

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC



ĐÀM QUANG MINH

**ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ DỰ ÁN ĐẦU TƯ ĐIỆN
GIÓ ĐỐI VỚI DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ NEXIF ENERGY**

LUẬN VĂN THẠC SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

HÀ NỘI, 2024

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

ĐÀM QUANG MINH

**ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ DỰ ÁN ĐẦU TƯ ĐIỆN
GIÓ ĐỐI VỚI DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ NEXIF ENERGY**

Chuyên ngành : Quản lý năng lượng

Mã số : 8510602

LUẬN VĂN THẠC SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

Người hướng dẫn khoa học: PGS.TS NGUYỄN HỒNG THÁI

HÀ NỘI, 2024

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam kết các nội dung lý thuyết trình bày trong luận văn này là do tôi tham khảo các tài liệu và biên soạn lại, tất cả các kết quả mô phỏng, thực nghiệm đều do chính bản thân tôi tự làm ra, hoàn toàn không phải sao chép của từ bất kỳ một tài liệu hoặc công trình nghiên cứu nào khác.

Nếu tôi không thực hiện đúng các cam kết nêu trên, tôi xin chịu hoàn toàn trách nhiệm trước kỷ luật của nhà trường.

Hà Nội, ngày..... tháng.....năm 2024

Tác giả

LỜI CẢM ƠN

Trước tiên tôi xin cảm ơn thầy hướng dẫn luận văn của tôi là PGS.TS. Nguyễn Hồng Thái - Giảng viên hướng dẫn trực tiếp. Cảm ơn vì cánh cửa đến văn phòng của thầy luôn rộng mở mỗi khi tôi gặp phải rắc rối hoặc có câu hỏi về vấn đề nghiên cứu của mình. Thầy vẫn luôn cho phép tôi tự do bày tỏ quan điểm đồng thời đưa ra những nhận xét, góp ý, dẫn dắt tôi đi đúng hướng trong suốt thời gian nghiên cứu, thực hiện đề tài luận văn thạc sĩ.

Tôi cũng xin cảm ơn các thầy cô trong khoa Quản lý năng lượng và Công Nghiệp - Trường Đại học Điện Lực đã truyền đạt cho tôi những kiến thức chuyên sâu về chuyên ngành trong suốt thời gian học tập để tôi có được nền tảng kiến thức hỗ trợ rất lớn cho tôi trong quá trình làm luận văn thạc sĩ.

Cuối cùng, tôi xin gửi lời cảm ơn đến gia đình và bạn bè vì đã luôn hỗ trợ tôi và khuyến khích liên tục trong suốt những năm học tập và qua quá trình nghiên cứu và viết luận văn này. Thành tựu này sẽ không thể có được nếu không có họ.

Xin chân thành cảm ơn!

Hà nội , ngày..... tháng.....năm 2024

Tác giả

Đàm Quang Minh

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN	i
LỜI CẢM ƠN	ii
MỤC LỤC	ii
DANH MỤC HÌNH VẼ	v
DANH MỤC BẢNG BIỂU	ii
CHƯƠNG: MỞ ĐẦU	vii
1. Lý do chọn đề tài	
2. Mục tiêu và nội dung nghiên cứu	
3. Tính cấp thiết của đề tài	
4. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu	
5. Ý nghĩa của đề tài	
6. Phương pháp nghiên cứu	
CHƯƠNG 1 CƠ SỞ LÝ THUYẾT VỀ PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ DỰ ÁN ĐẦU TƯ NGUỒN ĐIỆN SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG GIÓ.....	1
1.1 Khái niệm, phân loại đặc điểm của dự án đầu tư điện gió	1
1.2 Phân tích và đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án đầu tư điện gió	3
2.1.1. Phân tích kinh tế kỹ thuật	3
2.1.2. Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế tài chính dự án đầu tư	4
2.1.3. Nội dung và trình tự phân tích kinh tế tài chính dự án đầu tư	8
2.1.4. Mục tiêu và sự cần thiết phải phân tích kinh tế xã hội	10
2.1.5. Các chỉ tiêu đánh giá kinh tế xã hội dự án đầu tư	11
1.3 Phân tích hiệu quả kinh tế tài chính đối với các dự án năng lượng tái tạo .	11
1.4 Các phương pháp đánh giá rủi ro dự án đầu tư.	18
1.4.1 Phương pháp độ lệch chuẩn.....	18
1.4.2 Phương pháp phân tích độ nhạy:	19
1.4.3 Phương pháp tình huống:.....	21
Kết luận chương 1	24
CHƯƠNG 2 TỔNG QUAN DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ NEXIF – ENGERGY – BẾN TRE	25

2.1 Sự cần thiết của dự án	25
2.1.1 Đặc điểm tự nhiên kinh tế xã hội tại khu vực dự án ở tỉnh Bến Tre	25
2.1.2 Hiện trạng nguồn và lưới điện trong khu vực	28
2.1.3 Các tuyến đường dây 220kV	29
2.1.4 Lưới trung áp	32
2.1.5 Cân đối nguồn trạm 220kV	34
2.1.6 Tiềm năng gió của khu vực	36
2.2 Khái quát về dự án điện gió Nexif Energy	43
2.2.1 Công suất của dự án.....	43
2.3 Các phương án đưa ra để lựa chọn công nghệ kỹ thuật.....	46
2.3.1 Lựa chọn loại Turbin gió	46
2.3.2 Lựa chọn công suất Turbin gió	48
2.3.3 Tiêu chí lựa chọn gam công suất tuabin	50
2.3.4 Lựa chọn gam công suất	51
2.3.5 Cao độ tuabin tính toán.....	52
Kết luận chương 2:	55
CHƯƠNG 3_ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ ĐẦU TƯ DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ_NEXIF – ENERGY – BẾN TRE.....	56
3.1 Thông số đầu vào để phân tích hiệu quả của dự án.....	56
3.3 Đánh giá tác động của dự án đầu tư	75
3.4 Ảnh hưởng đến các loài động vật hoang dã (chim, dơi...)	79
Kết luận chương 3	80
CHƯƠNG 4: KẾT LUẬN & KIẾN NGHỊ.....	64
4.1 Kết luận	64
4.2 Kiến nghị	65
DANH MỤC CÁC TÀI LIỆU THAM KHẢO	Error! Bookmark not defined.

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

STT	Từ viết tắt	Nguyên nghĩa
1	WB	World Bank – Ngân hàng thế giới
2	GWEC	Hội đồng năng lượng gió toàn cầu
3	WWEA	World Wind Energy Association
4	NPV	Net Present Value – Giá trị hiện tại thuần
5	IRR	Internal Rate of Return – Suất thu lợi nội tại
6	B/C	Benefit/Cost Ratio – Tỷ số giữa lợi ích và chi phí
7	Thv	Discounted pay of Time – Thời gian hoàn vốn có chiết khấu

DANH MỤC HÌNH VẼ

<i>Hình 1.1 Đồ thị xác định IRR.....</i>	<i>6</i>
<i>Hình 2.1: Bản đồ phân các vùng phát triển điện gió tỉnh Bến Tre.....</i>	<i>36</i>
<i>Hình 2.2: Vị trí trạm đo gió</i>	<i>37</i>
<i>Hình 2.3: Địa điểm đo gió của dự án</i>	<i>37</i>
<i>Hình 2.4: Hoa gió</i>	<i>37</i>
<i>Hình 2.5: Phân bố tần suất gió ở độ cao 80m</i>	<i>39</i>
<i>Hình 2.6: Đồ thị biến thiên tốc độ gió trung bình tháng</i>	<i>39</i>
<i>Hình 2.7: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 80m</i>	<i>40</i>
<i>Hình 2.8: Bản đồ bố trí tối ưu vị trí các tuabin gió</i>	<i>43</i>
<i>Hình 2.9 Phân loại tuabin gió trục ngang và trục đứng.....</i>	<i>46</i>
<i>Hình 2.10 Phân loại tuabin gió thổi trước và tuabin gió thổi sau.....</i>	<i>47</i>
<i>Hình 2.11: Bản đồ địa hình khu vực dự án</i>	<i>49</i>
<i>Hình 2.12: Bản đồ tài nguyên gió khu vực dự án tại độ cao 120m</i>	<i>49</i>

DANH MỤC BẢNG BIỂU

<i>Bảng 1.1 So sánh giữa phương pháp độ nhảy và phương pháp tình huống:</i>	<i>21</i>
<i>Bảng 2.1: Tình trạng vận hành trạm 220kV Bến Tre.....</i>	<i>29</i>
<i>Bảng 2.2: Thông số và tình hình vận hành các đường dây 220kV</i>	<i>29</i>
<i>Bảng 2.3: Hiện trạng mang tải trạm biến áp 110kV trên địa bàn tỉnh Bến Tre</i>	<i>30</i>
<i>Bảng 2.4: Mang tải các tuyến dây 110kV trên địa bàn tỉnh Bến Tre</i>	<i>32</i>
<i>Bảng 2.5: Thống kê lưới điện phân phối tỉnh Bến Tre hiện có.....</i>	<i>33</i>
<i>Bảng 2.6 Cân đối nguồn và nhu cầu phụ tải tỉnh Bến Tre đến năm 2035 khi các nhà máy điện gió và mặt trời không vào đúng tiến độ.....</i>	<i>34</i>
<i>Bảng 2.7: Cân đối nguồn và nhu cầu phụ tải tỉnh Bến Tre đến năm 2035.....</i>	<i>35</i>
<i>Bảng 2.8: Tọa độ vị trí trạm đo gió</i>	<i>37</i>
<i>Bảng 2.9: Kết quả đánh giá tiềm năng gió</i>	<i>38</i>
<i>Bảng 2.10: Tốc độ gió trung bình tháng (Đơn vị: m/s)</i>	<i>39</i>
<i>Bảng 2.11: Tóm tắt các thông số đặc trưng phục vụ đánh giá tiềm năng gió.....</i>	<i>41</i>
<i>Bảng 2.12: Các kết quả chính của Điện Nexif Energy Bến Tre trên biển 2A.....</i>	<i>44</i>
<i>Bảng 2.13: Kết quả tính toán sản lượng điện cho Dự án</i>	<i>45</i>
<i>Bảng 2.14: So sánh tuabin gió trục ngang và trục đứng</i>	<i>46</i>
<i>Bảng 2.15: Loại tuabin của các hãng sản xuất hàng đầu thế giới phù hợp với dự án</i>	<i>51</i>
<i>Bảng 2.16. Các giả định cơ bản và dữ liệu kinh tế.....</i>	<i>52</i>
<i>Bảng 2.17: Tổng mức đầu tư (VNĐ).....</i>	<i>54</i>
<i>Bảng 2.18: Bảng phân bổ nguồn vốn đầu tư (VNĐ).....</i>	<i>55</i>
<i>Bảng 3.1: Bảng các thông số tài chính sử dụng đánh giá hiệu quả đầu tư.....</i>	<i>56</i>
<i>Bảng 3.2: Bảng phân bổ nguồn vốn.....</i>	<i>57</i>
<i>Bảng 3.3 Kết quả phân tích Kinh tế-Tài chính</i>	<i>74</i>
<i>Bảng 3.4 Kết quả tính toán chỉ tiêu tài chính</i>	<i>74</i>

MỞ ĐẦU

1. Lý do chọn đề tài

Trong bối cảnh biến đổi khí hậu toàn cầu đang đặt ra những thách thức ngày càng lớn đối với môi trường và xã hội, việc chuyển dịch từ các nguồn năng lượng truyền thống sang năng lượng tái tạo trở nên cấp bách hơn bao giờ hết. Điện gió, với ưu điểm là nguồn năng lượng sạch và bền vững, đã và đang trở thành một phần không thể thiếu trong chiến lược năng lượng của nhiều quốc gia trên thế giới. Đầu tư vào điện gió không chỉ góp phần giảm phát thải khí nhà kính mà còn hỗ trợ sự phát triển kinh tế thông qua việc tạo ra việc làm và thu hút đầu tư.

Xuất phát từ yêu cầu thực tế trên, được sự quan tâm giúp đỡ của PGS.TS. Nguyễn Hồng Thái, tôi đã lựa chọn và nghiên cứu đề tài: “Đánh giá hiệu quả dự án đầu tư Điện Gió đối với dự án Điện Gió Nexif Energy” làm luận văn tốt nghiệp cao học ngành Quản lý năng lượng.

2. Mục tiêu và nội dung nghiên cứu

2.1. Mục tiêu của đề tài:

Mục tiêu chính của luận văn này là không chỉ nhằm cung cấp một cái nhìn toàn diện về hiệu quả của dự án mà còn đóng góp vào nguồn tài liệu tham khảo cho các nhà hoạch định chính sách, các nhà đầu tư và các bên liên quan khác trong việc đưa ra quyết định liên quan đến các dự án năng lượng tái tạo tương tự trong tương lai. Bằng cách phân tích sâu các thành công và thách thức của dự án NEXIF ENERGY, luận văn mong muốn đưa ra các khuyến nghị chính sách và chiến lược để tối ưu hóa lợi ích và giảm thiểu rủi ro trong đầu tư điện gió.

1.2.2 Nội dung nghiên cứu:

Đánh giá hiệu quả dự án đầu tư Điện Gió đối với dự án Điện Gió Nexif Energy

3. Tính cấp thiết của đề tài

Để đáp ứng tốc độ tăng trưởng nền kinh tế nước nhà trong những giai đoạn 2015-2020 và các giai đoạn tiếp theo. Nhằm tránh tình trạng thiếu hụt tình trạng thiếu điện trong sinh hoạt, sản xuất kinh doanh như hiện nay, hệ thống điện phải

tăng cường công suất nguồn và lưới để đáp ứng nhu cầu phụ tải trong những năm tới giải quyết nhu cầu của tỉnh Bến Tre và khu vực lân cận.

Với ưu điểm là sử dụng năng lượng sạch để sản xuất điện năng, không phát thải khí nhà kính, không gây ô nhiễm môi trường, Điện gió Nexif Energy Bến Tre trên biển 2A là dự án phù hợp với chủ trương của tỉnh Bến Tre về phát triển kinh tế - xã hội gắn với bảo vệ môi trường.

4. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu:

Đối tượng nghiên cứu:

Dự án Điện Gió đối với dự án Điện Gió Nexif Energy.

Phạm vi nghiên cứu:

Tính hiệu quả của các dự án dự án đầu tư Điện Gió đối với dự án Điện Gió Nexif Energy.

5. Ý nghĩa của đề tài

5.1. Ý nghĩa khoa học

Đề tài thực hiện đánh giá hiệu quả của dự án điện gió. Từ đó có thể triển khai áp dụng dễ dàng và rộng rãi trên các địa phương có nguồn tài nguyên này. Phong điện còn rất nhiều tiềm năng nhưng để cho loại năng lượng sạch này có thể đi vào cuộc sống cần có những chế tài hữu hiệu.

5.2. Ý nghĩa thực tiễn

Các dự án năng lượng tái tạo nói chung và các dự án điện gió nói riêng có ý nghĩa thực tiễn rất quan trọng mà phù hợp với định hướng phát triển của ngành Điện khi nguồn năng lượng hóa thạch dần dần cạn kiệt. Năng lượng gió được coi là nguồn năng lượng bền vững tác động ít đến môi trường.

6. Phương pháp nghiên cứu

- Phân tích và đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án đầu tư điện gió

Phân tích kinh tế kỹ thuật là cơ sở đầu tiên nhằm lựa chọn các phương án tối ưu về kỹ thuật trên quan điểm kinh tế.

Phân tích kinh tế tài chính là phân tích hiệu quả tài chính mà dự án đem lại cho chủ đầu tư. Đây là một nội dung kinh tế quan trọng nhằm đánh giá tính khả thi của dự án về mặt tài chính.

Sử dụng mô hình phân tích tài chính các dự án năng lượng tái tạo trong phần mềm RETScreen dựa trên các chỉ tiêu chính của phân tích tài chính của các dự án khác sử dụng các thông số tài chính khác nhau, như tổng mức đầu tư, hệ số chiết khấu, v.v..., làm các thông số đầu vào và tính toán các chỉ tiêu để xét tính khả thi về tài chính, như hệ số hoàn vốn nội tại (IRR), giá trị hiện tại thuần (NPV).v.v..

Qua các phương pháp nghiệm cứu ta đánh giá được rủi ro của dự án.

Bố cục luận văn

Bố cục của luận ngoài phần mở đầu và kết luận, luận văn được trình bày trong 3 chương:

Chương 1: Cơ Sở Lý Thuyết Về Phân Tích Đánh Giá Hiệu Quả Dự Án Đầu Tư Nguồn Điện Sử Dụng Năng Lượng Gió

Chương 2: Tổng Quan Dự Án Điện Gió Nexif – Engergy – Bến Tre

Chương 3: Đánh Giá Hiệu Quả Đầu Tư Dự Án Điện Gió Nexif – Engergy – Bến Tre

CHƯƠNG 1

CƠ SỞ LÝ THUYẾT VỀ PHÂN TÍCH ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ DỰ ÁN ĐẦU TƯ NGUỒN ĐIỆN SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG GIÓ

1.1 Khái niệm, phân loại đặc điểm của dự án đầu tư điện gió

a. Khái niệm đầu tư và dự án đầu tư

Quan điểm về đầu tư được hiểu theo nhiều cách khác nhau, được nhìn nhận theo nhiều góc độ khác nhau. Đầu tư là hoạt động sử dụng các nguồn lực trong một thời gian tương đối dài nhằm thu được lợi ích kinh tế - tài chính - xã hội. Đầu tư là sử dụng các khoản tiền đã tích lũy được của xã hội, của các cơ sở sản xuất - kinh doanh và dịch vụ, tiền tiết kiệm của dân vào việc tái sản xuất của xã hội, nhằm tạo ra các tiềm lực lớn hơn về mọi mặt của đời sống kinh tế xã hội. Quan điểm này thiên về góc độ đầu tư vĩ mô, chỉ rõ các nguồn vốn đầu tư và lưu ý đến khía cạnh tái sản xuất [1,2]. Dự án đầu tư cũng có thể được xem xét trên nhiều góc độ như góc độ quản lý hay góc độ kế hoạch hoá. Tuy nhiên, về cơ bản dự án đầu tư là tế bào cơ bản của hoạt động đầu tư. Đó là một tập hợp các biện pháp có căn cứ khoa học và cơ sở pháp lý được đề xuất về các mặt khoa học công nghệ tổ chức sản xuất, tài chính kinh tế xã hội để làm cơ sở cho việc quyết định bỏ vốn đầu tư và hiệu quả tài chính mang lại cho chủ đầu tư, hiệu quả kinh tế xã hội đem lại cho quốc gia và xã hội lớn nhất có thể được. Một số lưu ý khi định dạng văn bản đối với luận văn:

Phân loại dự án đầu tư

Dự án đầu tư có thể phân loại theo quy mô dự án, theo mục đích đầu tư, theo thời hạn đầu tư, theo hình thức đầu tư v.v.v.

(1) Phân loại đầu tư theo quy mô: theo nghị định 16 của thủ tướng chính phủ ngày 07/02/2005. Phân loại được chia theo loại A, B, C. [5]

(2) Phân loại đầu tư theo mục đích đầu tư

- Đầu tư tăng năng lực sản xuất của doanh nghiệp
- Đầu tư đổi mới sản phẩm.
- Đầu tư thay đổi thiết bị.
- Đầu tư mở rộng.
- Đầu tư khác.

Việc phân loại này giúp cho doanh nghiệp có thể kiểm soát được tình hình thực hiện đầu tư theo những chỉ tiêu nhất định.

(3) Phân loại đầu tư theo hình thức đầu tư [1]

Theo hình thức đầu tư nói chung có thể chia thành 2 hình thức đầu tư sau:

Đầu tư gián tiếp (còn gọi là đầu tư tài chính): Là hình thức đầu tư bằng cách mua các chứng chỉ có giá trị như cổ phiếu, chứng khoán... để được hưởng lợi tức. *Đầu tư trực tiếp*: Là phương thức đầu tư trong đó người bỏ vốn trực tiếp tham gia quản trị kinh doanh.

Các giai đoạn đầu tư cho một dự án

Đối với một dự án đặc biệt là dự án lớn có mục tiêu phát triển cơ sở hạ tầng xã hội quá trình đầu tư thường chia ra làm bốn giai đoạn như sau: Giai đoạn chuẩn bị đầu tư, giai đoạn chuẩn bị thực hiện đầu tư, giai đoạn thực hiện đầu tư và giai đoạn khai thác.

Giai đoạn chuẩn bị đầu tư: Trong giai đoạn chuẩn bị đầu tư cần thực hiện những công việc sau:

- Xác định sự cần thiết phải đầu tư.
- Tiếp xúc, thăm dò thị trường
- Điều tra, khảo sát và chọn địa điểm.
- Lập, thẩm định các dự án để đi đến quyết định đầu tư.

Giai đoạn chuẩn bị thực hiện đầu tư: Giai đoạn này cần thực hiện một số công việc như sau:

- Khảo sát, thiết kế, lập dự toán, lập tổng mức đầu tư.
- Đặt mua thiết bị, công nghệ, vật tư kỹ thuật.
- Tổ chức đấu thầu và giao nhận thầu.
- Giải phóng và bàn giao mặt bằng.
- Chuẩn bị xây lắp.

Giai đoạn thực hiện đầu tư: Giai đoạn này bao gồm những công việc như sau:

- Thi công các công trình chính, phụ.
- Lắp đặt các thiết bị.
- Chạy thử.
- Nghiệm thu và bàn giao công trình để khai thác.
- Bảo hành.

Giai đoạn khai thác và vận hành: Đây là giai đoạn quan trọng nhằm tạo ra các sản phẩm để thu về lợi ích. Kết thúc giai đoạn này cũng là kết thúc dự án.

1.2 Phân tích và đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án đầu tư điện gió

Hiệu quả của dự án đầu tư là toàn bộ mục tiêu đề ra của dự án được đặc trưng bằng các chỉ tiêu định tính (thể hiện ở các loại hiệu quả đạt được) và bằng các chỉ tiêu định lượng (thể hiện trong chi phí đã bỏ ra của dự án và kết quả đạt được theo mục của dự án) Trước khi quyết định đầu tư cho bất kỳ một dự án nào cũng cần phải xem xét và đánh giá toàn bộ dự án đó trên các khía cạnh: Kỹ thuật, tài chính, kinh tế, xã hội, môi trường sinh thái.

2.1.1. Phân tích kinh tế kỹ thuật

Phân tích kinh tế kỹ thuật là cơ sở đầu tiên nhằm lựa chọn các phương án tối ưu về kỹ thuật trên quan điểm kinh tế.

Phân tích kỹ thuật là tiền đề cho việc tiến hành phân tích mặt kinh tế tài chính của dự án đầu tư. Vì nếu không có số liệu của phân tích kỹ thuật thì không thể tiến hành phân tích kinh tế. Các dự án không khả thi về mặt kỹ thuật thì không thể đưa vào phân tích kinh tế để tránh những tổn thất đáng tiếc có thể xảy ra trong quá trình thực hiện đầu tư và vận hành sau này [2,3]. Nếu chấp nhận dự án không khả thi về mặt kỹ thuật do nghiên cứu chưa thấu đáo hoặc do coi nhẹ yếu tố kỹ thuật, hoặc bác bỏ dự án khả thi về mặt kỹ thuật do bảo thủ, do quá thận trọng thì hoặc gây tổn thất nguồn lực, hoặc bỏ lỡ cơ hội để tăng nguồn lực. Nội dung của phân tích kỹ thuật bao gồm:

- ✓ Xác định công suất của dự án.
- ✓ Lựa chọn công nghệ và phương pháp sản xuất.
- ✓ Lựa chọn máy móc thiết bị
- ✓ Cơ sở hạ tầng: Xem xét các yếu tố như năng lượng, nước, giao thông, thông tin liên lạc....
- ✓ Địa điểm thực hiện dự án
- ✓ Kỹ thuật xây dựng công trình của dự án

2.1.2. Phân tích kinh tế tài chính

Phân tích kinh tế tài chính là phân tích hiệu quả tài chính mà dự án đem lại cho chủ đầu tư. Đây là một nội dung kinh tế quan trọng nhằm đánh giá tính khả thi của dự án về mặt tài chính thông qua các việc:

- Xem xét nhu cầu và sự đảm bảo các nguồn lực đầu tư cho việc thực hiện đầu tư có hiệu quả (tức là xác định qui mô đầu tư, nguồn vốn tài trợ cho dự án).

- Xem xét tình hình, kết quả và hiệu quả hoạt động của dự án trên góc độ kinh tế. Có nghĩa là xem xét những chi phí sẽ phải sử dụng kể từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc dự án, xem xét những lợi ích sẽ thu được do thực hiện dự án. Kết quả của quá trình phân tích này là căn cứ để chủ đầu tư quyết định có nên đầu tư hay không? nên lựa chọn qui mô của từng thành phần công trình trong dự án như thế nào? khi nào thì bắt đầu thực hiện đầu tư? Khai thác dự án như thế nào để đạt hiệu quả cao nhất có thể?... vì mối quan tâm hàng đầu của chủ đầu tư là dự án mang lại lợi nhuận thích đáng hay mang lại nhiều lợi nhuận hơn so với việc đầu tư vào dự án khác. Ngoài ra, quá trình phân tích kinh tế tài chính còn là cơ sở để tiến hành phân tích kinh tế xã hội sau này. Bởi dự án có hiệu quả và đem lại lợi ích cho chủ đầu tư trước thì mới xét tiếp đến hiệu quả mà dự án đem lại cho nền kinh tế và xã hội.

2.1.3. Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế tài chính dự án đầu tư

Trong quá trình phân tích tài chính dự án đầu tư, để tổng hợp các nguồn có liên quan đến việc thực hiện dự án và những lợi ích thu được từ dự án người ta phải dùng đơn vị tiền tệ. Tuy nhiên, những chi phí và lợi ích này lại xảy ra ở những thời điểm khác nhau và có các giá trị khác nhau ở từng thời điểm đó. Do đó trước khi đi vào tính toán và phân tích kinh tế tài chính của một dự án, cần xem xét giá trị thời gian của tiền.

(1) Giá trị thời gian của tiền: Trong bất kỳ nền kinh tế hiện đại nào như nền kinh tế hàng hoá, nền kinh tế thị trường tư bản và nền kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa, đồng tiền và giá trị của nó luôn biến đổi theo thời gian. Giá trị thời gian của tiền có thể được hiểu theo ba khía cạnh dưới đây:

Thứ nhất, giá trị thời gian của tiền được thể hiện ở phần giá trị gia tăng do sử dụng tiền để đầu tư chứ không cất giữ để dành. Tức là tiền có khả năng vận động và sinh lời theo thời gian. *Thứ hai*, giá trị thời gian của tiền thể hiện ở lượng của cải vật chất có thể mua được ở những thời gian khác nhau thì khác nhau do ảnh hưởng của lạm phát (sự giảm giá của đồng tiền). Nghĩa là do ảnh hưởng của yếu tố lạm phát nên cùng một lượng tiền nhưng lượng hàng hoá cùng loại mua ở giai đoạn sau nhỏ hơn giai đoạn trước.

Thứ ba, giá trị thời gian của tiền còn được thể hiện ở giá trị tăng lên hoặc giảm đi theo thời gian do ảnh hưởng của các yếu tố ngẫu nhiên khác (rủi ro hoặc may mắn).

Tóm lại, tiền có giá trị về mặt thời gian, thời gian trôi đi, tiền đem đầu tư hay đem gửi ngân hàng đều có thể sinh lãi. Nói cách khác, tiền có khả năng kiếm ra lãi và nói chung giá trị của tiền thường tăng lên theo thời gian.

(2) Hệ số chiết khấu: Hệ số chiết khấu là một khái niệm mà nhờ nó chúng ta có thể so sánh chi phí và lợi ích ở các thời điểm khác nhau trên trục thời gian bằng cách quy các lợi ích và chi phí đó về hiện tại thông qua hệ số chiết khấu.

(3) Các tiêu chuẩn đánh giá hiệu quả tài chính dự án

- *Giá trị hiện tại thuần (NPV - Net Present Value)*

NPV là lợi nhuận ròng của dự án trong cả vòng đời kinh tế của nó được quy đổi về thời điểm hiện tại thông qua hệ số chiết khấu i :

$$NPV = \sum_{t=0}^n (B_t - C_t)(1+i)^{-t} + S(1+i)^{-n} \quad (1.1)$$

trong đó

i : Tỷ số chiết khấu

B_t : Là doanh thu năm thứ t , ($t = 1, 2, \dots, n$)

C_t : Là chi phí (chi phí vận hành và bảo dưỡng hàng năm, chi phí đầu tư ban đầu) tại năm t , ($t = 0, 1, \dots, n$).

S : Giá trị còn lại của tài sản cố định ở cuối năm cuối cùng của thời hạn đầu tư, đây được coi là một khoản thu hồi ròng ở năm cuối cùng. (Nếu trong trường hợp hết thời hạn đầu tư hoặc hết tuổi thọ kinh tế mà dự án vẫn còn phần tài sản cố định chưa khấu hao hết).

