

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC



NGUYỄN THỊ MINH TRANG

**ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG PHÁT TRIỂN ĐIỆN
GIÓ TỈNH ĐẮK NÔNG: TRƯỜNG HỢP DỰ
ÁN NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ NAM BÌNH 1**

LUẬN VĂN THẠC SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

HÀ NỘI, 2022

**BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC**



NGUYỄN THỊ MINH TRANG

**ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG PHÁT TRIỂN ĐIỆN
GIÓ TỈNH ĐẮK NÔNG: TRƯỜNG HỢP DỰ
ÁN NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ NAM BÌNH 1**

**Ngành : Quản lý năng lượng
Mã số : 8510602**

LUẬN VĂN THẠC SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

Người hướng dẫn khoa học: TS. Dương Trung Kiên

HÀ NỘI, 2022

LỜI CẢM ƠN

Kính gửi các Thầy giáo, Cô giáo!

Đầu tiên em xin cảm ơn chân thành và sâu sắc tới các thầy cô giáo Trường Đại học Điện lực đã giảng dạy em trong suốt 2 năm qua. Trong suốt quá trình học tập, rèn luyện tại trường Đại Học Điện Lực, em đã nhận được sự quan tâm và tạo điều kiện của các Thầy, Cô giáo trong Ban lãnh đạo nhà trường. Những kiến thức và kinh nghiệm quý báu mà thầy cô đã truyền đạt cho chúng em trên giảng đường cao học sẽ là hành trang để chúng em vững bước trong quá trình phát triển sự nghiệp của mình.

Đặc biệt, em muốn gửi lời cảm ơn tới khoa Quản lý Công nghiệp và Năng lượng đã chỉ bảo và đưa ra các đánh giá cũng như lời khuyên bổ ích.

Em cũng muốn gửi lời cảm ơn chân thành nhất đến Thầy **TS. Dương Trung Kiên** đã tận tâm hỗ trợ, chỉ bảo, giúp đỡ em suốt quá trình nghiên cứu và hoàn thành luận văn Thạc sĩ này.

Em xin được gửi lời cảm ơn tới Công ty cổ phần Nam Bình 1, Công ty cổ phần Oseven Việt Nam đã tạo điều kiện thuận lợi cũng như cung cấp thông tin, tài liệu quý báu để em có thể hoàn thành tốt luận văn này.

Em cũng xin được cảm ơn các anh chị đồng nghiệp trong lĩnh vực năng lượng tái tạo đã cung cấp thông tin, hướng dẫn em trong suốt quá trình tìm hiểu, nghiên cứu và hoàn thiện luận văn này.

Em xin chân thành cảm ơn!

Hà Nội, ngày tháng năm 2022

Học viên

Nguyễn Thị Minh Trang

LỜI CAM ĐOAN

Tôi cam đoan đã sử dụng các tài liệu tham khảo của các tác giả, các nhà khoa học và các luận văn được trích dẫn trong phụ lục “Tài liệu tham khảo” cho việc nghiên cứu và viết luận văn của mình.

Tôi cam đoan về các số liệu và kết quả tính toán được trình bày trong luận văn là hoàn toàn do tôi tự tìm hiểu và thực hiện trong quá trình nghiên cứu và viết luận văn của mình, không sao chép và chưa được sử dụng cho đề tài luận văn nào.

Tôi xin chân thành cảm ơn!

Hà Nội, ngày tháng năm 2022

Tác giả

Nguyễn Thị Minh Trang

MỤC LỤC

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT	i
DANH MỤC HÌNH ẢNH	ii
DANH MỤC BẢNG BIỂU	iv
PHẦN MỞ ĐẦU	1
1. Lý do chọn đề tài	1
2. Mục tiêu nghiên cứu	2
3. Nhiệm vụ nghiên cứu	2
4. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu	2
5. Phương pháp nghiên cứu	3
CHƯƠNG 1: CƠ SỞ LÝ LUẬN VÀ THỰC TIỄN VỀ ĐIỆN GIÓ	4
1.1. Tổng quan về điện gió	4
1.1.1. Sự hình thành và phát triển năng lượng gió	4
1.1.2. Tuabin gió và nhà máy điện gió	7
1.2. Sản xuất điện gió trên thế giới	12
1.3. Phát triển điện gió tại Việt Nam	14
1.3.1. Tiềm năng phát triển điện gió tại Việt Nam	15
1.3.2. Định hướng phát triển điện gió tại Việt Nam	18
1.3.2. Thực trạng phát triển điện gió tại Việt Nam	19
1.4. Lý thuyết về đánh giá hiệu quả dự án đầu tư điện gió	22
1.4.1. Các chỉ số đánh giá hiệu quả tài chính của dự án	22
1.4.2. Đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án	24
1.5. Kết luận chương 1	25
CHƯƠNG 2: ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG ĐIỆN GIÓ TẠI TỈNH ĐẮK NÔNG	26
2.1. Giới thiệu tỉnh Đắk Nông	26
2.1.1. Vị trí địa lý	26
2.1.2. Đặc điểm về điều kiện tự nhiên	27
2.1.3. Tài nguyên thiên nhiên	29
2.2. Tiềm năng phát triển điện gió tại tỉnh Đắk Nông	32
2.2.1. Đặc điểm khí hậu của tỉnh Đắk Nông	32

2.2.2. Tình hình phát triển điện gió tại tỉnh Đắk Nông	35
2.3. Tiềm năng gió tại dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1	36
2.3.1. Giới thiệu huyện Đắk Song	36
2.3.2. Tiềm năng gió tại dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1	39
2.4. Kết luận Chương 2	45
CHƯƠNG 3: ĐÁNH GIÁ KINH TẾ - TÀI CHÍNH DỰ ÁN NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ NAM BÌNH 1	46
3.1. Giới thiệu chung về dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1	46
3.1.1. Quy mô của nhà máy	48
3.1.2. Lựa chọn công nghệ tuabin gió	48
3.1.3. Đặc tính thiết bị tuabin gió	49
3.2. Hiệu quả kinh tế - tài chính dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1	50
3.2.1. Chi phí đầu tư	50
3.2.2. Doanh thu của dự án	56
3.2.3. Phân tích hiệu quả tài chính của dự án	61
3.3. Tính toán độ nhạy	62
3.4. Đánh giá tác động môi trường	67
3.4.1. Tác động tích cực đến môi trường	67
3.4.2. Tác động tiêu cực đến môi trường	68
3.4.3. Các biện pháp giảm thiểu tác động tiêu cực đến môi trường	69
3.5. Kết luận chương 3	70
KẾT LUẬN	71
DANH MỤC CÁC TÀI LIỆU THAM KHẢO	72
PHỤ LỤC	74

DANH MỤC CÁC TỪ VIẾT TẮT

STT	Ký tự viết tắt	Nội dung
1	Bộ KHĐT	Bộ kế hoạch và đầu tư
2	COD	Vận hành thương mại
3	GP	Kịch bản Điện xanh
4	GT	Kịch bản Giao thông xanh
5	KNK	Khí nhà kính
6	NĐ	Nhiệt điện
7	NLTT	Năng lượng tái tạo
8	NZ	Kịch bản phát thải ròng bằng không
9	QHĐ VIII	Quy hoạch điện VIII
10	TSCĐ	Tài sản cố định
11	UBND	Ủy ban nhân dân

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1-1: Cối xay gió cánh quạt theo phương ngang tại Châu Âu sau thế kỷ 13	5
Hình 1-2: Tuabin gió đầu tiên của Charles E.Brush.....	5
Hình 1-3: Hệ thống tuabin gió kết hợp máy phát của Gesder, Đan Mạch	6
Hình 1-4: Tuabin trục ngang đón gió phía trước và phía sau.....	7
Hình 1-5: Cấu tạo chi tiết của tuabin trục ngang.....	9
Hình 1-6: Nguyên lý hoạt động hệ thống điện gió	10
Hình 1-7: Công suất lắp đặt điện gió trên thế giới từ năm 2011 đến năm 2021	12
Hình 1-8: Biểu đồ công suất lắp đặt điện gió trên toàn thế giới.....	13
Hình 1-9: Tiềm năng gió trên bờ	16
Hình 1-10: Tiềm năng gió ngoài khơi	17
Hình 1-11: Bản đồ các dự án điện gió tại Việt Nam	20
Hình 2-1: Bản đồ địa lý tỉnh Đắk Nông	26
Hình 2-2: Bản đồ tiềm năng gió tỉnh Đắk Nông theo bản đồ Atlas gió toàn cầu	32
Hình 2-3: Tốc độ gió trung bình ở độ cao 50-100-150m tỉnh Đắk Nông theo bản đồ Atlas	32
Hình 2-4: Mật độ năng lượng gió khu vực tỉnh Đắk Nông theo bản đồ Atlas gió toàn cầu	33
Hình 2-5: Phân bố hướng gió tại khu vực tỉnh Đắk Nông	33
Hình 2-6: Biến trình tốc độ gió tại độ cao 100	34
Hình 2-7: Hoa gió hướng gió thịnh hành tại độ cao 100m.....	35
Hình 2-8: Vị trí địa lý huyện Đắk Song	37
Hình 2-9: Hình ảnh dự án Nhà máy điện gió Đắk Hòa	38
Hình 2-10: Hình ảnh dự án điện gió Nam Bình 1	39
Hình 2-11: Biểu đồ biến thiên tốc độ trung bình tháng.....	40
Hình 2-12: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 100m	41
Hình 2-13: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 80m	41
Hình 2-14: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 60m	42
Hình 2-15: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 40m	42
Hình 2-16: Hướng và tần suất gió chủ đạo theo tháng.....	43
Hình 2-17: Hoa gió theo 16 hướng chính trong 1 năm đo đạc ở độ cao 80m	44

Hình 2-18: Hoa gió theo 16 hướng chính trong 1 năm đo đạc ở độ cao 100m.....	44
Hình 2-19: Biểu đồ phân bố tốc độ gió trong giờ.....	44
Hình 3-1: Vị trí Nhà máy Điện gió Nam Bình 1	46
Hình 3-2: Vị trí dự án điện gió Nam Bình 1	47
Hình 3-3: Hàm phân bố Weibull biểu diễn xác suất $f(v)$ để có tốc độ gió $v(m/s)$ trong một năm	59

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 1-1. Cơ chế khuyến khích cho dự án điện tái tạo nổi lưới tại Việt Nam	18
Bảng 1-2. Tổng tiềm năng điện gió trên bờ và ngoài khơi của từng miền, công suất đặt đến năm 2050 và tỷ trọng tiềm năng đối với kịch bản GP và NZ	21
Bảng 2-1: Tốc độ gió trung bình tháng tại Đắk Nông ở độ cao 100m.....	34
Bảng 2-2: Vận tốc gió trung bình tháng ở các độ cao 100m, 80m, 60m, 40m	40
Bảng 2-3: Tần suất xuất hiện các cấp độ gió ở các độ cao 100m, 80m, 60, 40m	41
Bảng 3-1: Tọa độ các mốc giới hạn khu đất nghiên cứu dự án Nam Bình 1	47
Bảng 3-2: Giới hạn vận hành của Tuabin Envision 3,3 MW	50
Bảng 3-3: Tổng vốn đầu tư xây dựng dự án.....	51
Bảng 3-4: Chi phí O&M của một nước trên thế giới	54
Bảng 3-5: Kế hoạch trả nợ hàng năm	55
Bảng 3-6: Chênh lệch tỷ giá và thuế	55
Bảng 3-7: Hệ số độ nhám phân chia theo các địa hình khác nhau	57
Bảng 3-8: Hệ số mũ phân chia theo các địa hình khác nhau.....	58
Bảng 3-9: Sản lượng điện sản xuất.....	59
Bảng 3-10: Doanh thu của dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1	60
Bảng 3-11: Kết quả phân tích, đánh giá tài chính của dự án.....	61
Bảng 3-12: Cơ cấu nguồn vốn của dự án khi nguồn vốn tăng 10%.....	63
Bảng 3-13: Phân bổ chi phí đầu tư của dự án khi vốn tăng 10%	63
Bảng 3-14: Kết quả phân tích, đánh giá tài chính của dự án khi nguồn vốn tăng 10%	64
Bảng 3-15: Sản lượng và doanh thu hàng năm của dự án	64
Bảng 3-16: Kết quả phân tích, đánh giá tài chính của dự án khi điện năng giảm 10%	65
Bảng 3-17: Kết quả tính toán các chỉ tiêu phân tích tài chính khi phân tích độ nhạy...	66

PHẦN MỞ ĐẦU

1. Lý do chọn đề tài

Biến đổi khí hậu đã trở thành mối quan tâm lớn ở thế kỷ này. Hiệp định Paris thiết lập một cơ chế để hạn chế nhiệt độ toàn cầu tăng lên "dưới 2°C", và lý tưởng là 1,5°C, so với thời kỳ tiền công nghiệp. Sự chuyển đổi sâu sắc về năng lượng toàn cầu là cần thiết để thực hiện các mục tiêu khí hậu của Hiệp định. Sự chuyển đổi như vậy có thể nếu việc triển khai nhanh các công nghệ cacbon thấp thay thế cho việc khai thác nhiên liệu hóa thạch thông thường. Năng lượng mặt trời, cùng với năng lượng gió, sẽ dẫn dắt cách chuyển đổi ngành điện toàn cầu. Năng lượng gió sẽ là một trong những nguồn chính, cung cấp hơn một phần ba tổng nhu cầu điện. Nguồn điện mặt trời PV sẽ cung cấp 25% tổng nhu cầu điện. Trong bối cảnh tổng công suất lắp đặt vào năm 2050, năng lượng mặt trời có thể đạt 8.519 GW và với gió là 6.044 GW [18]

Để thiết lập thế giới trên một con đường hướng tới việc đáp ứng các mục tiêu của Hiệp định Paris, phát thải khí nhà kính (KNK) liên quan đến năng lượng cần phải giảm khoảng 3,5%/năm đến năm 2050, và phải tiếp tục giảm sau đó. Việc chuyển đổi sang các loại năng lượng ít phát thải kết hợp với sự gia tăng nguồn điện tái tạo, đến năm 2050 sẽ giảm khoảng 60% lượng phát thải KNK liên quan đến năng lượng cần thiết; nếu giảm thêm từ việc sử dụng trực tiếp điện từ năng lượng tái tạo, giảm phát thải KNK được tăng lên 75%, và khi thêm hiệu quả năng lượng, tỷ lệ tăng lên tới trên 90%.

