

XÁC ĐỊNH GIÁ MUA ĐIỆN FEED-IN TARIFFS CHO CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI QUY MÔ LỚN CÓ XÉT ĐẾN CÁC YẾU TỐ THAY ĐỔI MANG TÍNH ĐẶC THÙ

CALCULATION OF FEED-IN TARIFFS FOR LARGE-SCALE SOLAR POWER PLANTS TAKING IN ACCOUNT THEIR OWN CHANGED CHARACTERISTICS

Đinh Thành Việt¹, Phan Công Tiến²

¹Đại học Đà Nẵng; dtviet@ac.udn.vn

²Ban Quản lý dự án Điện nông thôn miền Trung - EVNCPC; tienpc@cpc.vn

Tóm tắt - Năng lượng tái tạo (NLTT) nói chung và điện mặt trời nói riêng là những nguồn năng lượng sạch mà hiện nay có giá thành đắt hơn so với các nguồn năng lượng truyền thống khác. Một trong những cơ chế để hỗ trợ phát triển nguồn năng lượng này là xây dựng giá mua điện phù hợp. Bài báo đưa ra mô hình tính toán giá mua điện feed-in tariffs (FIT) có tính đến các yếu tố đặc thù của nhà máy mặt trời có quy mô lớn, đó là sự thay đổi mức độ bức xạ mặt trời tại nơi đặt nhà máy và các điều kiện nối lưới khác nhau. Bài báo được tính toán cho các khu vực đại diện khác nhau tại Việt Nam, đó là các khu vực Tây Bắc, Đông Bắc, Bắc Trung Bộ, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên, và Nam Bộ của Việt Nam, từ đó có so sánh và kiến nghị về những chính sách giá mua điện hiện tại.

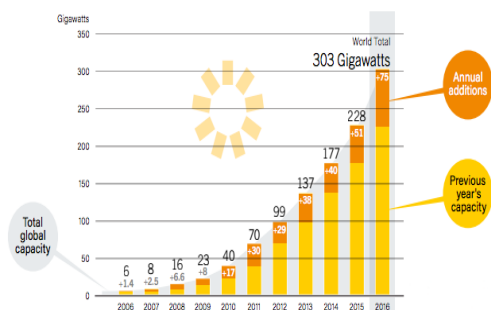
Từ khóa - năng lượng mặt trời; giá feed-in tariffs; FIT; giá NLTT; giá ưu đãi NLTT; cơ chế khuyến khích NLTT.

Abstract - Renewable energy (RE) in general and solar energy in particular are clean energy sources that are more expensive than traditional energy sources. One of the mechanisms to support the development of this source of energy is to build a suitable electricity purchase price. This paper provides a model for calculating feed-in tariffs (FIT), taking into account the specific factors of a large-scale solar power plant such as the change in the level of solar radiation at the site and different grid connection conditions. The paper calculates feed-in tariffs for different representative regions in Vietnam such as the North West, the North East, North Central, South Central, Central Highlands, South Vietnam for comparison, and also gives recommendations on current electricity purchase price policies.

Key words - solar energy; feed-in tariffs; FIT; renewable energy tariffs; renewable energy Incentive payments; renewable energy incentive mechanism.

1. Đặt vấn đề

Vấn đề phát triển năng lượng bền vững là mối quan tâm hàng đầu của tất cả các quốc gia trên thế giới, nhằm đảm bảo nguồn điện lâu dài và giảm thiểu các tác động xấu đến môi trường do phải sử dụng các nguồn năng lượng hoá thạch. Sử dụng nguồn năng lượng tái tạo (năng lượng gió, mặt trời, biomass v.v.) với tiềm năng vô tận đã trở thành xu thế phát triển tất yếu của mọi quốc gia. Sản xuất điện từ nguồn năng lượng mặt trời (NLMT) là một ngành công nghiệp đã và đang phát triển rất mạnh mẽ, cùng với sự tiến bộ không ngừng về công nghệ chế tạo các tấm pin năng lượng, đã đáp ứng nhu cầu sử dụng năng lượng của con người ngày càng đáng kể, tạo ra hàng triệu việc làm mới từ chuỗi sản xuất, cung ứng và vận hành các hệ thống NLMT. Riêng trong năm 2016 (Hình 1) trên thế giới đã lắp thêm khoảng 75 GW công suất điện mặt trời, nâng tổng công suất lắp đặt trên toàn thế giới lên đến 303 GW, tăng 32,89% so với năm 2015.



