suất từ 100 kW đến 1 MW phải đảm bảo điều khiển công suất phản kháng theo hệ số công suất theo yêu cầu của cấp điều độ có quyền điều khiển. Để minh họa hoạt động tương ứng, mô phỏng điều khiển theo hệ số công suất không thay đổi được tiến hành cùng với hai trường hợp: không điều khiển và điều khiển công suất phản kháng theo điện áp tại điểm PCC. Kết quả so sánh được thể hiện trên Hình 10. Các nhận xét tương ứng trong ba trường hợp như sau:

a) Khi không điều khiển công suất phản kháng (đường nét liền, màu xanh): Trong khoảng thời gian $t = (0-1,6)$ s, chưa có tải 3 (công suất tải nối tới điểm PCC thấp), điện áp tại đây tăng cao vượt quá giới hạn (1,1 đvtd) và tăng theo công suất phát của PV. Khi có tải 3, điện áp lại bị giảm thấp xuống nhỏ hơn giới hạn dưới (0,95 đvtd).

b) Khi điều khiển công suất phản kháng với hệ số công suất không thay đổi (đường chấm gạch, màu đỏ): khi PV không phát công suất thì đáp ứng điện áp giống như trường hợp a) (từ 0 đến khoảng 0,4 s và từ 2,1 s đến 2,4 s). Tuy nhiên khi PV phát công suất vào lưới thì điện áp dần được đưa vào giới hạn cho phép nhờ lượng công suất phản kháng được tiêu thụ bởi PV. Khi tải 3 được đóng vào ($t = 1,6$ s), do vẫn duy trì hệ số công suất không đổi nên công suất phản kháng tiếp tục được tiêu thụ làm cho sự suy giảm điện áp nghiêm trọng hơn trong khoảng thời gian có công suất phát của PV.

c) Điều khiển công suất phản kháng theo điện áp tại PCC (đường nét đứt, màu tím): trong toàn bộ thời gian mô phỏng, điện áp nằm trong giới hạn cho phép nhờ sự thay đổi linh hoạt tiêu thụ hoặc phát công suất phản kháng, như đã được phân tích theo Hình 9 ở trên.

Như vậy, phương pháp điều khiển công suất phản kháng theo điện áp tại PCC thể hiện rõ ưu điểm trong duy trì điện áp trong giới hạn cho phép theo quy định về điện áp trong lưới điện phân phối của Việt Nam.

4. Kết luận

Bài báo đã trình bày các phương pháp điều khiển công suất phản kháng cho các nguồn điện mặt trời mái nhà. Ưu nhược điểm của từng phương pháp được phân tích đánh giá. Để kiểm chứng đánh giá hiệu quả phương pháp điều khiển công suất phản kháng, lưới điện điển hình tại đô thị Việt Nam khi kết nối điện mặt trời mái nhà được lựa chọn mô phỏng. Kết quả mô phỏng kiểm chứng hiệu quả của phương pháp điều khiển công suất phản kháng với hàm phụ thuộc điện áp tại điểm kết nối. Việc kết hợp đồng thời giải pháp điều khiển công suất phản kháng của nguồn điện mặt trời và điều khiển đầu phân áp máy biến áp sẽ là hướng nghiên cứu tiếp theo của nhóm tác giả.

Phụ lục

Bảng 1. Thông số của các phần tử chính trong lưới điện.

	Giá trị	Đơn vị
Nguồn điện mặt trời (PV)		
Công suất lớn nhất, P_{mp}	305,2	W
Điện áp ứng với công suất lớn nhất, V_{mp}	54,70	V
Dòng điện ứng với công suất lớn nhất, I_{mp}	5,58	A
Điện áp hở mạch	64,20	V
Dòng điện ngắn mạch, I_{sc}	5,96	A
Điện trở nối tiếp của mô hình, R_s	0,038	Ω
Điện trở song song của mô hình, R_p	993,5	Ω
Số chuỗi nối song song	66	-
Số tấm pin nối nối tiếp trong chuỗi	5	-
Điện trở của bộ lọc	0,2	m Ω
Điện cảm của bộ lọc	250	μ H
Máy biến áp		
Công suất định mức	100	kVA
Điện trở của cuộn dây sơ cấp, thứ cấp	0,001	Ω
Điện kháng rò của cuộn dây sơ cấp, thứ cấp	0,03	Ω
Điện trở nhánh từ hóa	500	Ω
Điện kháng nhánh từ hóa	500	Ω
Đường dây		
Điện trở đơn vị	0,115	Ω /km
Điện cảm đơn vị	1,05	mH/km
Chiều dài của các đường dây	5	km
Thông số của bộ điều khiển công suất phản kháng		
K_{pQ}	0,03	-
K_{iQ}	1	-

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được hỗ trợ của nhiệm vụ Nghị định thư với CHLB Đức “Research on PV integration for sustainable energy development in urban areas in Vietnam” (NĐT/DE/21/06) do Bộ Khoa học Công nghệ (MOST) và Bộ Nghiên cứu và phát triển CHLB Đức (BMBF) cấp. Nhóm tác giả xin cảm ơn Trường Đại học Điện lực (EPU) đã hỗ trợ.