Năng lượng tái tạo được cho là giải pháp khá toàn diện, được hầu hết các quốc gia trên thế giới lựa chọn. Trong đó, năng lượng gió thường là lựa chọn hấp dẫn nhất nhìn từ góc độ kinh tế do không tiêu tốn nhiên liệu, an ninh năng lượng, bảo vệ môi trường và đây là một trong số các nguồn năng lượng vô tận, đã và đang được nhiều nước khai thác thành công.

Việt Nam nằm trong vùng khí hậu nhiệt đới gió mùa, có đường bờ biển trải dài hơn 3.000km, vì vậy tiềm năng phát triển năng lượng gió tại Việt Nam vô cùng lớn. Theo đánh giá của Ngân hàng Thế giới, Việt Nam là nước có tiềm năng gió lớn nhất trong bốn nước của khu vực, với hơn 39% tổng diện tích của Việt Nam được ước tính là có tốc độ gió trung bình hằng năm lớn hơn 6m/s ở độ cao 65 m, tương đương công suất 512 GW. Theo các báo cáo tiềm năng năng lượng gió của Việt Nam tập trung nhiều nhất tại vùng duyên hải miền Trung, miền Nam, Tây Nguyên và các đảo. Hiện nay, trên cả nước có gần 50 dự án về điện gió đăng ký với tổng công suất gần 500 MW. Tuy nhiên, các dự án đã đi vào vận hành còn chưa nhiều, chỉ có bảy dự án đang vận hành với tổng công suất 190 MW. Tiêu biểu có thể kể đến các dự án như: Tuy Phong - Bình Thuận, Phú Lạc, Mũi Dinh, Bạc Liêu, Đầm Nai... Số còn lại đang triển khai khá chậm, nhiều

trường hợp còn đang trong quá trình xin giấy phép hoặc rơi vào giai đoạn khó khăn của việc tìm nhà đầu tư.

Nhằm thúc đẩy việc đầu tư và phát triển năng lượng tái tạo nói chung, điện gió nói riêng, Chính phủ đã ban hành Quyết định số 39/2018 / QĐ-TTg quy định giá FiT (Feed-in Tariffs) cho điện gió trên bờ là 8,5 US cent / kWh và điện gió ngoài khơi là 9,8 US cent cho các dự án có ngày vận hành thương mại (COD) trước ngày 31 tháng 10.

Tỉnh Đắk Nông có tổng số giờ nắng cao đạt từ 2.000-2.600 giờ/năm. Bức xạ mặt trời trung bình 150 kcal/m², chiếm khoảng 2.000-5.000 giờ/năm; tốc độ gió bình quân 2,4 -5,4 m/s, có nơi đạt trên 7m/s là điều kiện thuận lợi để phát triển các nguồn năng lượng đặc biệt là nguồn năng lượng gió.

Luận văn này nhằm mục đích đánh giá tiềm năng phát triển điện gió tại tỉnh Đắk Nông, đánh giá hiệu quả tài chính của dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1, từ đó đưa ra được các đề xuất phù hợp nhằm thúc đẩy đưa dự án vào triển khai thực hiện.

2. Mục tiêu nghiên cứu

Việc nghiên cứu tính toán, đánh giá tiềm năng phát triển điện gió để lựa chọn những địa điểm có thể tiến hành quan trắc gió và lập dự án đầu tư xây dựng nhà máy điện gió đóng vai trò quan trọng trong việc lập quy hoạch phát triển điện gió, góp phần vào sự phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh Đắk Nông.

3. Nhiệm vụ nghiên cứu

Để đạt được mục tiêu nghiên cứu trên, tác giả đã tiến hành nghiên cứu:

- Tìm hiểu các thông tư, cơ chế, chính sách ưu đãi tại Việt Nam đối với điện gió và các quy hoạch điện gió cho từng tỉnh. Tìm hiểu về cơ chế, chính sách liên quan phát triển năng lượng tái tạo, phát triển điện gió của Việt Nam.
- Nghiên cứu lý thuyết và phương pháp đánh giá hiệu quả dự án đầu tư điện gió.
- Đánh giá tiềm năng phát triển điện gió tại Việt Nam, tỉnh Đắk Nông và vị trí dự án.
- Đánh giá hiệu quả kinh tế-tài chính của dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1.

4. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

4.1. Đối tượng nghiên cứu: Đánh giá tiềm năng điện gió trên địa bàn tỉnh Đắk Nông – Nhà máy điện gió Nam Bình 1.

4.2. Phạm vi nghiên cứu:

- Phạm vi nội dung:
- + Nghiên cứu tiềm năng, đánh giá khả năng phát triển điện gió tại tỉnh Đắk Nông.

+ Nghiên cứu 01 dự án điển hình trong khu vực Đắc Nông - Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1.

- Phạm vi không gian: Khu vực Đắc Nông, Tây Nguyên

- Phạm vi thời gian nghiên cứu: Năm 2020 - 2021

5. Phương pháp nghiên cứu

- Phương pháp thu thập thông tin, dữ liệu

- Phương pháp phân tích, sử dụng công cụ để tính toán

CHƯƠNG 1: CƠ SỞ LÝ LUẬN VÀ THỰC TIỄN VỀ ĐIỆN GIÓ

1.1. Tổng quan về điện gió

1.1.1. Sự hình thành và phát triển năng lượng gió

Bức xạ Mặt Trời chiếu xuống bề mặt Trái Đất không đồng đều làm cho bầu khí quyển, nước và không khí nóng không đều nhau. Một nửa bề mặt của Trái Đất (mặt ban đêm) bị che khuất không nhận được bức xạ của Mặt Trời và thêm vào đó là bức xạ Mặt Trời ở các vùng gần xích đạo nhiều hơn là ở các cực, do đó có sự khác nhau về nhiệt độ và vì thế là khác nhau về áp suất mà không khí giữa xích đạo và 2 cực cũng như không khí giữa mặt ban ngày và mặt ban đêm của Trái Đất di động tạo thành gió. Trái Đất xoay tròn cũng góp phần vào việc làm xoáy không khí và vì trục quay của Trái Đất nghiêng đi (so với mặt phẳng do quỹ đạo Trái Đất tạo thành khi quay quanh Mặt Trời) nên cũng tạo thành các dòng không khí theo mùa.

Do bị ảnh hưởng bởi hiệu ứng Coriolis được tạo thành từ sự quay quanh trục của Trái Đất nên không khí đi từ vùng áp cao đến vùng áp thấp không chuyển động thẳng mà tạo thành các cơn gió xoáy có chiều xoáy khác nhau giữa Bắc bán cầu và Nam bán cầu. Nếu nhìn từ vũ trụ thì trên Bắc bán cầu không khí di chuyển vào một vùng áp thấp ngược với chiều kim đồng hồ và ra khỏi một vùng áp cao theo chiều kim đồng hồ. Trên Nam bán cầu thì chiều hướng ngược lại.

Ngoài các yếu tố có tính toàn cầu trên gió cũng bị ảnh hưởng bởi địa hình tại từng địa phương. Do nước và đất có nhiệt dung khác nhau nên ban ngày đất nóng lên nhanh hơn nước, tạo nên khác biệt về áp suất và vì thế có gió thổi từ biển hay hồ vào đất liền. Vào ban đêm đất liền nguội đi nhanh hơn nước và hiệu ứng này xảy ra theo chiều ngược lại.

Năng lượng gió đã được sử dụng từ hàng trăm năm nay. Con người đã dùng năng lượng gió để di chuyển thuyền buồm hay khinh khí cầu, ngoài ra năng lượng gió còn được sử dụng để tạo công cơ học nhờ vào các cối xay gió.

Từ những ngày đầu, năng lượng gió chỉ được sử dụng vào những mục đích đơn giản như giúp quay cối xay bột, giúp thiết bị bơm nước hoạt động, hoặc lợi dụng sức gió để giúp con người vận chuyển hàng hóa bằng thuyền. Đặc điểm nổi bật của thiết bị này là cánh đón gió được bố trí xung quanh một trục đứng, minh họa một mô hình cánh gió được lắp đặt tại Trung Mỹ vào cuối thế kỷ 19, mô hình này cũng có cấu tạo cánh đón gió quay theo trục đứng.

Kể từ thế kỷ 13, các cối xay gió bắt đầu xuất hiện nhiều tại lĩnh vực Châu Âu với thiết kế các cánh đón gió quay theo phương ngang.

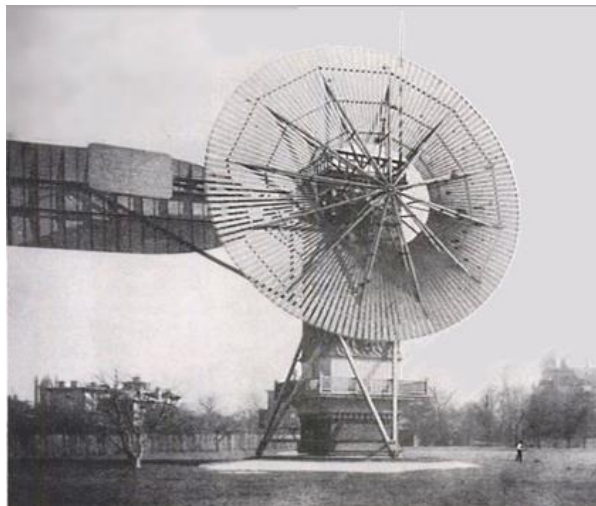


Hình 1-1: Cối xay gió cánh quạt theo phương ngang tại Châu Âu sau thế kỷ 13

Trong những năm tiếp theo, các thiết kế của thiết bị chạy bằng sức gió ngày càng được hoàn thiện và được sử dụng rộng rãi trong khá nhiều các lĩnh vực ứng dụng: chế tạo các máy bơm nước, hệ thống tưới tiêu trong nông nghiệp, các thiết bị xay xát, xẻ gỗ, nhuộm vải. Cho đến đầu thế kỷ 19, cùng với sự xuất hiện của máy hơi nước, thiết bị chạy bằng sức gió dần dần bị thay thế. Lịch sử con người đã bước sang thời kỳ mới với những công cụ mới: máy chạy bằng hơi nước.

Cuối thế kỷ 19: Những bước đi đầu tiên

Năm 1888, Charles F.Brush đã đặt nền móng cho lĩnh vực sản xuất điện gió bằng cách cho ra đời chiếc máy chạy phát điện bằng gió đầu tiên, được lắp đặt tại Cleveland, Ohio với một số và thông số kỹ thuật như: Cánh được ghép thành xuyên tròn, đường kính vòng ngoài 17 m, sử dụng hộp số (tỉ số truyền 50:1) ghép giữa cánh tuabin với trục máy phát, tốc độ định mức của máy phát là 500 vòng/phút, Công suất phát định mức là 12 kW. Thiết kế đầu tiên của Charles Brush đã đặt tiền đề để các dạng thiết kế tiếp theo về tuabin gió tiếp theo được ra đời.



Hình 1-2: Tuabin gió đầu tiên của Charles E.Brush

Cho đến đầu những năm 1910, đã có nhiều máy phát điện chạy bằng sức gió công suất 25 kW được lắp đặt tại Đan Mạch nhưng giá thành điện năng do chúng sản xuất ra không cạnh tranh được với giá thành các nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch truyền thống. Mặc dù gặp khó khăn do không chiếm lĩnh được thị trường, những thế hệ máy phát điện chạy bằng sức gió vẫn tiếp tục được thiết kế và lắp đặt. Ví dụ như các máy phát công suất từ 1kW đến 3 kW được lắp đặt tại vùng nông thôn của đồng bằng lớn tại Mỹ, vào những năm 1925 hay máy phát Balaclava công suất 1000kW lắp đặt tại Nga năm 1931 hay máy phát Gedser công suất 200kW, lắp đặt tại đảo Gedser, Đông Nam Đan Mạch.



Hình 1-3: Hệ thống tuabin gió kết hợp máy phát của Gesder, Đan Mạch

Tóm lại, sự phát triển của máy phát điện chạy sức gió trong thời kỳ này có đặc điểm đó là ít về số lượng, lắp đặt rải rác, tập trung chủ yếu tại các nước như Mỹ, các nước Tây Âu như Đan Mạch, Đức, Hà Lan, Pháp; công suất máy phát thấp, chủ yếu nằm ở mức vài chục kW (từ 12 kW-30kW).

Giai đoạn từ năm 1970-1990: đánh dấu bước ngoặt thị trường ứng dụng cho các máy phát điện sức gió chỉ thật sự phát triển vào những năm cuối thập kỷ 70 thuộc thế kỷ 20, khi cuộc khủng hoảng dầu mỏ nổ ra. Thời gian đó, California nổi lên như một địa điểm thu hút các dự án lắp đặt máy phát điện sức gió của các nhà sản xuất như: Mỹ, Đan Mạch, Anh, Đức, Hà Lan,... Trong 6 năm, 15000 máy phát điện sức gió được lắp đặt trong đó một nửa là các nhà sản xuất châu Âu với công suất máy phát nằm trong phạm vi từ 55kW -200 kW.

Giai đoạn từ năm 1990 đến nay- giai đoạn phát triển: Sự phát triển của việc ứng dụng năng lượng gió trong thời kỳ này không phải xuất phát từ cuộc khủng hoảng dầu mỏ mà từ những yêu cầu phải bảo vệ môi trường tại các nước. Năng lượng gió được

đánh giá là nguồn năng lượng sạch, có tiềm năng khai thác, đặc biệt đối với các nước có nền kinh tế phát triển.