$(1+i)^{-t}$: Hệ số chiết khấu

Nếu giá trị NPV:

$NPV > 0$: Dự án có lãi

$NPV < 0$: Dự án lỗ

$NPV = 0$: Dự án hoà vốn

Các phương án có $NPV \geq 0$ sẽ được lựa chọn. Trong các phương án loại trừ nhau phương án nào có NPV max sẽ được chọn.

Ưu điểm của việc sử dụng phương pháp chỉ tiêu NPV trong phân tích kinh tế tài chính : Sử dụng đơn giản, dễ tính toán. Giá trị của NPV là một đại lượng tuyệt đối cho ta hình dung rõ nét và cụ thể về lợi ích mà dự án mang lại.

+ Phản ánh một cách đầy đủ các khía cạnh của chi phí và kết quả.

+ Là chỉ tiêu ưu tiên khi lựa chọn phương án tốt nhất và có thể dùng để so sánh các phương án có vốn đầu tư khác nhau.

Nhược điểm của việc sử dụng phương pháp chỉ tiêu NPV trong phân tích kinh tế tài chính : Độ tin cậy của chỉ tiêu này phụ thuộc rất nhiều vào việc lựa chọn tỷ lệ chiết khấu.

- *Suất thu lợi nội tại (Internal Rate of Return- IRR)* Suất thu lợi nội tại IRR là hệ số chiết khấu khi $NPV = 0$. Tức là hệ số chiết khấu làm giá trị hiện tại hoá của thu nhập bằng giá trị hiện tại hoá của chi phí. Nó phản ánh mức lãi suất mà bản thân dự án đem lại cho nhà đầu tư.

Nghĩa là
$$NPV = \sum_{t=0}^n NCF_t (1 + IRR)^{-t} = 0 \quad (1.2)$$

IRR có thể tính theo phương pháp gần đúng:

$$IRR = i_1 + (i_2 - i_1) \frac{NPV_1}{NPV_1 + |NPV_2|} \quad (1.3)$$

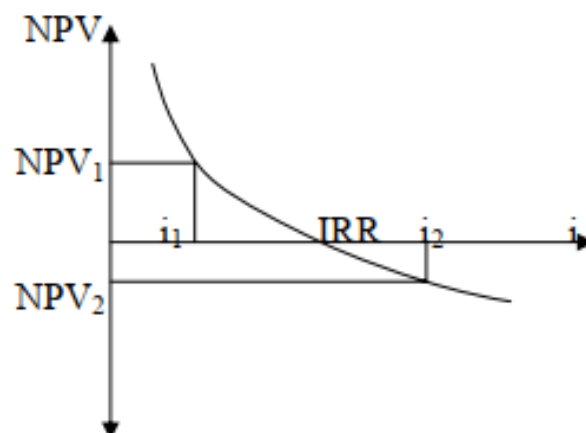
Trong đó

i_1 : Hệ số chiết khấu ứng với $NPV_1 > 0$

i_2 : Hệ số chiết khấu ứng với $NPV_2 < 0$

$$NPV_1 \approx |NPV_2|$$

Hoặc xác định bằng đồ thị :



Hình 1.1 Đồ thị xác định IRR

IRR của dự án lớn hơn mức lãi suất tối thiểu có thể chấp nhận được (MARR Minimum attractive rate of return) [6]. Đối với các dự án độc lập IRR càng lớn càng tốt, tức là IRR_{max} là tối ưu.

Ưu điểm của việc sử dụng phương pháp chỉ tiêu IRR trong phân tích kinh tế tài chính: IRR là chỉ tiêu được sử dụng rộng rãi vì nó đơn giản và dễ hiểu.

Nhược điểm của việc sử dụng phương pháp chỉ tiêu IRR trong phân tích kinh tế tài chính:

+ Việc xác định trị số IRR tương đối phức tạp vì rất khó xác định được các giá trị tỷ suất chiết khấu để có $NPV_1 \approx |NPV_2|$

+ Đối với các dự án loại trừ nhau thì sử dụng chỉ tiêu IRR sẽ không hoàn toàn chính xác, trường hợp này nên sử dụng chỉ tiêu NPV sẽ đơn giản hơn.

- Tỷ số giữa lợi ích và chi phí (*Benefit /Cost Ratio – B/C*) B/C là tỷ số giữa tổng giá trị hiện tại của thu nhập và tổng giá trị hiện tại của chi phí trong suốt thời gian thực hiện dự án.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=0}^n B_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^n C_t (1+i)^{-t}} \quad (1.4)$$

Nếu $B/C > 1$ thì dự án có thu bù đắp được chi (dự án có lãi)

Nếu $B/C = 1$ thì dự án có thu chỉ vừa đủ bù chi (dự án hoà vốn)

Nếu $B/C < 1$ thì dự án có thu không bù được chi (dự án lỗ)

Do đó, phương án chấp nhận được là phương án có $B/C \geq 1$. Và lựa chọn giống như chỉ tiêu IRR

Ưu điểm:

- Đơn giản, dễ hiểu.
- So sánh được các phương án có quy mô khác nhau.

Nhược điểm: trong thực tế lĩnh vực áp dụng của phương pháp này thường bị hạn chế hơn so với phương pháp dùng chỉ tiêu NPV và IRR, thường dùng phương pháp này để phân tích các phương án đầu tư phục vụ lợi ích công cộng.

- Thời gian hoàn vốn có chiết khấu (*Discounted pay of Time – Thv*)

Thời gian hoàn vốn có chiết khấu (Thv) có tính đến chiết khấu được tính trên cơ sở cân bằng giữa tổng giá trị hiện tại của thu nhập và tổng giá trị hiện tại của chi phí tính từ khi bắt đầu khai thác dự án đến khi $NPV = 0$.

$$NPV = \sum_{t=0}^n (B_t - C_t)(1 + IRR)^{-t} = 0 \quad (1.5)$$

Nhận xét thấy:

- Thv: Là thời gian cần thiết để mức thu nhập đạt được bằng số vốn đầu tư ban đầu.

- Mức thu nhập ở đây là thu nhập sau khi đã trừ đi các khoản chi phí và thuế nhưng không trừ đi khấu hao.

- Phương án chấp nhận được nếu $T_{hv} = T_0$ (T_0 : Thời gian hoàn vốn quy định).

Phương án có Thv min là tối ưu. - Hạn chế của chỉ tiêu này là thời gian hoàn vốn chỉ tính đến dòng tiền của dự án đến thời điểm hoàn vốn mà không tính đến dòng tiền của dự án sau thời gian hoàn vốn.

2.1.4. Nội dung và trình tự phân tích kinh tế tài chính dự án đầu tư

Khi phân tích kinh tế tài chính dự án đầu tư thường tiến hành theo các bước như sau:

(1) Xác định tổng mức đầu tư và nguồn vốn của dự án. Xác định tổng mức đầu tư của dự án là xác định toàn bộ vốn đầu tư cần thiết cho dự án như vốn đầu tư cho xây dựng công trình, vốn đầu tư mua sắm trang thiết bị, nhà xưởng... Vốn đầu tư cho dự án có thể được tổng hợp từ nhiều nguồn khác nhau. Các nguồn vốn cho dự án có thể là do ngân hàng cho vay, vốn góp cổ phần, vốn liên doanh, vốn tự có hoặc vốn huy động từ các nguồn khác... Đối với vốn đi vay thì phải xem xét khả năng và kế hoạch trả nợ của dự án. Khi xem xét các nguồn vốn phải so sánh nhu cầu vốn với khả năng đảm bảo vốn cho dự án từ các nguồn về số lượng và tiến độ. Nếu khả năng lớn hơn hoặc bằng nhu cầu thì dự án chấp nhận được. Nếu khả năng nhỏ hơn thì phải giảm quy mô dự án hay xem xét lại khía cạnh kỹ thuật để đảm bảo tính đồng bộ cho việc đầu tư vào dự án [7].

(2) Xác định các phương thức trả vốn, trả lãi vay Đối với dự án có vay vốn thì bắt buộc chủ đầu tư phải trả vốn và trả lãi vay. Có 5 hình thức trả vốn và lãi vay là:

- Trả vốn đều hàng năm, trả lãi theo vốn còn lại
- Trả vốn cuối thời hạn vay, trả lãi theo vốn còn
- Trả tổng vốn và lãi vào cuối thời hạn vay
- Trả tổng vốn và lãi đều hàng năm

- Trả tổng vốn và lãi tăng dần đều theo hệ số tăng dần đều cho trước.

(3) Xác định hình thức khấu hao

Việc tính toán khấu hao khi phân tích dự án phụ thuộc vào chi phí. Tuy nhiên, khấu hao không phải là chi phí mà khấu hao chỉ là trung gian để tính thuế thu nhập sau này. Có 2 phương pháp khấu hao như sau:

- Phương pháp khấu hao tuyến tính: Theo phương pháp này thì tiền khấu hao hàng năm không đổi

$$D_t = \frac{P-S}{n} = \text{const} \quad (1.6)$$

$B_t = P - \frac{P-S}{n} \cdot t$: Giá trị còn lại ở năm t, hay $B_t = P - D_t \cdot t$

D_t : Tiền khấu hao năm t

P: Giá trị ban đầu của tài sản cố định

S: Giá trị còn lại của tài sản cố định

n: Số năm khấu hao (tuổi thọ của tài sản cố định)

- Phương pháp khấu hao giảm dần

$$D_t = \frac{n-(t-1)}{Z} (P-S) \quad (1.7)$$

Z: Tổng các số tự nhiên từ 1 đến n

$$Z = \frac{n(n+1)}{2}$$

n- (t - 1): Số năm còn lại chưa khấu hao

Ý nghĩa của phương pháp này là sử dụng nhiều thì khấu hao nhiều. Tuy nhiên trong phân tích dự án người ta hay sử dụng phương pháp khấu hao tuyến tính để đơn giản hoá khâu tính toán.

(4) Xây dựng dòng tiền cho dự án

Các dự án đầu tư thường cần được thẩm định trên cơ sở giá trị của dòng tiền mặt dự kiến và cách này được ưu tiên áp dụng hơn so với các tiêu chuẩn khác được đề xuất để đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án. Dòng tiền của dự án bao gồm dòng tiền trước thuế và dòng tiền sau thuế.

- Đối với dự án không vay vốn

+ Dòng tiền trước thuế (CFBT) = Doanh thu - Chi phí vận hành

- + Thu nhập trước thuế (TI) = CFBT - Khấu hao
 - + Thuế thu nhập DN (T) = TI*thuế suất (t%)
 - + Dòng tiền sau thuế (CFAT) = CFBT - Thuế thu nhập DN
 - . - Đối với dự án vay vốn
 - + Dòng tiền trước thuế (CFBT) = Doanh thu - Chi phí vận hành
 - + Thu nhập trước thuế (TI) = CFBT - Khấu hao - Trả lãi vay
 - + Thuế thu nhập DN (T) = TI*thuế suất (t%)
 - + Dòng tiền sau thuế (CFAT) = CFBT - T - Trả lãi - Trả vốn
- Với dòng tiền dự án biểu thị ở trên ứng với năm $t = 1, 2 \dots n$
- Dòng tiền dự án tại $t = 0$, được tính như sau:
- + Dự án không vay vốn: CFBT = CFAT = -C0
 - + Dự án vay vốn 100%: CFBT = CFAT
 - + Dự án vốn vay và vốn tự có: CFBT = CFAT = - Vtc

(5) Tính các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả tài chính của dự án:

- Giá trị hiện tại thuần (NPV)
- Tỷ số giữa lợi ích và chi phí (B/C)
- Hệ số hoàn vốn nội tại (IRR)
- Thời gian hoàn vốn (Thv)

(6) Đánh giá và ra quyết định.

Phân tích kinh tế xã hội dự án đầu tư

Phân tích kinh tế xã hội là phân tích hiệu quả mà dự án đem lại cho nền kinh tế quốc dân. Các phân tích và đánh giá này phải được tiến hành theo tất cả các giai đoạn của dự án. Tuy nhiên với mục tiêu phân tích kinh tế tài chính và phân tích kinh tế xã hội thì việc đánh giá thường chỉ thực hiện ở giai đoạn nghiên cứu tiền khả thi và nghiên cứu khả thi.

2.1.5. Mục tiêu và sự cần thiết phải phân tích kinh tế xã hội

(1) Mục tiêu của phân tích kinh tế xã hội là tạo ra sự phân bổ nguồn lực tốt hơn, tăng nguồn thu dành cho đầu tư hay cho tiêu dùng. Tiếp đến là mức độ đóng góp cụ thể của dự án vào việc thực hiện các mục tiêu phát triển kinh tế xã hội của đất nước thông qua một hệ thống các chỉ tiêu định lượng như mức đóng góp cho ngân sách nhà nước, mức tiết kiệm ngoại tệ cho nền kinh tế, số lao động có việc làm nhờ thực hiện dự án...

(2) Sự cần thiết phải phân tích kinh tế xã hội Khả năng sinh lợi của dự án là thước đo chủ yếu quyết định sự chấp nhận một việc làm mạo hiểm của nhà đầu tư. Khả năng sinh lợi càng cao thì càng hấp dẫn các nhà đầu tư. Tuy nhiên, không phải mọi dự án có khả năng sinh lợi cao đều tạo ra những ảnh hưởng tốt đối với nền kinh tế và xã hội [7]. Do đó, phải xem xét đánh giá việc thực hiện dự án đầu tư có những tác động gì đối với việc thực hiện mục tiêu phát triển kinh tế, có nghĩa là phải xem xét khía cạnh kinh tế xã hội của dự án. Điều này giữ vai trò quyết định để các cấp có thẩm quyền chấp nhận cho phép đầu tư, các định chế tài chính quốc tế, các cơ quan viện trợ song phương và đa phương tài trợ cho dự án.

2.1.6. Các chỉ tiêu đánh giá kinh tế xã hội dự án đầu tư

Lợi ích mà một dự án đầu tư đem lại cho kinh tế xã hội được đo lường thông qua các chỉ tiêu sau:

- Tạo ra giá trị gia tăng cho nền kinh tế quốc dân.
- Đóng góp vào ngân sách nhà nước (chủ yếu thông qua thuế và các khoản thu khác)
- Thúc đẩy phát triển kinh tế địa phương, góp phần nâng cao mức sống dân cư và thu nhập cho người lao động.
- Gia tăng số lao động có việc làm.
- Thúc đẩy phát triển kinh tế ngành, liên ngành. Nội dung phân tích:

Để có thể phân tích kinh tế xã hội trước hết cần phải xác định các lợi ích và các chi phí mà xã hội bỏ ra trong quá trình thực hiện dự án. Lợi ích kinh tế xã hội của dự án (Social Profit): là hiệu số của các lợi ích mà nền kinh tế quốc dân và xã hội thu được trừ đi chi phí mà xã hội cần phải bỏ ra khi dự án được thực hiện. Xác định tổng hợp lợi ích vật chất và xã hội dự kiến thu được khi thực hiện dự án đầu tư được đo bằng đóng góp của dự án vào sự gia tăng GDP.

1.3 Phân tích hiệu quả kinh tế tài chính đối với các dự án năng lượng tái tạo

Mô hình phân tích tài chính các dự án năng lượng tái tạo trong phần mềm RETScreen dựa trên các chỉ tiêu chính của phân tích tài chính của các dự án khác sử dụng các thông số tài chính khác nhau, như tổng mức đầu tư, hệ số chiết khấu, v.v., làm các thông số đầu vào và tính toán các chỉ tiêu để xét tính khả thi về tài chính, như hệ số hoàn vốn nội tại (IRR), giá trị hiện tại thuần (NPV).v.v.. Mô hình tính toán trong RETScreen được xây dựng theo những giả định dưới đây:

- Năm đầu tư ban đầu là $t = 0$.
- Nguồn vốn được cấp từ năm thời điểm 0, vì vậy hệ số lạm phát (hoặc tỷ lệ tăng giá) là từ năm thứ 1 trở đi.
- Dòng tiền theo thời gian xuất hiện ở cuối từng năm.

Trả nợ vốn vay

Trả nợ vốn vay là dòng tiền đều cố định tính cố định cho mỗi năm (được coi là kỳ vay nợ). Nợ phải trả hàng năm D được tính theo công thức sau:

$$D = C.f_f \frac{i_d}{1 - \frac{1}{(1+i_d)^{N'}}} \quad (1.9)$$

Trong đó

- C là tổng chi phí đầu tư ban đầu của dự án.
- f_d tỷ lệ vay vốn.
- i_d lãi suất vốn vay hàng năm.
- N' kỳ trả nợ trong các năm.

Trả nợ vốn vay hàng năm, được tính bằng công thức trên có thể chia làm thành hai khoản tiền trả là vốn vay $D_{p,n}$ và tiền lãi vay $D_{i,n}$:

$$D = D_{i,n} + D_{p,n} \quad (1.10)$$

Cả $D_{p,n}$ và $D_{i,n}$ thay đổi theo từng năm, chúng được tính bằng các hàm tiêu chuẩn được xây dựng trong phần mềm Excel.

Dòng tiền trước thuế

Tính toán dòng tiền theo các bước, tính năm cơ sở, tất cả các chi phí (dòng ra) và thu nhập (dòng vào) trong quá trình sản xuất của dự án năng lượng sạch. Phần này giới thiệu cách xác định dòng tiền của dự án trong phần mềm, trước khi tính tới phần thuế.

- Dòng chi (dòng tiền ra) Năm đầu tiên (năm 0), dòng tiền trước thuế $C_{out,0}$ bằng vốn tự có, không tính phần vốn vay:

$$C_{out,0} = C(1 - f_d) \quad (1.11)$$

Những năm tiếp theo, dòng tiền trước thuế $C_{out,n}$ được tính như sau

$$C_{out,0} = C_{O\&M}(1+r)^n + C_{fuel}(1+r_e)^n + D + C_{per}(1+r_i)^n \quad (1.12)$$

Trong đó

- + n là năm dự án.
- + $C_{O\&M}$ là chi phí vận hành và bảo dưỡng
- + r_i là tỷ lệ lạm phát,
- + C_{fuel} là chi phí hàng năm cho nhiên liệu hoặc điện năng.
- + Re là tỷ lệ gia tăng của chi phí năng lượng.
- + D là khoản phải trả nợ vay hàng năm.
- + C_{per} là chi phí phát sinh bởi hệ thống.

Dòng thu (dòng tiền vào) Năm đầu tiên, dòng tiền vào trước thuế $C_{in,0}$ bằng các khoản khuyến khích đầu tư và hỗ trợ IG: $C_{in,0} = IG$ (1.13)

Những năm tiếp theo, dòng tiền vào trước thuế $C_{in,n}$ được tính như sau:

$$C_{in,n} = C_{ener}(1+r_e)^n + C_{capa}(1+r_i)^n + C_{RE}(1+r_{RE})^n + C_{HGHDG}(1+r_{HGHDG})^n \quad (1.14)$$

Trong đó:

- + n là số năm dự án.
- + C_{ener} là thu nhập từ bán điện hàng năm.
- + C_{capa} là khả năng tiết kiệm được hàng năm.
- + C_{RE} là thu nhập từ sản phẩm năng lượng sạch hàng năm.
- + r_{RE} là tỉ lệ gia tăng tín dụng
- + C_{GHG} là thu nhập từ giảm phát thải GHG
- + r_{GHG} tỷ lệ gia tăng tín dụng của giảm phát thải GHG.
- Dòng tiền trước thuế

Dòng tiền trước thuế C_n cho năm thứ n là khoản chênh lệch giữa dòng tiền vào trước thuế và dòng tiền ra trước thuế:

Khấu hao tài sản

Tính toán khấu hao tài sản (hoặc số tiền được trừ đi từ chi phí vốn đầu tư) phụ thuộc vào sự lựa chọn phương thức khấu hao bởi người đầu tư.

Khấu hao giảm dần và khấu hao đều, được mô hình tính khấu hao hết mỗi năm.

- Khấu hao giảm dần đều: Phương pháp khấu hao giảm dần đều dùng để khấu hao tài sản sẽ nhanh hơn cho những năm đầu của dự án, dẫn tới khấu hao sớm hơn trong vòng đời của tài sản.

Trong năm đầu, $t=0$, chi phí khấu hao CCA0 (capital cost allowance) được tính bằng cách sử dụng một phần chi phí ban đầu để chi trong suốt năm xây dựng

$$CCA_0 = C(1-\delta) \quad (1.16)$$

Trong đó δ là cơ sở thuế khấu hao được sử dụng để xác định phần chi phí ban đầu là vốn đầu tư và có thể được trích khấu hao cho mục đích tính thuế. Chi phí vốn không khấu hao tại cuối năm 0, UCC_0 (undepreciated capital cost) được tính toán thông qua công thức sau:

$$UCC_0 = C - CCA_0 \quad (1.17)$$

$$\text{Cho những năm tiếp theo, khấu hao ở mức: } CCA_n = UCC_{n-1} \cdot d \quad (1.18)$$

Trong đó d là tỷ lệ chiết khấu, và UCC_{n-1} là chi phí vốn không khấu hao tại cuối thời điểm năm $(n-1)$, được tính như sau: $UCC_{n-1} = UCC_{n-2} - CCA_{n-1}$

(1.19)

Năm cuối cùng của vòng đời dự án (năm thứ N), phần còn lại của chi phí vốn không khấu hao là toàn bộ khoản chi phí vốn và chi phí khấu hao năm cuối:

$$CCA_n = UCC_{n-1} \quad (1.20)$$

Vì vậy, chi phí vốn không khấu hao vào năm cuối của dự án bằng 0:

$$UCC_n = 0 \quad (1.21)$$

- Khấu hao đều

Với phương pháp khấu hao đều, mô hình phân tích tài chính giả định chi phí vốn đầu tư của dự án, theo quy định cơ sở tính thuế có khấu hao, được tính khấu hao với tỷ lệ cố định trong thời kỳ khấu hao. Phần chi phí vốn đầu tư ban đầu không được coi là chi phí trong cả năm xây dựng (năm 0)

$$CCA_0 = C(1-\delta)$$

Đối với năm 0, và những năm tiếp theo trong thời kỳ khấu hao:

$$CCA_n = \frac{C \cdot \delta}{N_d} \quad (1.22)$$

Trong đó N_d là thời kỳ khấu hao được người sử dụng xác định.

Thuế thu nhập

Phân tích thuế thu nhập cho phép mô hình phân tích tài chính tính toán dòng tiền sau thuế và chỉ tiêu tài chính sau thuế. Mức thuế suất sử dụng trong trang tính. Tổng hợp tài chính của RETScreen là tỷ lệ tương đương với hiệu quả, và có thể được xác định bởi người sử dụng. Nó là tỷ lệ tính thuế với thu nhập thuần của dự

án. Trong tất cả trường hợp, mô hình phân tích tài chính giả định mức thuế suất thu nhập duy nhất hợp lệ và không đổi trong suốt vòng đời dự án và áp dụng với thu nhập thuần. Thu nhập thuần chịu thuế có nguồn gốc từ các dòng tiền dự án và giả định rằng tất cả các khoản thu và chi phí được thanh toán vào cuối năm. Tổng số thuế T_n cho năm thứ n bằng mức thuế suất thu nhập hiệu quả t , mức cụ thể được cho bởi người dùng, nhân với thu nhập thuần của năm đó, I_n :

$$T_n = t \cdot I_n \quad (1.24)$$

Thu nhập thuần cho các năm từ năm đầu tiên đến các năm sau được tính như sau:

$$I_n = C_n + D_{i,n} - CCA_n \quad (1.25)$$

Trong đó C_n , là dòng tiền hàng năm trước thuế, $D_{i,n}$ là khoản tiền phải trả, CCA_n là chi phí vốn khấu hao (phụ thuộc vào sự lựa chọn phương thức khấu hao tài sản). Đối với năm 0, thu nhập thuần bằng: $I_0 = IG - CCA_0$ (1.26)

Trong đó IG là giá trị nhận được từ khuyến khích và hỗ trợ.

$$C_n \sim C_n - T_n \quad (1.27)$$

Dòng tiền sau thuế

Xem xét dòng tiền sau thuế, phần khấu hao tài sản, thuế thu nhập, dòng tiền sau thuế được tính như sau:

$$C_n \sim C_n - T_n \quad (1.28)$$

Trong đó C_n là dòng tiền thuần và T_n là mức thuế hàng năm

Các chỉ tiêu xét tính khả thi tài chính

Trong phần này giới thiệu một vài chỉ tiêu xét tính hiệu quả tài chính được tính toán tự động trong trang tính của phần mềm RETScreen. Dựa trên việc nhập dữ liệu của người sử dụng, chương trình sẽ đưa ra các chỉ tiêu của dự án để thuận lợi trong phân tích quá trình đánh giá dự án của những người lập kế hoạch và những người đưa ra quyết định.

- Hệ số hoàn vốn nội tại (IRR-Internal rate of return) và hoàn vốn đầu tư (ROI-Return on investment)

- Hệ số hoàn vốn nội tại IRR là hệ số chiết khấu mà tại mức đó Giá trị hiện tại thuần (NPV-Net Present Value) bằng 0. Nó được tính toán bằng công thức sau để tìm IRR:

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1 + IRR)^n} \quad (1.29)$$

Trong đó N là vòng đời của dự án (năm). C_n là dòng tiền của năm thứ n (chú ý rằng C_0 là vốn tự có trừ các chi phí khuyến khích và hỗ trợ: dòng tiền năm thứ 0). Giá trị IRR trước thuế được tính bằng các dòng tiền trước thuế, trong khi đó giá trị IRR sau thuế được tính với dòng tiền sau thuế. Chú ý rằng IRR không xác định trong trường hợp cụ thể, đặc biệt là lợi tức của dự án có lãi ngay trong năm 0.

- Thời gian hoàn vốn Thời gian hoàn vốn (SP-Simple payback) là số năm cần cho dòng tiền (không bao gồm khoản nợ lãi phải trả) bằng với tổng vốn đầu tư.

$$SP = \frac{C - IG}{(C_{\text{ener}} + C_{\text{capa}} + C_{\text{RE}} + C_{\text{GHG}}) - (C_{\text{O\&M}} + C_{\text{fuel}})} \quad (1.30)$$

Trong đó tất cả các kí hiệu được xác định ở phía trên.

Năm dòng tiền dương năm dòng tiền dương N_{PCF} là năm đầu tiên mà tổng các dòng tiền của dự án là dương. Nó được tính bằng giải phương trình của N_{PCF} :

$$0 = \sum_{n=0}^{N_{\text{PCF}}} \tilde{C}_n \quad (1.31)$$

Trong đó $\tilde{C}$ là dòng tiền sau thuế của năm n.

- Giá trị hiện tại thuần NPV

Giá trị hiện tại thuần NPV – Net present value của dự án là tất cả các dòng tiền trong tương lai, đã được chiết khấu với tỷ lệ chiết khấu, về thời điểm hiện tại. Việc tính NPV bằng cách chiết khấu tất cả các dòng tiền theo công thức dưới đây:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{\tilde{C}_n}{(1 + r)^n} \quad (1.32)$$

Trong đó r là hệ số chiết khấu

Tiết kiệm hàng năm trong vòng đời

Giá trị tiết kiệm hàng năm trong vòng đời ALCS - annual life cycle saving là phần tiết kiệm danh nghĩa hàng năm được tính chính xác trong cùng một vòng đời và giá trị hiện tại thuần của dự án. Được tính theo công thức sau:

$$ALCS = \frac{NPV}{\frac{1}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^N}\right)} \quad (1.33)$$

- Tỷ lệ Lợi ích/Chi phí

Tỷ lệ Lợi ích/Chi phí (Benefit/cost), biểu diễn lợi nhuận tương đối của dự án. Nó được tính như là một tỷ lệ của giá trị hiện tại của doanh thu hàng năm (thu nhập và/hoặc phần tiết kiệm) với chi phí hàng năm:

$$BC = \frac{NPV - (1-f_d).C}{(1-f_d).C} \quad (1.34)$$

- Chi phí sản xuất năng lượng

Chi phí sản xuất năng lượng là chi phí năng lượng làm cho giá trị hiện tại thuần bằng 0. Chi phí sản xuất năng lượng, C_{prod} được tính bằng cách sau:

$$0 = \sum_{n=0}^{N_{PCF}} \frac{\tilde{C}}{(1+r)^n} \quad (1.35)$$

$$\text{trong đó:} \quad \tilde{C} = C_n - T_n \quad (1.36)$$

$$C_n = C_{in,n} - C_{out,n} \quad (1.37)$$

$$C_{in,n} = C_{ener}(1+r_e)^n + C_{capa}(1+r_i)^n + C_{RE}(1+r_{RE})^n + C_{HGHG}(1+r_{GHG})^n \quad (1.38)$$

Trong đó các kí hiệu được giải thích ở các công thức trên.

