ĐÁNH GIÁ TÍNH KHẢ THI CỦA DỰ ÁN XÂY DỰNG NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI TẠI HUYỆN TỊNH BIÊN, TỈNH AN GIANG

FEASIBILITY ASSESSMENT OF THE SOLAR POWER PLANT PROJECT IN TINH BIEN, AN GIANG PROVINCE

Võ Viết Cường1, Nguyễn Thị Hải Yến2
[1]*Trường đại học Sư phạm Kỹ thuật TP.HCM*
[2]*Học viên cao học, Trường đại học Sư phạm Kỹ thuật TP.HCM*

TÓM TẮT

Nhu cầu xây dựng các nhà máy năng lượng mặt trời công suất lớn kết nối lưới điện quốc gia là một yêu cầu cấp thiết nhằm giảm lượng điện năng cấp bởi các nguồn năng lượng truyền thống. Với chi phí đầu tư cao của các dự án năng lượng mặt trời nối lưới thì hình thức xã hội hóa là phù hợp nhất nhằm giảm đầu tư công của chính phủ trong lĩnh vực phát điện. Bài báo cung cấp các số liệu chính xác về chi phí đầu tư và giá bán điện nhằm xác định các chỉ số trong một dự án đầu tư nhà máy điện mặt trời tại huyện Tịnh Biên, An Giang bao gồm giá trị hiện tại ròng (NPV), tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR), tỷ lệ lợi ích trên chi phí (B / C) và thời gian hoàn vốn (PBP). Qua các kết quả đạt được chứng minh rằng đầu tư điện mặt trời tại địa phương là có tính khả thi và sinh lợi cao.

Từ khóa: *Điện năng lượng mặt trời, phân tích kinh tế, NPV, IRR B/C*

ABSTRACT

The need to build high-capacity solar power plants connected to the power network is an urgent need to reduce the amount of electricity supplied by conventional energy sources. With the high investment cost of solar power plants, the most appropriate form of socialization is to reduce government investment in power generation. This article provides accurate parameters on investment costs and electricity prices to identify indicators in a solar power plant project in Tinh Bien District, An Giang included net present value (NPV), internal rate of return (IRR), cost to income ratio (B/C) and payback period (PBP). The results show that the project is highly feasible and profitable.

Keywords: *Solar PV, economic analysis, NPV, IRR B/C.*

1. GIỚI THIỆU

Mặt trời là nguồn năng lượng đáng tin cậy, không gây ô nhiễm và vô tận. Kể từ khi cuộc sống bắt đầu trên trái đất, năng lượng được nhận bởi tất cả các hình thức sống được tỏa ra từ mặt trời. Bây giờ là lúc nhân loại ở trên một quan điểm để một lần nữa lệ thuộc và dựa vào mặt trời làm nguồn năng lượng chính.

Với sự gia tăng nhanh chóng của giá năng lượng, lo ngại về ô nhiễm, suy giảm tài nguyên và suy thoái môi trường [1], [2], [11]–[13], [3]–[10], nhận thức về các nguồn lực hạn chế trên toàn thế giới đã tăng lên đáng kể. Sử dụng nhiên liệu hóa thạch gây ra phát thải nhà kính, sử dụng năng lượng không hiệu quả và giải phóng các chất gây ô nhiễm có hại cho khí quyển gây ra mối đe dọa như mưa axit phải được giải quyết nghiêm túc trong quy hoạch hệ thống điện hiện nay. Chính phủ với tầm nhìn đã nhận ra rằng thế hệ điện thông qua các nguồn năng lượng không tái tạo là không đủ. Sức mạnh của tương lai cũng phải thân thiện với môi trường.

Quang điện là một cách mà năng lượng từ mặt trời có thể được sử dụng trực tiếp cho phát điện. Phương pháp này cho phát điện không gây ô nhiễm môi trường, có các phần không đồng vị hoặc chuyển động và không gây ra sự suy giảm vật chất. Quang điện cũng đa chức

năng. Nó có thể tạo ra và vận hành đèn chiếu sáng, bơm nước, vận hành bất kỳ thiết bị và đồ dùng nhà nào, có thể vận hành bất kỳ thiết bị điện và thiết bị liên lạc nào. Quang điện tìm thấy ứng dụng rộng rãi trong điện khí hóa các ngôi làng ở các nước đang phát triển và sản xuất điện cho các tòa nhà, khu thương mại và khu công nghiệp ở các thành phố.