Chính phủ các nước xúc tiến tài trợ cho dự án nghiên cứu năng lượng mới gồm cả năng lượng gió, cộng thêm sự phát triển của các thị trường California trước đó đã tạo đà mới.

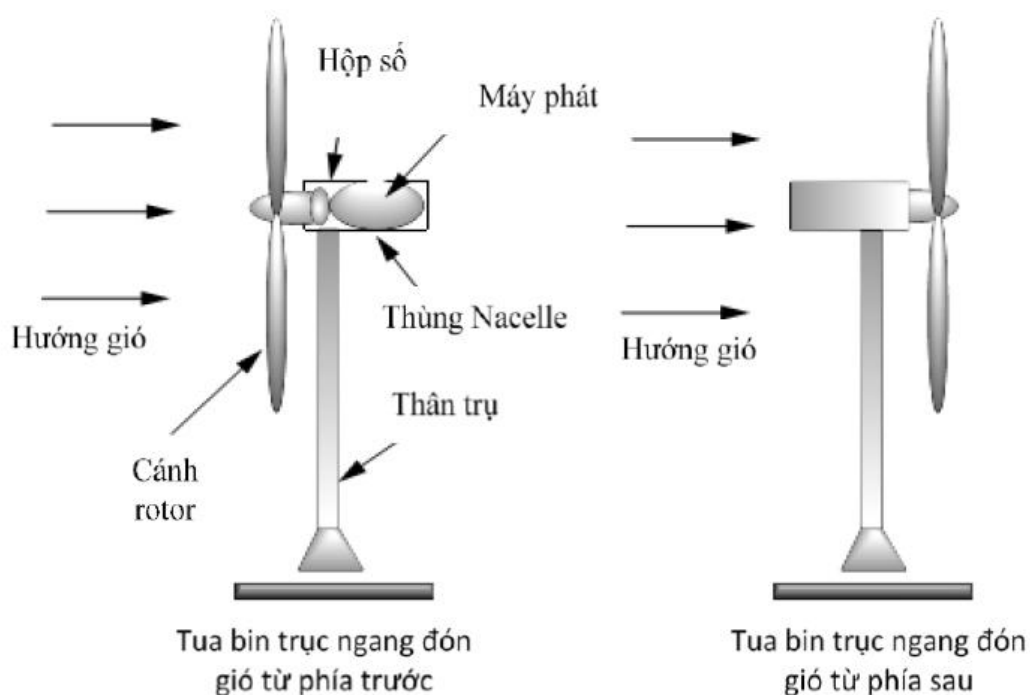
Nhiều máy phát điện tiếp tục được lắp đặt với dải công suất ngày càng lớn, lên đến vài chục MW. Năm 1990, công suất máy phát lắp đặt chỉ đạt mức 200kW nhưng đến năm 2003 đã 5 MW. Kéo theo công suất của một trung tâm điện gió tăng vọt, năm 2000 công suất chỉ vào khoảng vài chục MW nhưng đến năm 2003 đã lên đến vài trăm MW.

Tập đoàn Điện lực Việt Nam cho biết, tính đến hết ngày 31/10/2021, đã có 69 nhà máy điện gió với tổng công suất 3298,95 MW đã được công nhận vận hành thương mại COD. Như vậy, nếu bao gồm cả 15 nhà máy điện gió đã được công nhận COD và vào vận hành từ trước đây thì trong hệ thống điện quốc gia đã có tổng cộng 84 nhà máy điện gió với tổng công suất 3980,27 MW được công nhận vận hành thương mại COD trong tổng số 106 nhà máy điện gió (tổng công suất 5755,5 MW) gửi văn bản và hồ sơ đăng ký chương trình đóng điện, hòa lưới, thử nghiệm và đề nghị công nhận vận hành thương mại (COD).

1.1.2. Tuabin gió và nhà máy điện gió

a. Tuabin gió

Tuabin gió là một trong những thiết bị quan trọng sử dụng trong sản xuất điện gió, được sử dụng để biến đổi động năng của gió thành cơ năng, làm quay máy phát tạo ra điện. Cấu tạo chi tiết của một tuabin gió bao gồm một số phần chính miêu tả dưới đây:



Hình 1-4: Tuabin trục ngang đón gió phía trước và phía sau

Cánh quạt & Rotor: Đặc điểm chính của tuabin gió là các cánh quạt. Hầu hết có ba, mặc dù một số thiết kế chỉ yêu cầu hai cánh. Các cánh quạt có hình dạng giống như cánh máy bay. Thiết kế khí động học này tạo ra lực nâng nhiều hơn lực cản, khiến các cánh quạt quay.

Kể từ khi các cánh quay, chúng hứng chịu gió một cách tương đối. Mặc dù gió vuông góc với các cánh quạt, đầu trên của cánh gió chịu nhiều gió nhất. Vì vậy, các nhà thiết kế nghiêng các cánh quạt theo hướng tương đối của gió để tối đa hóa hiệu quả. Tốc độ và hướng gió tương đối thay đổi một chút đi từ gốc của lưỡi đến đầu ngọn. Các cánh hiệu quả nhất có một chút xoắn để tận dụng hiệu ứng này.

Các cánh được gắn vào một trung tâm hình nón. Cùng với nhau, các cánh quạt và trục tạo thành rôto quay theo chiều gió.

Hộp số: Tự bản thân, các tuabin gió quay quá chậm để tự sản xuất năng lượng. Để quay máy phát điện đủ nhanh để tạo ra điện, cần phải có hộp số để tăng tốc độ quay. Hộp số bao gồm một trục tốc độ cao và một trục tốc độ thấp. Rotor được nối với trục tốc độ thấp, trục này nối với trục tốc độ cao và đến lượt nó, nối với máy phát điện. Hộp số đảm bảo rằng đủ mô-men xoắn, hoặc năng lượng quay, đến máy phát điện để tạo ra điện.

Máy phát điện: Máy phát điện là nơi sản xuất ra điện năng. Mô-men xoắn tạo ra bởi Rotor được khuếch đại trong hộp số và sau đó được chuyển thành năng lượng điện. Giống như hầu hết các máy phát điện, máy phát điện trong tuabin gió quay một cánh quạt được kết nối với một nam châm điện để tạo ra điện.

Phanh tốc độ (Brake): Để tránh bị hư hại khi có gió tốc độ cao, các tuabin gió được trang bị phanh hãm tốc độ. Nếu tốc độ gió vượt quá 55 dặm/giờ, ngắt sẽ bật lên, dừng chuyển động quay của các cánh quạt. Điều này bảo vệ cánh quạt, hộp số và máy phát điện khỏi bị hư hỏng.

Vỏ: Tất cả các bộ phận trên được đặt bên trong Nacelle. Các Nacelle là hộp phía sau các cánh quạt và Rotor. Nó bảo vệ hộp số, cánh quạt và máy phát điện khỏi tiếp xúc với các yếu tố.

Máy đo gió & Wind vane: Máy đo gió là một thiết bị đo tốc độ gió. Máy đo gió sẽ gửi tín hiệu đến tốc độ phanh khi tốc độ gió quá cao hoặc quá thấp. Wind vane đo hướng gió và gửi tín hiệu đến thiết bị điện tử điều khiển hệ thống yaw. Cả hai máy đo gió và Wind vane đều nằm trên đỉnh của ống gió, thường hướng về phía sau.

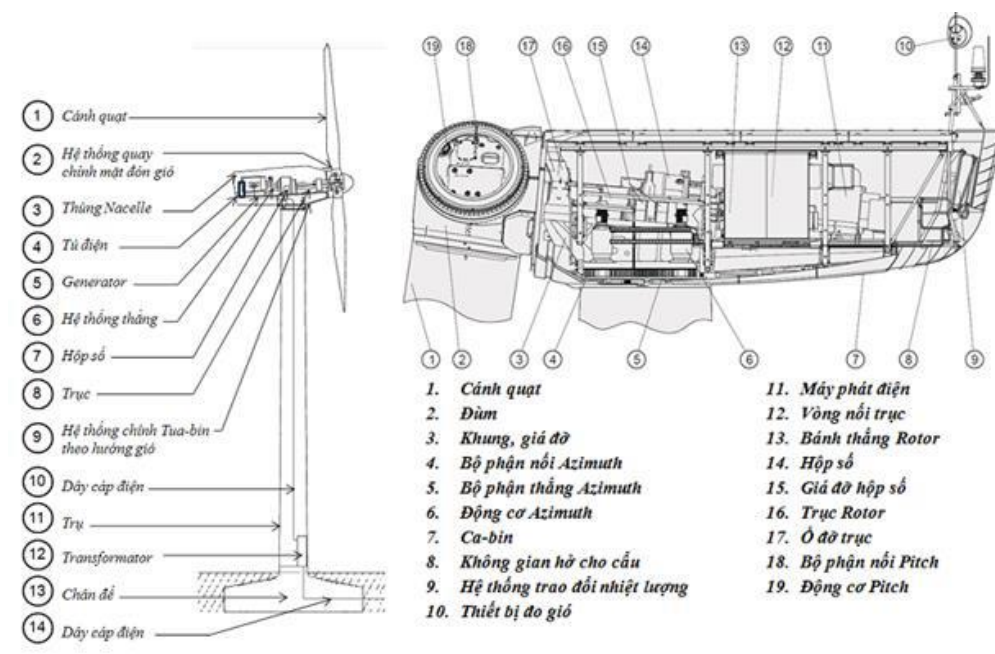
Hệ thống Yaw: Hệ thống yaw giữ cho tuabin gió được định hướng theo đúng hướng. Giống như chúng ta đã nói trước đó, hiệu suất tối đa đạt được khi các cánh quạt tuabin vuông góc với hướng gió. Hệ thống yaw nhận đầu vào từ cánh gió về hướng gió và định hướng tuabin cho phù hợp. Nó bao gồm một hệ thống động cơ và phanh, và sử

dụng bánh răng điện hoặc ổ trục thủy lực để quay. Hệ thống yaw được đặt ở vị trí của nacelle gấp tháp.

Tower: Gió có xu hướng mạnh hơn ở độ cao lớn hơn, vì vậy các tuabin gió được đặt trên đỉnh tháp lớn để tận dụng tốc độ gió cao hơn. Chiều cao của tháp rất quan trọng khi đánh giá khả năng phát điện. Nâng hoặc hạ chiều cao tháp có thể ảnh hưởng lớn đến công suất điện dự kiến. Trong khi Indiana có công suất điện dự kiến là 30.000 MW, con số đó đã tăng lên 40.000 MW khi chiều cao tháp được nâng từ 50m lên 70m. Chiều cao trung bình của tháp khoảng 65 mét. Để tránh xô lệch, việc tăng gấp đôi chiều cao tháp đòi hỏi phải tăng gấp đôi đường kính của tháp và tăng lượng vật liệu lên gấp 4 lần.

Phần lớn các tháp được làm bằng thép và chiếm từ 30% đến 65% tổng trọng lượng của tuabin. Các nhà nghiên cứu và kỹ sư đang nghiên cứu các hợp kim thép cao cấp hơn có trọng lượng nhẹ hơn nhưng vẫn mang lại sự ổn định. Thép có nhược điểm của nó, vì nó không đủ mạnh để hỗ trợ việc xây dựng các tòa tháp cao hơn 90 mét. Nghiên cứu đang được thực hiện trên thép trộn với bê tông dự ứng lực, có thể hỗ trợ việc xây dựng các tuabin gió siêu cao.

Tòa tháp chứa các dây cáp chạy điện đến bộ chuyển đổi điện ở chân của nó. Trong hầu hết các tuabin, dòng điện được tạo ra đã là dòng điện xoay chiều, có thể chạy qua một máy biến áp để tăng hoặc giảm điện áp, sau đó được cấp trực tiếp vào lưới điện.



Hình 1-5: Cấu tạo chi tiết của tuabin trục ngang

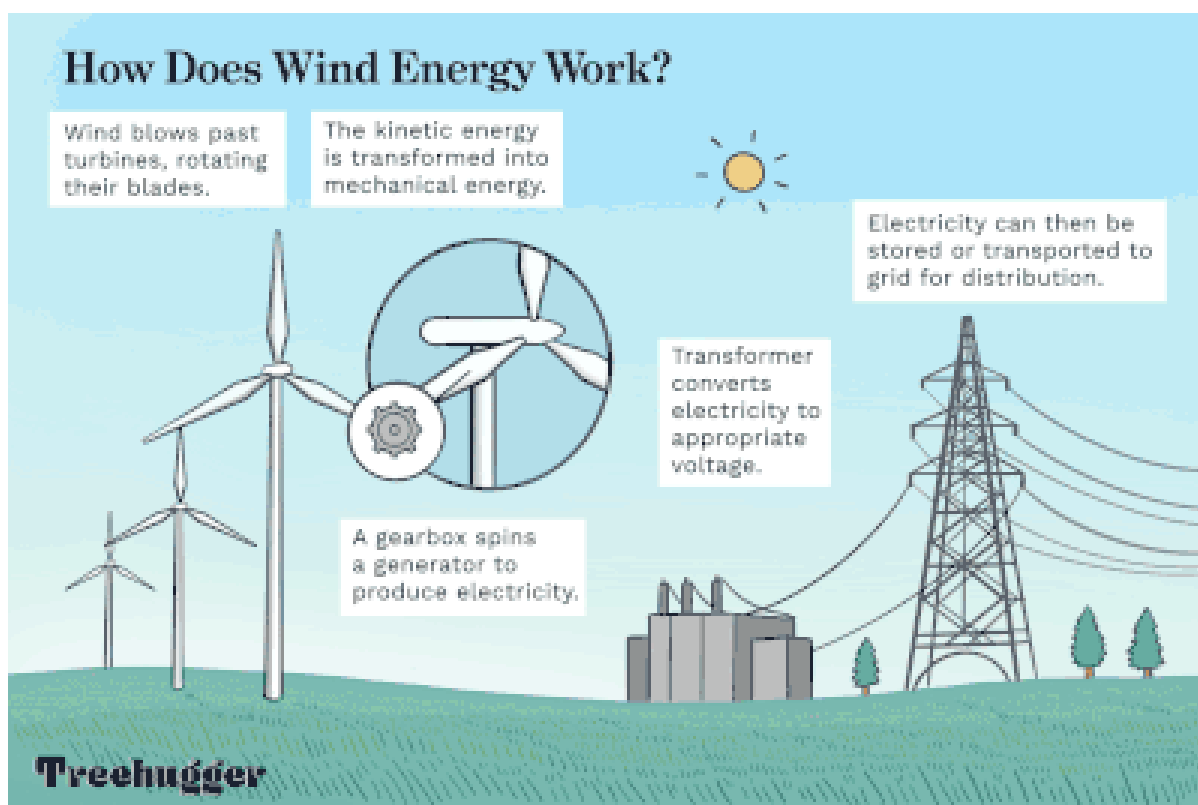
Nguyên lý hoạt động của tuabin gió:

Gió đập vào các cánh quạt, làm quay cánh quạt. Các cánh quạt có hình dạng giống như cánh máy bay, tương tự như cánh của máy bay, khiến chúng tạo ra lực nâng. Đây là lực tạo ra điện. Vì các cánh luôn chuyển động nên gió sẽ tác động vào các cánh theo

một góc tương đối. Các cánh quạt được thiết kế với mục đích này, kết hợp xoắn và góc để tận dụng momen động lượng và thu được nhiều năng lượng nhất có thể.