Hình 1. Biểu đồ tổng công suất lắp đặt nhà máy điện PV toàn thế giới từ năm 2006 đến năm 2016 [1]

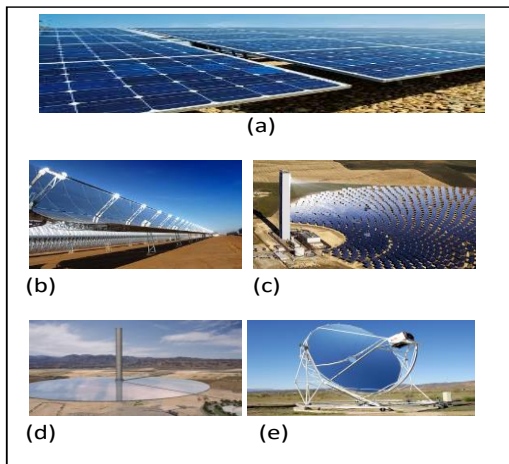
Trung Quốc được xem là một đất nước đứng đầu về tổng công suất lắp đặt điện mặt trời, tính đến cuối năm 2016 là 77,4 GW, đứng thứ nhì là Nhật Bản với 42,8 GW, và nước Đức có 41,3 GW, đứng thứ ba. Việt Nam được xem là một quốc gia có tiềm năng rất lớn về năng lượng mặt trời, đặc biệt ở các khu vực Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và miền Nam, với cường độ bức xạ mặt trời trung bình khoảng 5 kWh/m²/ngày, tuy nhiên công suất điện mặt trời hiện nay trên toàn quốc chỉ mới vài MW. Vì vậy, việc xây dựng chính sách để thúc đẩy sự phát triển năng lượng mặt trời tại Việt Nam là vấn đề cần thiết và cấp thiết hiện nay.

2. Tóm tắt các loại công nghệ nhà máy điện mặt trời quy mô lớn

Hiện nay có hai loại chính nhà máy điện mặt trời quy mô lớn (Hình 2) như sau:

Loại quang điện mặt trời: sử dụng các tấm pin mặt trời ghép lại với nhau thành mô-đun, những tấm pin này biến đổi trực tiếp ánh sáng thành dòng điện một chiều DC qua bộ nghịch lưu inverter để tạo ra dòng xoay chiều AC và hòa vào lưới điện quốc gia. Về mặt công nghệ sản xuất, tấm pin có nhiều loại khác nhau như đơn tinh thể, đa tinh thể, dạng phim mỏng, v.v.

Loại nhiệt điện mặt trời: dùng công nghệ chuyển đổi năng lượng ánh sáng mặt trời thành nhiệt năng, năng lượng nhiệt này sau đó được dùng để làm nóng chất lỏng hoặc chất rắn điều khiển tua bin hơi, động cơ điện hoặc các thiết bị khác để tạo ra điện xoay chiều. Trong loại này có 4 nhóm công nghệ khác nhau là loại sử dụng theo kiểu máng parabol, theo kiểu tháp năng lượng, theo kiểu có ống khói (solar chimney) và theo kiểu sử dụng động cơ Stirling.



Hình 2. Các loại công nghệ điện mặt trời quy mô lớn:

(a) Quang điện; (b) Nhiệt điện kiểu parabol; (c) Nhiệt điện kiểu tháp; (d) Nhiệt điện kiểu ống khói; (e) Nhiệt điện kiểu Stirling

3. Chính sách hiện tại của Việt Nam về điện mặt trời

Hiện nay Chính phủ Việt Nam cũng đã có những chính sách cụ thể để khuyến khích phát triển các nguồn năng lượng tái tạo nói chung và điện mặt trời nói riêng. Ngày 11 tháng 4 năm 2017, Chính phủ đã ban hành Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam [1]. Bộ Công thương đã có thông tư 16/2017/TT-BCT ngày 12 tháng 9 năm 2017 qui định bên mua điện có trách nhiệm mua toàn bộ sản lượng điện từ các dự án nối lưới với giá mua điện FIT là 9,35 UScents/kWh [2].