Việc xây dựng các nhà máy điện mặt trời tập trung là phương pháp hiệu quả nhất để tạo ra điện năng với chi phí rẻ và hiêu suất cao [14][15]. Vấn đề này đã được thực hiện rất nhiều trong những năm gần đây với nhiều nhà máy có công suất lên đến hơn 550MWp trên khắp các nơi trên thế giới. Tuy nhiên, đối với nước ta hiện nay thì điện mặt trời vẫn chỉ phát điện với công suất nhỏ mang tính chất dự phòng hoặc hộ gia đình. Nguyên nhân là chưa có nhà đầu tư nào chú ý khi chi phí đầu tư dự án còn cao.

Nhà nước đã có các chính sách về thuế doanh nghiệp và giá bán điện để khuyến khích các nhà đầu tư tham gia vào thị trường điện tái tạo. Tuy nhiên, cần phải có các công cụ đánh giá hiệu quả kinh tế phù hợp để tạo động lực và thu hút đầu tư vào lĩnh vực năng lượng, một lĩnh vực đầy tiềm năng nhưng có chi phí vốn rất lớn.

Bài báo đánh giá tinh khả thi về mặt kinh tế cho một dự án năng lượng cụ thể tại huyện Tịnh Biên, An Giang. Với các công cụ tính toán kinh tế kỹ thuật hiệu quả, tính khả thi được đánh giá thông qua các bảng tính toán số liệu dựa trên chính sách nhà nước về năng lượng tái tạo và tính chất đặc thù của một nhà máy điện mặt trời.

2. Điều kiện thực tế của huyện tịnh biên

2.1 Điều kiện tự nhiên và dân cư.

Huyện Tịnh Biên nằm về phía tây nam của tỉnh An Giang. Phía Đông Bắc là thành phố Châu Đốc cách 10,71 km; phía Đông là huyện Châu Phú; phía Nam giáp huyện Tri Tôn; và phía Tây Nam giáp Campuchia. Huyện Tịnh Biên là một trong hai huyện thuộc vùng đồi núi thấp của tỉnh An Giang với tổng diện tích tự nhiên 35.489,09 ha, chiếm 10,03% so với tổng diện tích toàn tỉnh.

Huyện Tịnh Biên nằm trong vùng có đặc trưng khí hậu nhiệt đới gió mùa với hai mùa rõ rệt: mùa mưa và mùa khô, có nền nhiệt cao và ổn định, lượng mưa nhiều và phân bổ theo mùa.

Nhiệt độ trung bình hàng năm khá cao dao động từ 25,50°C (vào tháng 1) đến 28,30°C (tháng 4) và ổn định khoảng 27,5°C. Biên độ nhiệt giữa các tháng nóng nhất và lạnh nhất từ 2 - 3°C. Tổng số giờ nắng bình quân hàng năm tương đối cao với 2.420 giờ. Số giờ nắng thấp nhất của tháng là 153 giờ (thường vào tháng 9), số giờ nắng cao nhất của tháng là 283 giờ (thường vào tháng 3). Mùa khô có số giờ nắng trung bình 8 giờ/ngày, mùa mưa có số giờ nắng trung bình 6 giờ/ngày.

Mục tiêu cụ thể tốc độ tăng trưởng bình quân hàng năm cả giai đoạn 2011 - 2020 là 16,39%, trong đó giai đoạn 2011 - 2015 là 14,91%, giai đoạn 2016 - 2020 là 17,9%. Thu nhập bình quân đầu người đến năm 2015 đạt 45,34 triệu đồng/người và ước tính đến năm 2020 đạt 99,7 triệu đồng/người.

2.2 Nguồn điện khu vực

Tỉnh An Giang hiện được cấp điện chủ yếu từ nhà máy điện Ô Môn với tổng công suất là 2x330 MW, liên kết lưới truyền tải 220 kV với các trạm Thốt Nốt, Rạch Giá 2, và Kiên Bình. Nguồn điện diesel tại chỗ của ngành điện trên địa bàn tỉnh có tổng công suất thiết kế là 4.800 kW và tổng công suất khả dụng là 180 kW. Hầu như chỉ còn 01 cụm máy di động có công suất khả dụng 180kW đặt tại văn phòng Điện lực để dự phòng cho các phụ tải đặc biệt, lễ hội... khi có sự cố mất điện lưới. Tổng công suất thiết kế các máy phát điện của khách hàng tự trang bị dự phòng khi mất điện lưới là 26.450 kW. Tuy nhiên các máy dự phòng này chỉ chạy khi cúp điện lưới nên hầu như không hỗ trợ được điện lực địa phương khi bị thiếu tải trong thời gian cao điểm.