Khi tuabin quay, năng lượng gió sẽ được chuyển vào hộp số. Bản thân tuabin gió quay quá chậm để tạo ra điện, vì vậy cần có bánh răng để khuếch đại mô-men xoắn. Hộp số bao gồm một trục tốc độ thấp và một trục tốc độ cao. Các cánh được kết nối với trục tốc độ thấp, trục này kết nối với trục tốc độ cao. Trục tốc độ cao kết nối với máy phát điện.

Hộp số giống như một cái phễu, ép một lượng lớn năng lượng vào một cánh quạt nhỏ, làm quay một nam châm điện bên trong máy phát điện. Điện được tạo ra khi năng lượng cơ học từ gió được chuyển thành năng lượng điện.



Hình 1-6: Nguyên lý hoạt động hệ thống điện gió

Dòng điện chạy qua các dây cáp trong tháp đến một máy biến áp ở chân tuabin gió. Máy phát điện trong hầu hết các tuabin gió tạo ra nguồn điện xoay chiều, do đó không cần phải chuyển đổi từ điện một chiều sang điện xoay chiều như ở nhà máy điện truyền thống. Máy biến áp khuếch đại điện áp để phân phối trên diện rộng.

Nhờ phát triển của khoa học công nghệ, các dạng thiết kế tuabin gió ngày càng trở nên đa dạng, phù hợp với những mục đích sử dụng, vị trí lắp đặt, nhu cầu công suất khác nhau.

Dựa vào các tiêu chí, ta có thể phân loại tuabin như sau:

- Phân loại tuabin theo dạng thiết kế: tuabin gió trục đứng, tuabin gió trục ngang;

- Phân loại tuabin theo công suất: tuabin gió công suất nhỏ (5-100 kW), tuabin gió công suất vừa (100-500 kW), tuabin gió công suất lớn (0,5-10 MW). Hiện nay, các tuabin tại các nhà máy phát điện thường có công suất trung bình hoặc lớn. Đến nay, loại tuabin có công suất 800 kW- 5.0 MW được sử dụng phổ biến nhất.

b. Nhà máy điện gió

Nhà máy điện gió là một hệ thống bao gồm các tuabin có công suất lớn được lắp đặt ở cùng vị trí để sử dụng với mục đích sản xuất điện. Một nhà máy điện gió có thể bao gồm vài trăm tuabin gió cùng hoạt động và phát triển lên lưới theo nguyên tắc chung, để xây dựng một nhà máy điện gió cần những yêu cầu về tốc độ gió, vị trí lắp đặt cũng đảm bảo các yêu cầu về môi trường sống, cảnh quan, sự an toàn của con người. Một vị trí lý tưởng cho việc xây dựng nhà máy điện gió đảm bảo luôn luôn có sự hoạt động liên tục, ít sự thay đổi của chế độ gió. Bên cạnh đó, một yếu tố quan trọng trong việc xác định vị trí lắp đặt của tuabin là khả năng tiếp cận với mạng lưới điện truyền tải để đáp ứng nhu cầu điện tại từng khu vực.

- Nhà máy điện gió trên đất liền

Nhà máy điện gió trên đất liền là hệ thống sản xuất điện gió mà tại đó các tuabin được lắp đặt tại các khu vực bên trong đất liền.

Ưu điểm của nhà máy điện gió này là việc dễ dàng kết nối với lưới truyền tải do hệ thống đường dây và truyền tải nằm ở khu vực lục địa. Bên cạnh đó, việc lắp đặt cũng sẽ thuận lợi hơn và chi phí đầu tư lắp đặt cũng sẽ rẻ hơn so với các nhà máy điện gió xa bờ (nhà máy điện gió ngoài khơi).

- Nhà máy điện gió ngoài khơi

Công nghệ tuabin gió loại này cũng dựa trên các nguyên lý giống công nghệ của tuabin gió trên đất liền, vị trí lắp đặt ngoài khơi.

Ưu điểm là việc lựa chọn kích thước của tuabin trở nên linh hoạt hơn, hạn chế được vấn đề ô nhiễm tiếng ồn, và quan trọng nhất là đảm bảo trong vấn đề sản xuất điện do chế độ gió ổn định hơn so với việc lắp đặt trên bờ.

Các vấn đề của việc xây dựng và lắp đặt các nhà máy điện gió ngoài khơi nằm ở khả năng thích nghi và sức chống chịu với ảnh hưởng của môi trường tự nhiên, đó là: sự ảnh hưởng của chế độ dòng chảy nước biển, sự xói mòn của vùng đất nơi lắp đặt, các sự cố hỏng hóc do thiên tai bão, lốc,...

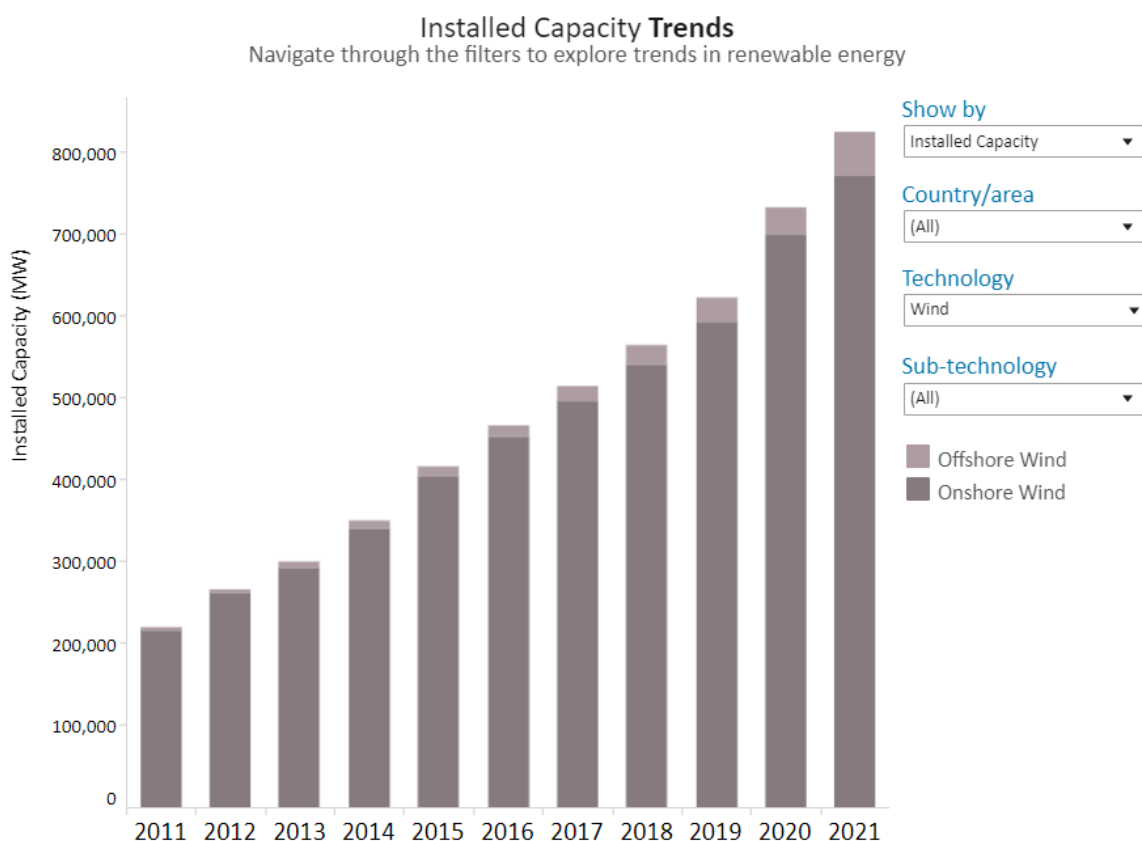
Do đặc thù của vị trí lắp đặt ngoài khơi nên việc lựa chọn các loại tuabin phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố khác nhau: điều kiện đáy biển, dạng đất, chiều sâu lắp đặt. Hiện nay với sự tiến bộ của khoa học công nghệ, các loại tuabin gió lắp đặt ngoài khơi đã có

những thiết kế đặc biệt hơn nhằm khắc phục những hạn chế gặp phải trong điều kiện lắp đặt ngoài biển như: sự ăn mòn ở điều kiện ẩm, vùng nền lắp đặt tuabin bị xói mòn, thời tiết biến động,...

1.2. Sản xuất điện gió trên thế giới

Nguồn nhiên liệu sơ cấp cho phát điện từ than đá, dầu khí đang ngày dần cạn kiệt. Phát triển năng lượng bền vững là mối quan tâm hàng đầu của các quốc gia trên thế giới nhằm đảm bảo nguồn cung ứng năng lượng điện lâu dài và giảm thiểu các tác động đến môi trường. Sử dụng nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng gió với tiềm năng rất lớn đã trở thành xu thế phát triển tất yếu của nhiều quốc gia.

Thực tế cho thấy, năm 2001 tổng công suất đặt điện gió là một con số khiêm tốn là 23.900 MW, do vào thời gian đó, các nước trên thế giới vẫn đang chưa thực sự chú trọng đến việc phát triển các nguồn năng lượng tái tạo. Tuy nhiên đến hiện tại, tổng công suất lắp đặt điện gió trên thế giới đã lên đến 837 GW. Trung bình mỗi năm có khoảng 83,7 GW công suất điện gió được lắp đặt trên thế giới.



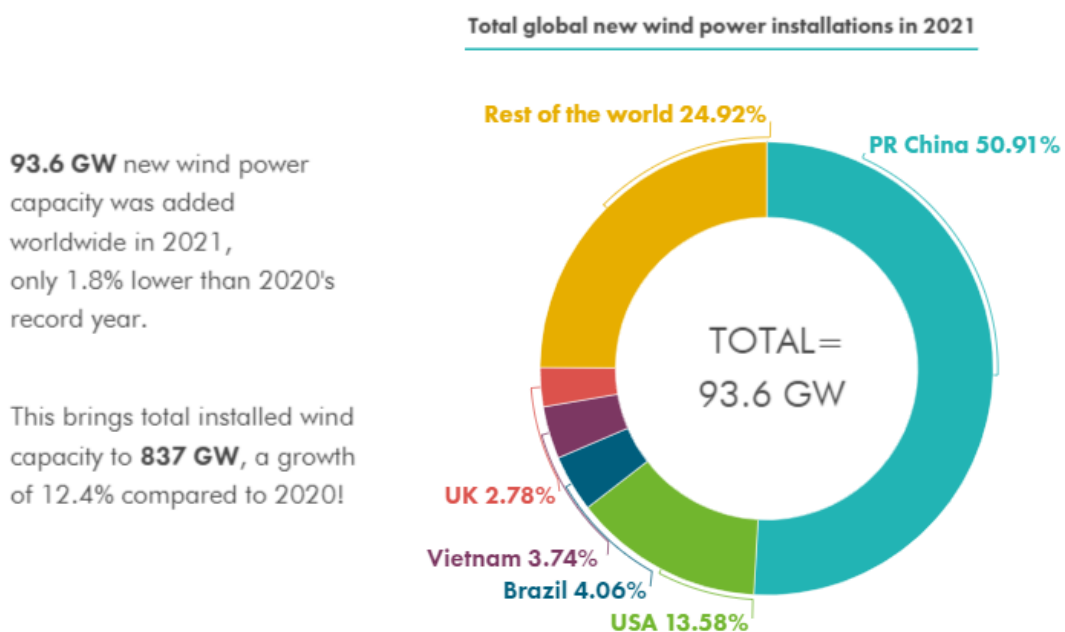
Hình 1-7: Công suất lắp đặt điện gió trên thế giới từ năm 2011 đến năm 2021

Giai đoạn từ 2016 đến năm 2020 năng lượng gió tiếp tục phát triển mạnh, tốc độ tăng trưởng bình quân đạt 12%. Theo báo cáo của Hội đồng Điện gió Toàn cầu (GWEC) trong năm 2020, công suất điện gió toàn cầu tăng thêm 93 GW từ các nhà máy mới lắp

đặt, nâng tổng công suất điện gió lên 743 GW. Năm 2020 đồng thời là năm điện gió có mức tăng trưởng kỷ lục, cao nhất trong lịch sử của ngành công nghiệp này, công suất tăng 53% so với cùng kỳ năm 2019.