- Chi phí giảm phát thải GHG Chi phí giảm phát thải khí nhà kính (GHG - Greenhouse Gas) được đưa ra là mức chi phí bình quân phải trả cho mỗi tấn GHG tránh được. Được tính bằng công thức sau:

$$GRC = - \frac{ALCS}{\Delta_{GHG}} \quad (1.40)$$

Trong đó ALCS là mức tiết kiệm hàng năm trong toàn vòng đời được tính bằng công thức 1. 33, GRC là chi phí giảm phát thải và Δ_{GHG} là mức độ giảm phát thải GHG hàng

1.4 Các phương pháp đánh giá rủi ro dự án đầu tư.

1.4.1 Phương pháp độ lệch chuẩn

Khái niệm: Phương pháp độ lệch chuẩn là phương pháp xác định độ phân tán (biến thiên) của chỉ tiêu hiệu quả quay quanh giá trị kỳ vọng của nó, do nhiều nhân tố khác nhau, chưa lường trước được [1,2,4].

Chỉ tiêu hiệu quả là các chỉ tiêu thể hiện mức độ hiệu quả của việc đầu tư dự án (NPV, IRR...). Thông thường dự án không cần phải phân tích sự biến động đối với tất cả các chỉ tiêu NPV, IRR..., mà chỉ cần phân tích đối với NPV hoặc IRR là đủ. Tuy nhiên, vì IRR được xác định xuất phát từ NPV, nên Trong phần thuyết trình này, chúng ta chỉ xem xét đến chỉ tiêu NPV.

Mục đích:

- Phương pháp độ lệch chuẩn phản ánh sự mạo hiểm của dự án.

Các bước thực hiện:

Bước 1: Xác định các chỉ tiêu hiệu quả ở các mức độ khác nhau (theo các tình huống, hay trạng thái kinh tế khác nhau).

Bước 2: Xác định *xác suất*⁽²⁾ ở các mức độ khác nhau đó.

Lưu ý: ⁽²⁾ *Xác suất* ở đây có thể được chủ đầu tư xác định một cách chủ quan, hoặc cũng có thể là khách quan do rút ra từ số liệu thống kê, và tổng số xác suất phải luôn bằng 1.

Bước 3: Tính kỳ vọng toàn bộ của chỉ tiêu hiệu quả.

Bước 4: Tính độ lệch chuẩn để xác định sự mạo hiểm của dự án.

Công thức tính:

- Kỳ vọng toán học (hoặc số trung bình) của chỉ tiêu hiệu quả (ở bước 3) được xác định theo công thức sau:

$$\bar{R} = \sum_{i=1}^n R_i \times P_i$$

- Độ lệch chuẩn được tính theo công thức:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R})^2 \times P_i}$$

trong đó:

i: Các tình huống

n : Số tình huống có thể xảy ra

R_i : Trị số chỉ tiêu hiệu quả đang tính ở tình huống i

P_i : Xác suất xảy ra tình huống i

$\bar{R}$: Kỳ vọng toán học của chỉ tiêu đang tính

σ : Độ lệch chuẩn của chỉ tiêu đang tính

Ưu, nhược điểm:

Ưu điểm: Phương pháp này giúp đánh giá các sai lệch có thể xảy ra đối với chỉ tiêu hiệu quả và cung cấp khá toàn diện về các kết quả có thể có được từ các dự án khác nhau. Được sử dụng rộng rãi và đem lại hiệu quả cao trong các trường hợp thích hợp.

- Đối với các dự án có tính chất loại trừ, mang lại sự tin cậy hơn về các tác động rủi ro và bất trắc trong các kết quả phân tích kinh tế so với bất kì phương pháp tính toán nào khác.

Nhược điểm:

- Khó thu thập số liệu đầy đủ.

- Dựa trên ý kiến chủ quan.

- Trong thực tế, phương pháp này ít được áp dụng do:

+ Khả năng xảy ra trường hợp hai dự án có cùng giá trị NPV kỳ vọng là rất thấp.

+ Thông thường, phương pháp này được áp dụng để so sánh độ biến thiên chỉ tiêu hiệu quả của các dự án khác nhau; trong khi trong thực tế, chúng ta chỉ phải thẩm định từng dự án độc lập.

1.4.2 Phương pháp phân tích độ nhạy:

Khái niệm: Phân tích độ nhạy là phép tính hiện giá hoặc những thước đo về sinh lợi cho nhiều giá trị của một hoặc nhiều biến số bị tác động trong quyết định đầu tư.

Mục đích: Phân tích độ nhạy nhằm xem xét mức độ nhạy cảm của dự án (hay của các chỉ tiêu hiệu quả của dự án) đối với sự biến động của các yếu tố liên quan. Nói cách khác, phân tích độ nhạy nhằm xác định hiệu quả của dự án trong điều kiện biến động của yếu tố liên quan đến chỉ tiêu hiệu quả đó.

Phân tích độ nhạy giúp cho chủ đầu tư biết được dự án nhạy cảm với các yếu tố nào hoặc xem yếu tố nào gây nên sự thay đổi nhiều nhất của chỉ tiêu hiệu quả

xem xét, để từ đó có biện pháp xử lý chúng trong quá trình thực hiện dự án.

Phân tích độ nhạy cho phép chúng ta xác định và lựa chọn những dự án có mức độ an toàn cao. Dự án có độ an toàn cao là những dự án vẫn đạt được hiệu quả khi những yếu tố tác động đến nó thay đổi theo những chiều hướng không có lợi.

Các bước thực hiện:

Bước 1: Xác định các nhân tố liên quan đến chỉ tiêu hiệu quả cần xem xét của dự án.

Bước 2: Mô hình hóa (dạng toán học) các mối liên hệ tương quan giữa chỉ tiêu hiệu quả và các nhân tố.

Bước 3: Xác định tất cả các giá trị có thể xảy ra của các nhân tố và phạm vi biến động của chúng.

Bước 4: Dựa trên việc lần lượt thay đổi giá trị của *từng nhân tố* (trong khi các nhân tố còn lại được giả định là không đổi), tính lại chỉ tiêu hiệu quả xem xét. Từ đó rút ra mức độ ảnh hưởng của các nhân tố đến chỉ tiêu hiệu quả cuối cùng.

Trường hợp vận dụng:

- *Đối với từng dự án:* chúng ta cần xem xét trong các nhân tố liên quan, nhân tố nào đóng vai trò quyết định đến chỉ tiêu hiệu quả dự án (nhân tố mà sự thay đổi của nó gây ảnh hưởng lớn nhất đến hiệu quả của dự án).

- *Khi xem xét nhiều dự án với nhau:* đối với cùng một mức độ thay đổi của cùng một nhân tố thì chỉ tiêu hiệu quả của dự án nào chịu tác động nhiều nhất.

Ưu, nhược điểm của phân tích độ nhạy:

Ưu điểm

- Đơn giản, dễ thực hiện.
- Thể hiện mức độ ảnh hưởng của các nhân tố liên quan đến các chỉ tiêu hiệu quả một cách rõ ràng, cụ thể. Từ đó, nhận diện được các nhân tố quyết định.
- Giúp các nhà thẩm định xác định được giới hạn biến động tối đa của các nhân tố mà dự án cho phép.
- Giúp nhà đầu tư hoạch định chiến lược kinh doanh sắp tới.

Nhược điểm: Giá trị và phạm vi biến động của các nhân tố dựa trên những phán đoán mang tính chất chủ quan, nên trong nhiều trường hợp, khó có thể giúp nhà quản lý đưa ra quyết định lựa chọn chính xác, dứt khoát. Tuy nhiên, nhược điểm này có thể khắc phục được nếu có cơ sở phân tích thông tin thị trường đầy đủ, có độ tin cậy cao, cũng như phân tích được xu thế biến động hợp lý.

Chỉ xem xét, giả định một nhân tố thay đổi trong khi kết quả lại chịu tác động của sự thay đổi của nhiều yếu tố cùng một lúc (giữa các yếu tố có mối quan hệ tương tác lẫn nhau). Vì vậy, phương pháp này không thể hiện được sự tương quan giữa các yếu tố cũng như thể hiện đúng bản chất sự biến động của chỉ tiêu nhân tố trong thực tiễn.

Không trình bày được xác suất xảy ra trong miền giá trị của mỗi nhân tố và của các kết quả.

- Hạn chế trong việc đánh giá mức độ giao động hiệu quả của dự án.

- Phương pháp độ nhạy chỉ đưa ra mức độ thay đổi của chỉ tiêu hiệu quả khi các nhân tố liên quan thay đổi nhưng không đưa ra một giải pháp rõ ràng đối với vấn đề lựa chọn dự án. Nhược điểm này thể hiện rõ ràng hơn khi có nhiều dự án loại trừ nhau được so sánh và người quản lý phải quyết định lựa chọn dự án tốt để đầu tư.

1.4.3 Phương pháp tình huống:

Khái niệm: Phương pháp phân tích tình huống là phương pháp xác định sự thay đổi của chỉ tiêu hiệu quả khi các nhân tố liên quan thay đổi đồng thời theo *ba trạng thái kinh tế* ⁽⁴⁾.

⁽⁴⁾ *Ba trạng thái kinh tế:* bi quan, trung bình, lạc quan.

Mục đích: Xem xét kết quả dự án trong tình huống tốt nhất (doanh thu cao nhất, chi phí thấp nhất...), trung bình, trường hợp xấu nhất (doanh thu thấp nhất, chi phí cao nhất, lạm phát cao nhất...)

Bảng 1.1 So sánh giữa phương pháp độ nhạy và phương pháp tình huống:

	Phương pháp độ nhạy	Phương pháp tình huống
Số lượng nhân tố thay đổi	Chỉ một nhân tố thay đổi, các nhân tố còn lại được xem là cố định	Tất cả các nhân tố liên quan thay đổi đồng thời theo các tình huống
Số giá trị thay đổi	Có thể rất nhiều (trong phạm vi thay đổi)	Rất ít (bằng với số tình huống đưa ra)

Các bước thực hiện:

Bước 1: Xác định các nhân tố liên quan đến chỉ tiêu hiệu quả cần xem xét dự án.

Bước 2: Mô hình hóa (dạng toán học) mối liên hệ tương quan giữa chỉ tiêu hiệu quả (NPV) và các nhân tố.

Bước 3: Xem xét các tình huống có thể xảy ra:

+ Tình huống bi quan: dự tính các giá trị của các yếu tố liên quan gây bất lợi nhất cho dự án (giá bán thấp nhất, lượng bán thấp nhất, chi phí cao nhất)

+ Tình huống trung bình: các giá trị đưa vào tính toán được cho là hợp lý nhất.

+ Tình huống lạc quan: dự tính các giá trị của các yếu tố liên quan có lợi nhất cho dự án (giá bán cao nhất, lượng bán cao nhất, chi phí thấp nhất).

Bước 4: Dựa trên việc thay đổi giá trị của các nhân tố liên quan, tính lại chỉ tiêu hiệu quả xem xét.

Bước 5: Tính giá trị kỳ vọng của chỉ tiêu hiệu quả. Từ đó đưa ra đánh giá và quyết định lựa chọn dự án

+ $\overline{NPV} > 0$: chấp nhận dự án.

+ $\overline{NPV} < 0$: bác bỏ dự án.

Ưu, nhược điểm:

Ưu điểm: Khắc phục được nhược điểm của phân tích độ nhạy

+ Xác định được sự thay đổi chỉ tiêu hiệu quả khi các nhân tố liên quan thay đổi đồng thời.

+ Thể hiện được xác suất xảy ra của các kết quả chỉ tiêu hiệu quả.

Nhược điểm: Một nhược điểm lớn của kỹ thuật phân tích tình huống là mỗi lần chỉ được thực hiện với một tình huống. Do đó, việc sử dụng phương pháp tình huống trở nên rất thủ công, đặc biệt là trong trường hợp cần phải xây dựng nhiều tình huống.

Xác suất có được vẫn còn mang tính chủ quan.

Tuy nhiên, nhược điểm này có thể khắc phục được nếu có cơ sở phân tích thông tin thị trường đầy đủ, có độ tin cậy cao, cũng như phân tích được xu thế biến động hợp lý.

Vẫn chưa mô hình hoá được sự tương quan giữa các nhân tố.

Cũng tương tự như kỹ thuật phân tích độ nhạy, phân tích tình huống không tính tới xác suất xảy ra trong miền giá trị của mỗi nhân tố.

1.4.4. Phương pháp mô phỏng

* *Khái niệm:* Mô hình mô phỏng là một mô hình của hệ thống, được thực hiện một cách hoàn chỉnh để xem xét hệ thống phản ứng như thế nào với những tình huống khác nhau trong thực tế.

Các mô hình mô phỏng thường được sử dụng để phân tích một quyết định trong điều kiện có rủi ro, tức là mô hình mà khả năng biến động của một hay nhiều các yếu tố không thể xác định được một cách chắc chắn. Các nhân tố này được hiểu như là biến ngẫu nhiên và hành vi thay đổi của một biến ngẫu nhiên được mô tả bởi phân phối xác suất.

Mô phỏng Monte - Carlo: Phương pháp Monte-Carlo (còn gọi là phương pháp thử nghiệm thống kê), là một phương pháp phân tích mô phỏng các hiện tượng có chứa yếu tố ngẫu nhiên (như rủi ro trong dự án) nhằm tìm ra lời giải gần đúng.

Các bước thực hiện:

- Thực chất, mô phỏng Monte-Carlo là lấy một cách ngẫu nhiên các miền giá trị tiềm năng khác nhau cũng như phân phối xác suất đối với các biến chính của dự án, từ đó tính ra một kết quả thực nghiệm của đại lượng cần phân tích.
- Quá trình đó lặp lại nhiều lần để có một tập hợp đủ lớn các kết quả thử nghiệm. Kết quả của phương pháp này càng chính xác (tiệm cận về kết quả đúng) khi số lần lặp lại các bước càng tăng.
- Các bước thực hiện phương pháp
 - + Xây dựng mô hình mối liên hệ giữa chỉ tiêu hiệu quả và các nhân tố liên quan.
 - + Xác định các nhân tố không chắc chắn
 - + Xác định tính không chắc chắn

Xác định miền giá trị của từng nhân tố (tối thiểu và tối đa)

Xác định phân phối xác suất

Các phân phối xác suất thông thường nhất là: Phân phối xác suất chuẩn, phân phối xác suất tam giác, phân phối xác suất đều, phân phối xác suất bậc thang.

- + Xác định mối tương quan giữa các nhân tố

- + Xây dựng mô hình mô phỏng: làm một chuỗi phân tích cho nhiều tổ hợp giá trị tham số khác nhau
- + Phân tích các kết quả

Ưu, nhược điểm

Ưu điểm: Khắc phục được một số nhược điểm của phương pháp độ nhạy và phương pháp tình huống.

Có khả năng giải quyết các bài toán bao gồm các yếu tố không chắc chắn trong khi việc phân tích đơn thuần gặp phải khó khăn hoặc trở nên không khả thi.

Mô phỏng có thể được thực hiện bằng rất nhiều các phần mềm khác nhau như: từ các bảng tính Excel đơn lẻ, các bảng tính add-ins (Crystal Ball, @Risk cho đến các ngôn ngữ lập trình trên máy tính như Pascal, C++ hay sử dụng các ngôn ngữ mô phỏng cho mục đích đặc biệt SIMAN).

Xem xét các nguồn rủi ro khác nhau.

Nhược điểm: - Dữ liệu cho mô hình mô phỏng có thể tốn nhiều chi phí để xây dựng bởi vì ước tính phân phối xác suất phải được khai thác với một số biến số sau đó mô hình mới được xây dựng, lập trình và kiểm lại. Điều này có thể tiêu tốn nhiều chi phí về nhân lực, chất xám và nó có thể trì hoãn việc ra quyết định.

- Phương pháp này phải phụ thuộc vào mô hình mô phỏng, tuy nhiên nó không dễ hiểu lắm đối với việc ra quyết định của nhà quản trị.

Kết luận chương 1

Trong chương 1 tác giả đã trình bày cơ sở lý thuyết về tính toán và phân tích hiệu quả kinh tế tài chính cho dự án đầu tư nói chung cũng như cho các dự án năng lượng tái tạo nói riêng, đặc biệt là các dự án đầu tư trong ngành điện. Đồng thời, phần này cũng giới thiệu về các chỉ tiêu để đánh giá hiệu quả kinh tế tài chính dự án đầu. Tác giả trình bày tìm hiểu và nghiên cứu về các phương pháp đánh giá rủi ro của dự án, ưu nhược điểm của từng phương pháp, để từ đó làm cơ sở áp dụng cho nghiên cứu của mình trong các chương tiếp theo.

CHƯƠNG 2

TỔNG QUAN DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ NEXIF – ENGERGY – BẾN TRE

2.1 Sự cần thiết của dự án

2.1.1 Đặc điểm tự nhiên kinh tế xã hội tại khu vực dự án ở tỉnh Bến Tre

a. Điều kiện tự nhiên

Vị trí địa lý: Bến Tre là tỉnh thuộc vùng đồng bằng sông Cửu Long, có diện tích tự nhiên là 2.360 km², được hợp thành bởi cù lao An Hóa, cù lao Bảo, cù lao Minh và do phù sa của 4 nhánh sông Cửu Long bồi tụ thành (sông Tiền, sông Ba Lai, sông Hàm Luông, sông Cổ Chiên). Bến Tre cách thành phố Hồ Chí Minh 86 km, cách thành phố Cần Thơ 120 km, phía Bắc giáp tỉnh Tiền Giang, phía Tây và phía Nam giáp tỉnh Vĩnh Long và tỉnh Trà Vinh, phía Đông giáp biển Đông.

Khí hậu: tỉnh Bến Tre nằm trong vùng khí hậu nhiệt đới gió mùa cận xích đạo, với hai mùa rõ rệt: mùa mưa từ tháng 5 đến tháng 11, mùa khô từ tháng 12 đến tháng 4 năm sau. Lượng mưa trung bình hàng năm từ 2.000 đến 2.300 mm, nhiệt độ trung bình hàng năm từ 26°C – 27°C. Với vị trí nằm tiếp giáp biển Đông, nhưng Bến Tre ít chịu ảnh hưởng của bão lũ, khí hậu ôn hòa, mát mẻ quanh năm... Đây là điều kiện thuận lợi cho việc đầu tư, sản xuất, kinh doanh và du lịch của tỉnh. [8,9]

b. Tài nguyên thiên nhiên

Tài nguyên đất: Bến Tre là tỉnh có nguồn tài nguyên đất phong phú, với nhiều loại đất như: đất cát, đất phù sa, đất phèn, đất mặn. Sản xuất nông nghiệp của tỉnh ngày càng mở rộng, nhu cầu thâm canh, tăng vụ ngày càng được chú trọng. Hơn 20 năm qua, bằng những nỗ lực của mình, nhân dân Bến Tre cũng như cả vùng đồng bằng Nam Bộ đã tiến hành nhiều công trình thủy chua rửa mặn, cải tạo đất đai nhằm khai thác và sử dụng nguồn tài nguyên này có hiệu quả hơn.

Tài nguyên nước: tỉnh Bến Tre có 4 con sông lớn chảy qua là: Mỹ Tho, Ba Lai, Hàm Luông và Cổ Chiên. Những con sông này giữ một vai trò quan trọng trong đời sống kinh tế, văn hóa của nhân dân trong tỉnh như: cung cấp nước ngọt cho sinh hoạt và nông nghiệp, góp phần làm tươi đẹp cảnh quan, điều hòa khí hậu. Hệ thống sông, rạch trong tỉnh còn là điều kiện thuận lợi cho Bến Tre phát triển mạng lưới giao thông đường thủy và thủy lợi.

Tài nguyên động vật, thực vật: Nằm ở giữa môi trường sông và biển, chịu ảnh

hưởng của khí hậu gió mùa nhiệt đới nên cảnh quan tự nhiên của Bến Tre mang đặc trưng của miền địa lý động vật, thực vật miền Tây Nam Bộ. Những con sông lớn và vùng biển Đông ở Bến Tre có nhiều loại thủy sản như: cá vược, cá dứa, cá bạc má, cá thiều, cá mối, cá cơm, nghêu, cua biển và tôm, đây là nguồn nguyên liệu vô cùng phong phú cho ngành công nghiệp chế biến thủy sản của tỉnh phát triển. Là tỉnh có 3 huyện giáp biển: Ba Tri, Bình Đại và Thạnh Phú, rừng phòng hộ ở các huyện đang được bảo vệ nhằm ổn định vành đai rừng phòng hộ ven biển, thông qua việc trồng mới và quản lý lâm sản xuất nhập khẩu trên địa bàn tỉnh. Năm 2010, Bến Tre đã trồng mới 72 ha rừng, chăm sóc 336 ha và bảo vệ 3.461 ha.

c. Đặc điểm kinh tế - xã hội

Đặc điểm kinh tế

+ Bến Tre là tỉnh có nhiều lợi thế về nguồn lợi thủy sản, với 65 km chiều dài bờ biển nên thuận lợi cho việc đánh bắt và nuôi trồng thủy sản, tạo ra nguồn tài nguyên biển phong phú với các loại tôm, cua, cá, mực, nhuyễn thể... Đây còn là vùng đất phù sa trù phú, sản sinh ra vựa lúa lớn của đồng bằng sông Cửu Long và nhiều loại nông sản mang lại hiệu quả kinh tế cao.

+ Những vườn hoa kiểng, cây trái nổi tiếng ở vùng Cái Mơn- Chợ Lách hàng năm cung ứng cho thị trường nhiều loại trái cây và hàng triệu giống cây trồng, cây cảnh nổi tiếng. Đặc biệt, Bến Tre- xứ sở dừa Việt Nam, nơi có diện tích trồng dừa lớn nhất cả nước khoảng 51.560 ha. Cây dừa đã góp phần to lớn vào sự phát triển kinh tế của tỉnh, có thể nói là cây xóa đói, giảm nghèo, giải quyết việc làm cho hàng ngàn lao động, giúp nâng cao thu nhập, cải thiện đời sống, đồng thời góp một phần đáng kể vào ngân sách địa phương.

+ Toàn tỉnh hiện có trên 2.886 doanh nghiệp và hơn 44.000 hộ kinh doanh cá thể đăng ký hoạt động trên các lĩnh vực. Bến Tre đã hình thành Khu công nghiệp Giao Long và Khu công nghiệp An Hiệp đưa vào hoạt động thu hút nhiều dự án đầu tư vào tỉnh. Hiện tỉnh đang tập trung phát triển các loại hình du lịch sinh thái, sông nước. Trên lĩnh vực sản xuất công nghiệp phát triển khá ổn định, thương mại- du lịch phong phú, đa dạng ngày càng sôi động, tạo tiền đề cho bước đột phá tăng trưởng kinh tế của địa phương trong thời gian tới. Đặc biệt, cống đập Ba Lai, cầu Rạch Miễu hoàn thành và đưa vào sử dụng có ý nghĩa đặc biệt quan trọng, mở ra

tương lai phát triển kinh tế, văn hóa, xã hội của tỉnh, đưa Bến Tre thoát khỏi thế “ốc đảo”, nhanh chóng hòa nhập với các tỉnh đồng bằng sông Cửu Long, tạo đà phát triển các mặt kinh tế- xã hội và bảo đảm an ninh quốc phòng cho toàn vùng.

Đặc điểm xã hội

Dân cư và nguồn lao động: tỉnh Bến Tre có khoảng 1,255 triệu người với 64,5% dân số trong độ tuổi lao động. Bên cạnh đó, tỉnh có hai trường Cao đẳng và trên 60 cơ sở dạy nghề. Hàng năm tỉnh đã đào tạo và giới thiệu việc làm cho khoảng 30.000 lao động, tỷ lệ lao động qua đào tạo chiếm 36%. Bến Tre hiện có 31 trường trung học với 40.000 học sinh, trong đó có khoảng 12.000 học sinh trung học phổ thông tốt nghiệp hàng năm và khoảng 3.000 học sinh bước vào các trường Đại học, Cao đẳng.

d. Cơ sở hạ tầng:

Hệ thống giao thông

+ Đường bộ: hệ thống giao thông đường bộ của tỉnh có vị trí đặc biệt trong khu vực đồng bằng sông Cửu Long. Thành phố Bến Tre nối liền thành phố Hồ Chí Minh (qua Tiền Giang, Long An) dài 86 km. Quốc lộ 60 nối liền các tỉnh miền Tây đang được đầu tư nâng cấp, cầu Rạch Miễu đã khánh thành và đưa vào sử dụng, rút ngắn đáng kể thời gian đến Bến Tre bằng đường bộ. Cầu Hàm Luông hoàn thành nối liền cù lao Bảo và cù lao Minh, cầu Cổ Chiên nối Bến Tre với Trà Vinh đang được xây dựng khi hoàn thành sẽ là động lực phát triển kinh tế của địa phương, gắn kết kinh tế của tỉnh với các tỉnh đồng bằng sông Cửu Long, các vùng kinh tế trọng điểm phía Nam, để tiềm năng kinh tế- văn hóa- xã hội của Bến Tre được khơi dậy và phát triển mạnh mẽ.

+ Đường thủy: Bến Tre là tỉnh có hệ thống sông ngòi khá phát triển, với 4 con sông lớn chảy qua. Các con sông có một vị trí quan trọng trong hệ thống giao thông đường thủy không chỉ của tỉnh mà còn của cả khu vực đồng bằng sông Cửu Long. Ngoài ra, mạng lưới kênh rạch chằng chịt nối liền nhau đã tạo thành một mạng lưới giao thông và thủy lợi rất thuận tiện.

Hệ thống viễn thông

Thời gian qua, Bru chính viễn thông Bến Tre đã xây dựng cơ sở hạ tầng, lắp đặt thêm nhiều trạm BTS 2G và 3G; đầu tư xây dựng và đưa vào sử dụng nhiều dự

án hiện đại về công nghệ, mở rộng về dung lượng đảm bảo phục vụ yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội. Trong những năm tới, Bưu chính viễn thông Bến Tre sẽ tiếp tục có những sách lược, hướng đi phù hợp để phát triển sản xuất, kinh doanh bền vững, phát triển nguồn nhân lực, tập trung xây dựng lực lượng cán bộ khoa học có trình độ và năng lực quản lý, quyết giữ vững vai trò chủ lực trong lĩnh vực bưu chính viễn thông trên địa bàn tỉnh...

Hệ thống cấp thoát nước

Hệ thống xử lý và cấp nước tập trung đủ cho nhu cầu sinh hoạt của người dân thành phố và trung tâm các huyện. Hiện tại, Công ty cấp thoát nước Bến Tre có hai nhà máy ở xã Sơn Đông (thành phố Bến Tre) và xã Hữu Định (huyện Châu Thành), công suất 32.000 m³/ngày đêm và nhà máy cấp nước Chợ Lách, công suất 1.000 m³/ngày đêm. Với công suất này, hàng năm Công ty cung cấp trên 7 triệu m³ nước cho những hộ dân vùng đô thị và lân cận.

2.1.2 Hiện trạng nguồn và lưới điện trong khu vực

a. Nguồn điện

Trên địa bàn tỉnh Bến Tre có 01 trạm biến áp 220kV Bến Tre cấp điện cho lưới điện 110kV của tỉnh, ngoài ra tỉnh Bến Tre còn được cấp điện từ trạm 220kV Vĩnh Long 2 (125+250) MVA tỉnh Vĩnh Long và trạm 220kV Mỹ Tho 2 (125+250) MVA tỉnh Tiền Giang.

Trạm 220kV Bến Tre công suất 2x125MVA, điện áp 220/110/22kV, đặt tại Thành phố Bến Tre, công suất tải lớn nhất của trạm năm 2015 là $P_{max} = 171\text{MW}$, mức mang tải là 66,1%. Tại trạm 220kV Bến Tre có 6 ngăn lộ đường dây 220kV là: 272,273 Bến Tre – Mỹ Tho 2; 275,276 Bến Tre – Mỹ Tho và 02 ngăn lộ dự phòng là 271,274. Tại thanh cái 110kV trạm 220kV Bến Tre có 05 ngăn lộ đường dây 110kV, hiện đang vận hành 03 lộ, còn lại 02 ngăn lộ dự phòng; các ngăn lộ đường dây đang vận hành là: 172 Bến Tre – Mỹ Tho, 174 Bến Tre - Bến Tre, 175 Bến Tre – Ba Tri.

Ngoài ra trạm 220kV Vĩnh Long 2 cấp điện cho tỉnh Bến Tre qua lộ đường dây 175 Vĩnh Long - Chợ Lách, trạm 220kV Mỹ Tho 2 dự phòng cấp điện cho tỉnh Bến Tre qua lộ đường dây 179 Mỹ Tho 2 – Bến Tre. Mang tải chi tiết các máy biến áp trạm 220kV Bến Tre như sau:

Bảng 2.1: Tình trạng vận hành trạm 220kV Bến Tre [10]

TT	Tên Trạm biến áp	Công suất (MVA)	Điện áp (kV)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	TL tải (%)
1	Trạm 220kV Bến Tre					
+	MBA AT1	125	220/110/22	85,5	32,3	66,1
+	MBA AT2	125	220/110/22	85,5	32,3	66,1

(Nguồn: Công ty truyền tải điện 4)

2.1.3 Các tuyến đường dây 220kV**a. Lưới điện truyền tải**

Tỉnh Bến Tre được cấp điện từ hệ thống điện miền Nam thông qua các tuyến đường dây 220kV:

- Tuyến 220kV mạch kép Bến Tre – Mỹ Tho 2 từ trạm 220kV Mỹ Tho 2 cấp đến trạm 220kV Bến Tre, dây dẫn ACSR-300, tổng chiều dài 15,9km. Năm 2015 có Pmax=408MW, mức mang tải là 81,1%.