4. Định nghĩa về FIT

Feed-in Tariffs (FIT) là mức giá điện do Chính phủ của các quốc gia qui định để các nhà sản xuất điện từ nguồn năng lượng tái tạo được bán lên lưới điện nhằm mục đích khuyến khích phát triển, tăng sức cạnh tranh của các nguồn năng lượng này so với các nguồn năng lượng truyền thống. Ngoài ra, cơ chế Feed-in Tariffs còn ràng buộc các đơn vị mua điện phải mua với giá qui định với bất kỳ công suất phát điện nào trong thời gian dài hạn (thường từ 15-25 năm) thông qua hợp đồng giữa nhà sản xuất điện và nhà mua điện. Cơ chế giá FIT này sẽ được thay đổi tùy theo các loại hình năng lượng khác nhau như thủy điện, điện gió, điện sinh khối, biogas hay điện mặt trời... Thêm vào đó, mức giá FIT cũng thay đổi theo chu kỳ 4-5 năm. Các năm đầu, giá FIT sẽ cao hơn các năm tiếp theo nhằm mục đích tạo động lực cho các nhà sản xuất điện từ năng lượng tái tạo phát triển công nghệ, giảm giá thành, đưa giá năng lượng tái tạo đến gần với mức giá thị trường của các loại năng lượng hóa thạch khác nữa.

5. Phương pháp tính giá FIT

5.1. Các phương pháp đã có và ưu, nhược điểm

Một trong những phương pháp tính giá FIT cơ bản là dựa trên chi phí của cả vòng đời dự án và sản lượng phát điện có được. Chi phí cả vòng đời dự án bao gồm chi phí đầu tư ban đầu, chi phí vận hành bảo dưỡng, chi phí nhiên liệu để vận hành, các hệ số lạm phát, và cộng thêm một phần lợi nhuận cho nhà đầu tư [4]. Phương pháp này đơn giản, sát với chi phí đầu tư theo từng công nghệ, tuy nhiên chưa đánh giá được các yếu tố thay đổi do đặc thù của mỗi loại hình năng

lượng. Phương pháp chỉ phí tránh được tức là chi phí sản xuất 01 kWh của tổ máy phát có chi phí cao nhất trong hệ thống điện quốc gia. Chi phí tránh được được tính theo từng mùa khô và mùa mưa, theo giờ cao điểm, giờ trung bình và giờ thấp điểm [5]. Phương pháp giá cố định: thông thường dựa vào giá điện thị trường, các nhà hoạch định chính sách đưa ra giá cố định cao hơn giá thị trường để đảm bảo khoản lợi nhuận cho các nhà đầu tư [5]. Phương pháp này thuận lợi cho những quốc gia có thị trường cạnh tranh với giá điện minh bạch. Phương pháp xác định giá thông qua đấu thầu là phương pháp cho phép các nhà phát triển dự án điện chào thầu rộng rãi, chọn ra giá chào thấp nhất đảm bảo đủ các điều kiện kỹ thuật theo yêu cầu [6].

5.2. Hàm mục tiêu để tính giá điện FIT

Công thức tính FIT như sau [7]:

$$FIT = LCOE + K_{In} \quad (1)$$

Trong đó:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \left(\frac{I_t + M_t + F_t}{(1+i)^t} \right)}{\sum_{t=1}^n \left(\frac{E_t}{(1+i)^t} \right)} \quad (2)$$

FIT: Giá điện Feed-in Tariffs [USD/kWh];

LCOE: Chi phí sản xuất điện qui dẫn trung bình [USD/kWh];

K_{In} : Hệ số lợi nhuận cho nhà đầu tư [USD];

I_t : Tổng chi phí đầu tư ban đầu và tái đầu tư trong năm thứ t [USD];

M_t : Tổng chi phí vận hành và bảo dưỡng sản xuất trong năm thứ t [USD];

E_t : Sản lượng điện sản xuất trong năm thứ t [MWh];

F_t : Tổng chi phí nhiên liệu trong năm thứ t [USD];

i : Tỷ suất chiết khấu tài chính [%];

n : Đời sống kinh tế của nhà máy điện mặt trời, $n = 25$ năm;

t : Năm trong đời sống kinh tế của nhà máy [1, 2, ... n].