Sự tăng trưởng nhanh chóng của ngành điện gió xuất phát từ hai nguyên nhân chính. Đầu tiên là sự phát triển của các công nghệ sản xuất điện gió điển hình như tuabin gió. Nhờ sự cải tiến, các tuabin gió và các hệ thống sản xuất điện gió hoạt động ngày càng hiệu quả hơn, lượng điện sản xuất ổn định, đảm bảo độ tin cậy trong việc vận hành của các nhà máy điện. Ngoài ra, việc thị trường sản xuất công nghệ điện gió ngày càng được mở rộng và phát triển đã kéo theo việc giảm giá thành điện gió xuống nhiều lần, qua đó ngày càng thu hút các nhà đầu tư vào lĩnh vực này. Một lý do nữa là những năm trở lại đây tình hình khủng hoảng năng lượng của các nước phát triển cũng như ý thức và sự quan tâm đến các vấn đề về môi trường trên toàn cầu, chính điều này đã tạo điều kiện để cho điện gió trở thành một trong những mục tiêu được ưu tiên đối với nền kinh tế.

Năm 2022, Theo Báo cáo Điện gió Toàn cầu của GWEC công suất điện gió mới trong năm vừa qua đã tăng 93,6 GW, từ đó nâng tổng công suất điện gió tích lũy toàn cầu lên 837 GW. Tốc độ phát triển điện gió góp phần giảm thiểu lượng phát thải KNK, theo ước tính, hàng năm thế giới tránh phát thải hơn 1,2 tỷ tấn CO₂ – tương đương với lượng khí thải carbon hàng năm của Nam Mỹ.



Hình 1-8: Biểu đồ công suất lắp đặt điện gió trên toàn thế giới

(Nguồn: GWEC Wind Energy Report 2021)

Năm 2021, chứng kiến sự phát triển mạnh mẽ nhất của thị trường điện gió ngoài khơi với hơn 21,1 GW công suất được đưa vào hoạt động, tăng gấp ba lần so với năm

2020. Công suất lắp đặt của Trung Quốc chiếm đến 80%, vượt qua Vương quốc Anh để trở thành quốc gia có công suất lắp đặt tích lũy cao nhất thế giới.

Năm 2021 cũng là năm dưới sự tác động mạnh mẽ của đại dịch Covid-19 khiến cho nhiều dự án ở Mỹ, Ấn Độ và Đài Loan chưa thể đi vào vận hành. Tuy nhiên, các hoạt động đấu giá vào năm 2021 đã chứng minh rằng, nhiều quốc gia vẫn lựa chọn chiến lược tăng cường triển khai điện gió. Công suất được đấu giá đã tăng 153% so với năm 2020, với 88 GW trên toàn cầu. Điện gió trên bờ chiếm 69 GW (78%) trong số đó, và công suất điện gió ngoài khơi là 19 GW.

Động lực đến từ các cam kết phát thải ròng bằng 0, cùng với sự cấp bách đổi mới để đạt được mục tiêu an ninh năng lượng, triển vọng thị trường đối với ngành điện gió toàn cầu thậm chí còn khả quan hơn. Mặc dù vậy, các chuyên gia nhận định, điện gió đang có quỹ đạo tăng trưởng tích cực, nhưng chưa đủ nhanh và mức độ bao phủ cũng chưa đủ rộng để thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng toàn cầu một cách an toàn và bền vững.

Trong 5 năm tới, 557 GW công suất mới dự kiến sẽ được bổ sung, tương đương hơn 110 GW công suất lắp đặt mới mỗi năm cho đến năm 2026. Tuy nhiên, mức tăng trưởng này cần phải tăng gấp 4 lần vào cuối thập kỷ này nếu thế giới muốn đi đúng lộ trình giữ mức tăng nhiệt ở ngưỡng 1,5°C và phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.

1.3. Phát triển điện gió tại Việt Nam

Hiện nay, các nguồn năng lượng hóa thạch như than, dầu, khí đốt đã và đang là nguồn năng lượng chiếm tỷ trọng lớn cho phát điện tại nhiều nước trên thế giới cũng như tại Việt Nam. Các nguồn năng lượng nói trên cũng đang dần cạn kiệt, trong khi Việt Nam đang phải đối mặt với những thách thức lớn do các nguồn năng lượng thông thường để đáp ứng nhu cầu phát điện đã và đang vượt quá khả năng cung cấp.

Với mức tăng trưởng nhu cầu điện năng khoảng 10%/năm, vấn đề đẩy mạnh nghiên cứu và sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo, đặc biệt là năng lượng gió, năng lượng mặt trời là hết sức cấp thiết đối với Việt Nam.

Theo dự thảo Quy hoạch điện VIII, với dự báo tăng trưởng GDP của Việt Nam giai đoạn 2021 – 2030 đạt bình quân 6,6%/ năm, giai đoạn 2031 – 2045 bình quân 5,7%/ năm, dự báo điện thương phẩm năm 2030 đạt 491 tỉ kWh, năm 2045 đạt 877 tỉ kWh. Hệ số đàn hồi điện thương phẩm/GDP đạt 1,13 lần năm 2030 và giảm xuống 0,58 lần năm 2045 (năm 2020 hệ số này là 1,20).

1.3.1. Tiềm năng phát triển điện gió tại Việt Nam

Trước những thách thức về tình trạng thiếu điện và ứng phó hiệu quả với biến đổi khí hậu trong những năm tiếp theo thì kế hoạch phát triển “điện xanh” từ các nguồn năng lượng tái tạo là một giải pháp khả thi nhằm đảm bảo an ninh năng lượng và bảo vệ môi trường. Gần đây, Chính phủ Việt Nam đã xác định rõ các mục tiêu trong định hướng phát triển dạng “điện xanh” này. Trong đó, năng lượng gió được xem như là một lĩnh vực trọng tâm, do Việt Nam được xem là nước có giàu tiềm năng nhất trong khu vực Đông Nam Á.

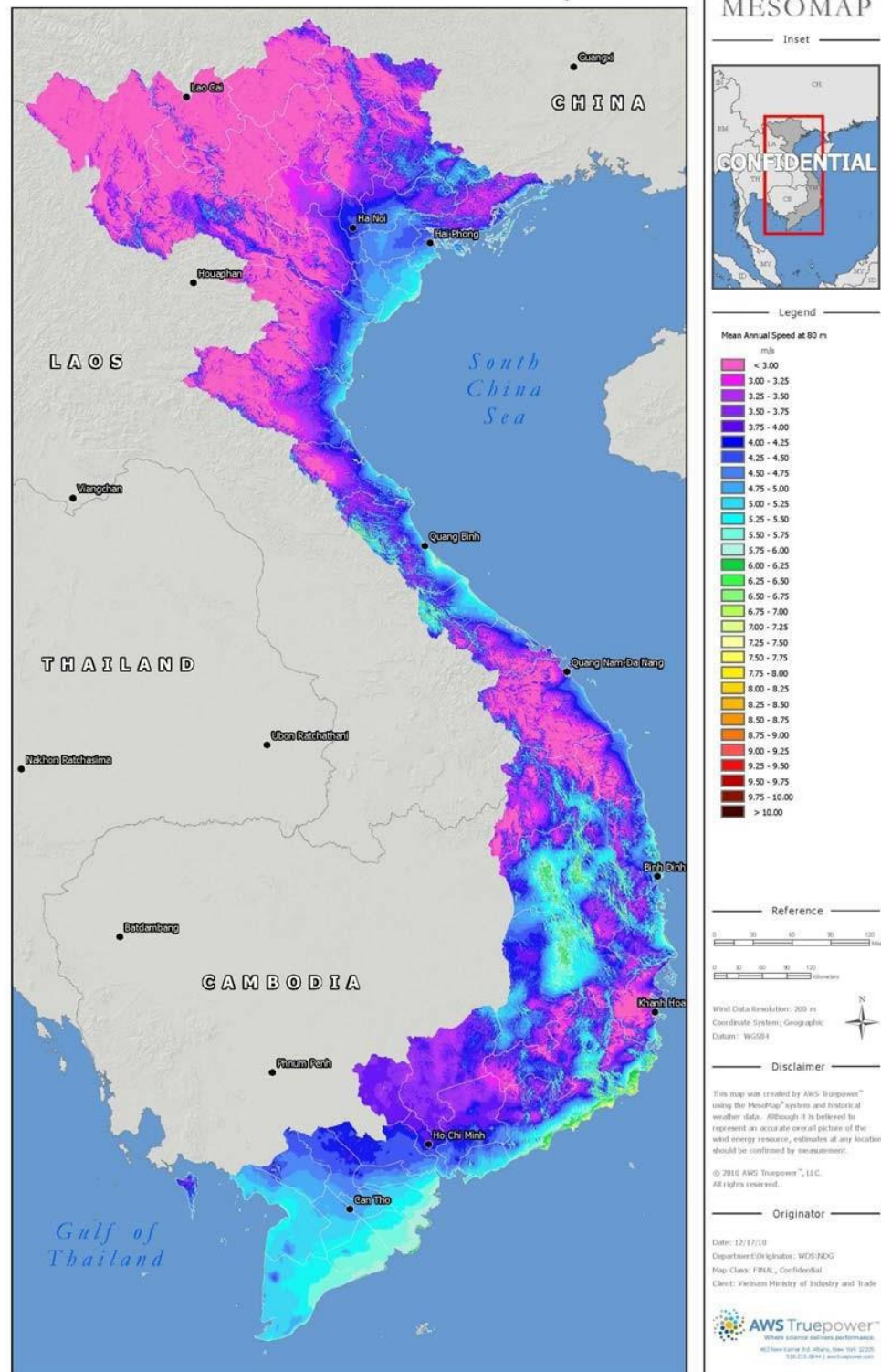
Việt Nam nằm trong khu vực gió mùa Đông Nam Á. Trong năm có hai mùa gió khác nhau về bản chất và có hướng thịnh hành trái chiều nhau. Vào thời kỳ lạnh các khối không khí có nguồn gốc từ Siberia tràn xuống phía Nam, khi xâm nhập vào lãnh thổ nước ta gây ra gió mùa Đông Bắc với hướng gió thịnh hành Bắc – Đông Bắc. Vào thời kỳ nóng, những khối không khí có nguồn gốc xích đạo từ phương nam thổi lên gây ra gió mùa Tây Nam với hướng gió thịnh hành là Tây Nam ở Nam Bộ và Nam Trung Bộ, sau khi vòng qua biển thổi tới Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ gió lệch sang hướng Đông Nam. Căn cứ vào tần suất xâm nhập vào hai hệ thống hoàn lưu này vào các thời gian trong năm, có thể phân chia ra gió mùa Đông hay gió mùa Đông Bắc (từ tháng 10 đến tháng 4 năm sau), gió mùa hạ hay gió mùa Tây Nam (từ tháng 5 đến tháng 9). Với cơ chế hoàn lưu đó, việc nghiên cứu về tiềm năng lượng gió nhằm cung cấp những thông tin thiết yếu cho các nhà đầu tư điện gió cũng như các nhà quy hoạch điện gió vô cùng quan trọng.

Việt Nam với đặc điểm địa lý lợi thế, đường bờ biển trải dài hơn 3.000 km và khí hậu cận nhiệt đới gió mùa, đã được khảo sát và đánh giá có tiềm năng gió lớn trong khu vực. Việc xây dựng các nhà máy điện gió là một giải pháp hợp lý, đóng góp tăng đáng kể nguồn sản xuất điện của Việt Nam trong những năm tới.

Theo Bản đồ Gió Toàn cầu (Global Wind Atlas) ước tính, hơn 39% diện tích của Việt Nam có tốc độ gió trung bình hàng năm trên 6 m/s ở độ cao 65 m và hơn 8% diện tích đất liền của Việt Nam có tốc độ gió trung bình hàng năm trên 7 m/s. Điều này tương ứng với tiềm năng tài nguyên gió là 512 GW và 110 GW. Tiềm năng kỹ thuật của điện gió trên bờ vào khoảng 42 GW phù hợp với dự án điện gió quy mô lớn.

WIND RESOURCE OF VIETNAM

Mean Annual Speed at 80 Meters

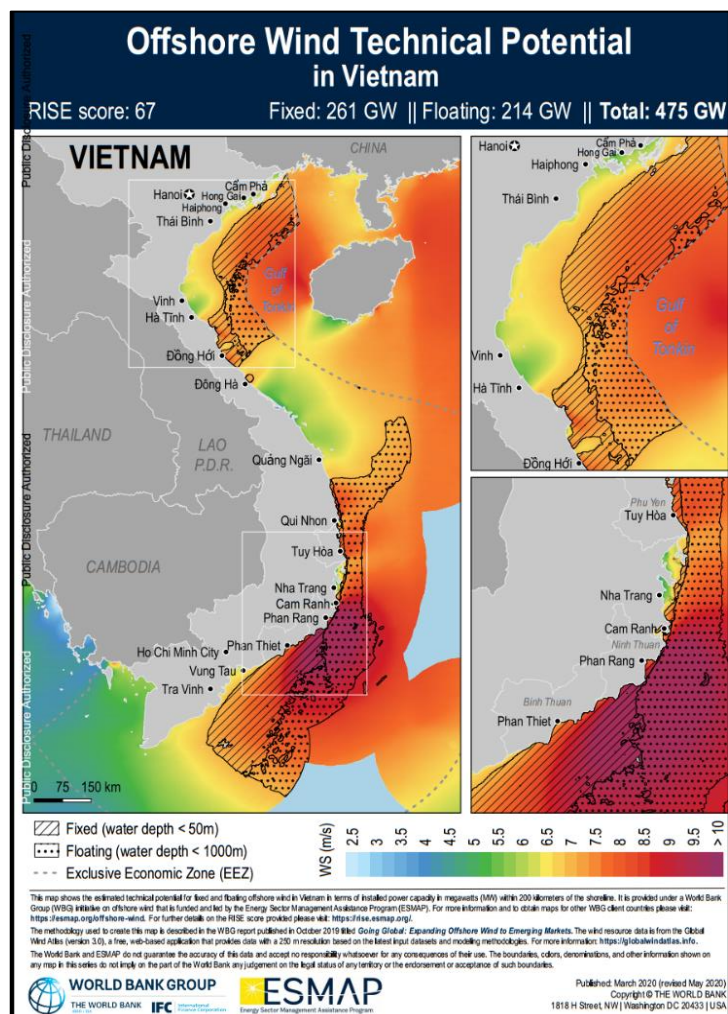


Hình 1-9: Tiềm năng gió trên bờ

(Nguồn: Atlas điện gió, Ngân hàng thế giới)

Trên cơ sở xếp chồng các lớp bản đồ để loại bỏ các vùng có tiềm năng lý thuyết nhưng không phù hợp để phát triển điện gió, tổng tiềm năng kỹ thuật cho cả nước có thể đạt là 42608 km² hoặc 217,3GW. Nếu loại trừ khoảng gió tốc độ thấp $\leq 5,5$ m/s được coi là không khả thi với trình độ khoa học công nghệ hiện tại thì tiềm năng kỹ thuật của điện gió trên đất liền còn khoảng 47 GW.