- Tuyến 220kV mạch kép Bến Tre – Mô Cày từ trạm 220kV Bến Tre cấp đến trạm 220kV Mô Cày, dây dẫn ACSR-400, tổng chiều dài 19,7km. Năm 2015 có Pmax=509MW, mức mang tải là 77,4%.

- Tuyến 220kV mạch kép NĐ Duyên Hải – Mô Cày từ nhà máy nhiệt điện Duyên Hải cấp đến trạm 220kV Mô Cày, dây dẫn ACSR-400, tổng chiều dài 75,6km. Năm 2015 có Pmax=525MW, mức mang tải là 75,5%.

Bảng 2.2: Thông số và tình hình vận hành các đường dây 220kV [10,11]

TT	Tên tuyến dây	Số mạch	Dây dẫn (mm ²)	Chiều dài (km)	Pmax (MW)	Mang tải (%)
1	Bến Tre – Mỹ Tho 2	2	ACSR-2x300	15,9	408	40,5
2	Bến Tre – Mô Cày	2	ACSR-2x400	19,7	525	45,8
3	NĐ Duyên Hải – Mô Cày	2	ACSR-2x500	75,6	525	37,7

(Nguồn: Công ty Truyền tải điện 4; Truyền tải điện miền Tây 2)

b. Lưới điện phân phối

- Các trạm 110kV:

Hiện tại trên địa bàn tỉnh Bến Tre có số trạm biến áp 110kV là 6 trạm / 8 máy biến áp 110kV

với tổng dung lượng đặt là 336MVA. Cụ thể các trạm 110kV tỉnh Bến Tre cấp điện cho các phụ tải như sau:

- Trạm 110kV Bến Tre đặt tại xã Sơn Đông, Thành phố Bến Tre, công suất 2x63MVA điện áp 110/22kV, cấp điện cho Thành phố Bến Tre, huyện Châu Thành, một phần huyện Giồng Trôm và một phần huyện Mỏ Cày Bắc.

- Trạm 110kV Ba Tri đặt tại xã An Bình Tây huyện Ba Tri, công suất 40MVA điện áp 110/22kV cấp điện cho toàn bộ huyện Ba Tri và một phần huyện Giồng Trôm.

- Trạm 110kV Mỏ Cày đặt tại xã Tân Hội huyện Mỏ Cày Nam, công suất 25+40MVA điện áp 110/22kV, cấp điện cho toàn bộ huyện Mỏ Cày Nam và một phần huyện Mỏ Cày Bắc.

- Trạm 110kV Chợ Lách đặt tại xã Hòa Nghĩa huyện Chợ Lách, công suất 25MVA, điện áp 110/22kV, cấp điện cho toàn bộ huyện Chợ Lách, một phần huyện Mỏ Cày Bắc và 03 xã thuộc huyện Long Hồ - tỉnh Vĩnh Long.

- Trạm 110kV Bình Đại đặt tại xã Bình Thới huyện Bình Đại, công suất 40MVA, điện áp 110/22kV, cấp điện cho toàn bộ huyện Bình Đại.

- Trạm 110kV Bình Thạnh đặt tại xã Bình Thạnh huyện Thạnh Phú, công suất 40MVA, 110/22kV, cấp điện cho huyện Thạnh Phú và một phần huyện Mỏ Cày Nam.

Bảng 2.3: Hiện trạng mang tải trạm biến áp 110kV trên địa bàn tỉnh Bến Tre

TT	Tên trạm	Công suất (MVA)	Điện áp (kV)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Mang tải (%)
1	Bến Tre					
+	Máy T1	63	110/22	42	20,6	72
+	Máy T2	63	110/22	44	23,6	75
2	Ba Tri					
+	Máy T1	40	110/22	24,7	16	67
3	Mỏ Cày					
+	Máy T1	25	110/22	-	-	-

TT	Tên trạm	Công suất (MVA)	Điện áp (kV)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Mang tải (%)
+	Máy T2	40	110/22	28	14,7	76
4	Chợ Lách					
+	Máy T1	25	110/22	15	4	65
5	Bình Đại					
+	Máy T1	40	110/22	25,7	11,2	69,8
6	Bình Thạnh					
+	Máy T1	40	110/22	20	8,9	54

(Nguồn: Công ty lưới điện cao thế Bến Tre)

- Các tuyến đường dây 110kV:

Tổng chiều dài đường dây 110kV tỉnh Bến Tre là 166,7km, bao gồm 08 tuyến đường dây 110kV. Phía thanh cái 110kV trạm 220kV Bến Tre có 3 ngăn lộ đường dây ra, phía thanh cái 110kV trạm 110kV Mỏ Cà có 02 ngăn lộ đường dây, phía thanh cái 110kV trạm 220kV Vĩnh Long 2 và Mỹ Tho 2 có 02 ngăn lộ đường dây ra và tuyến đường dây còn lại là nhánh rẽ Giồng Trôm - Bình Đại, cụ thể như sau:

- Đường dây 110kV mạch đơn 220 Bến Tre - 110 Bến Tre từ trạm 220kV Bến Tre đi trạm 110kV Bến Tre, dây dẫn ACSR-240/32, tổng chiều dài đường dây là 0.2414km; Năm 2015 có Pmax=74,2MW, mức mang tải là 66,6%;

- Đường dây 110kV mạch đơn 220 Bến Tre – Mỏ Cà từ trạm 220kV Bến Tre đi trạm 110kV Mỏ Cà, dây dẫn ACSR-185/24, tổng chiều dài đường dây là 17,952km; Năm 2015 có Pmax=37,9MW, mức mang tải là 40,8%;

- Đường dây 110kV mạch đơn 220 Bến Tre - Ba Tri từ trạm 220kV Bến Tre đi trạm 110kV Ba Tri, dây dẫn ACSR-185/29, tổng chiều dài đường dây là 40,522km; Năm 2015 có Pmax=24,6MW, mức mang tải là 26,5%;

- Đường dây 110kV mạch đơn 220 Mỹ Tho 2 – Bến Tre từ trạm 220kV Mỹ Tho 2 đi trạm 110kV Bến Tre, dây dẫn ACSR-240/32, tổng chiều dài đường dây là 15,415km; Năm 2015 có Pmax=51,8MW, mức mang tải là 46,6%;

- Đường dây 110kV mạch đơn Giồng Trôm – Bình Đại từ trạm nhánh rẽ Giồng Trôm đi trạm 110kV Bình Đại, dây dẫn ACSR-185/29, tổng chiều dài đường dây là 20,925km; Năm 2015 có $P_{max}=21\text{MW}$, mức mang tải là 22,5%;

- Đường dây 110kV mạch đơn 220 Vĩnh Long 2 – Chợ Lách từ trạm 220kV Vĩnh Long 2 đi trạm 110kV Chợ Lách, dây dẫn ACSR-240/32, tổng chiều dài đường dây là 11,717km; Năm 2015 có $P_{max}=12,4\text{MW}$, mức mang tải là 11,1%.

- Đường dây 110kV mạch đơn Mỏ Cày – Chợ Lách từ trạm 110kV Mỏ Cày đi trạm 110kV Chợ Lách, dây dẫn ACSR-240/32, tổng chiều dài đường dây là 26,282km; Năm 2015 có $P_{max}=6,3\text{MW}$, mức mang tải là 5,7%.

- Đường dây 110kV mạch đơn Mỏ Cày – Bình Thạnh từ trạm 110kV Mỏ Cày đi trạm 110kV Bình Thạnh, dây dẫn ACKP-240/32, tổng chiều dài đường dây là 33,594km; Năm 2015 có $P_{max}=13,8\text{MW}$, mức mang tải là 12,5%.

Bảng 2.4: Mang tải các tuyến dây 110kV trên địa bàn tỉnh Bến Tre

TT	Tên tuyến đường dây	Số mạch	Dây dẫn (mm ²)	Chiều dài (km)	P_{max} (MW)	Mang tải (%)
1	220kV Bến Tre – 110kV B.Tre	1	ACSR240	0,2414	74,2	66,6
2	220kV Bến Tre – Mỏ Cày	1	ACSR185	17,952	37,9	40,8
3	220kV Bến Tre – Ba Tri	1	ACSR185	40,522	24,6	26,5
4	220kV Mỹ Tho 2 – 110kV B. Tre	1	ACSR240	15,415	51,8	46,6
5	Giồng Trôm – Bình Đại	1	ACSR185	20,925	21	22,5
6	220kV Vĩnh Long 2 – Chợ Lách	1	ACSR240	11,717	12,4	11,1
7	Mỏ Cày – Chợ Lách	1	ACSR240	26,282	6,3	5,7
8	Mỏ Cày – Bình Thạnh	1	ACKP240	33,594	13,8	12,5

(Nguồn: Chi nhánh lưới điện cao thế Bến Tre)

2.1.4 Lưới trung áp

Khối lượng lưới điện phân phối trên địa bàn tỉnh Bến Tre tính đến thời điểm hiện tại được thể hiện trong Bảng 2.5

Bảng 2.5: Thống kê lưới điện phân phối tỉnh Bến Tre hiện có

TT	Danh mục	Đơn vị	Tài sản Ngành điện	Tài sản Khách hàng	Tổng
1	TBA phân phối 22/0,4kV	Trạm	3572	2123	5695
		Máy	4626	2963	7589
		MVA	198,4	305,6	504
2	Đường dây trung áp 22kV	km	2107,8	141,5	2249,3
+	Đường dây trên không	km	2105,2	140,6	2245,8
+	Cáp ngầm	km	2,6	0,9	3,5
3	Đường dây hạ áp	km	4494,9	29,7	4524,6
+	Đường dây trên không	km	4492,2	29,7	4521,9
+	Cáp ngầm	km	2,7	-	2,7
4	Công tơ	cái	392527	-	392527
+	Điện tử	cái	39063	-	39063
+	3 pha	cái	1535	-	1535
+	1 pha	cái	351929	-	351929

(Nguồn: Công ty điện lực Bến Tre)

Trong tổng số 504MVA trạm biến áp phân phối hiện có thì tài sản ngành điện chiếm tỷ lệ 39,4%, khách hàng chiếm 60,6%; mật độ trạm biến áp bình quân là 88,5kVA/trạm; 66,4kVA/máy.

Đường dây phân phối trung áp có 2249,3km, trong đó phần lớn là đường dây trên không với khối lượng 2245,8km chiếm tỷ lệ 99,8%, cáp ngầm có khối lượng rất thấp chỉ 3,5km chiếm tỷ lệ 0,2%. Phân theo loại tài sản, tài sản Ngành điện là 2107,8km chiếm tỷ lệ 93,7%, tài sản khách hàng có 141,5km chiếm tỷ lệ 6,3%.

Lưới điện hạ áp trên địa bàn toàn tỉnh có 4524,6km, trong đó phần lớn là đường dây trên không với khối lượng 4521,9km chiếm tỷ lệ 99,9%, cáp ngầm có khối lượng rất thấp chỉ 2,7km chiếm tỷ lệ 0,1%. Phân theo loại tài sản, tài sản Ngành điện là 4494,9km chiếm tỷ lệ 99,3% khối lượng đường dây hạ áp, tài sản khách hàng có 29,7km chiếm tỷ lệ 0,7%.

Tính đến cuối tháng 12/2015, số công tơ toàn tỉnh Bến Tre là 392527 cái; trong đó số công tơ 1 pha là 351929 cái, công tơ 3 pha cơ là 1535 cái, công tơ điện tử là 39063 cái.

c. Kế hoạch phát triển lưới điện tỉnh Bến Tre giai đoạn 2016-2025

Công ty Điện lực Bến tre ngoài việc vận hành, sửa chữa nâng cấp các công trình truyền tải, phân phối, hệ thống các trạm trong giai đoạn 2016-2025 cân đối công suất nguồn và phụ tải là vấn đề quan trọng, trong phạm vi luận văn, tác giả đề cập đến kế hoạch phát triển khối nguồn tại tỉnh Bến Tre

Căn cứ vào nhu cầu công suất tỉnh Bến Tre đến năm 2035, căn cứ vào nguồn trạm 220kV, 110kV hiện có; kế hoạch xây dựng và cải tạo các trạm 220kV, 110kV đến năm 2025; cân đối nguồn và nhu cầu phụ tải tỉnh Bến Tre và khu vực như sau:

2.1.5 Cân đối nguồn trạm 220kV

Pmax của tỉnh Bến Tre các năm 2020, 2025, 2030 và 2035 lần lượt là 320MW, 500MW, 720MW và 1050MW.

* Trường hợp các nhà máy điện gió và mặt trời không vào đúng tiến độ:

Bảng 2.6 Cân đối nguồn và nhu cầu phụ tải tỉnh Bến Tre đến năm 2035 khi các nhà máy điện gió và mặt trời không vào đúng tiến độ

TT	Hạng Mục	Đơn vị	Năm 2020	Năm 2025	Năm 2030	Năm 2035
I	Phụ tải Bến Tre và khu vực					
1	Nhu cầu công suất	MW	310	525	745	1050
1.1	Tỉnh Bến Tre	MW	320	500	720	1050
1.2	Trao đổi nguồn với tỉnh Vĩnh Long	MW	-10	10	10	0
1.3	Trao đổi nguồn với tỉnh Tiền Giang	MW	0	15	15	0
2	Nhu cầu nguồn	MVA	466	789	1120	1474
II	Nguồn hiện có, dự kiến theo kế hoạch	MVA	500	500	500	500
1	Trạm 220kV Bến Tre	MVA	125+250	125+250	125+250	125+250
2	Trạm 220kV Mỏ Cày	MVA	125	125	125	125
III	Cân đối thừa (+), thiếu (-)	MVA	+34	-289	-620	-974

Hiện tại, theo kế hoạch của Công ty Truyền tải điện 4, trong quý 1 năm 2016 sẽ nâng công suất của trạm 220kV Bến Tre từ (2x125) MVA lên (125+250) MVA, đồng thời đóng điện, đưa vào vận hành trạm biến áp 220kV Mỏ Cày có công suất (125) MVA. Với việc nâng công suất trạm 220kV Bến Tre thành (125+250) MVA, xây dựng mới trạm 220kV Mỏ Cày có công suất (125) MVA, nguồn điện cấp điện cho phụ tải tỉnh đến năm 2020 là đủ. Tuy nhiên, trong các giai

đoạn 2021-2025, 2026-2030 và 2031-2035, nguồn điện 220kV khu vực tỉnh Bến Tre bị thiếu như sau:

- Giai đoạn 2021-2025 thiếu (289)MVA;
- Giai đoạn 2026-2030 thiếu (620)MVA;
- Giai đoạn 2030-2035 thiếu (974)MVA.

** Trường hợp các nhà máy điện gió và mặt trời vào đúng tiến độ:*

Bảng 2.7: Cân đối nguồn và nhu cầu phụ tải tỉnh Bến Tre đến năm 2035

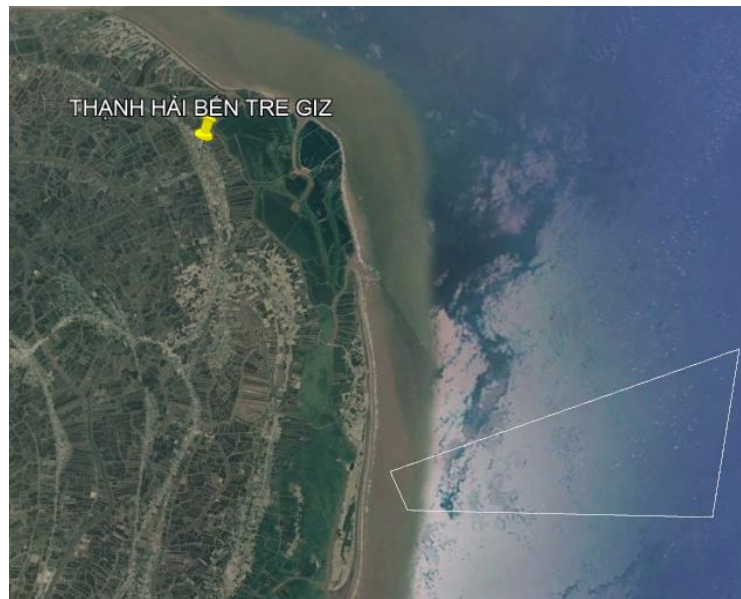
TT	Hạng Mục	Đơn vị	Năm 2020	Năm 2025	Năm 2030	Năm 2035
I	Phụ tải Bến Tre và khu vực					
1	Nhu cầu công suất	MW	310	525	745	1050
1.1	Tỉnh Bến Tre	MW	320	500	720	1050
1.2	Trao đổi nguồn với tỉnh Vĩnh Long	MW	-10	10	10	0
1.3	Trao đổi nguồn với tỉnh Tiền Giang	MW	0	15	15	0
2	Nhu cầu nguồn	MVA	466	789	1120	1474
II	Nguồn hiện có, dự kiến theo kế hoạch	MVA	667	678	678	678
1	Trạm 220kV Bến Tre	MVA	125+250	125+250	125+250	125+250
2	Trạm 220kV Mỏ Cày	MVA	125	125	125	125
3	NM Điện gió và điện mặt trời	MVA	167	178	178	178
+	Nhà máy điện gió huyện Thạnh Phú	MW	60	60	60	60
+	Nhà máy điện gió huyện Bình Đại	MW	60	60	60	60
+	Nhà máy điện gió huyện Ba Tri	MW	30	30	30	30
+	Nhà máy điện mặt trời Bình Thới	MW		10	10	10
III	Cân đối thừa (+), thiếu (-)	MVA	+167	-112	-443	-796

Với việc các nhà máy điện gió và mặt trời đi vào hoạt động đúng tiến độ, nguồn điện cấp điện cho phụ tải tỉnh đến năm 2020 thừa 167MVA. Tuy nhiên, trong các giai đoạn 2021-2025; 2026-2030 và 2031-2035, nguồn điện 220kV khu vực tỉnh Bến Tre bị thiếu như sau:

- Giai đoạn 2021-2025 thiếu (112)MVA;
- Giai đoạn 2026-2030 thiếu (443)MVA;

Giai đoạn 2030-2035 thiếu (796) MVA.

Bảng 2.8 dưới đây mô tả tọa độ của vị trí đặt trạm và thời gian đưa trạm vào vận hành. Tọa độ được đưa theo hai hệ, UTM và tọa độ địa lý, elipsoid WGS84.



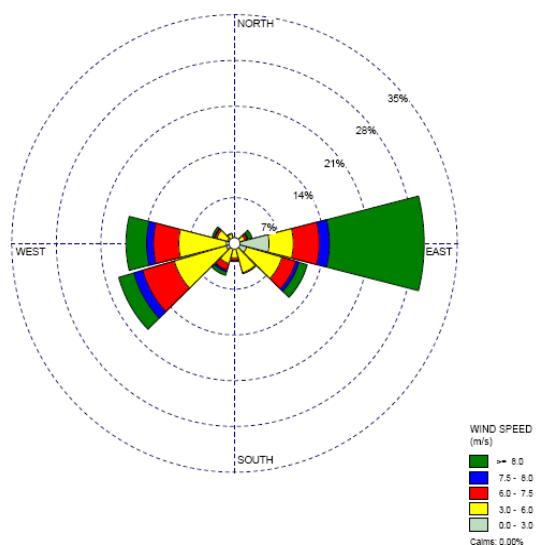
Hình 2.2: Vị trí trạm đo gió

Bảng 2.8: Tọa độ vị trí trạm đo gió

Tọa độ UTM WGS-84 (Zone: 49)	Tọa độ địa lý WGS-84	Ngày đưa vào vận hành (Ngày/tháng/năm)
X: 682155.03m	Bắc: 9°53'42.96"	27/ 04/ 2015
Y: 1094286.76m	Đông:	
Z: 6 m		



Hình 2.3: Địa điểm đo gió của dự án



Hình 2.4: Hoa gió

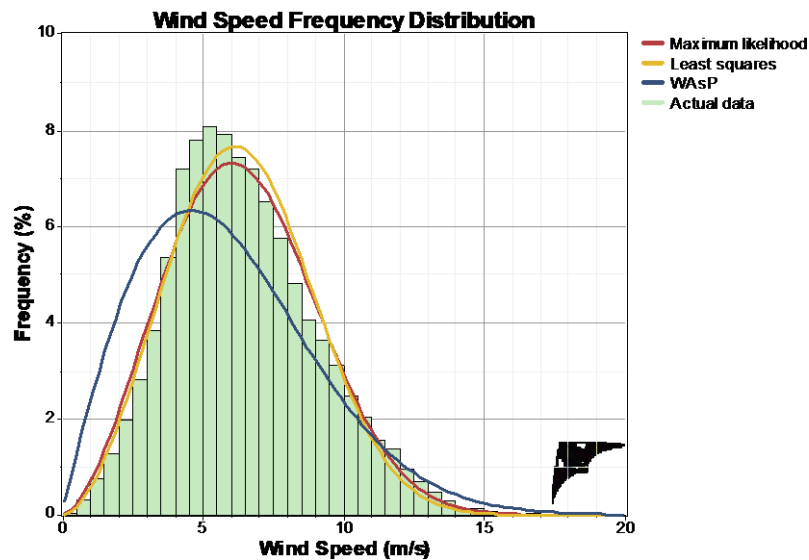
Bảng 2.9: Kết quả đánh giá tiềm năng gió

Độ cao	Mô tả	Đơn vị	Kết quả
80m	Vận tốc trung bình	[m/s]	6.42
	Hệ số Weibull A	[m/s]	7.226
	Hệ số Weibull k	[-]	2.645
	Hệ số TI	[-]	0.122
60m	Vận tốc trung bình	[m/s]	6.18
	Hệ số Weibull A	[m/s]	6.954
	Hệ số Weibull k	[-]	2.619
	Hệ số TI	[-]	0.142
40m	Vận tốc trung bình	[m/s]	5.61
	Hệ số Weibull A	[m/s]	6.315
	Hệ số Weibull k	[-]	2.671
	Hệ số TI	[-]	0.161
Thông số khí tượng	Nhiệt độ (14m)	[°C]	27.70
	Áp suất (6m)	[hPa]	1010.0
	Độ ẩm (14m)	[%]	81.40

- Hướng gió thịnh hành*

Từ tháng X đến tháng IV: chịu ảnh hưởng gió mùa Đông Bắc nên hướng gió Đông (E), Đông Đông Nam (ESE) thịnh hành trong thời gian này.

Tháng V đến tháng IX: chịu ảnh hưởng của không khí xích đạo bắt nguồn từ vùng biển Bắc Ấn Độ Dương kết hợp với tín phong Nam Bán Cầu vận chuyển lên phía Bắc theo hai luồng nên hướng gió Tây (W), Tây Tây Nam (WSW) thịnh hành.

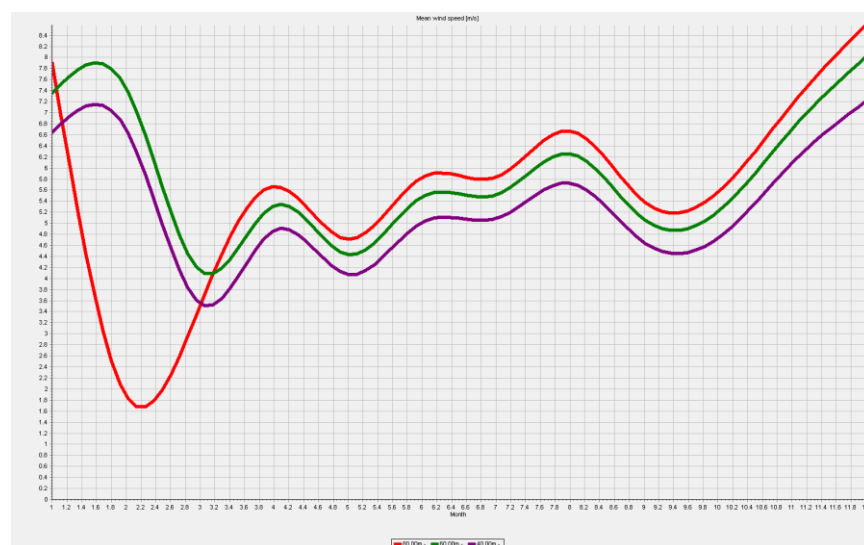


Hình 2.5: Phân bố tần suất gió ở độ cao 80m

* Biến thiên tốc độ gió trung bình tháng trong 01 năm đo đạc

Bảng 2.10: Tốc độ gió trung bình tháng (Đơn vị: m/s)

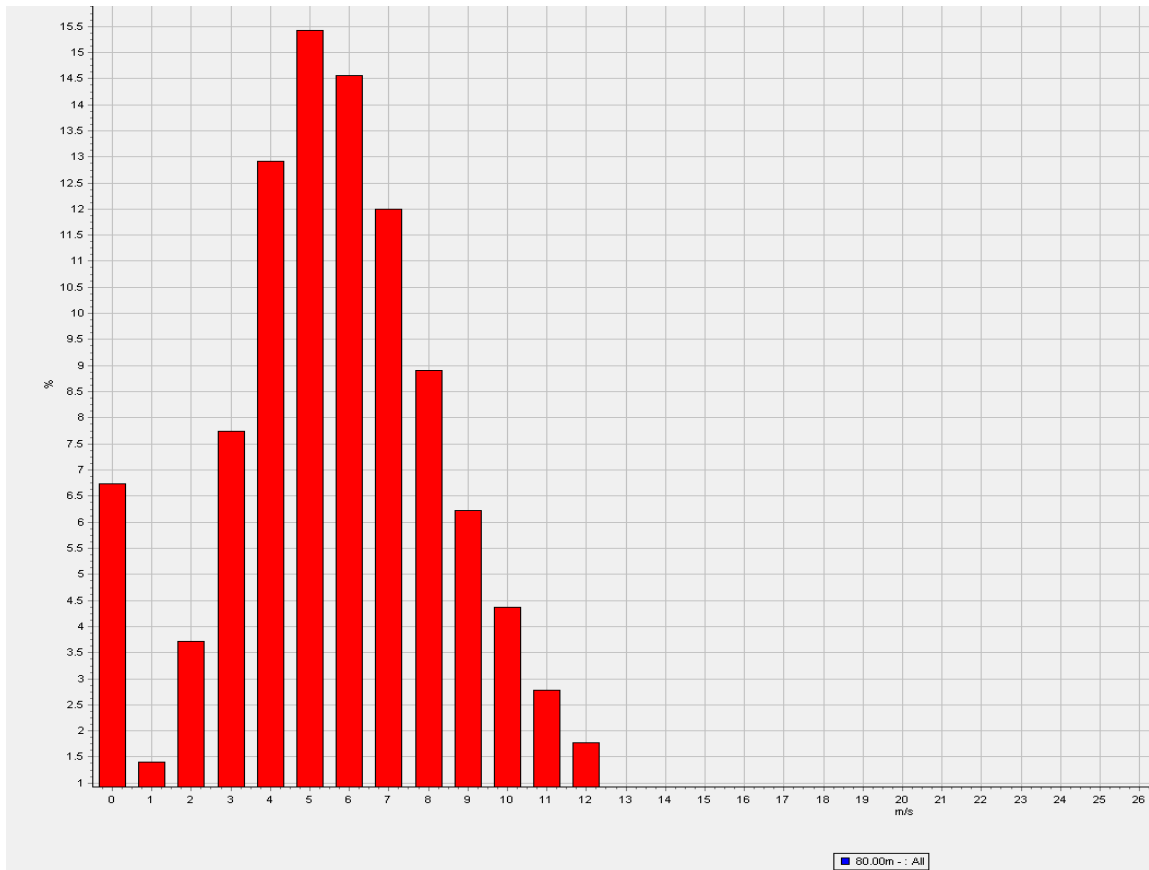
Tháng Độ cao	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	Trung bình
80m(Ch1)	7.91	1.88	3.51	5.67	4.71	5.83	5.83	6.67	5.4	5.56	7.15	8.59	6.39
60m(Ch2)	7.36	7.45	4.14	5.32	4.43	5.47	5.51	6.26	5.07	5.21	6.7	8.02	6.00
40m(Ch3)	6.64	6.7	3.55	4.87	4.07	5.01	5.08	5.73	4.65	4.73	6.09	7.21	5,47



Hình 2.6: Đồ thị biến thiên tốc độ gió trung bình tháng

Nhận xét: Đường biến trình tốc độ gió trung bình tháng trong năm ở các độ cao có hình dạng tương tự nhau. Điều này cũng phù hợp với kết quả tính hệ số tương quan ở trên. Trong một năm, tốc độ gió mùa đông (tháng X đến tháng III năm sau) lớn hơn tốc độ gió mùa hè (tháng V đến tháng IX). Do đó dạng biến trình năm có dạng cực đại vào mùa đông (I-II) và cực tiểu vào mùa hè (tháng V). Nguyên nhân do trong cơ cấu khí áp thì gradient khí áp mùa đông lớn hơn mùa hè.