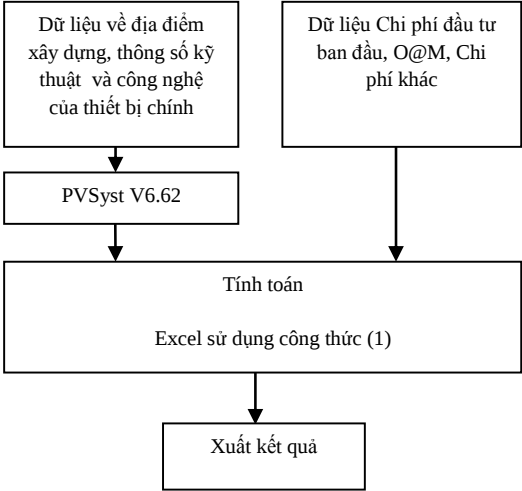
LCOE là chi phí sản xuất điện qui dẫn trung bình được tính bằng tỷ lệ giữa tổng chi phí đầu tư ban đầu, chi phí tái đầu tư, chi phí vận hành bảo dưỡng và chi phí nhiên liệu trên tổng sản lượng phát điện [7]. LCOE phản ánh giá điện thấp nhất mà tại mức giá này tổng doanh thu có được chỉ mới cân bằng đủ với tổng chi phí bỏ ra, nhưng chưa bao gồm khoản lợi nhuận dành cho nhà đầu tư.

Yếu tố mang tính đặc thù của nhà máy điện mặt trời được đề cập trong bài báo là mức độ bức xạ mặt trời của các khu vực khác nhau tại nơi xây dựng nhà máy. Mức độ bức xạ mặt trời khác nhau sẽ làm thay đổi sản lượng đầu ra của nhà máy, mức độ bức xạ cao sẽ cho sản lượng đầu ra lớn và ngược lại. Một yếu tố đặc thù khác có xem xét đến là điều kiện đầu nối đến lưới hiện tại, nếu ở khoảng cách xa thì tổng chi phí đầu tư lớn. Như vậy, hai thông số là tổng mức đầu tư và sản lượng đầu ra đều là các biến của hàm mục tiêu, nên nó sẽ ảnh hưởng đến giá trị FIT.

5.3. Mô phỏng quá trình tính toán giá FIT có xét đến các yếu tố thay đổi đặc thù

Xuất phát từ thực tiễn triển khai các dự án năng lượng mặt trời tại Việt Nam, trong bài báo đề xuất phương pháp tính toán giá FIT với sơ đồ khối được trình bày như ở Hình

3. Các bước tính toán được kết hợp giữa phần mềm PVSyst V6.62 và chương trình do các tác giả xây dựng trên phần mềm Excel và được đề xuất cụ thể như sau:



Hình 3. Sơ đồ khối quá trình mô phỏng

Bước 1: Nhập số liệu kinh tuyến, vĩ tuyến, độ cao của địa điểm xây dựng so với mặt nước biển, dữ liệu về điều kiện kỹ thuật công nghệ các thiết bị chính vào chương trình PVSyst V6.62.

Bước 2: Chạy chương trình phần mềm PVSyst V6.62 để tính ra sản lượng điện cho cả năm.

Bước 3: Nhập các dữ liệu chi phí đầu tư, chi phí O@M, các chi phí liên quan khác vào Excel.

Bước 4: Nhập dữ liệu về sản lượng điện tính được từ PVSyst V6.62 vào Excel, kết hợp với các dữ liệu ở Bước 3, chạy công thức (1) để tính ra kết quả.

Bước 5: Tiếp tục nhập liệu cho từng phương án theo yếu tố biến đổi để xuất ra kết quả trong từng trường hợp tương ứng.