Tiềm năng gió ngoài khơi lớn hơn nhiều so với tiềm năng gió trên bờ do địa hình bờ biển dài và gió ngoài khơi thường có tốc độ cao, ổn định hơn. Hạ tầng cho điện gió ngoài khơi và lưới điện cũng ít bị hạn chế bởi vấn đề sử dụng đất.



Hình 1-10: Tiềm năng gió ngoài khơi

(Nguồn: Atlas điện gió, Ngân hàng thế giới)

Tiềm năng điện gió ngoài khơi hiện chưa được tiến hành đánh giá đầy đủ. Căn cứ theo số liệu đánh giá tiềm năng lý thuyết-kỹ thuật nêu trên của Ngân hàng Thế giới là 475GW là rất lớn, tập trung chủ yếu vùng Trung bộ, Nam Trung bộ và một phần duyên hải Bắc bộ.

Qua phân tích và tính toán, tiềm năng kỹ thuật cho điện gió ngoài khơi có thể đạt 31.808 km² hoặc 162.200MW (Nguồn DEA/EREA)

Viện nghiên cứu Năng lượng bền vững (ISF) ước tính tiềm năng gió ngoài khơi của Việt Nam có thể lên tới 609 GW, giả thiết chỉ tính đến các khu vực ven biển với độ sâu tối đa là 50 m và khoảng cách tối đa từ bờ là 70 km (dựa trên dữ liệu khí tượng năm 2015). Hệ số công suất điện gió ở Việt Nam ước tính trung bình vào khoảng 36% cho khu vực trên bờ và 54% ngoài khơi.

1.3.2. Định hướng phát triển điện gió tại Việt Nam

Tại Việt Nam, chính phủ đã khuyến khích các doanh nghiệp đầu tư vào lĩnh vực điện từ năng lượng tái tạo, nhất là nguồn điện gió đã có các chính sách ưu đãi từ 10 năm trước: Chính phủ đã ban hành Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg sửa đổi, bổ sung một số điều của Quyết định 37. Theo đó, giá điện đối với dự án điện gió nổi lưới được điều chỉnh tăng lên so với Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ban hành ngày 29/6/2011.

Đối với các dự án điện gió trong đất liền: Giá mua điện tại điểm giao nhận điện là 1.928 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, tương đương 8,5 UScents/kWh, tỷ giá quy đổi giữa đồng Việt Nam và đồng Đô la Mỹ được tính theo tỷ giá trung tâm do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố ngày 30 tháng 8 năm 2018 là 22.683 đồng/USD). Giá mua điện được điều chỉnh theo biến động của tỷ giá đồng/USD;

Đối với các dự án điện gió trên biển: Giá mua điện tại điểm giao nhận điện là 2.223 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, tương đương 9,8 UScent/kWh, tỷ giá quy đổi giữa đồng Việt Nam và đồng Đô la Mỹ được tính theo tỷ giá trung tâm do Ngân hàng Nhà nước Việt Nam công bố ngày 30 tháng 8 năm 2018 là 22.683 đồng/USD). Giá mua điện được điều chỉnh theo biến động của tỷ giá đồng/USD.

Chính phủ quy định bên mua điện - EVN, hay các đơn vị được ủy quyền có trách nhiệm mua toàn bộ sản lượng điện từ các dự án điện gió với giá tại điểm giao nhận điện là như trên. Mức giá này được tính trong vòng 20 năm. Đồng thời, bên bán điện có thể kéo dài thời gian hợp đồng, hoặc ký hợp đồng mới với bên mua điện. Áp dụng cho một phần, hoặc toàn bộ nhà máy điện gió nổi lưới có ngày vận hành thương mại trước ngày 1 tháng 11 năm 2021.

Ngoài các cơ chế khuyến khích về giá mua điện như nêu trên, các dự án năng lượng tái tạo ở Việt Nam còn có thể được hưởng các cơ chế hỗ trợ khác như ưu đãi thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế nhập khẩu thiết bị, ưu đãi về sử dụng đất và tiếp cận tài chính,.. Bảng dưới đây tóm lược cơ chế ưu đãi khác của Chính phủ cho tất cả các loại dự án năng lượng tái tạo.

Bảng 1-1. Cơ chế khuyến khích cho dự án điện tái tạo nổi lưới tại Việt Nam

STT	Cơ chế khuyến khích tài chính	Mức độ
1	Thuế thu nhập doanh nghiệp	Thuế suất thuế TNDN: - 4 năm đầu kể từ năm có thu nhập chịu thuế: 0% - 9 năm tiếp theo: 5% - 2 năm tiếp theo: 10% - Các năm còn lại: 20%

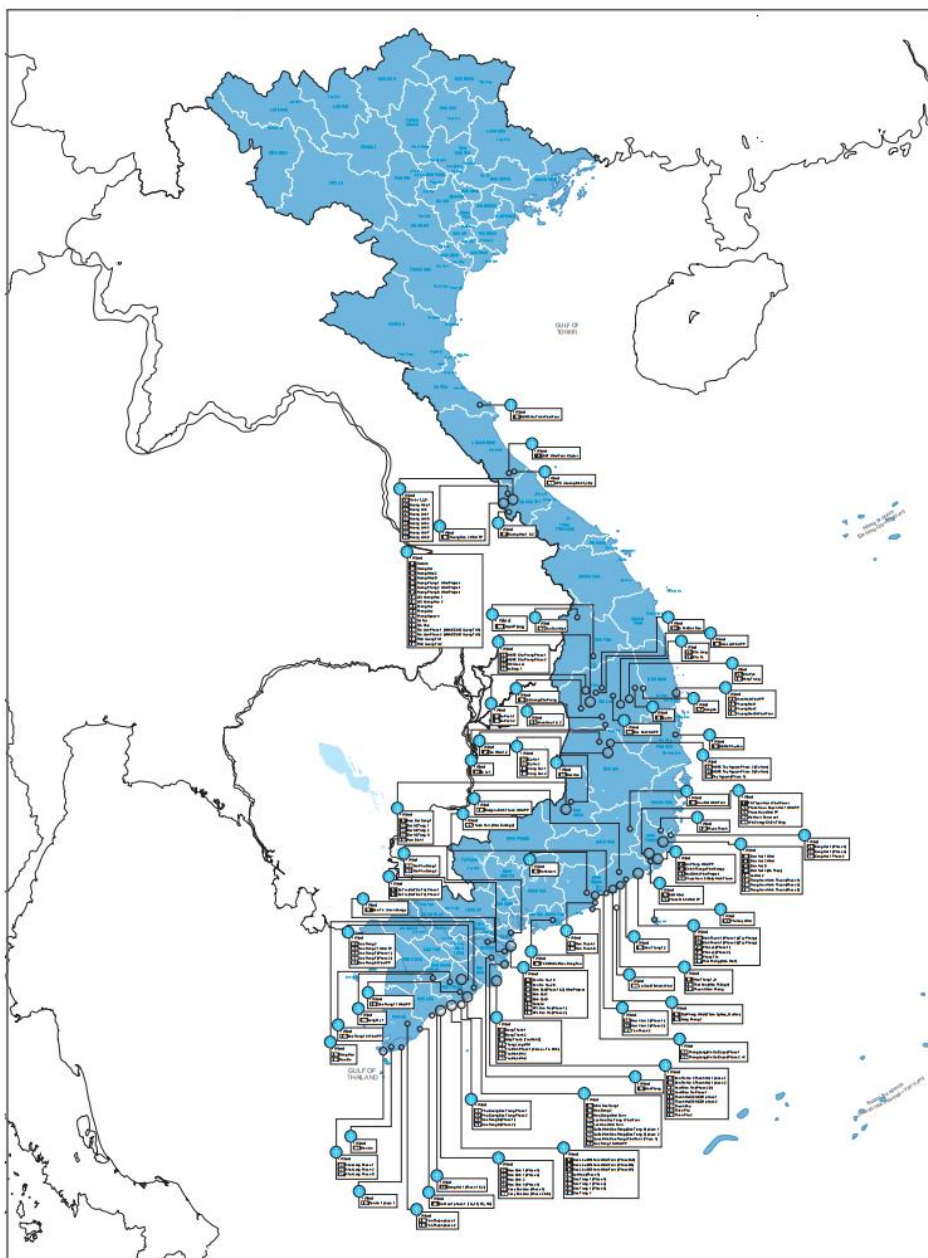
STT	Cơ chế khuyến khích tài chính	Mức độ
2	Thuế nhập khẩu	Hàng hóa nhập khẩu làm tài sản cố định, vật liệu và bán thành phẩm không được sản xuất trong nước. Nhà đầu tư nên kiểm tra Danh mục các hàng hóa và sản phẩm được miễn thuế nhập khẩu hàng năm được Bộ KHĐT công bố.
3	Sử dụng đất	Tiền thuê đất ưu đãi theo quy định của tỉnh
4	Phí bảo vệ môi trường	0%
5	Đầu tư	Ngân hàng phát triển (VDB) cho vay lên tới 70% tổng chi phí đầu tư với lãi suất tương đương với mức lãi suất trái phiếu chính phủ kỳ hạn 5 năm cộng với 1%/năm.

1.3.2. Thực trạng phát triển điện gió tại Việt Nam

Theo báo cáo của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, tổng cộng 106 nhà máy điện gió với tổng công suất 5755,5 MW gửi văn bản và hồ sơ đăng ký chương trình đóng điện và hòa lưới, thử nghiệm, đề nghị công nhận vận hành thương mại (COD). Trong số 106 nhà máy điện gió này, đến thời điểm hết ngày 31/10/2021 đã có 69 nhà máy điện gió với tổng công suất 3298,95 MW đã được công nhận vận hành thương mại COD.

Như vậy, nếu bao gồm cả 15 nhà máy điện gió đã được công nhận COD và đưa vào vận hành từ trước đây thì trong hệ thống điện quốc gia đã có tổng cộng 84 nhà máy điện gió với tổng công suất 3980,27 MW được công nhận vận hành thương mại COD. Các dự án được tập trung ở phía trên của các vùng phía Nam, Tây Nguyên và duyên hải Nam Trung Bộ.

Theo thống kê của EVN, trong số các địa phương triển khai dự án điện gió, Quảng Trị là một trong những tỉnh dẫn đầu cả nước về số lượng dự án điện gió kịp vận hành thương mại, còn dự án có công suất lớn nhất là dự án nhà máy điện gió Ea Nam 399,6 MW tại tỉnh Đắk Lắk. Dự án có công suất lớn thứ hai là dự án Phong Điện Trung Nam 151,95 MW tại tỉnh Ninh Thuận. Ngoài ra, còn có dự án: Nhà máy điện Trang trại điện gió BT1 109,2 MW Quảng Bình, Bạc Liêu 99,2 MW tỉnh Bạc Liêu, Nhà máy điện gió Ia Pết - Đak Đoa 1 99MW tỉnh Gia Lai, nhà máy điện gió BIM 88MW tỉnh Ninh Thuận,... (Chi tiết trong bảng: Các nhà máy điện gió vận hành thương mại - PL01)



Hình 1-11: Bản đồ các dự án điện gió tại Việt Nam

(Nguồn: GWEC)

Trong quy hoạch điện VII (điều chỉnh năm 2016) và Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18 tháng 3 năm 2016 về Phê duyệt điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xem xét đến năm 2030. Theo đó, Việt Nam đã tính đến tất cả các nguồn năng lượng có thể, xem xét các ưu-nhược điểm của mỗi loại để đảm bảo an ninh năng lượng của quốc gia. Một điều quan trọng của Quy hoạch điện VII đã đề ra là đẩy nhanh phát triển nguồn điện từ năng lượng tái tạo (thủy điện, điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối,...).

Theo dự thảo Quy hoạch điện VIII, với dự báo chương trình phát triển nguồn điện tới năm 2030, tổng công suất nguồn điện của Việt Nam đạt 137,2GW (trong đó nhiệt điện than: 27%, NĐ khí: 21%, thủy điện: 18%, điện gió, mặt trời và năng lượng tái tạo

khác 29%, nhập khẩu khoảng 4%, thủy điện tích năng và các loại thiết bị lưu trữ khác khoảng gần 1%), năm 2045 tổng công suất của nguồn điện đạt gần 276,7GW (Trong đó nhiệt điện than :18%, nhiệt điện khí: 24%, thủy điện: 9%, điện gió, mặt trời và năng lượng khác trên 44%, nhập khẩu gần 2%, thủy điện tích năng và các loại thiết bị lưu trữ năng lượng khác khoảng 3%). Cơ cấu nguồn điện cho thấy Quy hoạch điện VIII (QHĐ VIII) khuyến khích phát triển mạnh mẽ năng lượng tái tạo (ngoài thủy điện), từ 13% năm 2020 lên tới gần 30% năm 2030 và 44% năm 2045. Đây là xu hướng phù hợp với sự phát triển của trên thế giới.