2.3 Tiềm năng năng lượng mặt trời tại khu vực

Theo Trung tâm dữ liệu khoa học khí quyển của NASA, số liệu bức xạ trung bình ngày thống kê trong 11 năm (1983-1993) của khu vực dự án được thể hiện trong Bảng 3.3 bên dưới. Số liệu cho thấy bức xạ trung bình

cả năm tại đây đạt khoảng 5,04 kWh/m2/ngày và có nhiệt độ trung bình không quá cao (26,4°C). Mặc dù đây là số liệu truy xuất từ ảnh chụp vệ tinh với mức độ phân giải cao (110kmxl 10km) nên độ bất định cũng khá lớn, nhưng cũng thể hiện tiềm năng để phát triển điện mặt trời trong khu vực dự án.

Qua bảng số liệu dài hạn trên, có thể thấy được tiềm năng bức xạ mặt trời tại khu vực dự án là rất khả thi cho đầu tư phát triển điện mặt trời. Trong báo cáo này, bộ số liệu từ các trạm khí tượng mặt đất của Meteonorm với độ chính xác cao hơn so với dữ liệu NASA sẽ được sử dụng để ước tính sản lượng cho nhà máy điện mặt trời dự kiến.

Bảng 1 Thống kê bức xạ năng lượng khu vực tỉnh An Giang

Tháng	**Công suất NLMT**	**Nhiệt độ không khí**	**Tốc độ gió**
Đơn vị	*kWh/m²/ ngày*	*°C*	*m/s*
1	5.19	25.9	2.84
2	5.52	26.6	2.64
3	5.83	27.3	2.6
4	5.78	27.3	2.13
5	5.09	27.1	1.9
6	4.8	26.7	2.37
7	4.66	26.3	2.39
8	4.55	26.4	2.5
9	4.76	26ε2	1.84
10	4.59	26	1.98
11	4.88	25.6	2.87
12	4.88	25.4	3.14
Cả năm	**5.04**	**26.4**	**2.43**

2.4 Sự cần thiết đầu tư xây dựng công trình

Năng lượng, nhất là điện có ý nghĩa rất quan trọng trong sự nghiệp phát triển, thúc đẩy tăng trưởng kinh tế của đất nước. Đặc biệt ở khu vực kinh tế trọng điểm vùng đồng bằng sông Cửu Long bao gồm TP. Cần Thơ, Cà Mau, An Giang, và Kiên Giang cầu điện năng để đáp ứng cho khu vực cũng như truyền tải đến các vùng lân cận luôn ở mức cao. Theo quy hoạch phát triển điện lực tỉnh An Giang giai đoạn 2011-2015, có xét đến 2020 được phê duyệt theo Quyết định số 5146/QĐ-BCT ngày 7/10/2011 thì đến năm 2020 công suất cực đại sẽ đạt trên 700MW. Do đó, việc phát triển các nguồn điện tại chỗ đặc biệt là năng lượng tái tạo nhằm góp phần giảm tổn thất truyền tải từ hệ thống là cần thiết.

Huyện Tịnh Biên, tỉnh An Giang nằm trong khu vực bức xạ trung bình trong năm khá cao (4,91 kWh/m2/ngày). Đây chính là điều kiện tiên quyết để phát triển điện mặt trời trong khu vực. Bên cạnh đó, khu vực dự án là vùng đất khô cằn thuộc huyện miền núi Tịnh Biên tỉnh An Giang, với giá trị sản xuất nông nghiệp thấp. Do đó, tận dụng đầu tư sản xuất năng lượng sạch sẽ góp phần làm tăng hiệu quả kinh tế cho khu đất, đồng thời đóng góp một phần cho sự phát triển kinh tế chung của địa phương.