TÀI LIỆU THAM KHẢO/ REFERENCES

- [1] P.-H. Nguyen and H.-G. Vu, "Operation Schemes of Medium Voltage Distribution Networks with High Penetration of Distributed Solar Photovoltaics," in *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*, 2023, pp. 1–5, doi: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10395035.
- [2] T. A. Nguyen and M. A. Nguyen, "Optimizing position and injecting power of the pv systems for power loss reduction on the distribution power grid," *TNU J. Sci. Technol.*, vol. 227, no. 16, pp. 207–215, 2022, doi: 10.34238/tnu-jst.6651.
- [3] T. T. H. Ma, "Evaluation impact of solar pv system on the overcurrent protective relays on medium voltage distributed lines," *EPU J. Sci. Technol. Energy*, no. 29, pp. 64–71, 2022.
- [4] H.-G. Vu and D. N. Huu, "Impact of Rooftop Photovoltaic System on the Voltage of Urban Distribution Network: A Case Study in Vietnam," in *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*, 2023, pp. 1–6, doi: 10.1109/EEE-AM58328.2023.10394927.
- [5] J. C. Hernández, A. Medina, and F. Jurado, "Impact comparison of PV system integration into rural and urban feeders," *Energy Convers. Manag.*, vol. 49, no. 6, pp. 1747–1765, 2008.
- [6] IEEE, "IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces," in *IEEE Std 1547-2018*, pp.1-138, April 6, 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.
- [7] D. T. Nguyen, V. L. Le, V. L. Do, and H. D. Nguyen, "Building a model of inverter capable of controlling active power and reactive power in grid-connected solar power system when a short-circuit fault occurs," *J. Sci. Technol. - Hanoi Univ. Ind.*, vol. 56, no. 4, pp. 31–37, 2020.
- [8] Q. T. Nguyen, D. T. Nguyen, V. L. Do, and V. N. Ninh, "Reactive power control with three-phase inverter for grid-connected photovoltaic system," *J. Sci. Technol. - Hanoi Univ. Ind.*, vol. 57, no. 1, pp. 7–11, 2021.
- [9] T. M. C. Le, D. T. Le, and T. L. Nguyen, "Voltage control of PV systems in the distribution network," *J. Sci. Technol. Univ. Danang*, vol. 9, no. 118, pp. 9–13, 2017.
- [10] H. M. Nguyen and V. D. Tang, "An Application of Fuzzy Control to Control Roof-Top Solar Grid," *J. Sci. Technol. Univ. Danang*, vol. 20, no. 2, pp. 102–108, 2022.
- [11] D. Almeida, J. Pasupuleti, and J. Ekanayake, "Comparison of Reactive Power Control Techniques for Solar PV Inverters to Mitigate Voltage Rise in Low-Voltage Grids," *Electronics*, vol. 10, no. 13, p. 1569, 2021.
- [12] M. J. Reno, R. J. Broderick, and S. Grijalva, "Smart inverter capabilities for mitigating over-voltage on distribution systems with high penetrations of PV," in *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Tampa, FL, USA, 2013, pp. 3153–3158.
- [13] M. K. La, N. M. Truong, K. P. Tran, and K. D. Truong, "An approach for establishing the load duration curves in Vietnam electric power distribution networks," *J. Sci. Technol. Tech. Univ.*, no. 91, pp. 36–40, 2012.
- [14] Vietnam Minister of Industry and Trade, "Circular No. 39/2022/TT-BCT on Amendments and supplements to circulars no. 25/2016/TT-BCT; no. 39/2015/TT-BCT; no. 30/2019/TT-BCT; no. 25/2016/TT-BCT; no. 39/2015/TT-BCT of Minister of industry and trade," December 30, 2022.
- [15] H. G. Vu and T. T. H. Ma, "A Study of Inverter Open-Circuit Fault in Grid Connected Photovoltaic Systems: Influence on Output Power and Detection Method," *Int. Rev. Model. Simulations*, vol. 15, no. 3, pp. 154–161, 2022, doi: 10.15866/iremos.v15i3.21814.