Theo báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021 (2022) của Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch: Đến năm 2025, quy mô điện gió sẽ tăng lên 7GW trong kịch bản giao thông xanh (GT) để thúc đẩy điện khí hóa ngành giao thông vận tải. Vào năm 2030, công suất điện gió đạt 10GW sẽ tối ưu hóa về chi phí, trong khi để hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 Việt Nam cần 21GW. Vào năm 2050, trong kịch bản phát thải ròng bằng không (NZ) mức công suất điện gió trên bờ đạt 90GW.

Vì điện gió trên bờ có chi phí đầu tư thấp hơn so với điện gió gần bờ và điện gió ngoài khơi nên công nghệ điện gió trên bờ chiếm ưu thế. Nhưng việc đưa một phần sản lượng điện gió ngoài khơi từ năm 2035 trở đi được cho là hiệu quả về chi phí mặc dù chưa sử dụng hết tiềm năng của điện gió trên bờ. Vào năm 2035, điện gió ngoài khơi theo kịch bản phát thải ròng bằng không (NZ) có 8GW và kịch bản điện xanh (GP) có 2 GW. Kịch bản NZ dự kiến có 54 GW điện gió ngoài khơi vào năm 2050.

Bảng 1-2. Tổng tiềm năng điện gió trên bờ và ngoài khơi của từng miền, công suất đặt đến năm 2050 và tỷ trọng tiềm năng đối với kịch bản GP và NZ

Vùng	Tiềm năng (GW)		GP		NZ	
			Công suất đặt năm 2050 (GW, % tiềm năng)		Công suất đặt năm 2050 (GW, % tiềm năng)	
	Trên bờ	Ngoài khơi	Trên bờ	Ngoài khơi	Trên bờ	Ngoài khơi
Bắc Bộ	13	11	1 (5%)	0 (0%)	1 (5%)	10 (94%)
Bắc Trung Bộ	11	6	2 (14%)	2 (28%)	2 (14%)	3 (41%)
Trung Trung Bộ	11		2 (19%)	0 (0%)	2 (19%)	0 (0%)
Tây Nguyên	74		10 (13%)	0 (0%)	6 (9%)	0 (0%)
Nam Trung Bộ	35	81	9 (26%)	16 (19%)	10 (30%)	26 (32%)
Đông Nam Bộ	5	5	0 (2%)	0 (0%)	0 (2%)	0 (0%)
Tây Nam Bộ	69	34	24 (34%)	0 (0%)	69 (100%)	20 (58%)
Tổng cộng	217	137	47 (21%)	17 (13%)	90 (41%)	59 (43%)

Cơ chế đấu thầu mới nhất ở các quốc gia có kinh nghiệm về điện gió ngoài khơi như Đan Mạch, Đức, Hà Lan đã mang đến kết quả cạnh tranh nhờ “quy mô kinh tế” của các dự án. Tuy nhiên, để thúc đẩy khả năng cạnh tranh các cơ quan chức năng cần sớm xây

dựng một kế hoạch dài hạn và có hệ thống, được quản lý và thực hiện theo các thông lệ tốt nhất để tạo niềm tin và giảm thiểu rủi ro pháp lý. Chi phí sẽ giảm nếu các cơ quan chức năng xây dựng khung pháp lý hỗ trợ và giảm rủi ro cho các dự án cơ sở hạ tầng lớn này.

1.4. Lý thuyết về đánh giá hiệu quả dự án đầu tư điện gió

1.4.1. Các chỉ số đánh giá hiệu quả tài chính của dự án

Hiệu quả đầu tư là biểu hiện tổng hợp và là tiêu chuẩn để đánh giá tính khả thi của dự án trên tất cả các phương diện kỹ thuật và kinh tế. Hiệu quả dự án được xét trên các mặt tài chính, kinh tế và xã hội phù hợp với các biểu hiện kết quả (lợi ích) của dự án. Thông qua một số chỉ tiêu sau:

a. Giá trị hiện tại thuần (NPV)

- Định nghĩa: NPV là tổng lãi của dự án được quy đổi về hiện tại qua hệ số chiết khấu i . Tiêu chuẩn được sử dụng rộng rãi trong phân tích và đánh giá dự án đầu tư.

- Công thức tính:

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

Trong đó:

- A_t : Dòng lãi năm t .
- B_t : Dòng thu năm t .
- C_t : Dòng chi năm t .
- n : Tuổi thọ dự án.
- i : Hệ số chiết khấu.

Các trường hợp có thể xảy ra:

- $NPV > 0$: Dự án có hiệu quả về mặt tài chính;
- $NPV < 0$: Dự án không có hiệu quả về tài chính;
- $NPV = 0$: Dự án hòa vốn.

b. Tỷ số hoàn vốn nội tại (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 của dòng thu bằng giá trị hiện tại của chi phí. Nó phản ánh mức lãi mà bản thân dự án đem lại cho nhà đầu tư.

- Công thức tính:

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

- Công thức tính gần đúng:

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

- Trong đó:

i_1 : Là hệ số chiết khấu ứng với $NPV_1 > 0$.

i_2 : Là hệ số chiết khấu ứng với $NPV_2 < 0$.

c. Thời gian hoàn vốn

- Định nghĩa: là thời gian tính từ khi khai thác cho đến khi $NPV = 0$. Hay nói cách khác, thời gian hoàn vốn là khoảng thời gian mà thu nhập của dự án trả hết mọi chi phí đầu tư ban đầu.

$$NPV = \sum_{t=0}^{T_{hv}} (B_t - C_t) (1 + i)^{-t} = 0$$

- Công thức tính gần đúng:

$$T_{hv} = t_1 + (t_2 - t_1) \frac{|NPV_1|}{|NPV_1| + NPV_2}$$

- Trong đó:

t_1 : Thời điểm ứng với $NPV_1 < 0$

t_2 : Thời điểm ứng với $NPV_2 > 0$

- Các trường hợp có thể xảy ra:

$T_{hv} > T_{hv}^*$: Chấp nhận

$T_{hv} < T_{hv}^*$: Loại bỏ

$T_{hv} = T_{hv}^*$: Xem xét

$T_{hv} = \max$: Tối ưu

d. Tỷ số lợi ích và chi phí (B/C)

- Định nghĩa: B/C là tỷ số giữa tổng giá trị hiện tại của doanh thu và tổng giá trị hiện tại của chi phí dự án, mang tính tương đối, cho ta biết một đơn vị giá trị hiện tại của chi phí dự án tạo ra bao nhiêu giá trị hiện tại của doanh thu. Tiêu chuẩn B/C được áp dụng rộng rãi trong việc phân tích và đánh giá các dự án có quy mô khác nhau.

- Công thức tính:

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

- Trong đó:

PVB: Giá trị hiện tại doanh thu

PVC: Giá trị hiện tại chi phí

- Các trường hợp có thể xảy ra

B/C > 1: Chấp nhận

B/C < 1: Loại bỏ

B/C = max: Tối ưu

1.4.2. Đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án

- Xác định nguồn vốn, cơ cấu nguồn vốn vay

Một dự án đầu tư có thể được đầu tư bởi nguồn vốn với 2 kiểu cơ cấu: 100% vốn chủ sở hữu và vừa có vốn vay, vừa có vốn chủ sở hữu. Từ đây có các phương thức trả vốn vay và lãi như sau:

+ Trả vốn đều hàng năm, trả lãi hàng năm tính theo vốn vay còn

+ Trả vốn cuối thời hạn vay, trả lãi đều hàng năm

+ Trả vốn và lãi vào cuối thời hạn vay

+ Trả vốn và lãi đều hàng năm

- Phương thức tính khấu hao

Theo thông tư số 45/2013/TT-BTC của bộ Tài chính, các phương pháp khấu hao TSCĐ hiện nay là: Khấu hao tuyến tính, khấu hao giảm dần, khấu hao theo số lượng, khối lượng sản phẩm.

- Phương thức tính thuế thu nhập doanh nghiệp

Thuế thu nhập doanh nghiệp là loại thuế trực thu, thu trên kết quả hoạt động sản xuất, kinh doanh cuối cùng của doanh nghiệp.

Thuế thu nhập doanh nghiệp hàng năm được tính bằng công thức sau:

$$\text{Thuế TNDN} = \text{TI} \times \text{TR}$$

+ TI: Thu nhập chịu thuế

+ TR: Thuế suất

Khấu hao và tiền lãi được khấu trừ, không phải tính vào thuế thu nhập doanh nghiệp

$$\text{Thu nhập chịu thuế: TI}_t = (B_t - C_t) - \text{KH}_t - \text{Trả lãi}$$

- Xây dựng dòng tiền dự án

+ Dự án không vay vốn

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

Thu nhập chịu thuế = CFBT – Khấu hao

Thuế thu nhập DN = Thu nhập chịu thuế * Thuế suất

Dòng tiền sau thuế = CFBT – Thuế TNDN

+ Dự án vay vốn

Dòng tiền trước thuế = Doanh thu – Chi phí vận hành

Thu nhập chịu thuế = CFBT – Khấu hao – Trả lại

Thuế thu nhập DN = Thu nhập chịu thuế * Thuế suất

Dòng tiền sau thuế (CFAT) = CFBT – Thuế TNDN – Trả lãi – Trả vốn

Chú ý:

- Dòng tiền dự án biểu thị ở trên ứng với các năm $t=1, 2, \dots, n$

- Dòng tiền dự án $t=0$, được tính toán như sau:

+ Dự án không vay vốn: $CFBT = CFAT = -C_0$

+ Dự án vay vốn 100%: $CFBT = CFAT = 0$

+ Dự án gồm vốn vay và vốn tự có: $CFBT = CFAT$

1.5. Kết luận chương 1

Trong chương 1, tác giả đã trình bày sự hình thành và phát triển năng lượng gió, cấu tạo của tuabin gió. Từ đó nêu lên được hiện trạng phát triển điện gió trên thế giới và các khung chính sách của chính phủ để khuyến khích phát triển điện gió tại Việt Nam.

Ngoài ra, tác giả cũng đề cập đến lý thuyết của các chỉ số đặc trưng thường được các nhà phát triển dự án, nhà đầu tư, ngân hàng, ... sử dụng để đánh giá hiệu quả tài chính của dự án điện gió: giá trị hiện tại thuần, tỷ lệ hoàn vốn, thời gian hoàn vốn, tỷ lệ lợi ích. Từ đó giúp các bên liên quan liên quan có những đánh giá chính xác về mức độ hiệu quả của dự án.

CHƯƠNG 2: ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG ĐIỆN GIÓ TẠI TỈNH ĐẮK NÔNG

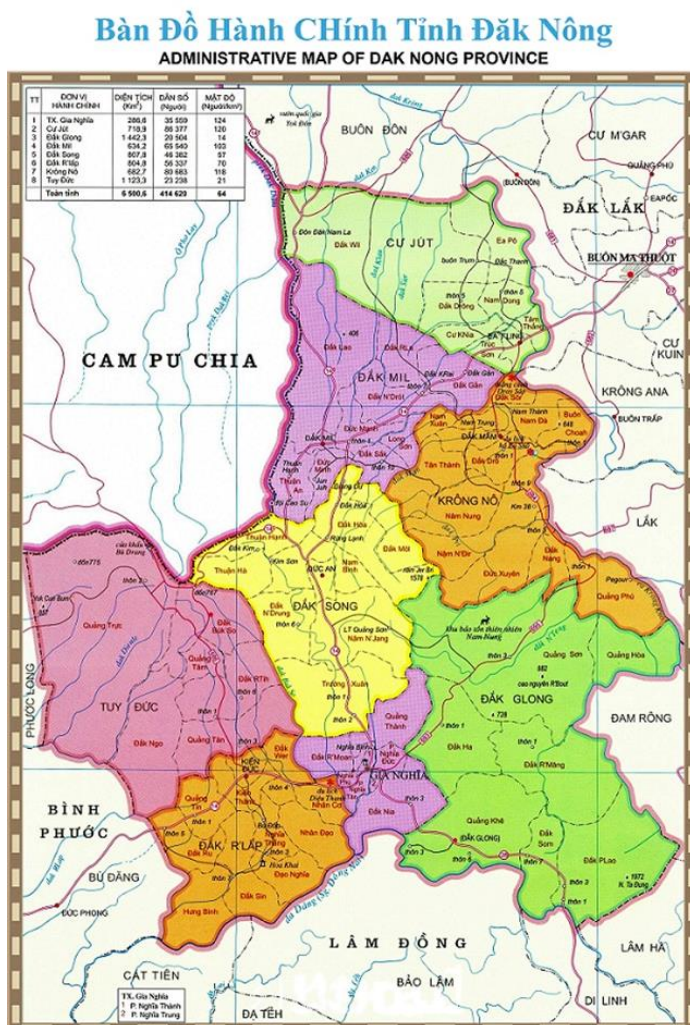
2.1. Giới thiệu tỉnh Đắk Nông

2.1.1. Vị trí địa lý

Đắk Nông được thành lập từ ngày 01/01/2004 theo Nghị quyết số 22/2003/QH11 ngày 26 tháng 11 năm 2003 của Quốc hội khóa XI, trên cơ sở chia cắt tỉnh Đắk Lắk (cũ) thành hai tỉnh Đắk Lắk và Đắk Nông.

Tỉnh Đắk Nông nằm ở phía Tây Nam vùng Tây Nguyên, phía Bắc và Đông Bắc giáp tỉnh Đắk Lắk, phía Đông và Đông Nam giáp tỉnh Lâm Đồng, phía Nam giáp tỉnh Bình Phước, phía Tây giáp Campuchia với 130 km đường biên giới, có 2 cửa khẩu chính là Bu Prăng và Đắk Peur. Diện tích tự nhiên của tỉnh là 6.513 km².

Toàn tỉnh có 7 huyện là Cư Jút, Đắk Mil, Krông Nô, Đắk Song, Đắk R'Lấp, Đắk Glong, Tuy Đức và thị xã Gia Nghĩa. Trung tâm tỉnh là thành phố Gia Nghĩa.