** Tần suất xuất hiện các cấp độ gió của chuỗi số liệu thực đo*



Hình 2.7: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 80m

Nhận xét: Tần suất tốc độ gió để tuabin bắt đầu phát điện $\bar{v} \geq 3$ m/s ở độ cao 80m chiếm 90% thời gian đo đạc trong 01 năm; tần suất tốc độ gió $\bar{v} \geq 10$ m/s ở độ cao 80m chiếm 8,1% thời gian đo đạc trong 01 năm.

Kết luận tiềm năng gió tại khu vực dự án:

- Các hướng gió chính tại khu vực: Đông (E), Đông Đông Nam (ESE), Tây (W), WSW (Tây Tây Nam).
- Tốc độ gió tương đối đều giữa các giờ trong ngày và giữa các tháng trong năm; tần suất gió phục vụ phát điện cao, chiếm 90% thời gian trong năm.

- Sự biến đổi tốc độ gió theo độ cao ở khu vực này tương đối rõ rệt.
- Mật độ rối khu vực thuộc nhóm B: mức trung bình.
- Vận tốc gió trung bình năm ở độ cao 80m là 6,39m/s; mật độ năng lượng trung bình các hướng gió ở độ cao 80m là 265W/m². Dự báo các năm trung bình và năm gió mạnh, mật độ năng lượng > 200W/m². Đánh giá khu vực có tiềm năng gió mức độ khá.

Bảng 2.11: Tóm tắt các thông số đặc trưng phục vụ đánh giá tiềm năng gió

STT	Thông số	Giá trị
1	Tốc độ gió trung bình năm ở độ cao 80m	6,39 m/s
2	Hướng gió thịnh hành năm ở độ cao 80m (tần suất)	NNW (22.5%)
3	Tần suất tốc độ gió để tuabin bắt đầu phát điện $\bar{v} \geq 3$ m/s ở độ cao 80m	90%
4	Hệ số α	0,223
5	Hệ số z_0	0,299m
6	TI trung bình tại vận tốc 15m/s ở độ cao 80m	0,12
7	Nhóm mật độ rối (theo IEC 61400-1)	B
8	Mật độ không khí tại độ cao 80m	1,125 kg/m ³
9	Đặc trưng thống kê của chuỗi số liệu gió ở độ cao 76 m theo hàm phân bố Weibull	k=2,4 c=6,72
10	Mật độ năng lượng trung bình các hướng gió ở độ cao 76m	265 W/m ²

2.1.7 Sự cần thiết của đầu tư dự án

Căn cứ theo Quyết định số 82/QĐ-BCT, ngày 12/01/2017 của Bộ Công Thương về việc phê duyệt “Quy hoạch phát triển điện gió tỉnh Bến Tre giai đoạn 2016-2020, có xét đến năm 2035, quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015 của Thủ tướng Chính phủ về việc Phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 và quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/3/2016 của Thủ tướng Chính Phủ về việc phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến 2030 (QHĐ VII điều

chính), theo đó, đưa tổng công suất nguồn điện gió từ mức không đáng kể như hiện nay lên khoảng 800MW vào năm 2020, khoảng 2.000MW vào năm 2025 và khoảng 6.000MW vào năm 2030, điện năng sản xuất từ nguồn điện mặt trời chiếm tỷ trọng khoảng 0,8% vào năm 2020, khoảng 1% vào năm 2025 và khoảng 2,1% vào năm 2030. Như vậy việc đầu tư xây dựng các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo nói chung, năng lượng gió nói riêng trong giai đoạn hiện nay là hoàn toàn cấp thiết cho sự phát triển bền vững năng lượng điện cho đất nước.

Để đáp ứng tốc độ tăng trưởng trong giai đoạn đến 2020 và trong những giai đoạn sau, nhằm tránh tình trạng thiếu hụt tình trạng thiếu điện như hiện nay, hệ thống điện phải tăng cường công suất nguồn và lưới để đáp ứng nhu cầu phụ tải trong những năm tới của tỉnh Bến Tre và khu vực lân cận.

Với ưu điểm là sử dụng năng lượng sạch để sản xuất điện năng, không phát thải khí nhà kính, không gây ô nhiễm môi trường, Điện gió Nexif Energy Bến Tre trên biển 2A là dự án phù hợp với chủ trương của tỉnh Bến Tre về phát triển kinh tế - xã hội gắn với bảo vệ môi trường.

Điện gió là loại năng lượng sạch, giá thành sản xuất điện năng không biến động theo sự thay đổi giá của nhiên liệu đầu vào như các dạng năng lượng truyền thống khác. Với nguồn tài nguyên vô tận, điện gió góp phần đảm bảo an ninh năng lượng cho địa phương và đất nước trong giai đoạn sắp tới.

Nếu chi phí môi trường, xã hội và sức khỏe con người được phản ánh trong tính kinh tế của phát điện, phong điện có thể cạnh tranh so với điện sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch và các dạng năng lượng khác như năng lượng mặt trời, năng lượng địa nhiệt.

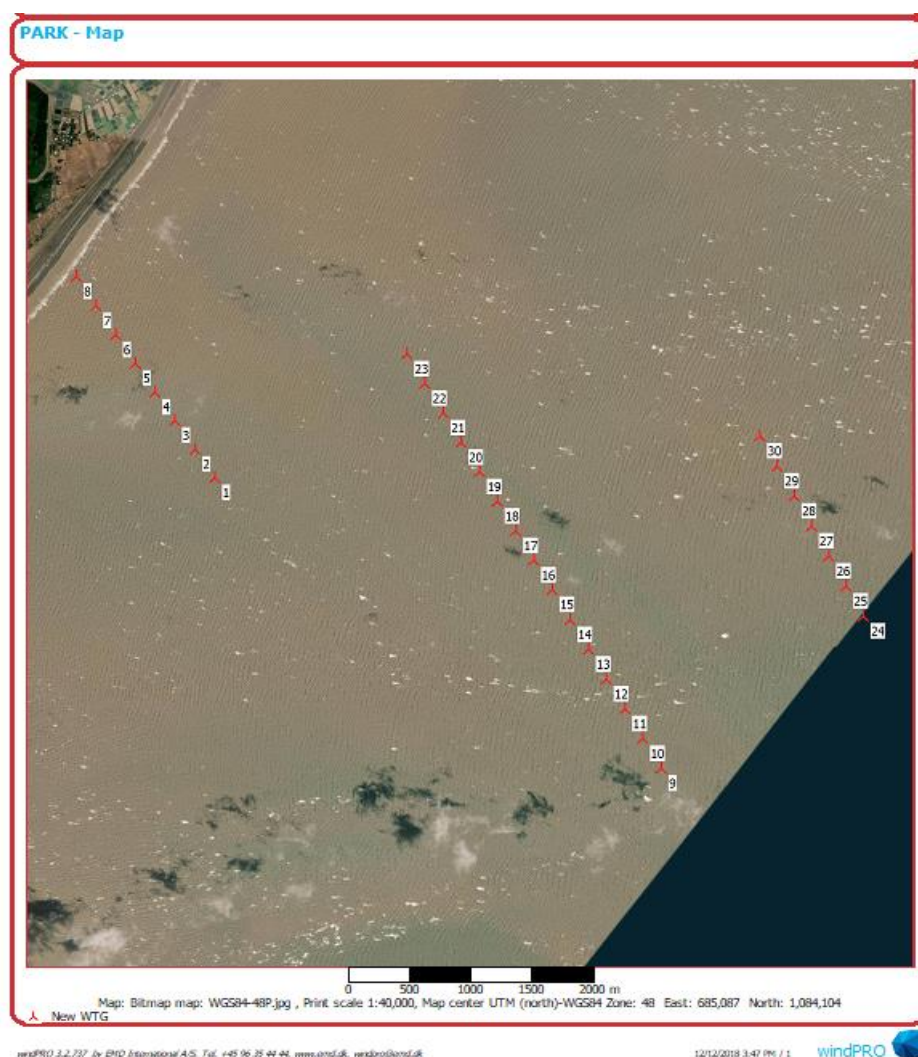
Điện gió Nexif Energy Bến Tre trên biển 2A được triển khai sẽ góp phần tạo ra công ăn việc làm cho địa phương. Ngoài ra khi dự án đi vào hoạt động thì đây sẽ là một địa điểm nổi bật, tạo cảnh quan mới lạ, thu hút khách du lịch, góp phần vào chính sách phát triển chung của tỉnh Bến Tre.

Với các đặc điểm trên, việc đầu tư công trình Điện gió Nexif Energy Bến Tre trên biển 2A là hợp lý nhằm cung cấp điện, đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng của phụ tải tỉnh Bến Tre, góp phần ổn định hệ thống điện và an ninh năng lượng Quốc gia.

2.2 Khái quát về dự án điện gió Nexif Energy

2.2.1 Công suất của dự án

Sử dụng loại tuabin gió 4MW để tính toán sơ bộ, Dự án Điện Nexif Energy Nexif Bến Tre trên biển 2A với quy mô công suất 120MW có tổng cộng 30 tuabin gió được lắp đặt.



Hình 2.8: Bản đồ bố trí tối ưu vị trí các tuabin gió

Sử dụng các loại tuabin phù hợp với yêu cầu của dự án của các hãng sản xuất hàng đầu thế giới hiện nay, dùng phần mềm Windpro để bố trí tối ưu cho trại gió, kết quả tính toán như trong bảng sau:

Bảng 2.12: Các kết quả chính của Điện Nexif Energy Bến Tre trên biển 2A

Loại Tua Bìn	Công Suất trại gió MW	Đường kính cánh (m)	Hiệu suất che chắn (%)	Sản lượng điện hàng năm (gross) (MWh/year)	Sản lượng điện hàng năm (MWh/year)	Hệ số công suất trừ che chắn (%)
VESTAS	120	150	91.3	480,080.50	438,344.80	41.7
ENERCON	120	127	92.4	360,268.60	332,851.60	31.6
SIEMEN	120	120	91.5	32,829.20	304,492.40	28.9

Với tổng công suất nhà máy dự kiến cho khoảng 120MW, kiến nghị chọn loại tuabin VETAS V150-4.0 để tính toán sản lượng điện cho nhà máy điện gió.

Với các tua bin của các hãng hàng đầu thế giới dùng cho dự án trên biển, hệ số công suất trại gió (đã trừ che chắn) khu vực dự án giao động từ 33% đến 45% tùy thuộc vào hãng sản xuất; gam công suất tua bin và đường kính cánh.

Kết quả tính toán cho thấy với quy mô công suất toàn bộ trại gió với 30 tua bin thì dùng loại tua bin VESTAS V150-4.0 cho sản lượng điện hàng năm cao nhất, tiêu chí sản lượng điện cũng là tiêu chí hàng đầu của chủ đầu tư. Dự án lựa chọn loại tua bin VESTAS V150-4.0 để tính toán các chỉ tiêu kỹ thuật, tài chính cho dự án. Trong giai đoạn sau tùy thuộc vào tình hình thực tế chủ đầu tư xem xét lựa chọn lại loại tua bin cho phù hợp cho dự án.

Theo bản đồ mã màu ở độ cao 120m, khu vực dự án có vận tốc gió thay đổi đáng kể và giao động từ 6.7m/s đến 7.0m/s, do đó, việc lựa chọn vị trí tua bin rất thuận lợi

Sản lượng điện thực tế hàng năm phát lên lưới điện của trại gió được tính toán trừ ra tổn thất bao gồm:

Ảnh hưởng che chắn qua lại giữa các tua bin (wake loss)

Tính sẵn sàng của các tua bin (availability)

Hiệu suất tua bin (turbine performance)

Tổn thất do môi trường như nhiệt độ, áp suất...

Tổng hợp các tổn thất trên ước tính khoảng: 13.31%

Bảng 2.13: Kết quả tính toán sản lượng điện cho Dự án

Công suất trại gió (MW)	Sản lượng (gross) (MWh/năm)	Sản lượng (net) (MWh/năm)	Hệ số công suất (net)
120	480,080.50	438,344.80	41.7%

Như vậy, sản lượng điện hàng năm nhà máy dự kiến là 480080.5 MWh, hệ số công suất trung bình là 41.7%, giờ đầy tải tương đương là 3653h.

Đối với các dự án lớn, có vốn đầu tư cao, điều quan trọng là phải giảm thiểu được các rủi ro, để có được các kết quả có tính thực tế cao. Một số bất định (không chắc chắn) có khả năng sẽ xảy ra trong quá trình tính toán là:

Số liệu thống kê gió bao gồm: (1) số liệu thực đo tại vị trí dự án: độ cao cột đo, thiết bị, thời gian đo. (2) Hiệu chỉnh số liệu dài hạn. (3) Sự thay đổi số liệu gió giữa các năm.

Đường đặc tính công suất tua bin;

Mô tả địa hình, tức là độ nhám, độ dốc và chướng ngại vật

Tổng hợp các bất định ước tính: 8.12%

Lựa chọn loại tua bin tương đương để tính toán các chỉ tiêu kỹ thuật cơ bản của dự án, trong giai đoạn thiết kế kỹ thuật và đấu thầu mua sắm thiết bị sẽ chọn loại tua bin cụ thể sao cho đảm bảo yêu cầu kỹ thuật và phù với các yêu cầu của chủ đầu tư. Thông số kỹ thuật chính tua bin VESTAS V150-4.0

+ Phần quay (Rotor):

- Chiều cao tua bin (hub height) : 123m
- Đường kính : 150m
- Diện tích : 17671m²
- Vận tốc quay (max) : 15 Vòng/Phút
- Số cánh : 3
- Rotor bắt đầu khởi động khi vận tốc gió : 3.0 m/s
- Vận tốc gió đạt công suất định mức : 12 m/s
- Rotor ngừng (sau 10 phút) khi vận tốc gió : 22.5 m/s
- Hộp số : Có

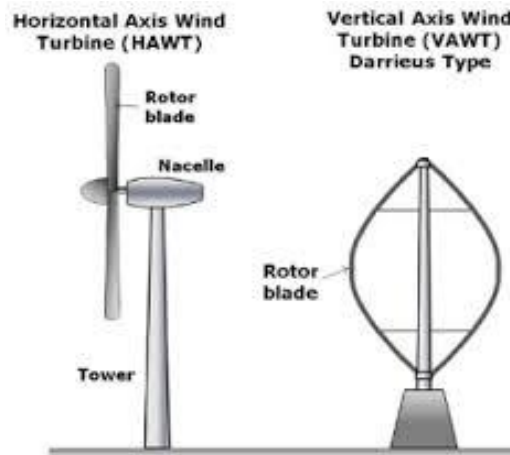
+ Phần máy phát (Generator):

- Công suất định mức : 4000 kW
- Điện áp ra 3 pha : 690 VAC
- Tần số : 50/60 Hz

2.3 Các phương án đưa ra để lựa chọn công nghệ kỹ thuật

2.3.1 Lựa chọn loại Tuabin gió

Về cơ bản, phân loại tuabin gió thường dựa vào chiều của trục mà các cánh tuabin quay quanh. Hiện nay trên thế giới, hầu hết các tuabin gió thuộc loại trục nằm ngang (HAWT – Horizontal Axis Wind Turbine), chỉ có một số ít có trục quay thẳng đứng (VAWT – Vertical Axis Wind Turbine) như hình minh họa 5.1.



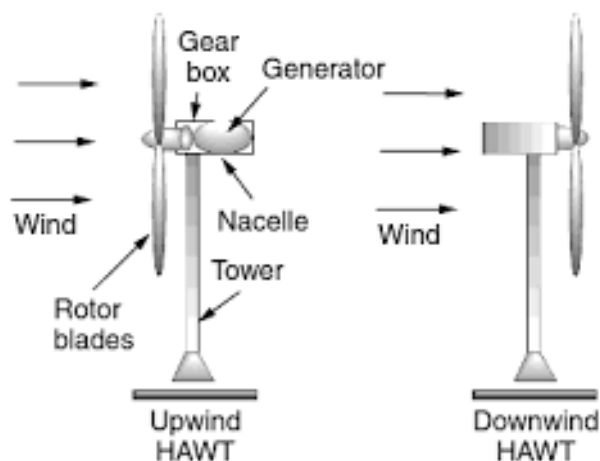
Hình 2.9 Phân loại tuabin gió trục ngang và trục đứng

Bảng 2.14: So sánh tuabin gió trục ngang và trục đứng

	Tuabin gió trục ngang (HAWT – Horizontal Axis Wind Turbine)	Tuabin gió trục đứng (VAWT – Vertical Axis Wind Turbine)	Ghi chú
Hiệu suất tận dụng tài nguyên gió (tại cùng địa điểm lắp đặt)	- Tháp tuabin cao, đón được tốc độ gió mạnh hơn, sản lượng điện của tuabin gió có thể tăng đến 30% mỗi 10m độ cao vì tốc độ gió tăng 20% - 03 cánh tuabin cùng đón gió, tăng hiệu quả sử dụng	- Cánh tuabin ở gần mặt đất, đón được tốc độ gió thấp hơn, sản lượng điện thấp hơn - Trong cùng thời điểm, chỉ có 01 cánh tuabin đón gió.	Công suất thu được tỉ lệ bậc ba theo tốc độ gió
Chất lượng gió	Cánh tuabin ở trên cao,	Cánh tuabin ở gần mặt	Gió không ổn định

	đón được gió ổn định hơn	đất, gió thường bị cuốn (turbulent)	làm tăng các ứng suất có hại lên tuabin
Moment khởi động	Tự khởi động	Vận tốc momen khởi động rất kém, có thể cần năng lượng để khởi động	
Khả năng điều chỉnh công suất khi gặp gió quá mạnh	Có thể dùng nguyên lý điều khiển lên xuống cánh tuabin (pitch control) để tăng giảm công suất đầu ra khi cần	Hầu như không thực hiện được	Giảm công suất để bảo vệ máy phát, bảo vệ tuabin khi gió quá mạnh
Lắp đặt và bảo trì	Khó khăn, do các cấu trúc cơ nặng nề được bố trí trên cao	Dễ dàng, do các cấu trúc cơ nặng nề được bố trí dưới đất	

Với tuabin gió trục ngang HAWT, vẫn còn nhiều tranh cãi về kết cấu chọn hướng gió thổi trước (upwind) hay sau (downwind) như hình minh họa 5.2:



Hình 2.10 Phân loại tuabin gió thổi trước và tuabin gió thổi sau

- *Loại tuabin gió thổi trước (downwind):* có ưu thế là sẽ tự động điều chỉnh trái phải (yaw control) để đạt góc đón gió tối ưu. Nhưng ngược lại, loại này có trụ tháp lại là vật cản đường gió thổi. Cánh quạt ở vị trí ngay sau trụ tháp luôn bị gió tác động yếu đi, đưa đến hiệu ứng các cánh quạt bị vênh (flexing effect).

Hiện tượng này không chỉ làm cánh quạt bị mỏi cơ, mà còn gây nhiều tiếng ồn và làm suy giảm công suất đầu ra.

- *Loại tuabin gió trực ngang đón gió thổi trước (upwind)*: không bị các hạn chế vừa nêu, chúng vận hành êm và cấp công suất ra tốt hơn, nhưng sẽ cần tốn một phần điện năng cho hệ thống điều khiển trái phải (yaw control). Hiện nay trên thế giới, hầu hết các tuabin gió trực ngang công suất lớn đều dùng loại đón gió thổi trước.

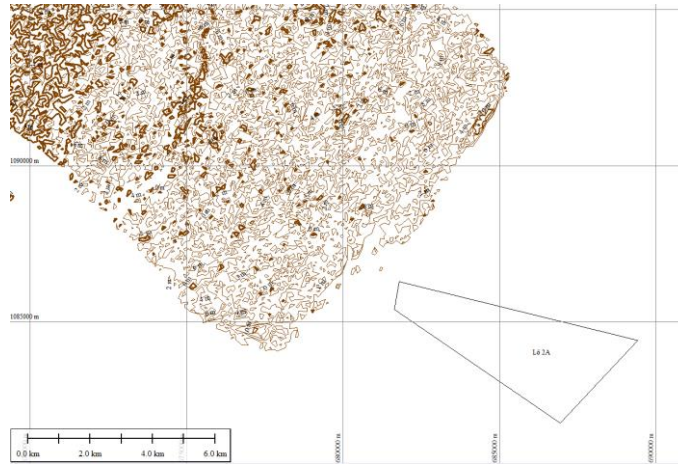
Qua phân tích sơ bộ về các loại công nghệ tuabin gió, đồng thời xem xét tham khảo các dự án điện gió hiện đang vận hành và xây dựng trong nước, đơn vị tư vấn kiến nghị lựa chọn loại tuabin gió trực ngang 3 cánh, đón gió thổi trước, có cả hệ thống điều khiển yaw và pitch.

2.3.2 Lựa chọn công suất Tubin gió

Phương pháp luận thực hiện: Để lựa chọn gam công suất tuabin gió, cần thực hiện các tính toán để so sánh giữa các loại tuabin khác nhau, từ đó lựa chọn loại tuabin gió phù hợp. Các số liệu đầu vào phục vụ tính toán bao gồm:

- Dữ liệu đo gió khu vực dự án: cột đo gió 76m, lắp đặt trong vùng dự án.
- Dữ liệu khí tượng: nhiệt độ, áp suất và mật độ không khí khu vực dự án.
- Bản đồ địa hình tỉ lệ 1:10.000 bao quanh khu vực dự án với bán kính tối thiểu 10km.
- Bản đồ độ nhám bao quanh khu vực dự án với bán kính tối thiểu 20km.

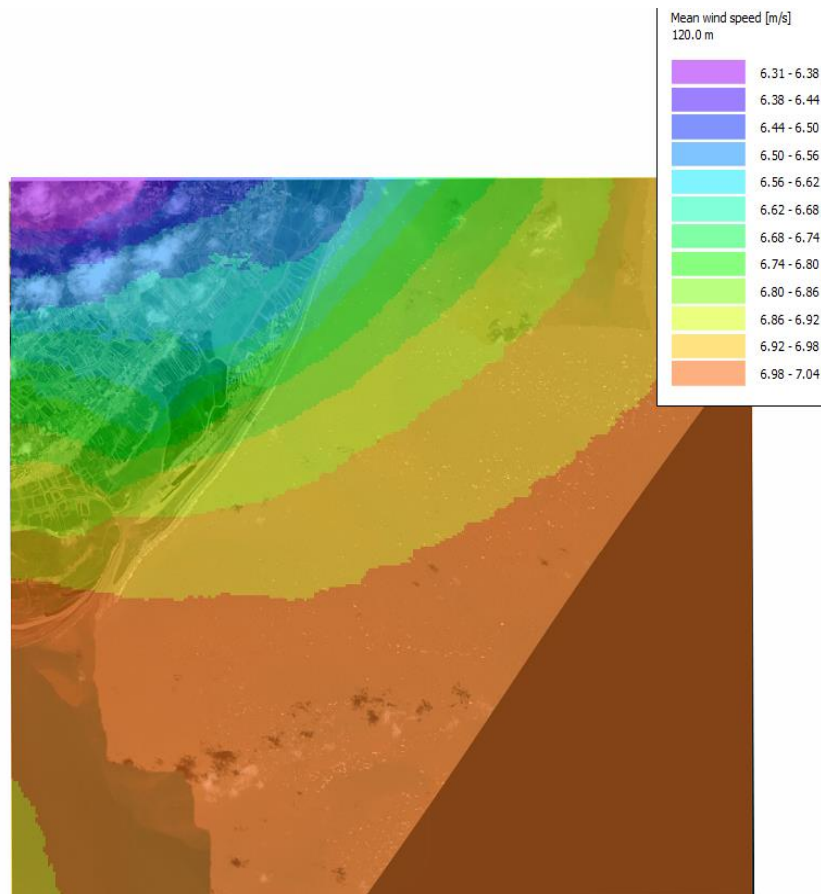
Sau khi có các dữ liệu đầu vào, đề án thực hiện xây dựng bản đồ năng lượng tại khu vực dự án. Sau đó thực hiện tính toán sản lượng điện sơ bộ đối với một số loại tuabin khác nhau. Từ đó lựa chọn loại tuabin có hiệu suất, sản lượng điện và thời gian $T_{\max}$ lớn nhất để tính toán.



Hình 2.11: Bản đồ địa hình khu vực dự án

Nhận xét : Dự án là khu vực trên biển, độ nhám bằng không.

Bản đồ tài nguyên gió khu vực dự án



Hình 2.12: Bản đồ tài nguyên gió khu vực dự án tại độ cao 120m

Nhận xét : Theo bản đồ tài nguyên gió, nhận thấy tốc độ gió cao ở vùng ven biển và thấp dần khi càng vào sâu trong đất liền. Vùng dự án nằm trong khu vực gió tốt (lớn hơn 6,7m/s) và tốc độ gió khá đều cho cả vùng.

Lựa chọn tuabin gió

2.3.3 Tiêu chí lựa chọn gam công suất tuabin

Lựa chọn tuabin thích hợp là rất quan trọng để giảm bớt khó khăn về xây dựng, nâng cao lợi ích kinh tế và kiểm soát rủi ro cho nhà đầu tư của dự án, do đó, việc cân nhắc lựa chọn tuabin dựa các điều kiện sau

a. Phù hợp với vùng gió

Tiềm năng gió được đánh giá theo dữ liệu khí tượng thủy văn, các cột đo gió tại khu vực dự án, từ đó chọn loại tuabin thích hợp với điều kiện vùng gió theo tiêu chuẩn IEC.

b. Phù hợp với diện tích khu vực dự án

Diện tích các khu vực dự án đều được các cấp thẩm quyền cho phép nghiên cứu sau khi loại trừ các quy hoạch chồng lấn. Tổng công suất nhà máy được xây dựng dựa trên diện tích dự án phải phù hợp với kế hoạch phát triển dự án của nhà đầu tư. Với điều kiện đất đai khan hiếm như hiện nay việc cân nhắc lựa chọn gam công suất cũng là ưu tiên hàng đầu của nhà đầu tư nhằm giảm diện tích chiếm đất mà vẫn đạt được tổng công suất lắp dựng như mong muốn.

c. Điều kiện vận chuyển và lắp đặt

Điều kiện vận chuyển lắp dựng là một trong những yếu tố quyết định đến sự thành công của dự án. Với gam công suất càng lớn đồng nghĩa với thiết bị sẽ nặng hơn, tháp gió cao và nặng hơn và chiều dài cánh sẽ dài hơn, do đó phải cân nhắc gam công suất sao cho phù hợp với điều kiện địa lý của khu vực dự án.

d. Xu hướng công nghệ

Việc lựa chọn gam công suất tuabin cho nhà máy cần phải cân nhắc lựa chọn dòng tuabin sao cho phù hợp với xu hướng công nghệ hiện nay, đồng thời phù hợp với điều kiện và kinh nghiệm phát triển điện gió còn mới mẻ như ở Việt Nam hiện nay.

e. Ổn định vận hành

Tuabin chuyển năng lượng gió thành năng lượng điện và nguyên tắc cơ bản đối với việc phát điện tuabin là giống nhau. Tuy nhiên, các tuabin khác nhau có kết cấu của các bộ phận chuyển đổi năng lượng và nguyên tắc điều khiển khác nhau, do đó, ổn định vận hành được quan tâm xem xét trước khi lựa chọn tuabin.

2.3.4 Lựa chọn gam công suất

Với các tiêu chí nêu trên và tổng công suất cho nhà máy khoảng 40MW, lựa chọn tuabin cho nhà máy sẽ xem xét gam công suất từ 3.0MW đến 4.0MW của các hãng điện gió hàng đầu hiện nay.

Bảng 2.15: Loại tuabin của các hãng sản xuất hàng đầu thế giới phù hợp với dự án

STT	Hãng sản xuất	Loại tuabin	Công suất định mức (MW)	Đường kính rotor (m)	Chiều cao lắp dựng (m)
1	Vestas	V136-4.0	4.0	136	82,95,127
		V117-3.6	3.6	117	80, 95, 110, 125
2	GE	GE 3.8-130	3.8	130	110
		GE 3.6-137	3.6	137	131,164
		SWT-4.1-142	4	142	129
3	Siemen	SWT-3-113	3.0	113	83.5, 88, 92.5, 115
4	Enercon	E 127-3.6	3.6	92	98.4, 78.3, 83.8, 84.6
		E 126-EP3	4	126	85,99, 116,135
5	Gamesas	G132-3300	3.3	132	93, 125,137,145
		G132-3465	3.4	132	97,114,134

Với đặc điểm của nhà máy điện gió thì giá thành thiết bị chiếm rất cao từ 60% đến 75% tùy thuộc vào công nghệ và xuất xứ của thiết bị, do đó, việc lựa chọn tuabin sẽ phụ thuộc chính vào hãng cung cấp thiết bị tuabin gió, do đó trong quá trình triển khai thực hiện dự án các yếu tố liên quan tới việc chọn gam công suất cũng như công nghệ của từng nhà sản xuất như: nguồn gốc xuất xứ của tuabin, công nghệ, tiến độ cấp hàng, cơ chế tài chính của nhà cung cấp, kinh nghiệm sản xuất lắp dựng, chế độ bảo hành bảo trì..., mà chủ đầu tư có thể cân nhắc chọn gam công suất trong dãy công suất từ 3,0MW đến 4,0MW sao cho đảm bảo về mặt kinh tế kỹ thuật

của dự án. Hiện nay trên thế giới có rất nhiều loại tuabin với các gam công suất khác nhau, bất kỳ loại tuabin nào cũng có ưu và nhược điểm của nó. Việc lựa chọn gam công suất tuabin và loại tuabin phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố khác nhau như công nghệ, giá thành, khả năng lắp dựng... và các yếu tố thương mại khác.