5.4. Dữ liệu đầu vào

Phương án cơ sở được tham khảo theo số liệu của nhà máy điện mặt trời 50 MW tại tỉnh Khánh Hòa với tổng diện tích xây dựng là 70 ha, công suất lắp đặt nhà máy là 61,1 MWp, công suất nối vào lưới điện quốc gia lớn nhất 50 MWac, loại công nghệ - nhà máy quang điện sử dụng là 188.000 tấm PV loại poly-Si, công suất định mức 325 Wp, 50 bộ inverter: 1.000 kWac, 2 MBA 0,4/22 kV công suất 1.250 kVA, 24 MBA 0,4/22 kV-2.500 kVA, 10 km đường dây đầu nối 110 kV và TBA 22/110 kV 63 MVA. Dự án sử dụng 20% vốn tự có, 80% vốn vay thương mại với lãi suất 8,6%/năm, với tổng mức đầu tư khoảng 1.261 tỷ đồng, trong đó công tác đền bù giải phóng mặt bằng khoảng 35 tỷ đồng (trung bình 0,5 tỷ đồng/ha). Các thiết bị của nhà máy điện mặt trời đều có tuổi thọ khoảng từ 20-25 năm, riêng thiết bị inverter có tuổi thọ khoảng 10 năm, do đó chi phí tái đầu tư được tính cho năm thứ 11 đối với inverter với trị giá 111 tỷ đồng. Chi phí vận hành, bảo dưỡng hằng năm bằng 2% tổng chi phí đầu tư ban đầu, chi phí nhiên liệu đối với dự án điện mặt trời bằng 0. Hệ số lợi nhuận (K_{ln}) được giả định bằng 0,3 cents dựa trên cơ sở tỷ lệ lợi nhuận sau thuế trên tổng doanh thu khoản 3%.

PVSyst V6.62 là phần mềm của hãng PV Syst SA được

sử dụng để mô phỏng và tính toán sản lượng đầu ra có sử dụng dữ liệu bức xạ mặt trời từ nguồn MeteoNorm 7.1 kết hợp với dữ liệu khác về tọa độ nơi vị trí xây dựng, chiều cao so với mặt nước biển, tổng công suất lắp đặt tấm pin, các dữ liệu liên quan đến thông số kỹ thuật và công nghệ các thiết bị chính. Dựa trên phương án cơ sở, tiếp tục chạy mô hình theo các yếu tố biến đổi cho từng khu vực đại diện như ở Bảng 1 và các điều kiện đầu nối khác nhau như ở Bảng 2.

Bảng 1. Dữ liệu các khu vực đại diện và tọa độ

Tên các khu vực đại diện	Tỉnh đại diện	Vĩ tuyến	Kinh tuyến
KV1: Tây Bắc	Lạng Sơn	21°51' B	106°45' Đ
KV2: Đông Bắc	Sơn La	21°19' B	103°54' Đ
KV3: Bắc Trung Bộ	Quảng Trị	16°44' B	107°11' Đ
KV4: Tây Nguyên và Nam Trung Bộ	Khánh Hòa	12°01' B	109°09' Đ
KV5: Nam Bộ	Bạc Liêu	09°15' B	105°45' Đ

Bảng 2. Các phương án tính toán khác nhau

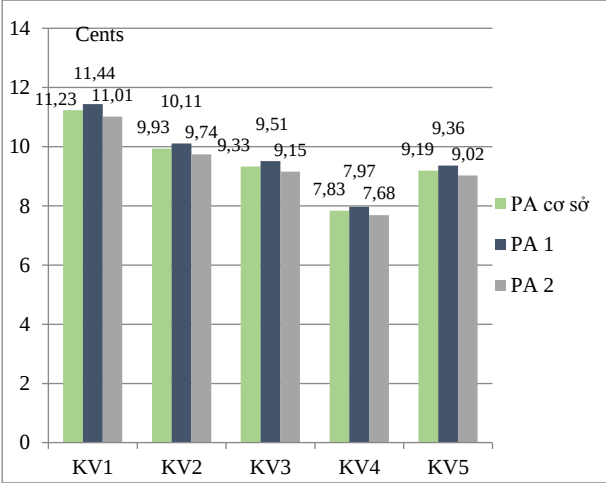
TT	PA	Quy mô nhà máy và đầu nối	Tổng mức đầu tư
1	PA cơ sở	Công suất 50 MWac, 12 km đường dây 110 kV đầu nối, 01 TBA 22/110 KV 63 MVA	1.261 tỷ đồng
2	PA1	Công suất 50 MWac, 20 km đường dây 110 kV đầu nối, 01 TBA 22/110 KV 63 MVA	1.289 tỷ đồng
3	PA2	Công suất 50 MWac, 01 TBA 22/110 KV 63 MVA	1.232 tỷ đồng

6. Kết quả

Các kết quả tính toán giá FIT theo các phương án và khu vực khác nhau được trình bày ở Bảng 3 và thể hiện sự so sánh trong các biểu đồ ở Hình 4.