Với chính sách ưu tiên phát triển các nguồn năng lượng tái tạo và năng lượng sạch của Chính phủ, việc khuyến khích các nhà đầu tư trong và ngoài nước đầu tư vào lĩnh vực này là cần thiết nhằm đa dạng hóa nguồn cung cấp điện, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, thực thi chủ trương điện khí hóa, phát triển ứng dụng năng lượng tái tạo đúng định hướng của nhà nước, đồng thời góp phần thực hiện Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Chiến lược phát triển NLTT của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến 2050 (theo QĐ số 2068/2015/QĐ-TTg do Thủ tướng CP ban hành ngày 25/11/2015) có quy định trách nhiệm đóng góp vào việc phát triển ngành NLTT. Cụ thể là đơn vị phát điện và phân phối điện cần đáp ứng tiêu chuẩn tỷ lệ NLTT không thấp hơn 3% đến năm 2020, không thấp hơn 10% đến năm 2030. Hơn thế nữa, cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện mặt trời đã được Bộ Công Thương soạn thảo và sẽ được Chính phủ ban hành trong tương lai, trong đó việc

quy định giá bán điện hợp lý sẽ là yếu tố then chốt cho các nhà đầu tư.

Nếu tận dụng được tiềm năng quý báu này để sản xuất điện năng sẽ mang lại hiệu quả kinh tế rất lớn đồng thời giúp bảo vệ môi trường, giảm hiệu ứng nhà kính. Nếu chi phí môi trường, xã hội và sức khỏe con người được phản ánh trong tính kinh tế của phát điện, điện mặt trời có thể cạnh tranh so với điện sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch.

3. Đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án điện NLMT.

3.1 Dữ liệu đầu vào của dự án.

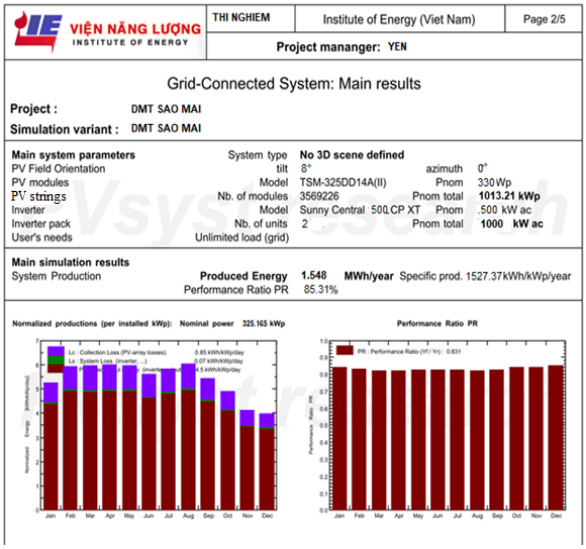
Theo phương án đấu nối đề xuất, Nhà máy điện mặt trời Sao Mai sẽ kết nối với hệ thống điện quốc gia qua lưới truyền tải 110Kv. Dự án được phân kỳ thành 4 giai đoạn đầu tư với tổng công suất lắp đặt là 210MWp. Số liệu trong giai đoạn 1 được thu thập và đánh giá cho tính khả thi về mặt kinh tế của dự án. Tổng mức đầu tư của dự án được thể hiện như trong Bảng 2. Đơn giá được tính với tỉ giá tại thời điểm tính là 1 USD=22.950 VNĐ. Như vậy suất đầu tư dự án được xác định là 1.17 USD/Wp.

Bảng 2 Tổng mức đầu tư của dự án điện mặt trời Sao Mai giai đoạn 1

STT	Thiết bị/Dịch vụ	Đơn vị	Số lượng	Chi phí (tỷ đồng)
1	Tấm panel mặt trời	Cái	141.312	503.25
2	Inverter	Cái	92	82.86
3	MBA 2.000kVA-22kV	Cái	23	64.4
4	MBA 63MVA- 110kV	Cái	1	89
5	Đường dây 110kV kết lưới	Km	0.4	1.48
6	Đường dãy ngầm 22kV kết lưới	Km	9	27
7	Cáp ngầm chống thấm nước từ Inverter đên trạm nâng áp	Km	10.35	10.35
8	Móng và HT giá đỡ			233.46
9	đường giao thông nội bộ	Km	11.95	9.56
10	Thu hồi đất và đền bù	ha	64.54	16.14
11	Thiết bị bảo vệ	bộ	1	10
12	Lắp đặt			
13	Chi phí tư vấn, quản lý			51.87
14	Dự phòng			101.18
TỔNG CHI PHÍ ĐẦU TƯ				**1200.55**

Dự án sẽ được thực hiện bằng các nguồn vốn dự kiến bao gồm:

- Vốn tự có của doanh nghiệp: khoảng 30% thông qua việc huy động vốn bằng cách phát hành cổ phiếu; Theo dự kiến trong những năm tiếp theo tính từ 2017, mỗi năm Công ty cổ phần tập đoàn Sao Mai có thể huy động vốn thành công trên thị trường chứng khoán thông qua việc phát hành cổ phiếu vào khoảng 2000 tỷ đồng một năm trong đó ít nhất 500 tỷ, tức 25% tổng số vốn huy động sẽ được đầu tư vào lĩnh vực năng lượng mặt trời.
- Vốn vay trung hạn tín dụng: khoảng 70% sẽ được vay hoặc huy động bằng các hình thức góp vốn hợp pháp khác, và hợp tác với các đối tác đầu tư nước ngoài như hợp tác đầu tư, hay tín dụng trả chậm đối với thiết bị của các nhà đầu tư Nhật Bản, Mỹ. Công ty Cổ phần Tập Đoàn Sao Mai cũng đã ký kết biên bản MOU vào ngày 10/11/2016 với tập đoàn Koyo của Nhật Bản để cùng hợp tác thực hiện dự án nhà máy năng lượng mặt trời ở Tịnh Biên.



Hình 1 Kết quả tính toán điện năng thu được của điện mặt trời Sao Mai

Bảng 3 Các cơ sở dữ liệu đầu vào của dự án

Năm bắt đầu đầu tư xây dựng	2017
Thời gian xây dựng	1 năm
Năm bắt đầu vận hành	2018
Tuổi thọ kinh tế của dự án	25 năm
Vốn vay:	70%
Vốn chủ sở hữu	30%
Thời gian trả vốn vay	15 năm
Thời gian ân hạn	1 năm
Lãi suất vay	10,0 % /năm
Chi phí O&M:	1,0%
Tỉ giá hối đoái	1USD- 22.515VNĐ
Tỉ lệ lạm phát	2%/năm

Các chi phí trong tương lai là không thể biết trước chính xác. Tuy nhiên, để đánh giá

hiệu quả thu được thì các chi phí này cũng được dự báo gần đúng để làm cơ sở đánh giá. Các cơ sở này được dùng làm dữ liệu đầu vào của dự án và được trình bày cụ thể như trong Bảng 3.

3.2 Phân tích các chỉ tiêu kinh tế của dự án.

Theo dữ liệu trong Bảng *2*, với tỉ lệ vay 70% thì số tiền vay vốn làm dự án sẽ được tính theo (1)

$$Capital_{lend} = 1200.55 * 70\% = 840.385 \quad (1)$$

Với lãi suất 10%, số tiền lãi phải trả hằng năm được tính theo (2) như bên dưới.

$$C_{LV} = 1200.55 * 70\% * 10\% = 84.04 \quad (2)$$

Với yêu cầu phải trả tiền vay trong vòng 15 năm thì từ năm thứ 16 trở đi sẽ không phải trả lãi vay nữa $(C_{LV} = 0)$.

Yêu cầu chi phí thiết bị vào khoảng 1% tổng giá trị dự toán cho năm đầu tiên. Các năm tiếp theo thì chi phí sẽ tăng đều 5% theo mức giá này cho từng năm. Như vậy, chi phí vận hành nói chung của hệ thống được tính theo (3) với n là năm vận hành

$$C_{O\&M} = 1200.55 * 1\% * \left(1 + 5\%\left(n-1\right)\right) \quad (3)$$

Như vậy chi phí cố định của dự án theo các năm được tính theo (4). Đây là khoảng tiền mà dự án có vận hành hay không vận hành đều phải trả trong mỗi năm.

$$C_{fixed} = C_{LV} + C_{O\&M} \quad (4)$$

Dự án có nguồn thu nhập hằng năm dựa vào việc phát điện và bán cho điện lực. Nguồn thu nhập này hoàn toàn phụ thuộc vào lượng điện năng phát ra hằng năm.

Theo kết quả tính toán công suất điện thu được trong một năm tại địa điểm dự án điện như thể hiện trong Hình 1, tổng lượng điện sản xuất ra trong năm đầu tiên khi dự án đi vào hoặc động (2018) được tính theo (5) như bên dưới.

$$\begin{aligned} P_1 &= 1527.37 * 163993 * 0.33 \\ &= 82657736.18 \qquad \left(kWh / year\right) \end{aligned} \quad (5)$$

Công suất điện các năm tiếp theo sẽ giảm đi theo sự sụt giảm hiệu suất pin mặt trời. Với giả định hiệu suất pin mặt trời giảm 0.7% trong từng năm, công suất thu được từ điện mặt trời được tính theo (6) với n là năm vận hành của dự án.