Căn cứ vào yêu cầu lựa chọn tuabin đã phân tích như trên và tình hình hiện nay của ngành công nghiệp gió trên thế giới trong những năm gần đây cũng như ở Việt Nam, các dòng công suất thương mại phổ biến trên thị trường hiện nay là từ 3.0MW đến 4.0MW được lựa chọn trong giai đoạn BSQH. Trong giai đoạn lập hồ sơ thiết kế dự án sẽ chọn chính xác gam công suất cho nhà máy.

2.3.5 Cao độ tuabin tính toán

Từng loại tuabin của từng hãng khác nhau có nhiều loại chiều cao cột tháp khác nhau. Tùy thuộc vào đặc tính gió khu vực và điều kiện thi công vận chuyển sẽ chọn lựa chiều cao cột tháp sao cho kinh tế nhất. Như bảng thống kê trên, các tuabin từ 3.0MW đến 4.0MW có chiều cao tháp gió phổ biến từ 82 đến 157m. Để thuận lợi trong quá trình tính toán so sánh các loại tuabin với nhau sẽ chọn các tuabin có chiều cao cột 82m-145m đại diện gần nhất với chiều cao cột tiêu chuẩn của từng loại tuabin để tính toán so sánh.

2.3.6 Phương án đấu nối vào lưới điện

Công suất max của Dự án Nexif Energy Bến Tre trên biển 2A là 120 MW, dự kiến nhà máy phát công suất lên điện áp 220 kV. Trong khuôn viên nhà máy điện gió xây dựng trạm nâng áp 22/220 kV công suất 1x63 MVA và 1x125MVA, các phương án đấu nối nhà máy vào hệ thống lưới điện 220 kV tỉnh Bến Tre được thực hiện theo từng giai đoạn của dự án sao cho đảm bảo về mặt vận hành kỹ thuật về công suất phát lên đường dây truyền tải, ngăn mạch đảm bảo an toàn cho thiết bị.

2.3.7 Dự toán tổng mức đầu tư

Cơ sở giả định và dữ liệu kinh tế được sử dụng như nêu trong bảng dưới đây.

Bảng 2.16. Các giả định cơ bản và dữ liệu kinh tế

Dữ liệu đầu vào	Đơn vị	Giá trị
Năm bắt đầu xây dựng		năm 2019
Thời gian xây dựng	tháng	12

Năm bắt đầu vận hành		năm 2020
Đời sống kinh tế dự án	năm	20
Tổng vốn đầu tư	tỷ đồng	5.930
Tỷ lệ vốn vay/chủ sở hữu	%	80/20
Thời gian trả vốn vay	năm	10
Thời gian ân hạn	tháng	10
Lãi suất vay	%/năm	10
Phí sử dụng vốn chủ sở hữu	%/năm	10
Tỷ lệ lạm phát \$ giả định	%/năm	2
Tỷ giá hối đoái	VNĐ/USD	23.350
Giá bán điện	UScent/kWh	9,8
Thời hạn bán điện theo giá quy định	năm	20

Chi phí quản lý, vận hành và bảo dưỡng hàng năm: 2% tổng vốn đầu tư ban đầu. Thuế thu nhập doanh nghiệp: Miễn thuế thu nhập doanh nghiệp trong 4 năm kể từ khi có thu nhập chịu thuế, được giảm 5% số thuế phải nộp cho 9 năm tiếp theo, được giảm 10% số thuế phải nộp cho 2 năm tiếp theo và được giảm 20% số thuế phải nộp cho các năm còn lại (áp dụng theo Thông tư 96/2015/TT-BTC hướng dẫn về thuế thu nhập doanh nghiệp tại Nghị định 12/2015/NĐ-CP và sửa đổi, bổ sung một số nội dung tại các Thông tư về thuế (Điều 11, khoản 1, mục b)).

Các thành phần chi phí đầu tư

Chi phí đầu tư được chia ra thành nhiều mảng: mua sắm thiết bị và chi phí xây dựng (EPC), chi phí phát triển và tư vấn dự án, bảo hiểm trong thời gian xây dựng, lãi vay trong thời gian xây dựng và các khoản chi phí tài chính khác.

Phần lớn chi phí đầu tư là từ các khoản EPC, bao gồm thiết bị và lắp đặt công trình, công trình dân dụng, vật liệu xây dựng và những chi phí khác. Chi phí đầu tư EPC đặc thù tính theo kW tùy vào các công ty cung ứng công nghệ và xuất xứ loại thiết bị. Chi phí bảo hiểm và các khoản chi phí tài chính khác được ước tính lần lượt là 0,3% và 2% giá trị EPC. Lãi vay ngân hàng trong thời gian xây dựng là 10%.

Suất đầu tư cho 1 MW lắp đặt bao gồm tất cả các chi phí trên dự kiến 2,266 triệu USD/MW. Phân bổ chi tiết theo các hạng mục của tổng vốn đầu tư được khái toán ở bảng 2.17

Bảng 2.17: Tổng mức đầu tư (VNĐ)

ST T	Nội dung chi phí	Giá trị trước thuế	Thuế GTGT	Giá trị sau thuế
1	Chi phí bồi thường, hỗ trợ và tái định cư	21.522.000.000 đ		21.522.000.000 đ
2	Chi phí xây dựng	1.446.516.602.082 đ	144.651.660.208 đ	1.591.168.262.290 đ
3	Chi phí thiết bị	3.221.601.638.961 đ	322.160.163.896 đ	3.543.761.802.857 đ
4	Chi phí quản lý dự án	28.105.976.470 đ		28.105.976.470 đ
5	Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng	100.111.006.521 đ	10.011.100.652 đ	108.703.412.107 đ
6	Chi phí khác	373.530.393.877 đ	7.918.850.324 đ	381.449.244.201 đ
7	Chi phí dự phòng	233.612.442.806 đ	21.813.379.879 đ	255.361.981.407 đ
	TỔNG CỘNG	5.425.000.061.000 đ	506.555.155.000 đ	5.930.072.679.000 đ
	Suất đầu tư trước thuế (triệu USD/MW)			49.417.272.325 đ

Quy đổi 1 USD = 23350 đồng Việt Nam.

Bảng 2.18: Bảng phân bổ nguồn vốn đầu tư (VNĐ)

Nguồn vốn đầu tư	Đơn vị	Giá trị
Vốn chủ sở hữu (20% vốn đầu tư)	Tỷ VNĐ	4.744,06
Vốn vay ngân hàng (80% vốn đầu tư)	Tỷ VNĐ	1.186,01
Tổng cộng	Tỷ VNĐ	5.930

Kết luận chương 2:

Trong chương 2 tác giả đã trình bày tổng quan về dự án điện gió Nexif – Engergy trên địa bàn tỉnh Bến tre. Thông qua việc đánh giá tiềm năng năng lượng gió tại địa khu vực dự án bằng cột đo gió. Từ đó ước lượng được sản lượng gió, tính toán lựa chọn công suất của Tubin gió cho phù hợp với tiềm năng khu vực dự án. Qua việc xác định công nghệ, vị trí, phương án thực hiện, đã dự trù được tổng mức đầu tư của dự án. Qua đó trong chương 3 tác giả đánh giá hiệu quả của dự án đầu tư.

CHƯƠNG 3

ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ ĐẦU TƯ DỰ ÁN ĐIỆN GIÓ

NEXIF – ENGERGY – BẾN TRE

3.1 Thông số đầu vào để phân tích hiệu quả của dự án

Mục đích của việc phân tích hiệu quả kinh tế cho dự án là nhằm đánh giá hiệu quả của dự án đối với nền kinh tế quốc dân. Mục đích của việc phân tích hiệu quả tài chính cho dự án là đánh giá hiệu quả của dự án theo quan điểm của chủ đầu tư.

Đối với phân tích hiệu quả kinh tế của dự án, do hiện chưa có một hướng dẫn định lượng cụ thể các yếu tố hiệu ích trong phân tích hiệu quả kinh tế, do đó, trong phần này chỉ phân tích định tính các hiệu ích của dự án đối với nền kinh tế quốc dân. Hiệu quả tài chính của dự án được đánh giá thông qua các chỉ tiêu:

- Giá trị hiện tại ròng (NPV) ;
- Suất hoàn vốn nội tại về tài chính (FIRR).
- Tỷ số hiệu ích/ chi phí (B/C)

Các chỉ tiêu trên được tính toán dựa trên cơ sở so sánh 2 dòng chi phí và lợi nhuận đã được chiết khấu trong suốt đời sống kinh tế của dự án.

Dòng chi phí trong dự án này bao gồm vốn đầu tư, chi phí vận hành, bảo dưỡng.

Dòng lợi nhuận trong dự án này chính là doanh thu bán điện và các hiệu ích khác thu được từ dự án.

Bảng 3.1: Bảng các thông số tài chính sử dụng đánh giá hiệu quả đầu tư

Các thông số tài chính	Đơn vị	Giá trị
Giá bán điện kinh tế	đồng/kWh	2.288
Giá bán điện tài chính	đồng/kWh	2.288
Giá bán điện kinh tế	US cent/kWh	9,80
Giá bán điện tài chính	US cent/kWh	9,80
Khối lượng giảm phát thải	tấn/năm	-
Tỷ lệ O&M	%(XD+TB)	2,00%
Chi phí O&M	tỷ đồng/năm	102,70
Đời sống dự án	năm	20
Năm bắt đầu dự án	năm	2018

Thời gian khấu hao:		
- Khấu hao thiết bị	năm	10,00
- Khấu hao xây dựng hạng mục c/trình	năm	15,00
Thời gian thanh toán (ân hạn thời gian XD)	năm	2,00
Tỷ lệ giảm hiệu suất tuabin (tạm tính)	%/năm	0,25%
Tỷ giá trung tâm	USD/VND	23.350
Tỷ giá bán ra VCB	USD/VND	23.350
Tỷ lệ trượt giá USD	%	2,00%
Tỷ lệ trượt chi phí O&M	%/năm	3,00%
Tỷ giá EUR		26.619
Chi phí bảo hiểm + CP quản lý	%/năm	0,50%
Giá bán CER/tấn CO2	USD	0,00
Lệ phí giảm phát thải	%/năm	1,2%

Bảng 3.2: Bảng phân bổ nguồn vốn

Nguồn vốn			
Vốn vay thương mại	70,0%	Lãi suất	10,00%
Vốn của Chủ đầu tư	30,0%	Icsh	10,00%
Hệ số chiết khấu tài chính	2014/QĐ-BCN	Itcbqgq	9,34%
Hệ số chiết khấu kinh tế	2014/QĐ-BCN	Ikt	10,00%

3.2 Đánh giá hiệu quả kinh tế - tài chính của dự án

3.2.1 Đánh giá hiệu quả kinh tế - tài chính của dự án tại thời điểm lập dự án

❖ *Lựa chọn một số tham số trong tính toán*

Tỷ lệ chiết khấu: Trong giai đoạn 2019-2025, tỷ lệ lạm phát tại Việt Nam biến động mạnh và tỷ lệ lạm phát trung bình là 2.79 % khiến tỷ lệ chiết khấu thực thấp hơn nhiều so với tỷ lệ chiết khấu danh nghĩa. Tuy nhiên, năm 2019, do ảnh hưởng của cuộc khủng hoảng kinh tế do dịch Covid, tỉ lệ lạm phát ở Việt Nam giảm mạnh và có thể có nguy cơ giảm phát. Do đó, để đơn giản trong tính toán, tỷ lệ chiết khấu thực sử dụng trong tính CBA ban đầu của dự án này được lựa chọn là 4.3%.

Thời gian của dự án: Thời gian tính toán trùng với thời gian hoạt động của dự án là 25 năm, năm 2019 được chọn là năm gốc. Trong đó, thời gian tua bin gió bắt đầu hoạt động sản xuất điện năng là 25 năm (2020-2045).

Tỷ giá tiền tệ tại thời điểm lập dự án: 1 USD = 17000 VND

Chi phí của dự án gồm có chi phí đầu tư ban đầu và chi phí M&O

a. Xác định chi phí của dự án

- ***Chi phí đầu tư ban đầu***

Chi phí đầu tư ban đầu gồm có: chi phí xây dựng công trình chính và chi phí nhà tạm tại hiện trường, chi phí thiết bị tổ hợp tua bin gió và vật tư trạm và đường dây, và các chi phí khác. Tổng của chi phí đầu tư ban đầu này là 775,96 tỉ đồng, trong đó chi phí thiết bị là 641,09 tỉ đồng (chiếm tới 82,62% tổng chi phí đầu tư ban đầu).

Bảng 3. 3: Bảng tổng hợp mức đầu tư ban đầu

Stt	Các khoản mục chi phí	Chi phí (triệu đ)
I	Chi phí xây dựng	76,187.91
1.1	<i>Xây dựng công trình chính</i>	75,602.64
	Lắp dựng các tổ hợp tua bin gió	52,107.38
	Chi phí cầu lắp đặt	8,000.30
	Lắp dựng phần điện trạm 110kV	379.67
	Lắp dựng đoạn đường dây đấu nối 110kV	2,256.22
	Xây dựng phần ngoài trời trạm 110kv	1,421.88
	Lắp dựng nhà vận hành	2,362.19
	Xây dựng đường giao thông	9,075.00
1.2	<i>Xây dựng nhà tạm hiện trường</i>	585.27
	Lắp dựng tuabin gió	521.07
	Lắp đặt phần trạm điện 110kV	3.80
	Xây dựng đoạn đường dây đấu nối 110kV	22.56
	Xây dựng phần ngoài trời trạm 110kV	14.22
	Xây dựng nhà điều hành trạm 110 kV và tua bin gió	23.62
II	Chi phí thiết bị	641,094.74
2.1	<i>Tổ hợp tua bin gió</i>	614,795.74

Stt	Các khoản mục chi phí	Chi phí (triệu đ)
2.1.1	Chi phí mua sắm thiết bị	
	Thiết bị ngoại nhập	495,666.59
	Thiết bị sản xuất trong nước	79,661.66
	Chi phí đào tạo và chuyển giao công nghệ	1,185.03
2.1.2	Chi phí đấu nối thiết bị và thí nghiệm hiệu chỉnh	4,217.29
2.1.3	Chi phí vận chuyển, lưu kho, bảo quản	34,065.17
2.2	Trạm và đường dây	26,299.00
2.2.1	Chi phí mua sắm thiết bị	
	Thiết bị ngoại nhập	24,497.21
	Thiết bị sản xuất trong nước	839.68
2.2.2	Chi phí đấu nối thiết bị và thí nghiệm hiệu chỉnh	132.00
2.2.3	Chi phí vận chuyển, lưu kho, bảo quản	830.11
III	Chi phí khác	58,681.53
	Chi phí quản lý chung dự án	20,171.36
	Khảo sát địa chất	714.94
	Đền bù giải phóng mặt bằng	14,080.00
	Tổ chức thực hiện giải phóng mặt bằng	692.61
	Mua số liệu gió	60.00
	Báo cáo dự án đầu tư	2,521.02
	Thiết kế kỹ thuật	1,731.71
	Thẩm tra thiết kế kỹ thuật	34.57
	Thẩm tra dự toán, tổng dự toán	20.80
	Lựa chọn nhà thầu thi công	29.82
	Lựa chọn nhà thầu cung cấp tua bin	517.64
	Giám sát thi công xây dựng	992.11
	Giám sát thi công lắp đặt tua bin	1,921.73
	Bảo hiểm công trình	13,984.54
	Chuẩn bị sản xuất	165.00
	Nghiệm thu, khánh thành	692.61
	Kiểm toán	351.07
	Thẩm định dự án và cấp phép XD	49.18

Stt	Các khoản mục chi phí	Chi phí (triệu đ)
	Tổng	775,964.18

Nguồn: Báo cáo dự án và Tổng hợp của tác giả

- **Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M)**

Chi phí M&O gồm có: lương, chi phí quản lý, chi phí bảo dưỡng tua bin, chi phí bảo dưỡng các công trình khác, bảo hiểm trong quá trình hoạt động. Tổng chi phí O&M trong suốt thời gian dự án là 254.593,13 triệu đồng.

Bảng 3.4: Bảng tổng hợp chi phí O&M qua các năm (Đơn vị: Triệu đ)

Năm	Năm vận hành	Lương	Chi phí quản lý	Chi phí bảo dưỡng tua bin	Chi phí bảo dưỡng các công trình khác	Bảo hiểm trong quá trình hoạt động	Chi phí O&M
2020	0	823.96	-	-	-	-	823.96
2021	0	848.68	-	-	-	-	848.68
2022	1	874.14	1,034.98	-	-	2,151.85	4,060.97
2023	2	900.36	1,034.98	-	-	2,151.85	4,087.19
2024	3	927.37	1,034.98	-	-	2,151.85	4,114.20
2025	4	955.19	1,034.98	-	-	2,151.85	4,142.02
2026	5	983.85	1,034.98	-	-	2,151.85	4,170.68
2027	6	1,013.36	1,034.98	6,410.95	-	2,151.85	10,611.14
2028	7	1,043.76	1,034.98	6,410.95	-	2,151.85	10,641.54
2029	8	1,075.08	1,034.98	6,410.95	-	2,151.85	10,672.86
2030	9	1,107.33	1,034.98	6,410.95	-	2,151.85	10,705.11
2031	10	1,140.55	1,034.98	6,410.95	-	2,151.85	10,738.33
2032	11	1,174.76	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	11,648.70
2033	12	1,210.01				2,151.85	

Năm	Năm vận hành	Lương	Chi phí quản lý	Chi phí bảo dưỡng tua bin	Chi phí bảo dưỡng các công trình khác	Bảo hiểm trong quá trình hoạt động	Chi phí O&M
			1,034.98	6,410.95	876.16		11,683.95
2034	13	1,246.31	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	11,720.25
2035	14	1,283.70	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	11,757.64
2036	15	1,322.21	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	11,796.15
2037	16	1,361.87	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	11,835.81
2038	17	1,420.73	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	11,894.67
2039	18	1,444.81	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	11,918.75
2040	19	1,488.16	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	11,962.10
2041	20	1,532.80	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	12,006.74
2042	21	1,578.79	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	12,052.73
2043	22	1,626.15	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	12,100.09
2044	23	1,674.93	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	12,148.87
2045	24	1,725.18	1,034.98	6,410.95	876.16	2,151.85	12,199.12

Nguồn: Số liệu tổng hợp

- **Chi phí CDM**

Chi phí CDM gồm có chi phí đăng ký dự án CDM, chi phí chuẩn bị PDD, chi phí phê chuẩn, chi phí thẩm định và chứng nhận.

Theo qui định của UNFCCC, phí đăng ký CDM dựa trên lượng giảm GHGs tính toán được từ dự án trong suốt thời gian hoạt động của dự án. Cụ thể, các chủ đầu tư dự án CDM sẽ phải chi trả phí đăng ký CDM tùy thuộc vào số lượng CERs được phát hành hàng năm từ dự án theo cách tính sau:

Số lượng CERs

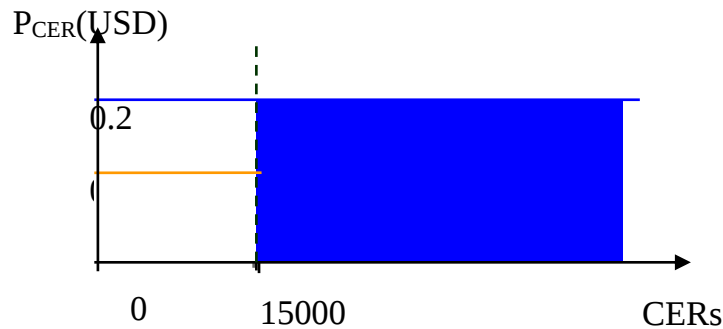
15000 CERs đầu tiên trong năm

Lượng CERs ngoài 15000 CERS đầu tiên

Phí đăng ký

0.1USD/1 CER

0.2USD/1 CER

**Hình****3.1 Quy**

định đăng ký CERs cho dự án CDM

Nguồn: www.cdm.unfccc.int

Tuy nhiên, cũng theo CDMRulebook, phí đăng ký dự án CDM tối đa là 350.000USD. Đối với các dự án CDM đăng ký không thành công, nếu phí đăng ký vượt quá 30.000USD trở nên thì sẽ được hoàn trả. Đối với các quốc gia kém phát triển nhất (LDCs) sẽ được miễn trừ chi phí đăng ký CDM.

Trong phạm vi dự án điện gió Nexif Energy Bến Tre, tổng lượng giảm phát thải GHGs hàng năm là 57.129,52 tấn CO₂ tương đương với 57.129 CERs. Trong thời gian vận hành tua bin gió 25 năm, tổng lượng CERs được phát hành là 57129*25 CERs. Như vậy, tổng chi phí đăng ký của dự án là:

$$15000 * 0.1 + (57129 * 25 - 15000) * 0.2 * 23,350 = 6,592,164,000 \text{ đ}$$

Dựa theo một số tài liệu tham khảo về các chi phí CDM cho các dự án đã thực hiện trước đó, ta tổng hợp được bảng chi phí CDM sau:

Bảng 3.5: Bảng tổng hợp các chi phí CDM

Chi phí chuẩn bị PDD	464,000,000 đ
Chi phí phê chuẩn dự án CDM	232,000,000 đ
Chi phí đăng ký CERs	6,592,164,000 đ
Chi phí thẩm định và chứng nhận	580,000,000 đ
Tổng	7,868,164,000 đ

Nguồn: Tính toán của tác giả

Như vậy, mỗi CER thu được từ dự án sẽ chịu trung bình chi phí CDM là 0.2375USD/1CER. Toàn bộ chi phí CDM này sẽ được tính vào năm 2007 (thời gian tiến hành các thủ tục đăng ký CDM).

- **Tổng hợp các chi phí qua từng năm**

Các chi phí thiết bị, xây dựng và chi phí khác sẽ được chia đều cho 2 năm từ 2019-12/2020 dự án 80MW được chia làm 3 giai đoạn thời gian tiến hành đầu tư xây dựng giai đoạn 1.

Bảng 3.6: Bảng tổng hợp chi phí của dự án (đơn vị: Triệu đồng)

Năm	Năm vận hành	Chi phí CDM	Chi phí xây dựng và Chi phí khác	Chi phí thiết bị	Chi phí O&M	Tổng chi phí từng năm
2020	0	5,765.47	67,434.72	320,547.37	823.96	394,571.52
2021	1		67,434.72	320,547.37	848.68	388,830.77
2022	2				4,060.97	4,060.97
2023	3				4,087.19	4,087.19
2024	4				4,114.20	4,114.20
2025	5				4,142.02	4,142.02
2026	6				4,170.68	4,170.68
2027	7				10,611.14	10,611.14
2028	8				10,641.54	10,641.54
2029	9				10,672.86	10,672.86
2030	10				10,705.11	10,705.11
2031	11				10,738.33	10,738.33
2032	12				11,648.70	11,648.70
2033	13				11,683.95	11,683.95

2034	14				11,720.25	11,720.25
2035	15				11,757.64	11,757.64
2036	16				11,796.15	11,796.15
2037	17				11,835.81	11,835.81
2038	18				11,894.67	11,894.67
2039	19				11,918.75	11,918.75
2040	20				11,962.10	11,962.10
2041	21				12,006.74	12,006.74
2042	22				12,052.73	12,052.73
2043	23				12,100.09	12,100.09
2044	24				12,148.87	12,148.87
2045	25				12,199.12	12,199.12

Nguồn: Tính toán của tác giả

b. Xác định lợi ích của dự án

❖ Doanh thu của dự án nền có được từ doanh thu bán điện cho EVN thông qua việc đấu nối với hệ thống điện quốc gia nên tính toán doanh thu của dự án phụ thuộc rất lớn vào giá bán điện mà chủ đầu tư thỏa thuận với EVN.

Kể từ ngày 01/03/2020, giá bán lẻ điện sinh hoạt bình quân của EVN là 948.5 VND/kWh, tăng 8.92% so với giá bán điện trước đây. Giá bán buôn điện sinh hoạt nông thôn được chia thành 7 bậc với mức thấp nhất là 420 đ/kWh và mức cao nhất là 1.345 đ/kWh. Giá bán buôn điện sử dụng cho mục đích khác là 865 đ/kWh. Tại thời điểm lập dự án, giá định EVN chấp nhận mua điện từ dự án điện gió Nexif Energy Bến Tre với giá là 1,900 đ/kWh (0.070 US/kWh).

Sản lượng điện hàng năm của dự án từ 10 tuabin công suất 1,5 MW theo phần mềm WasP là 92000 MWh. Do đó, doanh thu từ bán điện hàng năm của dự án là:

$$92000.000\text{kWh} * 1,900 \text{ đ/kWh} = \mathbf{110.400.000.000 \text{ đ} = 110.4 \text{ tỷ đ}}$$

Tổng doanh thu từ bán điện hàng năm trong suốt 25 năm tua bin gió vận hành là 2,760 tỷ đồng.

❖ Ngoài doanh thu từ điện, giá trị còn lại của thiết bị sau thời gian dự án là 20% giá tổng tài sản nên coi như vào năm vận hành cuối cùng (năm 2033), dự án coi như được hưởng thêm lợi ích từ tài sản còn lại này:

$$0.2 * 641,094.74 \text{ (chi phí thiết bị)} = 128,218.95 \text{ triệu đồng.}$$

❖ Ngoài doanh thu từ điện, giá trị còn lại của thiết bị thì lợi ích bổ sung chủ yếu của dự án CDM chính là doanh thu từ tiền bán CERs. Như vậy, nguồn lợi ích bổ sung này phụ thuộc rất lớn vào giá bán CERs trên thị trường.

Theo các báo cáo đánh giá phân tích của UNFCCC năm 2018, giá CER trung bình được tính là 12USD/1CER. Tại Hệ thống thương mại phát thải châu Âu (EU ETS) thì giá cacbon là khoảng từ 9-17 Euro/1 tấn (tương đương với 12.4- 23.4 USD/tấn) tùy thuộc vào loại dự án và giai đoạn thực hiện dự án. Tuy nhiên, do ảnh hưởng của khủng hoảng tài chính toàn cầu năm 2008-2009, giá CER nhìn chung đang giảm mạnh. Tại thời điểm lập dự án, Ngân hàng Deutsche Bank dự báo giá CERs tại EU sẽ giảm xuống 12 Euro trong năm 2019, trước khi tăng lên 25-30 Euro trong thời gian dài. Quỹ Carbon Trust đánh giá giá CERs tại EU là 10 Euro (13.6US), còn Fortis thì đánh giá là 9 Euro (12.23USD). Tất cả các ngân hàng cho rằng giá sẽ thấp hơn 20 Euro vào năm 2019. Thực tế, tại thị trường EU giá CER cũng đã giảm xuống tới mức thấp kỷ lục 9.95 Euro (tương đương 13.4USD) và tăng lên 11,6 Euro (15.66USD) vào ngày 30/01/2019.

Do đó, tại thời điểm lập dự án, giá CER được chọn theo giá chung của UNFCCC là 12USD/1CER. Doanh thu bán CERs hàng năm của dự án (2019-2045) là:

$$57129 \text{ CERs} * 12\text{USD} = 685548 \text{ USD} * 17000 \text{ đ} = 11.654.316.000 \text{ VND}$$

c. Tổng hợp chi phí và lợi ích của dự án

Bảng tổng hợp chi phí và lợi ích của dự án tại thời điểm lập dự án được trình bày trong Phụ lục 3.1.

Lợi ích ròng hàng năm của dự án (đã tính chiết khấu) mang giá trị âm trong thời gian 2 năm đầu tư xây dựng ban đầu (2019-2020) nhưng đã đạt giá trị dương ngay năm đầu dự kiến đi vào vận hành (năm 2019).