Bảng 3. Kết quả tính giá FIT theo các phương án

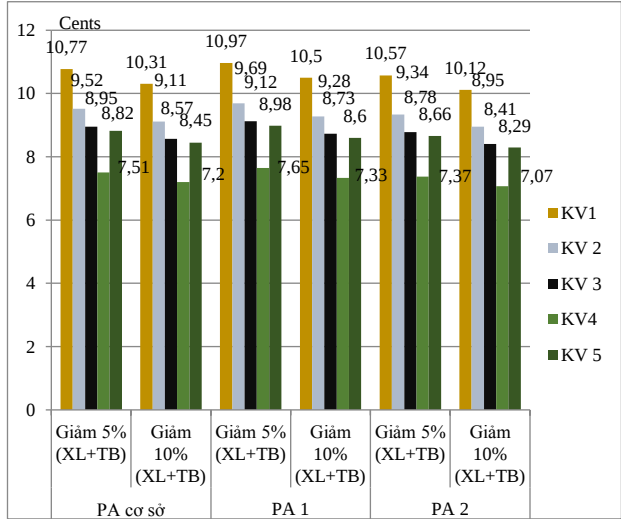
TT	Tên các khu vực đại diện	Phương án cơ sở theo các khu vực	PA1	PA2
1	KV1: Tây Bắc	11,23	11,44	11,01
2	KV2: Đông Bắc	9,93	10,11	9,74
3	KV3: Bắc Trung Bộ	9,33	9,51	9,15
4	KV4: Tây Nguyên và Nam Trung Bộ	7,83	7,97	7,68
5	KV5: Nam Bộ	9,19	9,36	9,02



Hình 4. Bảng tính giá FIT theo các phương án

Nhận xét 1: Theo kết quả ở Bảng 3 và Hình 4 ta thấy, giá điện FIT của nhà máy điện mặt trời quy mô lớn thay đổi lớn phụ thuộc vào vị trí địa lý được xây dựng theo từng khu vực. Với giá mua điện FIT của Chính phủ qui định như hiện nay là 9,35 cents/kWh thì chỉ có các dự án nhà máy điện mặt trời đặt tại các khu vực từ miền Trung trở vào là mới khả thi về mặt tài chính để triển khai xây dựng, trong đó, tại khu vực Nam Trung Bộ và Tây Nguyên là tốt nhất. Các dự án thuộc khu vực miền Bắc là không khả thi. Ngoài ra, giá điện FIT cũng bị ảnh hưởng bởi điều kiện đầu nối đến lưới điện hiện tại, với chiều dài lưới điện đầu nối trên 20 km thì chỉ duy nhất các nhà máy tại khu vực Nam Trung Bộ và Tây Nguyên mới khả thi. Trong các trường hợp dự kiến có giảm giá sau khi đấu thầu, kết quả tính toán giá FIT của các phương án được trình bày và so sánh trong các biểu đồ tại Hình 5.

Nhận xét 2: Trường hợp giá hợp đồng EPC (hợp đồng thiết kế, xây dựng và lắp đặt) giảm với mức từ 5% đến 10% giá dự toán, thì hầu hết các nhà máy trong các khu vực đều khả thi chỉ ngoại trừ khu vực 1 Tây Bắc như ở phụ lục 2 và Hình 5. Tuy nhiên, điều này sẽ tiềm ẩn rủi ro liên quan đến chất lượng điện đầu ra của nhà máy.