$$P_n = P_1\left(1 - 0.007 * \left(n-1\right)\right) \quad (6)$$

Tiền bán điện thu được qua các năm được tính bằng giá bán điện nhân với lượng điện năng thu được và được thể hiện như trong (7) như sau:

$$C_{sale} = P_n * 0.112 * 22950 \quad (7)$$

Theo Thông tư 78/2014/TT-BTC ngày 18/6/2014, doanh nghiệp kinh doanh trong lĩnh vực năng lượng mới được hưởng ưu đãi đầu tư. Cụ thể, theo thông tư này, hướng dẫn thi hành một số điều của Luật thuế thu nhập doanh nghiệp và Nghị định số 218/2013/NĐ-CP ngày 26/12/2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành Luật thuế thu nhập doanh nghiệp như sau:

- 4 năm đầu có lãi: Thuế suất 0%
- 9 năm tiếp theo: Thuế suất 5%
- 2 năm tiếp theo: Thuế suất 10%
- Các năm còn lại: Thuế suất 20%

Như vậy, thuế thu nhập của doanh nghiệp căn cứ vào tổng thu nhập từ bán điện trừ đi các khoảng chi phí cố định.

Phương pháp giá trị hiện tại ròng (NPV) dựa trên một nguyên tắc là đầu tư chỉ được thực hiện nếu khoản tiền thu nhận được từ đầu tư phải ít nhất là bằng khoản tiền đã bỏ vào [16]. Tuy nhiên, những khoản tiền xuất hiện vào những thời điểm khác nhau phải được đưa về cùng một thời điểm thông qua chiết khấu.

Quyết định được đưa ra thông qua việc so sánh hai giải pháp: chỉ đầu tư vào các dự án có $NPV > 0$, do giá trị NPV thể hiện phần thu nhập tăng lên nếu $NPV > 0$ so với việc cho vay trên thị trường vốn với mức lãi suất thị trường. Và chính lãi suất này được dùng làm lãi suất chiết khấu. NPV được tính dựa trên (8)

$$NPV_n = \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (8)$$

Với:

- n là số năm hoạt động của dự án,
- r là lãi suất chiết khấu của thị trường.
- C_t là lợi nhuận thu được năm thứ t.
- C_0 là chi phí đầu tư ban đầu.

Phương pháp tỷ lệ hoàn vốn nội bộ (IRR) IRR của một dự án được định nghĩa là lãi suất chiết khấu làm cho NPV của dự án bằng 0. Đó chính là lãi suất thoả mãn đẳng thức:

$$NPV_n = \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 = 0 \quad (9)$$

Tuy nhiên, công thức này khá phức tạp để tính toán được giá trị IRR. Để đơn giản hơn, người ta tính giá trị này theo phương trình (10)

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1(r_2 - r_1)}{NPV_2 - NPV_1} \quad (10)$$

4. Kết quả tính toán

Theo thông tin được cung cấp trong Bảng *3*, chi phí cố định trong vòng đời của nhà máy điện mặt trời được xác định như trong Bảng *4*.

Bảng 4 Bảng chi phí cố định trong vòng đời vận hành nhà máy điện mặt trời.

Năm		Lãi vay	O&M	Năm		Lãi vay	O&M
0	2017			13	2030	84.04	19.21
1	2018	84.04	12.01	14	2031	84.04	19.81
2	2019	84.04	12.61	15	2032	84.04	20.41
3	2020	84.04	13.21	16	2033	0	21.01
4	2021	84.04	13.81	17	2034	0	21.61
5	2022	84.04	14.41	18	2035	0	22.21
6	2023	84.04	15.01	19	2036	0	22.81
7	2024	84.04	15.61	20	2037	0	23.41
8	2025	84.04	16.21	21	2038	0	24.01
9	2026	84.04	16.81	22	2039	0	24.61
10	2027	84.04	17.41	23	2040	0	25.21
11	2028	84.04	18.01	24	2041	0	25.81
12	2029	84.04	18.61	25	2042	0	26.41

Dựa trên công suất đỉnh của hệ thống pin năng lượng mặt trời được lắp đặt trong nhà máy, kết hợp với dự báo suy hao công suất của hệ thống pin theo thời gian, lượng điện năng thu được và doanh thu từ bán điện cho điện lực được đưa ra như trong Bảng *5*. Với giá bán điện không được điều chỉnh thì doanh thu từ bán điện sẽ giảm qua các năm.