Theo đồ thị trên, giá trị tích lũy của dự án ban đầu mang giá trị âm và tăng dần cho đến khi đạt giá dương vào năm 2019 tức sau 12 năm kể từ khi bắt đầu tiến hành dự án. Như vậy, thời gian hoàn vốn của dự án trong khoảng từ 11 đến 12 năm.

d. Các chỉ tiêu hiệu quả kinh tế của dự án

Căn cứ vào bảng tổng hợp tại Phụ lục 1, xét năm 2020 là năm 0, theo tỷ lệ chiết khấu là 8%/năm, ta tính toán được các chỉ tiêu của dự án như sau:

Bảng 3.7: Bảng tổng hợp các chỉ tiêu hiệu quả kinh tế của dự án

NPV	383.503.150.146 VND
IRR	13,15%
B/C	1,46 lần
Thv	12 năm

Nguồn: Tính toán của tác giả

Như vậy, NPV của dự án nền là 383,5 tỉ đồng > 0 và IRR là 13,15% $> 8\%$, BCR là 1,46 lần > 1 , thời gian hoàn vốn là 12 năm cho thấy dự án đạt hiệu quả kinh tế và có khả năng thực hiện được. Lợi ích từ tiền bán điện, tiền bán CERS và các lợi ích khác từ CDM cũng đủ để bù đắp chi phí sản xuất điện gió và đem lại lợi nhuận cho doanh nghiệp. Các chỉ tiêu hiệu quả kinh tế của dự án đủ sức hấp dẫn các nhà đầu tư nếu đem so sánh với các dự án năng lượng khác.

3.1.2 Đánh giá hiệu quả của dự án sau khi triển khai thực tế

So với dự kiến ban đầu, trong giai đoạn triển khai thực tế, do thời gian thi công kéo dài, dự kiến hoàn thành trong năm 2008 nhưng thực tế đến tháng 12/2020 dự án mới hoàn thành lắp đặt xong cả 10 tổ máy và hoà lưới điện quốc gia. Điều đó dẫn đến chi phí đầu tư của dự án trong thực tế bị có điều chỉnh so với dự kiến ban đầu lúc lập dự án. Bên cạnh đó, chi phí bảo dưỡng của thiết bị trong thực tế chiếm khoảng 2% chi phí thiết bị (tăng lên so với dự kiến ban đầu là 1%)

Tuy nhiên, với chính sách ưu đãi hỗ trợ phát triển điện gió, ngày 29/6/2019, Chính Phủ đã ban hành Quyết định 37/2011/QĐ-TTg về quy định về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam. Theo đó, kể từ ngày 20 tháng 8 năm 2011 giá bán điện gió được quy định là 1,641 đồng/kwh. Ngày 10/9/2018, Chính phủ tiếp tục ban hành Quyết định 39/2018/QĐ-TTg quy định giá bán điện gió điều chỉnh kể từ ngày 01/11/2018 là 1,928 đồng/kWh.

Ngoài ra, khác với kế hoạch dự kiến ban đầu, dự án cũng chưa thu được tiền từ tiền bán CERs do chưa hoàn thành triển khai CDM. Vì vậy mà lợi ích thu được của dự án chỉ thuần từ việc bán điện cho EVN và dự kiến giá trị thiết bị thu hồi sau thời gian vận hành.

Tỉ lệ lạm phát của Việt nam trong giai đoạn 2008-2019 ở mức bình quân 7,32%/năm. Vì vậy, tỉ lệ chiết khấu được điều chỉnh là 7,32%, khác với tỉ lệ chiết khấu được chọn là 8% tại thời điểm lập dự án

Vì vậy với những thay đổi như trên, hiệu quả đầu tư của dự án trong thực tế so với khi lập dự án có sự biến động như sau

a. Chi phí của dự án

• **Chi phí đầu tư**

Bảng 3.8: Bảng tổng hợp chi phí đầu tư thực tế của dự án

Các khoản mục chi phí	Kế hoạch	Thực tế	+/-
Chi phí xây dựng	76,187.91	102,992.84	26,804.93
Chi phí thiết bị	641,094.74	645,074.32	3,979.58
Chi phí khác	58,681.53	69,286.46	10,604.93
Tổng	775,964.18	817,353.62	41,389.44

Nguồn: Tổng hợp của tác giả

• **Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M)**

Bảng 3.9: Bảng tổng hợp chi phí vận hành và bảo dưỡng thực tế của dự án

Năm	Năm vận hành	Lương	Chi phí quản lý	Chi phí bảo dưỡng tua bin	Chi phí bảo dưỡng các công trình khác	Bảo hiểm trong quá trình hoạt động	Chi phí O&M
2020	0	823.96	-	-	-	-	823.96
2021	0	906.36	-	-	-	-	906.36
2022	0	997.00	310.49	-	-	-	1,307.49
2023	0	1,096.70	310.49	-	-	-	1,407.19
2024	1	1,206.37	724.49	-	-	-	1,930.86
2025	2	1,327.01	1,034.98	-	-	2,151.85	4,513.84
2026	3	1,459.71	1,138.48	-	-	2,151.85	4,750.04
2027	4	1,605.68	1,241.98	-	-	2,151.85	4,999.51
2028	5	1,766.25	1,345.47	-	-	2,151.85	5,263.57

2029	6	1,942.88	1,190.23	-	-	2,151.85	5,284.96
2030	7	2,137.17	1,273.03	14,104.09	-	2,151.85	19,666.14
2031	8	2,350.89	1,293.73	14,104.09	-	2,151.85	19,900.56
2032	9	2,585.98	1,335.12	14,104.09	-	2,151.85	20,177.04
2033	10	2,844.58	1,335.12	14,104.09	-	2,151.85	20,435.64
2034	11	3,129.04	1,034.98	14,104.09	-	2,151.85	20,419.96
2035	12	3,441.94	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	21,609.02
2036	13	3,786.13	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	21,953.21
2037	14	4,164.74	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	22,331.82
2038	15	4,581.21	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	22,748.29
2039	16	5,039.33	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	23,206.41
2040	17	5,543.26	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	23,710.34
2041	18	6,097.59	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	24,264.67
2042	19	6,707.35	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	24,874.43
2043	20	7,378.09	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	25,545.17
2044	21	8,115.90	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	26,282.98
2045	22	8,927.49	1,034.98	14,104.09	876.16	2,151.85	27,094.57

Nguồn: Tổng hợp của tác giả

• **Tổng hợp chi phí qua các năm**

Các chi phí thiết bị, xây dựng và chi phí khác sẽ được chia đều cho 4 năm từ 2019-2024 là thời gian tiến hành đầu tư xây dựng giai đoạn 1

Bảng 3.10: Bảng tổng hợp chi phí của dự án thực tế (đơn vị: Triệu đồng)

Năm	Năm vận hành	Chi phí CDM	Chi phí xây dựng và Chi phí khác	Chi phí thiết bị	Chi phí O&M	Tổng chi phí từng năm
2020	0		34,455.86	129,014.86	823.96	164,294.68
2021	0		34,455.86	129,014.86	906.36	164,377.08
2022	0		34,455.86	129,014.86	1,307.49	164,778.22
2023	0		34,455.86	129,014.86	1,407.19	164,877.92
2024	0		34,455.86	129,014.86	1,930.86	165,401.58
2025	1				4,513.84	4,513.84
2026	2				4,750.04	4,750.04
2027	6				4,999.51	4,999.51
2028	7				5,263.57	5,263.57
2029	8				5,284.96	5,284.96
2030	9				19,666.14	19,666.14
2031	10				19,900.56	19,900.56

2032	11				20,177.04	20,177.04
2033	12				20,435.64	20,435.64
2034	13				20,419.96	20,419.96
2035	14				21,609.02	21,609.02
2036	15				21,953.21	21,953.21
2037	16				22,331.82	22,331.82
2038	17				22,748.29	22,748.29
2039	18				23,206.41	23,206.41
2040	19				23,710.34	23,710.34
2041	20				24,264.67	24,264.67
2042	21				24,874.43	24,874.43
2043	22				25,545.17	25,545.17
2044	23				26,282.98	26,282.98
2045	24				27,094.57	27,094.57

Nguồn: Tổng hợp của tác giả

b. Lợi ích của dự án

Sản lượng điện hàng năm của dự án từ 20 tuabin công suất 1,5 MW theo thực tế bình quân các năm là 85000 MWh.

Với giá thỏa thuận bán cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam trong giai đoạn đầu triển khai dự án là 1,213đ/kWh và thực hiện giá bán điện là 1,641 đồng/kWh theo Quyết định 37/2011/QĐ-TTg kể từ ngày 20 tháng 8 năm 2019, giá bán điện là 1,928 đồng/kWh theo Quyết định 39/2018/QĐ- kể từ ngày 01/11/2018. Doanh thu từ bán điện của dự án trong giai đoạn 2019-201 là:

Doanh thu từ bán điện của dự án từ năm 2020 với sản lượng dự kiến là 85000MWH

$$85000.000\text{kWh} * 1,928 \text{ đ/kWh} = \mathbf{163.880.000.000 \text{ đ} = 163.88 \text{ tỷ đ}}$$

❖ Ngoài doanh thu từ điện, giá trị còn lại của thiết bị sau thời gian dự án là 20% giá tổng tài sản nên coi như vào năm vận hành cuối cùng (năm 2033), dự án coi như được hưởng thêm lợi ích từ tài sản còn lại này:

$$0.2 * 645,074.32 \text{ (chi phí thiết bị)} = 129,014.86 \text{ triệu đồng}$$

c. Tổng hợp chi phí và lợi ích của dự án

Bảng tổng hợp chi phí và lợi ích hàng năm của dự án trong thực tế được trình bày trong Phụ lục 3.2.

Lợi ích ròng hàng năm của dự án trong thực tế (đã tính chiết khấu) mang giá trị âm trong thời gian 1 năm đầu tư xây dựng ban đầu (2019-12/2020) nhưng đã đạt giá

trị dương ngay năm 2021. Tuy nhiên, đáng chú ý là lợi ích ròng hàng năm của dự án trong thực tế cao hơn so với khi lập dự án.

Theo bảng tổng hợp giá trị tích lũy của dự án ban đầu mang giá trị âm và tăng dần cho đến khi đạt giá dương vào năm 2019 tức sau 12 năm kể từ khi bắt đầu tiến hành dự án. Như vậy, thời gian hoàn vốn của dự án chiếm chưa đến một nửa thời gian tiến hành dự án (27 năm), ngắn hơn nhiều so với thời gian hoàn vốn của dự án.

d. Chỉ tiêu hiệu quả kinh tế của dự án trong thực tế

Căn cứ vào bảng tổng hợp trong Phụ lục 2 và các tham số trong tính toán, ta tính được các chỉ tiêu hiệu quả kinh tế của dự án trong thực tế như sau:

Bảng 3.11 Bảng tổng hợp các chỉ tiêu hiệu quả kinh tế của dự án trong thực tế

NPV	543,388.084.000VND
IRR	14.25%
B/C	1.64 lần
Thv	12 năm

Nguồn: Tính toán của tác giả

So với khi lập dự án, các chỉ tiêu hiệu quả kinh tế của dự án trong thực tế cao hơn nhiều. Đáng chú ý là chỉ tiêu NPV của dự án tăng 41.69% tức gấp 1,41 lần so với khi lập dự án. IRR của dự án trong thực tế là 14.25% cũng cao hơn so với khi lập dự án (13,15%). Đối với dự án trong thực tế, một đồng vốn của dự án thu được 1.64 đồng lời, cao hơn so với khi lập dự án (1.46 lần) mặc dù dự án vẫn chưa triển khai CDM và thu được lợi ích từ việc bán chứng chỉ CERs. Tóm lại, Với việc ban hành Quyết định 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018 nâng mức giá bán từ 1,641 đồng/kWh lên 1,928 đồng/kWh (tăng 17.49%) kể từ ngày 01/11/2018 thì hiệu quả về kinh tế của dự án nâng lên rõ rệt, có tính cạnh tranh cao hơn và thu hút các nhà đầu tư.

Giá trị NPV (Net Present Value – Giá trị hiện tại ròng) tăng 41.69% trong dự án điện gió có thể là kết quả của một số yếu tố hoặc giả thiết tác động đến tính toán. Do trong quá trình thực hiện luận văn, số liệu thu thập và tham khảo từ dự án khi dự án xây dựng báo cáo khả thi với các giả thiết do tác giả giả thiết trong bài toán đã có sự thay đổi, do đó có sự tăng về chỉ số NPV. Tuy nhiên qua quá trình thực hiện luận

văn, tác giả cũng đã rút ra được một yếu tố tác động đến việc tăng giảm giá trị ròng NPV, một số trường hợp làm cho giá trị NPV thay đổi vì:

1. Giảm chi phí đầu tư ban đầu (CAPEX): Một yếu tố phổ biến có thể làm tăng NPV là giảm chi phí đầu tư ban đầu. Nếu các giả thiết về chi phí trang thiết bị, xây dựng hoặc lắp đặt dự án điện gió thấp hơn dự tính ban đầu, chi phí đầu tư giảm sẽ dẫn đến NPV cao hơn. Ví dụ, nếu giá turbine gió giảm, chi phí thiết kế hoặc vận hành giảm, lợi nhuận dự án có thể tăng mạnh.
2. Tăng trưởng doanh thu (Revenue Growth): Nếu trong giả thiết bạn đã điều chỉnh tăng dự báo sản lượng điện từ dự án điện gió (do điều kiện gió thuận lợi hơn, công nghệ cải tiến giúp turbine hoạt động hiệu quả hơn hoặc cải thiện giá bán điện), doanh thu từ dự án sẽ cao hơn dự kiến, giúp cải thiện NPV. Ngoài ra, nếu dự báo giá điện bán được tăng lên hoặc hợp đồng mua bán điện dài hạn được cải thiện, cũng có thể góp phần làm tăng giá trị NPV.
3. Tối ưu hóa chi phí vận hành (OPEX): Giảm chi phí vận hành, bảo trì hoặc chi phí khác liên quan đến vận hành dự án trong suốt thời gian khai thác có thể làm tăng NPV. Nếu trong giả thiết có sự cải thiện về hiệu quả hoạt động hoặc giảm chi phí bảo trì (do tiến bộ trong công nghệ hoặc quản lý vận hành), việc giảm chi phí vận hành sẽ giúp tăng lợi nhuận ròng, từ đó nâng cao giá trị NPV.
4. Điều chỉnh tỷ lệ chiết khấu (Discount Rate): Nếu tỷ lệ chiết khấu (discount rate) được điều chỉnh thấp hơn trong quá trình tính toán, giá trị hiện tại của các dòng tiền tương lai sẽ cao hơn, dẫn đến NPV tăng. Điều này có thể xảy ra nếu giả thiết về lãi suất giảm, mức độ rủi ro của dự án được đánh giá thấp hơn hoặc thị trường tài chính ổn định hơn.
5. Thời gian khai thác dài hơn (Project Lifetime): Một yếu tố khác có thể làm tăng NPV là kéo dài thời gian khai thác của dự án điện gió. Nếu dự án có thể hoạt động lâu dài hơn dự tính ban đầu (do gia tăng tuổi thọ thiết bị hoặc thay đổi trong chính sách hỗ trợ), dòng tiền từ hoạt động sản xuất điện sẽ được kéo dài, dẫn đến NPV cao hơn.
6. Các yếu tố hỗ trợ chính sách và ưu đãi thuế: Nếu trong quá trình tính toán, bạn giả định rằng dự án sẽ được hưởng các ưu đãi thuế, hỗ trợ tài chính hoặc

các chính sách hỗ trợ từ chính phủ về năng lượng tái tạo (ví dụ: trợ giá điện, ưu đãi thuế môi trường), thì điều này có thể làm giảm chi phí và tăng lợi nhuận, từ đó làm tăng NPV.

7. Giảm thiểu rủi ro hoặc tăng cường khả năng tài chính: Các yếu tố như giảm rủi ro (do có bảo hiểm hoặc hợp đồng dài hạn), hoặc gia tăng sự hỗ trợ tài chính từ các tổ chức tín dụng hoặc nhà đầu tư (có thể do lãi suất vay thấp hơn hoặc các điều kiện tài chính thuận lợi hơn) cũng sẽ giúp tăng khả năng sinh lời và giá trị NPV của dự án.

3.3 Đánh giá rủi ro của dự án

Qua nghiên cứu và tìm hiểu, tác giả lựa chọn phương pháp đánh giá độ nhạy của dự án để đánh giá rủi ro cho dự án điện gió Nexif Energy Bến Tre

Phân tích độ nhạy của dự án được thực hiện nhằm đánh giá rủi ro đối với các nhà đầu tư xảy ra khi thực hiện dự án theo các phương án sau:

- Sản lượng điện thay đổi (hiệu suất phát điện của nhà máy)
- Giá bán điện thay đổi

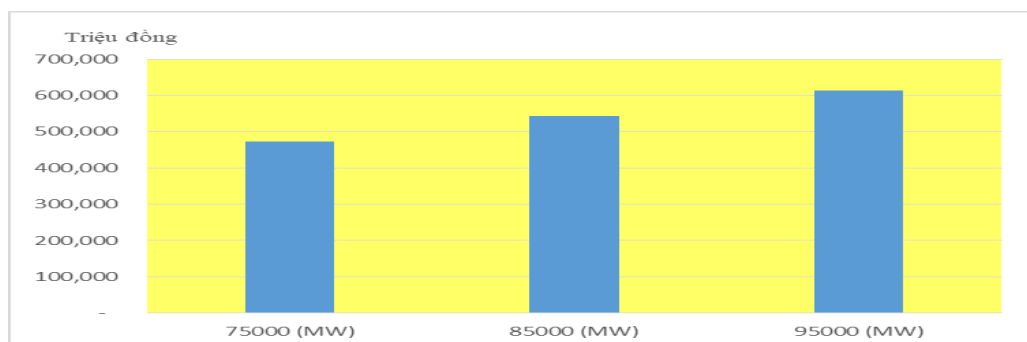
3.3.1 Phân tích độ nhạy với sự thay đổi sản lượng điện phát

Sản lượng điện là sản phẩm trực tiếp của dự án và thay đổi tăng hay giảm do diễn biến bất thường của thời tiết. Đây cũng là một yếu tố rủi ro khó kiểm soát.

Bảng 3.12. Kết quả phân tích độ nhạy với sự thay đổi sản lượng điện phát

Sản lượng điện	75000 MW	85000 MW	95000 MW
NPV (triệu đồng)	472,523	543,388	614,252
IRR	13,71%	14,25%	14,75%
B/C	1.56 lần	1.64 lần	1.73 lần
Thv	12 năm	12 năm	12 năm

Nguồn: Tính toán của tác giả



Hình 3.2: Độ nhạy của NPV với sự thay đổi sản lượng điện phát

Theo kết quả trên, sản lượng điện phát cũng tác động rất lớn tới các chỉ tiêu hiệu quả kinh tế của dự án. Khi sản lượng điện tăng giảm 1000 MW tăng giảm 1.18% thì NPV của dự án tăng hay giảm 13.04%. Như vậy, sản lượng điện năng của dự án là một yếu tố rủi ro tác động lớn tới hiệu quả kinh tế của dự án nên cần duy trì bảo trì, bảo dưỡng thường xuyên, đảm bảo vận hành ổn định liên tục của các tổ máy và dự phòng sản lượng điện thực tế của dự án theo hiệu suất các tua bin theo mùa, theo điều kiện thời tiết tốt và xấu.

3.3.2 Phân tích độ nhạy với sự thay đổi giá bán điện

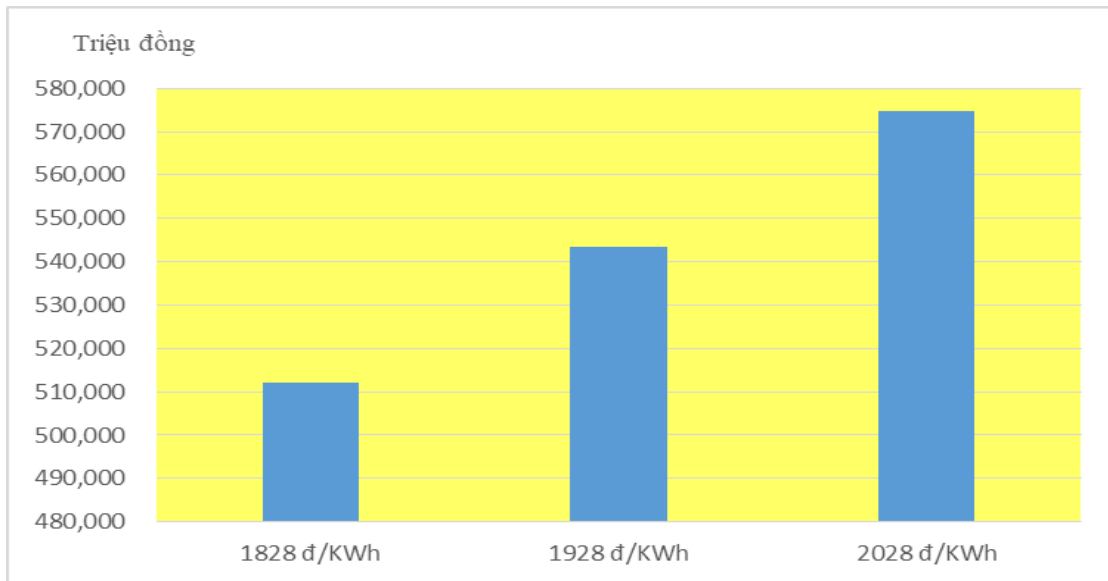
Các nhà đầu tư phải đối mặt với sự thay đổi của giá bán điện. Thực tế, Việt Nam có một hệ thống lưới điện duy nhất do EVN độc quyền nên giá bán điện hòa lưới điện quốc gia của dự án sẽ phụ thuộc quy định của Chính Phủ.

Bảng 3.13: Kết quả phân tích độ nhạy của dự án với sự thay đổi giá bán điện

Giá bán điện	1,828 VND /KWh	1,928 VND /KWh	2,028 VND /KWh
<i>NPV (triệu đồng)</i>	512,146	543,388	574,630
<i>IRR</i>	14.02%	14.25%	14.48%
<i>B/C</i>	1.61 lần	1.64 lần	1.68 lần
<i>Thv</i>	12 năm	12 năm	12 năm

Nguồn: Tính toán của tác giả

Theo kết quả trên, sự thay đổi giá bán điện có tác động tới NPV của dự án, tới tính khả thi của dự án. Giá bán điện tăng hay giảm 100 đồng/kWh (tức tăng hay giảm 5.19%) thì NPV của dự án tăng hay giảm tới 5.75%. Mặc dù Chính Phủ mới thực hiện điều chỉnh giá điện ban hành theo quyết định 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018 (tăng từ 1,614 đồng/KWh lên 1,928 đồng/KWh) tuy nhiên về dài hạn giá bán điện cũng có thể tiếp tục được điều chỉnh tăng để thu hút hơn nữa các nhà đầu tư và là cơ hội tăng thêm doanh thu và khẳng định tính khả thi của dự án.



Hình 3.3: Độ nhạy của NPV với sự thay đổi giá bán điện

Bảng 3.14. Kết quả phân tích Kinh tế-Tài chính

Kết quả tính toán các chỉ tiêu kinh tế	Giá trị	Đơn vị
Giá bán điện kinh tế	2.288	đồng/kWh
Hệ số hoàn vốn nội tại kinh tế (EIRR%)	15,6%	
Giá trị hiện tại ròng kinh tế (NPV _k)	3205,16	Tỷ đồng
Tỷ số lợi ích/Chi phí kinh tế (B/C _k)	3,41	
Thời gian hoàn vốn có chiết khấu (CFAT _k /I)	9,0	năm

Bảng 3.15 Kết quả tính toán chỉ tiêu tài chính

Kết quả tính toán chỉ tiêu tài chính	Giá trị	Đơn vị
Giá bán điện tài chính	2.288	đồng/kWh
Hệ số hoàn vốn nội tại tài chính (FIRR%)	22,59%	
Giá trị hiện tại ròng tài chính (NPV _f)	2087,14	Tỷ đồng
Tỷ số lợi ích/Chi phí tài chính (B/C _f)	1,76	
Thời gian hoàn vốn có chiết khấu (CFAT _f /I _{cs})	11	năm
Giá thành sản xuất	7.59	US cent/kWh

Kết luận: Thông qua kết quả tính toán của dự án ta nhận thấy, dự án đạt hiệu quả kinh tế tài chính, Các lợi ích này bao gồm:

+ Chi phí phát điện tránh được: do có dự án, nền kinh tế sẽ giảm đầu tư (tránh được) cho một lượng công suất nhiệt điện, và giảm được lượng chi phí nhiên liệu để phát lượng điện năng do dự án điện gió cung cấp;

+ Chi phí chăm sóc sức khỏe tránh được: do giảm được lượng ô nhiễm không khí, ô nhiễm môi trường phát ra khi đốt lượng nhiên liệu tránh được bên trên;

+ Chi phí tránh được do giảm tốc độ biến đổi khí hậu toàn cầu (có được do giảm lượng khí phát thải gây nguy hại tầng ô zôn).

Do nhận thấy được những lợi ích này, chính phủ các nước phát triển điện gió đều có các chính sách khuyến khích, ưu đãi nhằm hỗ trợ cho các nhà đầu tư phát triển điện gió.

Nhận xét:

Giá thành phát điện của điện gió cao hơn các giá thành các loại điện truyền thống và cao hơn mức giá bán điện hiện nay. Tuy vậy, dự án điện gió được xếp vào loại dự án đầu tư theo cơ chế phát triển sạch nên có quyền được hưởng các ưu đãi, được xem xét trợ giá, hỗ trợ tài chính, được bán chứng chỉ giảm phát thải khí nhà kính (CER) và được ưu tiên tiêu thụ sản phẩm.

3.4 Đánh giá tác động của dự án đầu tư

Năng lượng gió được đánh giá là thân thiện với môi trường và ít gây ảnh hưởng xấu về mặt xã hội. Gió là nguồn năng lượng sạch, khai thác hiệu quả tiềm năng sức gió sẽ làm giảm đi gánh nặng lệ thuộc vào năng lượng hoá thạch. Nguồn năng lượng gió không làm ô nhiễm không khí, đất và nước bởi vì điện tạo ra từ sức gió hoàn toàn không sinh ra phế phẩm, không tạo ra mưa acid do khí thải SO₂, NO_x hay các khí nhà kính CO-2..., không gây ra những tác động có hại đến sản xuất nông, lâm, ngư nghiệp, kiến trúc xây dựng, ao hồ, sông suối và sức khỏe con người...

- Dự án phát triển năng lượng gió sẽ mang lại nhiều lợi ích quan trọng cho phát triển kinh tế - xã hội, đảm bảo cung cấp điện phục vụ phát triển kinh tế - xã hội của địa phương và đất nước, góp phần thực hiện chiến lược tăng sản lượng điện.

- Tạo việc làm cho người lao động trong thời gian thi công và vận hành.

- Tiếp thu được trình độ quản lý, công nghệ và thiết bị hiện đại, góp phần thúc đẩy quá trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa của địa phương và đất nước.

- Tăng thêm phần đóng góp cho ngân sách nhà nước...

Những ảnh hưởng tiêu cực điển môi trường

- *Tác động trong giai đoạn chuẩn bị xây dựng*

Các hoạt động trong giai đoạn này gồm: thực hiện công tác bồi thường, hỗ trợ và tái định cư, tiến hành thu hồi đất cho xây dựng công trình; rà phá bom mìn vật nổ khu vực mặt bằng công trình. Sơ bộ gây ra các tác động sau:

- *Tác động do công tác bồi thường, hỗ trợ và tái định cư*

Dự án điện gió Nexif Energy Bến Tre trên biển 2A nằm trên biển Ấp 8, biển Cồn Bưng, xã Thạnh Hải, huyện Phú Thạnh, tỉnh Bến Tre

- *Chiếm dụng đất vĩnh viễn*

Đất chiếm dụng vĩnh viễn để xây dựng các hạng mục: móng tuabin gió; móng trụ điện của tuyến đường dây phân phối, liên kết giữa các tuabin gió; trạm điện nâng áp; nhà điều hành; đường vận hành... Việc thu hồi đất chuyển sang đất xây dựng các hạng mục dự án làm giảm quỹ đất cho các mục đích sử dụng khác và thiệt hại tài sản trên đất.

Diện tích sử dụng vĩnh viễn của dự án sẽ được tối ưu nhằm đạt sản lượng điện năng phát ra lớn nhất có thể, khả thi trong vận chuyển, thi công và giảm thiểu tác động đến môi trường xung quanh. Diện tích chiếm dụng đất của dự án sẽ được đánh giá chi tiết khi triển khai dự án cụ thể ở giai đoạn sau.

- *Chiếm dụng đất tạm thời*

Bao gồm đất làm đường tạm thi công, đất chiếm dụng tạm thời để tập kết vật tư thiết bị, đất tại khu vực thi công của cần cẩu. Khu vực chiếm dụng đất tạm thời sẽ được bố trí hợp lý để giảm thiểu đến mức có thể đến đời sống sinh hoạt và canh tác của người dân. Sau khi thi công xong, khu vực này sẽ được dọn dẹp và hoàn trả lại hiện trạng ban đầu.

Khối lượng các loại đất và tài sản trên đất bị ảnh hưởng được nêu trong phương án bồi thường hỗ trợ và tái định cư được lập trong các giai đoạn sau khi triển khai dự án cụ thể theo quy định.

- *Bom mìn vật nổ còn tồn tại sau chiến tranh ở khu vực công trình*

Nếu không được dò tìm xử lý có thể gây nguy hiểm cho công nhân xây dựng và người dân khi tiếp cận.