Hình 5. Bảng tính giá FIT trong các trường hợp giảm giá

Mô hình tính giá FIT nói trên của bài báo chưa xem xét đến các yếu tố ràng buộc của hệ thống điện như việc tắc nghẽn đường dây truyền tải, hay sự thiếu hụt công suất phát dự phòng của hệ thống điện sẽ ảnh hưởng đến sự vận hành ổn định, vì nhà máy điện mặt trời có đặc thù là công suất phát luôn biến đổi và không ổn định theo điều kiện thời tiết. Việc ảnh hưởng đến an ninh vận hành hệ thống điện có thể dẫn đến buộc phải tạm ngưng vận hành nhà máy điện mặt trời.

7. Kết luận

Bài báo đã đưa ra mô hình giá điện FIT tính đến các yếu tố thay đổi mang tính đặc thù của nhà máy điện mặt trời có điều kiện bức xạ khác nhau giữa các vùng miền và điều kiện đầu nối đến lưới hiện tại khác nhau, dẫn đến giá điện FIT có thay đổi rất lớn. Kết quả của bài báo cho thấy, việc tính giá điện FIT của nhà máy điện mặt trời cần phải xem xét đến các

yếu tố thay đổi mang tính đặc thù mới có thể khuyến khích tối đa việc phát triển các dự án điện mặt trời trên toàn lãnh thổ Việt Nam, và tạo ra sự công bằng giữa các nhà đầu tư trong phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam. Các tính toán và phân tích cho thấy khu vực hợp lý để đầu tư và triển khai các dự án năng lượng mặt trời tại Việt Nam là các khu vực từ miền Trung trở vào, trong đó, khu vực Nam Trung bộ và Tây Nguyên là tốt nhất.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] Thủ tướng Chính phủ Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam, “Quyết định về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam”, *Quyết định số 11/2017/QĐ - TTg* ngày 11/4/2017.

[2] Bộ Công Thương, “Thông tư quy định về phát triển dự án và Hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời quyết định về cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam”, *Thông tư số 16/2017/TT-BCT* ngày 12/9/2017.

[3] REN21 steering committee, *Renewable 2017 global status report*; REN21, March 2017.

[4] Aliashim Albani, Mohd Zamri Ibrahim, Che Mohd Imran Che Taib and Abd Aziz Azlina, “The Optimal Generation Cost-Based Tariff Rates for Onshore Wind Energy in Malaysia”, *Energies*, 10,1114, 31 July 2017.

[5] Toby D. Couture, Karlynn Cory, Claire Kreycik, Emil Williams, *A Policy Maker’s Guide Feed-in Tariff Policy Design*, NREL, Technical Report, July 2010.

[6] David Toke, “Renewable Energy Auctions and Tenders: How good are they”, *International Journal of Sustainable Energy Planning and management*, Vol. 08, 2015, pp. 43-56.

[7] Erika de Visser, Anne Held, *Methodologies for estimating levelised cost of electricity (LCOE)*, Ecofys, July 2014.

PHỤ LỤC

Phụ lục 1. Kết quả sản lượng của chương trình PVsyst V6.62

Tên khu vực	Cường độ bức xạ (kWh/m²)	Sản lượng trung bình năm (MWh)
KV1: Tây Bắc	3,7	63,538
KV2: Đông Bắc	4,15	72,132
KV3: Bắc Trung Bộ	4,53	76,880
KV4: Tây Nguyên và Nam Trung Bộ	5,42	92,190
KV 5: Nam Bộ	4,59	78,042

Phụ lục 2. Kết quả giá FIT của các phương án trong trường hợp dự kiến giảm giá sau đấu thầu

	Tên các khu vực đại diện	PA cơ sở		PA 1		PA 2	
		Giảm 5% (XL+ TB)	Giảm 10% (XL+ TB)	Giảm 5% (XL+TB)	Giảm 10% (XL+ TB)	Giảm 5% (XL+ TB)	Giảm 10% (XL+ TB)
1	KV1: Tây Bắc	10,77	10,31	10,97	10,5	10,57	10,12
2	KV 2: Đông Bắc	9,52	9,11	9,69	9,28	9,34	8,95
3	KV 3: Bắc Trung Bộ	8,95	8,57	9,12	8,73	8,78	8,41
4	KV4: Tây Nguyên và Nam Trung Bộ	7,51	7,2	7,65	7,33	7,37	7,07
5	KV 5: Nam Bộ	8,82	8,45	8,98	8,6	8,66	8,29