Bảng 5 Bảng doanh thu trong vòng đời nhà máy điện mặt trời.

Năm		Sản lượng MWh/năm	Tiền điện	Năm		Sản lượng MWh/năm	Tiền điện
0	2017			13	2030	75714	194.62
1	2018	82658	212.46	14	2031	75136	193.13
2	2019	82079	210.98	15	2032	74557	191.64
3	2020	81501	209.49	16	2033	73979	190.15
4	2021	80922	208	17	2034	73400	188.67
5	2022	80343	206.51	18	2035	72821	187.18
6	2023	79765	205.03	19	2036	72243	185.69
7	2024	79186	203.54	20	2037	71664	184.21
8	2025	78608	202.05	21	2038	71086	182.72
9	2026	78029	200.57	22	2039	70507	181.23
10	2027	77450	199.08	23	2040	69928	179.74
11	2028	76872	197.59	24	2041	69350	178.26
12	2029	76293	196.1	25	2042	68771	176.77

Dựa trên tổng doanh thu và tổng chi trong mỗi năm, kết hợp với chính sách thuế của nhà nước dành cho doanh nghiệp đầu tư năng lượng tái tạo, lợi nhuận ròng và NPV của nhà máy điện mặt trời được xác định cụ thể trong từng năm trong Bảng 6. Qua kết quả thu được trong bảng này có thể nhận thấy ngay rằng sau thời gian 14 năm vận hành thì nhà máy đã bắt đầu có lãi. Đây là tiền đề quang trọng trong đánh giá tính khả thi về mặt kinh tế của dự án điện mặt trời.

Bảng 6 Lợi nhuận ròng và NPV từng năm

Năm		chi phí cố định	Tiền điện	Thuế suất	Thuế TNDN	Lợi nhuận sau thuế	$(1+r)^t$	Lợi nhuận ròng	NPVn
0	2017							-1200.55	
1	2018	96.05	212.46	0	0	116.41	1.02	114.13	
2	2019	96.65	210.98	0	0	114.33	1.04	109.93	-976.49
3	2020	97.25	209.49	0	0	112.24	1.061	105.79	-870.7
4	2021	97.85	208	0	0	110.15	1.082	101.8	-768.9
5	2022	98.45	206.51	5	5.4	102.66	1.104	92.99	-675.91
6	2023	99.05	205.03	5	5.3	100.68	1.126	89.41	-586.5
7	2024	99.65	203.54	5	5.19	98.7	1.149	85.9	-500.6
8	2025	100.25	202.05	5	5.09	96.71	1.172	82.52	-418.08
9	2026	100.85	200.57	5	4.99	94.73	1.195	79.27	-338.81
10	2027	101.45	199.08	5	4.88	92.75	1.219	76.09	-262.72
11	2028	102.05	197.59	5	4.78	90.76	1.243	73.02	-189.7
12	2029	102.65	196.1	5	4.67	88.78	1.268	70.02	-119.68
13	2030	103.25	194.62	5	4.57	86.8	1.294	67.08	-52.6
14	2031	103.85	193.13	10	8.93	80.35	1.319	60.92	8.32
15	2032	104.45	191.64	10	8.72	78.47	1.346	58.3	66.62
16	2033	21.01	190.15	20	33.83	135.31	1.373	98.55	165.17
17	2034	21.61	188.67	20	33.41	133.65	1.4	95.46	260.63
18	2035	22.21	187.18	20	32.99	131.98	1.428	92.42	353.05
19	2036	22.81	185.69	20	32.58	130.3	1.457	89.43	442.48
20	2037	23.41	184.21	20	32.16	128.64	1.486	86.57	529.05
21	2038	24.01	182.72	20	31.74	126.97	1.516	83.75	612.8
22	2039	24.61	181.23	20	31.32	125.3	1.546	81.05	693.85
23	2040	25.21	179.74	20	30.91	123.62	1.577	78.39	772.24
24	2041	25.81	178.26	20	30.49	121.96	1.608	75.85	848.09
25	2042	26.41	176.77	20	30.07	120.29	1.641	73.3	921.39

Trong cách tính NPV trên, thế lãi suất $r_2 = 5\%$ vào biểu thức sẽ thu được

$NPV_2 = 127.62$ tỉ đồng. Thế các số liệu vào biểu thức (10), IRR được tính như trong (11).