Tác động trong giai đoạn thi công xây dựng

Các hoạt động trong giai đoạn này gồm:

- Xây dựng các hạng mục phụ trợ: kho, bãi, lán trại, hệ thống đường giao thông, hệ thống cấp điện nước thi công,....
- Xây dựng các hạng mục công trình chính: xây móng; lắp dựng cột và tua bin gió; xây dựng mạng lưới đường dây kết nối các tua bin gió, trạm nâng áp + OPY; nhà điều hành; đường dây đấu nối với hệ thống điện quốc gia...

** Tác động đến môi trường không khí:* bụi, khí thải, tiếng ồn từ các hoạt động thi công và vận chuyển nguyên vật liệu thiết bị gây tác động tiêu cực đến môi trường không khí.

** Tác động đến môi trường nước:*

- Nước thải sinh hoạt của công nhân xây dựng.
- Nước thải xây dựng: phát sinh trong quá trình xây dựng hố móng và nước rò rỉ trong quá trình trộn bê tông; dầu mỡ thải và nước rửa xe máy thi công.
- Nước mưa chảy tràn trong quá trình xây dựng.

** Tác động đến môi trường đất*

- Chất thải rắn sinh hoạt của công nhân xây dựng.
- Chất thải rắn trong quá trình xây dựng (vỏ bao xi măng, vật liệu dư thừa, vỏ thùng gỗ chứa thiết bị...).

** Tác động đến môi trường sinh thái*

Đơn vị thiết kế đã xem xét bố trí vị trí xây dựng dự án tránh các khu vực bảo tồn loài, sinh cảnh và dự trữ thiên nhiên trên địa bàn tỉnh.

Cây cối bị chặt phát, thu dọn cho xây dựng các hạng mục công trình chính, hạng mục phụ trợ sẽ ảnh hưởng thảm phủ thực vật, nơi cư trú của động vật, thủy sinh, thảm phủ thực vật khu vực dự án chủ yếu là cây nông nghiệp của người dân địa phương.

** Tác động đến cơ sở hạ tầng*

Việc vận chuyển nguyên vật liệu, thiết bị phục vụ thi công làm tăng mật độ phương tiện tham gia giao thông và nguy cơ gây hỏng lún sụt mặt đường trên các tuyến đường gần vị trí thi công công trình.

** Ảnh hưởng đến sức khỏe và an toàn lao động trong quá trình xây dựng*

- Nguy cơ lây nhiễm bệnh từ công nhân cho người dân địa phương và ngược lại.

- Ảnh hưởng đến an ninh trật tự và an toàn lao động khu vực dự án trong quá trình xây dựng.

Các tác động trên chỉ mang tính tạm thời trong thời gian thi công ngắn (khoảng 3 tháng/1 vị trí tuabin), phân bố rải rác trên toàn khu vực dự án và kiểm soát được, các tác động này sẽ chấm dứt khi hoạt động thi công hoàn thành.

Tác động trong giai đoạn vận hành

** Ảnh hưởng môi trường do gây tiếng ồn*

Mức độ ồn phụ thuộc chủ yếu vào kích cỡ của tuabin gió. Thông thường, các tuabin gió có công suất từ 1MW trở lên phát ra tiếng ồn khoảng 90 - 100dB(A). Hiện nay, các thiết kế mới của tuabin gió đều có sự thay đổi về cấu trúc cánh gió, lựa chọn điều kiện vận hành và bảo trì để đạt được độ chuẩn về tiếng ồn. Các nhà thiết kế chế tạo tuabin gió của các nước công nghiệp phát triển đều tính toán áp suất âm thanh ở mức từ 96 - 101dB(A) để có thể sử dụng ở bất cứ nơi nào bao gồm cả các khu vực có mật độ dân cư cao, các khu bảo tồn hay khu du lịch sinh thái, nghỉ dưỡng...

Để tính bán kính ảnh hưởng của tiếng ồn đã sử dụng công thức (nguồn: U.S department of transportation, 1972) $P1 - P2 = 20 \cdot \log(D2/D1)$, ước tính khi tiếng ồn lan truyền ở khoảng cách nguồn 100m giảm chỉ còn khoảng 60 dB và đạt tiêu chuẩn cho phép về môi trường đối với tiếng ồn (QCVN 26/2010/BTNMT).

Do vậy, tiếng ồn của các tuabin gió khi vận hành không gây ảnh hưởng đến sinh hoạt con người bên ngoài phạm vi 100m trở lên. Khu vực dự án đã bố trí các trụ gió cách xa khu dân cư, khoảng cách gần nhất của trụ gió đến khu dân cư khoảng 360m.

** Ảnh hưởng môi trường do sóng hạ âm*

Theo những nghiên cứu, báo cáo thực tế tại một số dự án phong điện đang vận hành trên thế giới, Tuabin gió khi quay có thể phát ra sóng hạ âm với tần số âm thanh 2-8Hz gây tác động đến thần kinh và tâm lý con người, động vật trong phạm vi bán kính khoảng 350m. Hiện nay, trên thế giới đã có công nghệ tuabin gió không gây ra sóng hạ âm khi vận hành như: công nghệ tuabin gió 2 lớp cánh đồng trục, công nghệ Zero-Blade....Mặt khác khu vực dự kiến phát triển phong điện ở những nơi cách xa khu dân cư tập trung, khu bảo tồn thiên nhiên, vườn quốc gia.

Đơn vị tư vấn lựa chọn vị trí xây dựng, công nghệ tuabin gió phù hợp nhằm giảm thiểu đến mức có thể tác động của sóng hạ âm đến môi trường xung quanh.

** Ảnh hưởng đến cảnh quan thiên nhiên*

Các tuabin gió được xây dựng giống như những kiến trúc cao tầng, nhìn bề ngoài trông nhô lên khiến chúng trở thành những phần tử nổi bật trong cảnh quan, khi mặt trời chiếu sáng vào chúng sẽ tạo nên một vùng bóng râm ở phía sau. Nếu ở quá gần với tuabin gió sẽ cảm nhận khó chịu khi các cánh rotor quay làm ánh sáng mặt trời bị ngắt gây hiệu ứng nhấp nháy. Tuy nhiên tác động này chỉ ảnh hưởng trong phạm vi bán kính nhỏ, và với những tuabin lớn có tốc độ quay thấp nên hiệu ứng nhấp nháy giảm nhiều. Thực tế tại các nước trên thế giới đã lắp đặt trạm phong điện đều chưa thấy sự than phiền về hiện tượng ảnh hưởng này.

Riêng với vùng dự án này đặt gần cửa sông ven biển, sẽ làm tăng cảnh quan khu vực thêm sinh động, vui tươi góp phần thúc đẩy phát triển du lịch tại địa phương.

3.5 Ảnh hưởng đến các loài động vật hoang dã (chim, dơi...)

Chim, dơi có thể va chạm với các tuabin gió cũng là một trong những vấn đề môi trường cần quan tâm. Các tuabin gió là nguyên nhân gây ra cái chết của chim, dơi và một số loài biết bay khác, đồng thời ảnh hưởng đến di trú của chúng. Một số nghiên cứu cho thấy, nếu các loài chim làm tổ trong tuabin gió thì tiếng động do tuabin phát ra khiến chim hoảng hốt, có thể làm ảnh hưởng đến sự sinh sản của chúng.

Tuy nhiên, theo các kết quả nghiên cứu và thống kê của những nước phát triển phong điện thì chim bị chết do va chạm vào tuabin gió chiếm tỷ lệ rất thấp so với va chạm vào đường dây tải điện hoặc xe chạy. Qua quan sát người ta thấy chim bay qua nơi đặt tuabin gió dù là vào ban ngày hay ban đêm đều xác định được vị trí tuabin và đổi hướng bay khoảng 100 - 200m trước tuabin gió, và bay ngang qua trên đỉnh cao nhất của cánh quạt một khoảng cách an toàn. Một số loài chim dễ dàng quen và thích nghi nhanh chóng với các tuabin gió. Đặc biệt, các nghiên cứu về chim di cư cũng cho thấy, chim di cư rất hiếm khi va chạm vào các tuabin gió. Vị trí dự kiến đặt tuabin gió được lựa chọn ở những nơi trống trải, cây cối thấp và cách xa khu dân cư. Do vậy, việc phát triển các cụm phong điện sẽ không làm ảnh

hưởng đến môi trường sống của con người, các loài chim, dơi và các loài động vật khác...

**Tác động đến sóng vô tuyến*

Tua bin gió, do độ cao của nó, sẽ ngăn cản hoặc phản xạ các loại sóng vô tuyến truyền thẳng như sóng FM, sóng đài truyền hình. Hậu quả là sẽ gây nên hiện tượng nhiễu sóng tại nơi thu sóng do nhận được nhiều tín hiệu có độ lệch về thời gian đến. Tuy nhiên, nếu so với một tòa nhà cao tầng cùng độ cao, ảnh hưởng này nhẹ hơn nhiều do hình dáng mảnh của cánh quạt. Hiện nay, các cánh quạt hiện đại được thiết kế bằng các chất liệu “trong suốt” với sóng vô tuyến nên hầu như không gây ảnh hưởng bất lợi cho hoạt động truyền tin.

**Ảnh hưởng đến giao thông hàng không*

Các tuabin gió có độ cao >80m có thể gây ảnh hưởng đến giao thông hàng không. Trước khi xây dựng chủ đầu tư sẽ phải thỏa thuận với các cơ quan chức năng của cục hàng không, bộ quốc phòng và có hệ thống báo hiệu tại tuabin.

Kết luận chương 3

Thông qua đánh giá hiệu quả của dự án về các chỉ tiêu kinh tế, cho thấy dự án điện gió Nexif Energy Bến Tre có hiệu quả đầu tư về mặt kinh tế. Ngoài ra dự án cung cấp một phần năng lượng cho các phụ tải trên địa bàn tỉnh Bến tre, giảm thiểu việc tổn thất công suất trong quá trình truyền tải từ các nguồn điện quốc gia tới khu vực.

Tuy nhiên với địa bàn tỉnh Bến tre là địa phương phát triển nông nghiệp, vùng đồng bằng nhiều sông ngòi, việc thi công gặp khó khăn. Mức độ ảnh hưởng của các dự án điện gió đến đời sống sinh hoạt, sản xuất của người dân cần phải được xem xét chú trọng, nhằm giảm ảnh hưởng.

KẾT LUẬN & KIẾN NGHỊ

Kết Luận:

Trong bối cảnh biến đổi khí hậu toàn cầu đang đặt ra những thách thức ngày càng lớn đối với môi trường và xã hội, việc chuyển dịch từ các nguồn năng lượng truyền thống sang năng lượng tái tạo trở nên cấp bách hơn bao giờ hết. Điện gió, với ưu điểm là nguồn năng lượng sạch và bền vững, đã và đang trở thành một phần không thể thiếu trong chiến lược năng lượng của nhiều quốc gia trên thế giới. Đầu tư vào điện gió không chỉ góp phần giảm phát thải khí nhà kính mà còn hỗ trợ sự phát triển kinh tế thông qua việc tạo ra việc làm và thu hút đầu tư.

Trong luận văn này, tác giả đã nỗ lực cố gắng tìm hiểu dựa trên các kiến thức được trang bị trong khóa học Thạc sĩ tại trường Đại học Điện lực để đánh giá phân tích tính hiệu quả của dự án điện năng lượng gió NEXIF – ENGERGY – BẾN TRE.

Điện gió Nexif Energy Bến Tre trên biển 2A dự kiến đặt tại Ấp 8, biển Cồn Búng, xã Thạnh Hải, huyện Phú Thạnh, tỉnh Bến Tre. Phù hợp với quy hoạch điện gió của tỉnh, đã được Bộ Công Thương phê duyệt.

Ngoài ra, việc đầu tư xây dựng dự án phù hợp với chiến lược phát triển năng lượng của Việt Nam và chính sách đầu tư của tỉnh Bến Tre. Đầu tư dự án giúp thúc đẩy việc xây dựng các công trình năng lượng tái tạo, nhằm khai thác nguồn năng lượng thiên nhiên vô tận, giảm sự phụ thuộc vào các nguồn năng lượng hoá thạch.

Nghiên cứu chỉ ra rằng địa điểm xây dựng dự án thuận lợi về mặt kỹ thuật và xã hội. Có tiềm năng gió tốt, đường giao thông thuận lợi, khối lượng đầu nối lưới điện ít, cách xa khu dân cư và không nằm trong vùng có di tích lịch sử, công tác đền bù, giải phóng mặt bằng thuận lợi, không vướng nhà dân. Đối với hệ thống điện quốc gia, dự án tăng cường nguồn điện cho lưới điện khu vực, góp phần cải thiện điện áp và tăng thêm độ an toàn cung cấp điện cho phụ tải các khu kinh tế của tỉnh Bến Tre và các tỉnh trong khu vực.

Về việc bảo vệ môi trường, dự án khi triển khai thi công và đưa vào hoạt động sẽ không gây ảnh hưởng xấu đối với môi trường sinh thái khu vực. Mặt khác, khi dự án đi vào hoạt động, các tuabin gió sẽ tạo một hình ảnh mới có tác động tích cực cho ngành du lịch địa phương, đồng thời góp phần làm giảm phát thải khí nhà kính.

Về mặt kỹ thuật, dự án với quy mô cơ bản như sau:

- Công suất 120MW (30 tuabin loại 4MW).

- Trạm biến áp nâng áp 22/220kV (01 trạm 63MVA+125MVA).
- Đường dây mạch kép 220kV đấu nối (ACSR-400, 50km).
- 02 ngăn xuất tuyến mở rộng tại TBA 220kV Mỏ Cày.
- Hệ thống đường dây 22kV để đấu nối các tuabin.
- Hệ thống đường vận hành nội bộ và phục vụ thi công.

Về điều kiện thương mại, khi dự án đi vào hoạt động hàng năm sẽ tạo ra 480.080,5MWh/năm. Giá bán điện tài chính 9,8 US cents/kWh.

Qua việc phân tích đánh giá về cả mặt kinh tế và tài chính cho thấy ở cả 2 quan điểm nền kinh tế quốc dân và quan điểm của Nhà đầu tư, dự án đều mang lại hiệu quả cao, có khả năng thu hồi vốn và đảm bảo được các nghĩa vụ trả nợ cho các ngân hàng cũng như nhà tài trợ vốn. Vì vậy, có thể kết luận chung là dự án khả thi về mặt kinh tế - tài chính.

Kiến nghị:

Qua việc nghiên cứu đánh giá dự án điện gió NEXIF – ENGERGY – BẾN TRE cũng thấy được sự cần thiết của nguồn năng lượng gió dần thay thế cho các nguồn năng lượng hóa thạch đã dần cạn kiệt việc khai thác nguồn năng lượng này ngoài việc đem lại lợi ích về mặt kinh tế mà còn góp phần bảo vệ môi trường chống biến đổi khí hậu.

Để triển khai rộng rãi các nhà máy Điện gió nhà nước cần có sự quan tâm hơn nữa để các dự án điện gió được phát triển rộng rãi tại các tỉnh thành có nguồn năng lượng này như:

- + Chính sách đầu tư cơ sở hạ tầng lưới điện truyền tải để các nhà máy điện gió có thể hòa vào lưới điện quốc gia
- + Chính sách hỗ trợ về vốn đối với các dự án điện gió
- + Đào tạo nguồn nhân lực, liên doanh liên kết với các tập đoàn lớn trên thế giới để chuyển giao công nghệ sản xuất các thiết bị hiện nay chúng ta đang nhập khẩu 100%
- + Hỗ trợ giải phóng mặt bằng để đảm bảo tiến độ của dự án
- + Các chính sách thuế phù hợp để kêu gọi sự đầu tư của các doanh nghiệp

Điện gió và năng lượng gió đóng vai trò quan trọng trong việc chuyển đổi sang một hệ thống năng lượng bền vững. Để phát triển rộng rãi các nhà máy điện gió tại các địa phương rất cần sự vào cuộc quyết liệt của các cấp các ngành, của chính

phủ mới đem lại hiệu quả cao. Với tiềm năng không ngừng mở rộng và sự phát triển của công nghệ, điện gió sẽ tiếp tục đóng góp vào việc xây dựng một tương lai sạch hơn và bền vững cho hành tinh chúng ta.

Tác giả

Đàm Quang Minh

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Tiếng Việt

- [1]. PGS.TS Nguyễn Minh Huệ, bài giảng cao học “Quản lý dự án”, “Quản lý dự án đầu tư”, “Các tiêu chuẩn đánh giá dự án đầu tư”;
- [2]. Bộ Công Thương, (2012), "*Quy hoạch và phát triển Điện lực tỉnh Bến Tre giai đoạn 2015- 2020 có xem xét đến 2030*", Quyết định số 3566/QĐ-BCT, Hà Nội.
- [3]. Bộ Công Thương, (2012), "*Quy hoạch phát triển điện gió tỉnh Bến Tre giai đoạn 2015 – 2020, tầm nhìn đến năm 2030*" Quyết định số 4715/QĐ-BCT, Hà Nội
- [4]. Bộ Công Thương, (2012), Hội thảo chuyên đề "*Vấn đề hòa lưới và vận hành trong hệ thống của nhà máy điện gió*", Hà Nội.
- [5]. Bộ Công Thương, Hiệp hội Đồng quốc tế khu vực Đông Nam Á, (2012), "*Hội thảo kỹ thuật về phát triển điện gió ngoài khơi và cơ hội cho Việt Nam*", Hà Nội.
- [6]. Cục Điều tiết Điện lực, (2014), Hội thảo chuyên đề "*Xây dựng quy định đấu nối điện gió và nghiên cứu tích hợp năng lượng tái tạo tại Việt Nam*", Hà Nội
- [7] Bộ Công Thương, (2010), "*Quy định hệ thống điện phân phối*" Quyết định số 32/2010/TT-BCT, Hà Nội
- [8]. Cục khí tượng thủy văn, (2007), "*Số liệu đo gió*", Hà Nội.
- [9]. Công ty cổ phần Năng lượng tái tạo Việt Nam, (2017), "*Dự án đầu tư NEXIF – ENGERGY – BẾN TRE*", Hà Nội.
- [11]. Quyết định số 37/2011QĐ-TTg, (2906/2011), "*Về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió ở Việt Nam*", Hà Nội.

[12]. Tạ Văn Đa, (2006), *"Đánh giá tài nguyên và khả năng khai thác năng lượng gió trên lãnh thổ Việt Nam"*, Luận án tiến sĩ, Viện Khoa học Khí tượng Thủy văn và Môi trường, Hà Nội.

[13]. Tập đoàn Điện lực Việt Nam, (2013), *"Sổ tay kỹ thuật về đấu nối điện gió vào lưới điện Việt Nam"*, Hà Nội.

[14]. Viện Năng Lượng, (2010), *"Quy hoạch và phát triển Điện lực giai đoạn 2011-2020 có xét đến 2030"*, (Quy hoạch 7), Hà Nội.

[15] Công ty Điện lực Bến Tre, Công ty Điện lực Long An, Công ty Lưới điện cao thế Miền Nam, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Miền Nam, (2013,2014), *Các bản số liệu kỹ thuật , số liệu thống kê hiện trạng vận hành lưới điện.*

[16] www.evn.com.vn

[17] www.nangluonggio.blogspot.com

[18]. www.noccop.org.vn

Tiếng Anh

[19]. Walker, J., and Jenkins, N., (1997), *"Wind energy technology"*, John Wiley & Sons, Chichester, UK.

[20]. World Bank (2001), *"Wind energy resource atlas of Southeast East Asia"*, True Wind Solutions, LLC.

[21]. Amitkumar Dadhania, (2011), *"Modeling of doublyfed induction generatorsfor distribution system power analysis"*, Thesis Master of Applied Science in the program of Electrical and Computer Engineering.

[22]. Gautam, (2010), *"Impact of increased penetration of DFIG based wind turbine rotor angle stability of power systems"*, the Degree Doctor of Philosophy.

[23]. Ashish Kumar Agrawal, Bhaskar Munshi, Srikant Kayal, (2008), "*Study of wind turbine driven DFIG using ACIDCIAC converter*", Thesis doctor in electrical engineering.

[24]. GWEC, (02/2015), "Global wind statistics 2014"

[25]. GWEC, (10/2014), "Global wind Energy outlook 2014".

[26]. Helianti Hilman, Financing of CDM project, 01/ 2004.

[27]. REN 21, Renewable 2007_ Global status, 2008.

[28]. www.Thewindpower.net.

[29]. www.unfccc.int

[30]. www.gwec.net

[30]. Dr.Sathyajith Mathew, (2006), "*Wind energy fundamentals, resource analysis, economics*" , Springer - Verlag Berlin Heidelberg.

BẢNG TỔNG HỢP CHI PHÍ VÀ LỢI ÍCH HÀNG NĂM CỦA DỰ ÁN NỀN (Đơn vị: Triệu đồng)

Năm		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Năm vận hành				1	2	3	4	5	6	7
1.1	CP xây dựng và chi phí khác	67,434.72	67,434.72							
1.2	CP thiết bị	320,547.37	320,547.37							
1.3	Chi phí O&M	823.96	848.68	4,060.97	4,087.19	4,114.20	4,142.02	4,170.68	10,611.14	10,641.54
1.4	Chi phí CDM	5,765.47								
Tổng chi phí hàng năm		394,571.52	388,830.77	4,060.97	4,087.19	4,114.20	4,142.02	4,170.68	10,611.14	10,641.54
II	Các khoản lợi ích									
2.1	Doanh thu bán điện			110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00
2.2	Giá trị thiết bị còn lại sau khấu hao									
2.3	Doanh thu CERs			11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32
Tổng lợi ích hàng năm				122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32
III	Lợi ích ròng	(394,571.52)	(388,830.77)	117,993.35	117,967.13	117,940.12	117,912.30	117,883.64	111,443.18	111,412.78
	Giá trị hiện tại (PV)	(394,571.52)	(360,028.49)	101,160.28	93,646.11	86,689.51	80,249.13	74,286.69	65,026.03	60,192.86
	Giá trị tích lũy	(394,571.52)	(754,600.01)	(653,439.73)	(559,793.62)	(473,104.11)	(392,854.98)	(318,568.29)	(253,542.27)	(193,349.41)

Năm		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Năm vận hành		8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.1	CP xây dựng và chi phí khác									
1.2	CP thiết bị									
1.3	Chi phí O&M	10,672.86	10,705.11	10,738.33	11,648.70	11,683.95	11,720.25	11,757.64	11,796.15	11,835.81
1.4	Chi phí CDM									
Tổng chi phí hàng năm		10,672.86	10,705.11	10,738.33	11,648.70	11,683.95	11,720.25	11,757.64	11,796.15	11,835.81
II	Các khoản lợi ích									
2.1	Doanh thu bán điện	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00
2.2	Giá trị thiết bị còn lại sau khấu hao									
2.3	Doanh thu CERs	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32
Tổng lợi ích hàng năm		122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32
III	Lợi ích ròng	111,381.46	111,349.21	111,315.99	110,405.62	110,370.37	110,334.07	110,296.68	110,258.17	110,218.51
	Giá trị hiện tại (PV)	55,718.46	51,576.23	47,741.52	43,843.59	40,582.96	37,564.45	34,770.11	32,183.31	29,788.64
	Giá trị tích lũy	(137,630.95)	(86,054.72)	(38,313.20)	5,530.39	46,113.35	83,677.80	118,447.91	150,631.22	180,419.86

Năm		20377	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Năm vận hành		17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.1	CP xây dựng và chi phí khác									
1.2	CP thiết bị									
1.3	Chi phí O&M	11,894.67	11,918.75	11,962.10	12,006.74	12,052.73	12,100.09	12,148.87	12,199.12	12,250.88
1.4	Chi phí CDM									
Tổng chi phí hàng năm		11,894.67	11,918.75	11,962.10	12,006.74	12,052.73	12,100.09	12,148.87	12,199.12	12,250.88
II	Các khoản lợi ích									
2.1	Doanh thu bán điện	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00	110,400.00
2.2	Giá trị thiết bị còn lại sau khấu hao									128,218.95
2.3	Doanh thu CERs	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32	11,654.32
Tổng lợi ích hàng năm		122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	122,054.32	250,273.27
III	Lợi ích ròng	110,159.65	110,135.57	110,092.22	110,047.58	110,001.59	109,954.23	109,905.45	109,855.20	238,022.39
	Giá trị hiện tại (PV)	27,567.35	25,519.74	23,620.09	21,861.58	20,233.75	18,726.89	17,332.02	16,040.83	32,181.05
	Giá trị tích lũy	207,987.21	233,506.95	257,127.04	278,988.62	299,222.37	317,949.26	335,281.27	351,322.10	383,503.15

PHỤ LỤC 3.2

BẢNG TỔNG HỢP CHI PHÍ VÀ LỢI ÍCH HÀNG NĂM CỦA DỰ ÁN TRONG THỰC TẾ (Đơn vị: Triệu đồng)

Năm		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Năm vận hành				1	2	3	4	5	6	7
1.1	CP xây dựng và chi phí khác	34,455.86	34,455.86	34,455.86	34,455.86	34,455.86				
1.2	CP thiết bị	129,014.86	129,014.86	129,014.86	129,014.86	129,014.86				
1.3	Chi phí O&M	823.96	906.36	1,307.49	1,407.19	1,930.86	4,513.84	4,750.04	4,999.51	5,263.57
1.4	Chi phí CDM									
Tổng chi phí hàng năm		164,294.68	164,377.08	164,778.22	164,877.92	165,401.58	4,513.84	4,750.04	4,999.51	5,263.57
II	Các khoản lợi ích									
2.1	Doanh thu bán điện			20,621.00	51,552.50	112,412.85	134,784.82	140,014.50	135,985.96	133,784.46
2.2	Giá trị thiết bị còn lại sau khấu hao									
2.3	Doanh thu CERs									
Tổng lợi ích hàng năm				20,621.00	51,552.50	112,412.85	134,784.82	140,014.50	135,985.96	133,784.46
III	Lợi ích ròng	(164,294.68)	(164,377.08)	(144,157.22)	(113,325.42)	(52,988.73)	130,270.98	135,264.46	130,986.45	128,520.89
	Giá trị hiện tại (PV)	(164,294.68)	(153,165.38)	(125,162.74)	(91,682.27)	(39,944.85)	91,504.90	88,531.89	79,884.35	73,034.56
	Giá trị tích lũy	(164,294.68)	(317,460.06)	(442,622.80)	(534,305.07)	(574,249.92)	(482,745.02)	(394,213.13)	(314,328.78)	(241,294.22)

Năm		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Năm vận hành		8	9	10	11	12	13	14	15	16
1.1	CP xây dựng và chi phí khác									
1.2	CP thiết bị									
1.3	Chi phí O&M	5,284.96	19,666.14	19,900.56	20,177.04	20,435.64	20,419.96	21,609.02	21,953.21	22,331.82
1.4	Chi phí CDM					-				
Tổng chi phí hàng năm		5,284.96	19,666.14	19,900.56	20,177.04	20,435.64	20,419.96	21,609.02	21,953.21	22,331.82
II	Các khoản lợi ích									
2.1	Doanh thu bán điện	141,434.82	138,090.61	139,597.42	163,027.82	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00
2.2	Giá trị thiết bị còn lại sau khấu hao									
2.3	Doanh thu CERs						-	-	-	-
Tổng lợi ích hàng năm		141,434.82	138,090.61	139,597.42	163,027.82	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00
III	Lợi ích ròng	136,149.86	118,424.48	119,696.86	142,850.78	143,444.36	143,460.04	142,270.98	141,926.79	141,548.18
	Giá trị hiện tại (PV)	72,092.69	58,429.86	55,029.49	61,194.82	57,257.82	53,358.26	49,306.75	45,832.52	42,592.49
	Giá trị tích lũy	(169,201.53)	(110,771.68)	(55,742.19)	5,452.63	62,710.45	116,068.71	165,375.46	211,207.98	253,800.47

Năm		2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Năm vận hành		17	18	19	20	21	22	23	24	25
1.1	CP xây dựng và chi phí khác									
1.2	CP thiết bị									
1.3	Chi phí O&M	22,748.29	23,206.41	23,710.34	24,264.67	24,874.43	25,545.17	26,282.98	27,094.57	27,987.32
1.4	Chi phí CDM									
Tổng chi phí hàng năm		22,748.29	23,206.41	23,710.34	24,264.67	24,874.43	25,545.17	26,282.98	27,094.57	27,987.32
II	Các khoản lợi ích									
2.1	Doanh thu bán điện	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00
2.2	Giá trị thiết bị còn lại sau khấu hao									129,014.86
2.3	Doanh thu CERs	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tổng lợi ích hàng năm		163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	163,880.00	292,894.86
III	Lợi ích ròng	141,131.71	140,673.59	140,169.66	139,615.33	139,005.57	138,334.83	137,597.02	136,785.43	264,907.54
	Giá trị hiện tại (PV)	39,570.60	36,751.91	34,122.49	31,669.35	29,380.39	27,244.34	25,250.68	23,389.62	42,208.22
	Giá trị tích lũy	293,371.07	330,122.98	364,245.47	395,914.83	425,295.22	452,539.56	477,790.24	501,179.86	543,388.08