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_1(r_2 - r_1)}{NPV_1 - NPV_2}$$
$$= 2 + \frac{921.39(5-2)}{921.39 - 127.62} = 5.48(\%) \quad (11)$$

Như vậy tỷ lệ hoàn vốn nội bộ vẫn cao hơn nhiều so với lãi suất thị trường 2% nên dự án có lãi và chấp nhận đầu tư được.

5. Kết luận

Bài báo đề xuất và tổng hợp các phương trình toán đánh giá hiệu quả kinh tế của nhà máy điện mặt trời. Qua kết quả tính toán các chỉ số kinh tế cho thấy dự án nhà máy điện mặt trời Sao Mai có tính khả thi về mặt kinh tế. Từ đó nên cân nhắc đầu tư vì nó có ý nâng cao khả năng cung cấp điện cho khu vực Tịnh Biên An Giang.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] F. R. Pazheri, M. F. Othman, and N. H. Malik, "A review on global renewable electricity scenario," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 835–845, 2014.

[2] K. Kachhiya, M. Patel, and M. Lokhande, "MATLAB / Simulink Model of Solar PV Module and MPPT Algorithm," *Natl. Conf. Recent Trends Eng. Technol.*, no. May, 2011.

[3] F. F. Rakotomananandro, "Study of Photovoltaic System," 2011.

[4] H. S. Stefan C.W. Krauter, Franz Alt, *Solar Electric Power Generation - Photovoltaic Energy Systems*. Springer, 2010.

[5] A. Cota, Ro. Foster, and M. Ghassemi, *Solar Energy: Renewable Energy and the Environment*. 2010.

[6] P. J. Musgrove, "Wind energy conversion: an introduction," *Phys. Sci. Meas. Instrumentation, Manag. Educ. Rev. IEE Proc. A*, vol. 130, no. 9, pp. 506–516, 1983.

[7] J. Licari, "Control of a Variable-Speed Wind Turbine," 2013.

[8] N. Goudarzi and W. D. Zhu, "A review on the development of wind turbine generators across the world," *Int. J. Dyn. Control*, vol. 1, no. 2, pp. 192–202, 2013.

[9] L. Shi, S. Sun, L. Yao, Y. Ni, and M. Bazargan, "Effects of wind generation intermittency and volatility on power system transient stability," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 8, no. 5, pp. 509–521, 2014.

[10] T. Petru and T. Thiringer, "Modeling of wind turbines for power system studies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1132–1139, 2002.

[11] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, vol. 140, no. February. 2005.

[12] M. Costea, E. Vladu, and I. Technology, "Wind turbine modeling in matlab simulink," pp. 113–120, 2011.

[13] R. Llorente Iglesias, R. Lacal Arantegui, and M. Aguado Alonso, "Power electronics evolution in wind turbines - A market-based analysis," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 9, pp. 4982–4993, 2011.

[14] B. Shiva Kumar and K. Sudhakar, "Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India," *Energy Reports*, vol. 1, pp. 184–192, 2015.

[15] R. Islam, W. Xu, Y. Guo, and K. Ma, "Solar Photovoltaic Power Plants," vol. 2017, pp. 2–4, 2017.

[16] O. Žižlavský, “Net Present Value Approach: Method for Economic Assessment of Innovation Projects,” *Procedia - Soc. Behav. Sci.*, vol. 156, no. April, pp. 506–512, 2014.

Tác giả chịu trách nhiệm bài viết:

Họ tên: Nguyễn Thị Hải Yến

Đơn vị: Điện lực Lấp Vò

Điện thoại: 0963.952.999

Email: haiyen7484@gmail.com

BÀI BÁO KHOA HỌC

THỰC HIỆN CÔNG BỐ THEO QUY CHẾ ĐÀO TẠO THẠC SỸ

Bài báo khoa học của học viên

có xác nhận và đề xuất cho đăng của Giảng viên hướng dẫn

Bản tiếng Việt ©, TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT TP. HỒ CHÍ MINH và TÁC GIẢ

Bản quyền tác phẩm đã được bảo hộ bởi Luật xuất bản và Luật Sở hữu trí tuệ Việt Nam. Nghiêm cấm mọi hình thức xuất bản, sao chụp, phát tán nội dung khi chưa có sự đồng ý của tác giả và Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật TP. Hồ Chí Minh.

ĐỂ CÓ BÀI BÁO KHOA HỌC TỐT, CẦN CHUNG TAY BẢO VỆ TÁC QUYỀN!

Thực hiện theo MTCL & KHTHMTCL Năm học 2018-2019 của Thư viện Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Tp. Hồ Chí Minh.