Hình 2-1: Bản đồ địa lý tỉnh Đắk Nông

(Nguồn: <https://bandohanhchinh.com>)

Trên địa bàn tỉnh Đắk Nông có Quốc lộ 14 đi qua, nối Đắk Nông với Đắk Lắk, các tỉnh miền Đông Nam bộ và thành phố Hồ Chí Minh; có Quốc lộ 28 nối Đắk Nông với Lâm Đồng và Bình Thuận. Trong tương lai, khi dự án khai thác và chế biến bauxit được triển khai thì tuyến đường sắt Đắk Nông - Chơn Thành - Dĩ An ra cảng Thị Vải sẽ được xây dựng, mở ra cơ hội lớn cho Đắk Nông đẩy mạnh khai thác các thế mạnh của tỉnh. Mặt khác, Đắk Nông nằm trong vùng tam giác phát triển Cam puchia – Lào – Việt Nam, đang được Chính phủ 3 nước quan tâm tích cực đầu tư xây dựng nhằm tạo bước đột phá về xây dựng kết cấu hạ tầng, đặc biệt là phát triển giao thông đường bộ, tạo sự kết nối giữa các trung tâm, phát triển mạnh mối quan hệ kinh tế liên vùng thông qua các chương trình hợp tác, các chủ trương, chính sách của Đảng và nhà nước thông qua các chương trình và các quyết định phát triển kinh tế - xã hội trong vùng. Yếu tố này mở ra cho Đắk Nông có nhiều điều kiện khai thác và vận dụng các chính sách cho phát triển kinh tế - xã hội của tỉnh.

2.1.2. Đặc điểm về điều kiện tự nhiên

a. Điều kiện địa hình

Địa hình của tỉnh Đắk Nông đa dạng và phong phú, có sự xen kẽ giữa các địa hình thung lũng, cao nguyên và núi cao. Địa hình có hướng cao dần từ Đông sang Tây, từ Bắc vào Nam.

Địa hình thung lũng là vùng đất thấp phân bố dọc sông Krông Nô, Sêrêpôk, thuộc khu vực các huyện Cư Jút, Krông Nô. Địa hình tương đối bằng phẳng, có độ dốc từ 0-30%, thích hợp với phát triển cây lương thực, cây công nghiệp ngắn ngày, chăn nuôi gia súc, gia cầm.

Địa hình cao nguyên chủ yếu ở Đắk Nông, Đắk Mil, Đắk Song, độ cao trung bình trên 800 m, độ dốc trên 10-15%. Đây là khu vực có đất bazan là chủ yếu, rất thích hợp với phát triển cây công nghiệp lâu năm, lâm nghiệp và chăn nuôi đại gia súc.

Địa hình núi phân bố trên địa bàn huyện Đắk R'Lấp. Đây là khu vực địa hình chia cắt mạnh và có độ dốc lớn. Đất bazan chiếm phần lớn diện tích, thích hợp với phát triển cây công nghiệp dài ngày như cà phê, cao su, điều, tiêu.

b. Khí hậu

Khí hậu tỉnh Đắk Nông vừa mang tính chất khí hậu cao nguyên nhiệt đới ẩm, chịu ảnh hưởng của gió mùa Tây Nam khô nóng. Khí hậu có 2 mùa rõ rệt: Mùa mưa bắt đầu từ tháng 4 đến hết tháng 10, tập trung 90% lượng mưa hàng năm; mùa khô từ tháng 11 đến tháng 4 năm sau, lượng mưa không đáng kể.

Nhiệt độ trung bình năm 22-23⁰C, nhiệt độ cao nhất 35⁰C, tháng nóng nhất là tháng 4. Nhiệt độ thấp nhất 14⁰C, tháng lạnh nhất vào tháng 12. Tổng số giờ nắng trong năm trung bình 2.000-2.300 giờ.

Lượng mưa trung bình năm từ 2.200-2.400 mm, lượng mưa cao nhất 3.000 mm. Tháng mưa nhiều nhất vào tháng 8, 9; mưa ít nhất vào tháng 1, 2. Độ ẩm không khí trung bình 84%. Độ bốc hơi mùa khô 14,6-15,7 mm/ngày, mùa mưa 1,5-1,7 mm/ngày.

Hướng gió chủ yếu mùa mưa là Tây Nam, hướng gió chủ yếu mùa khô là Đông Bắc, tốc độ gió bình quân 2,4 -5,4 m/s, hầu như không có bão nên không gây ảnh hưởng đối với các cây trồng dễ gãy, đổ như cà phê, cao su, tiêu v.v.

c. Thủy văn

Đắk Nông có mạng lưới sông suối phân bố tương đối đều khắp. Đây là điều kiện thuận lợi để khai thác nguồn nước phục vụ sản xuất nông nghiệp, xây dựng các công trình thủy điện phục vụ các ngành kinh tế và nhu cầu dân sinh. Các sông chính chảy qua địa phận tỉnh gồm:

Sông Sêrêpôk: do hai nhánh sông Krông Nô và Krông Na hợp lưu với nhau tại thác Buôn Dray (huyện Krông Na). Đoạn chảy qua tỉnh nằm trên địa phận huyện Cư Jút, đoạn này lòng sông tương đối dốc, chảy từ cao độ 400 m ở hợp lưu xuống cao độ 150 m ở biên giới Campuchia. Khi chảy qua địa bàn tỉnh Đắk Nông, do kiến tạo địa chất phức tạp, lòng sông trở nên hẹp và dốc nên tạo ra các thác nước lớn hùng vĩ, vừa có cảnh quan thiên nhiên đẹp, vừa có tiềm năng thủy điện mang lại giá trị kinh tế. Đó là thác Trinh Nữ, Dray H'Linh, Gia Long, DraySap. Các thác này đang được đưa vào khai thác phục vụ du lịch và phát triển thủy điện. Ngoài ra, còn nhiều suối nhỏ khác đổ ra sông Sêrêpôk như: suối Đắk Gang, Đắk Nir, Dray H'Linh, Ea Tuor, Đắk Ken, Đắk Lâu, Đắk Sor cũng đều là bắt nguồn của sông Sêrêpôk.

Sông Krông Nô: Bắt nguồn từ dãy núi cao trên 2.000 m phía Đông Nam tỉnh Đắk Lắk, chảy qua huyện Krông Nô. Sông Krông Nô có ý nghĩa rất quan trọng đối với sản xuất và đời sống dân cư trong tỉnh. Còn nhiều suối lớn nhỏ khác phân bố khá đều khắp trên địa bàn huyện Krông Nô, Cư Jút như suối Đắk Mâm, Đắk Rô, Đắk Rí, Đắk Nang.

Hệ thống suối đầu nguồn sông Đồng Nai, Sông Đồng Nai dòng chảy chính không chảy qua địa phận Đắk Nông nhưng có nhiều sông suối thượng nguồn. Đáng kể nhất là: Suối Đắk N'DRung bắt nguồn từ khu vực Thuận Hạnh, chảy qua địa bàn Đắk Nông với chiều dài 90 km; Suối Đắk Nông có lưu lượng trung bình 12,44 m³/s, lưu lượng lớn nhất 87,8 m³/s và nhỏ nhất 0,5 m³/s.

Trên địa bàn tỉnh còn có nhiều hồ, đập vừa có tác dụng giữ nước vừa là tiềm năng để phát triển du lịch như Hồ Tây, hồ Trúc, hồ Ea T'Linh, hồ Đăk Rông v.v.

Mạng lưới sông suối, hồ ao dày đặc đó rất thuận tiện cho việc xây dựng các công trình thủy lợi, thủy điện nhỏ, cung cấp nước cho các ngành kinh tế và sinh hoạt dân cư.

2.1.3. Tài nguyên thiên nhiên

a. Tài nguyên đất

Tổng diện tích đất tự nhiên toàn tỉnh có 651.562 ha.

Trong đó:

- Đất nông nghiệp. Có diện tích là 592.997 ha, chiếm 91,01% tổng diện tích tự nhiên. Trong đó đất trồng cây lâu năm là 19.997ha chiếm 30,7 % tổng diện tích. Đất trồng cây hàng năm chủ yếu là đất trồng lúa, ngô và cây công nghiệp ngắn ngày; ngoài ra, diện tích đất nương rẫy còn khá lớn, đất lâm nghiệp có rừng tổng diện tích là 374.387 ha, trong đó rừng tự nhiên là 366.988 ha, đất rừng trồng 7.357 ha, chiếm tỉ lệ không đáng kể 2,9%. Tỉ lệ che phủ rừng toàn tỉnh là 57,5%.

- Đất phi nông nghiệp. Diện tích 42.208 ha, chiếm 6,48% tổng diện tích tự nhiên.

b. Tài nguyên rừng

Diện tích đất lâm nghiệp có rừng 294.476 ha, độ che phủ toàn tỉnh đạt 45%. Rừng tự nhiên được phân bố đều khắp các huyện, tập trung chủ yếu ở vùng núi cao, có tác dụng phòng hộ đầu nguồn, chống xói mòn, bảo vệ môi sinh.

Chia theo mục đích sử dụng: đất có rừng sản xuất (kể cả rừng tự nhiên và rừng trồng) có 227.718 ha, chiếm 77,3% diện tích đất lâm nghiệp, phân bố ở hầu hết các huyện trong tỉnh; đất có rừng phòng hộ 37.500 ha, chiếm 12,7%, chủ yếu tập trung ở các huyện Đăk R'Lấp, Đăk Nông, Đăk Mil, Đăk Song; đất có rừng đặc dụng 29.258 ha, tập trung chủ yếu ở Đăk Glong, Krông Nô, đây là khu rừng được sử dụng vào mục đích bảo tồn sinh thái, khai thác du lịch. Rừng trồng chủ yếu tập trung ở vùng các vùng gò đồi và núi thấp, khu vực gần dân cư.

Rừng tự nhiên ở Đăk Nông có nhiều hệ động vật và thực vật phong phú và đa dạng. Rừng phát triển tốt, những khu rừng nguyên sinh có nhiều loại gỗ quý và cây đặc sản vừa có giá trị kinh tế, vừa có giá trị khoa học. Trong rừng còn nhiều động vật quý hiếm như voi, gấu, hổ v.v. được ghi trong sách đỏ của nước ta và sách đỏ thế giới; có nhiều loại dược liệu quý là nguồn nguyên liệu dồi dào để chế thuốc chữa bệnh trong y học dân tộc. Đặc biệt, khu bảo tồn thiên nhiên Nam Nung, Tà Đùng có những khu rừng nguyên sinh với nhiều cảnh quan, thác nước đẹp tạo nên quần thể du lịch hấp dẫn.

c. Tài nguyên nước

Nguồn nước mặt do nguồn nước mưa cung cấp, tương đối dồi dào, thuận lợi cho sản xuất và sinh hoạt dân cư trên địa bàn toàn tỉnh. Tuy nhiên, do chịu ảnh hưởng của khí hậu cao nguyên, lại nằm ở phía Tây, cuối dãy Trường Sơn nên vào mùa khô mưa ít, nắng nóng kéo dài.

Nguồn nước ngầm, phân bố ở hầu khắp cao nguyên bazan và các địa bàn trong tỉnh, có trữ lượng lớn ở độ sâu 40-90m. Đây là nguồn cung cấp nước bổ sung cho sản xuất và sinh hoạt vào mùa khô, được sử dụng phổ biến cho sinh hoạt, làm kinh tế vườn, kinh tế trang trại.

d. Tài nguyên khoáng sản

Tỉnh Đắk Nông có nguồn tài nguyên rừng phong phú với trữ lượng gỗ lớn, nhiều loài cây có giá trị kinh tế cao như hương, sao, ... có hệ thống sông suối lớn như suối Đắk Nông, Đắk R'Tik, sông Đồng Nai, sông Sêrêpôk, ... nhiều thác nước như thác Gia Long, Đray Sáp, Đray Nu, Diêu Thanh,... và thắng cảnh đẹp tạo nên một hệ thống tài nguyên vô giá cho phát triển thủy điện và du lịch văn hóa sinh thái.

Đắk Nông được đánh giá là nơi có mỏ quặng Bôxít lớn nhất Đông Nam Á (trữ lượng khai thác khoảng 5 tỷ tấn) nằm cách trung tâm thị trấn Gia Nghĩa 20km về phía đông bắc; mỏ đá quý Saphia (Đắk N'Drung – Đắk Song – Đắk Nông), mỏ vàng với trữ lượng có khả năng khai thác lâu dài, tạo cho ngành công nghiệp năng lượng và khai thác của tỉnh một lợi thế thu hút các nhà đầu tư trong và ngoài nước.

Trên địa bàn tỉnh Đắk Nông có 178 mỏ và điểm mỏ khoáng sản với 16 loại khoáng sản chủ yếu: bauxit, wolfram, antimoal, bazan bột; bazan cột, bazan khối, cát xây dựng, đá bazan, đá granit, sét gạch ngói, than bùn, opal, thiếc sa khoáng, kaolin, nước khoáng thiên nhiên, saphia.

Quặng Bauxit: Phân bố ở thị xã Gia Nghĩa, các huyện Đắk GLong, Đắk R'Lấp, Đắk Song nhưng tập trung chủ yếu ở thị xã Gia Nghĩa và huyện Đắk GLong. Trữ lượng dự đoán 5,4 tỉ tấn, trữ lượng thăm dò 2,6 tỉ tấn, hàm lượng Al_2O_3 từ 35-40%. Trên bề mặt của mỏ quặng có lớp đất bazan tốt, hiện có rừng hoặc cây công nghiệp dài ngày. Khó khăn cho việc khai thác hiện nay là chưa có đường giao thông, thiếu năng lượng, nguồn nước để rửa quặng và vốn đầu tư.

Khoáng sản quý hiếm: Khu vực xã Trường Xuân, huyện Đắk Song là nơi có nguồn tài nguyên đặc biệt quý hiếm là vàng, đá quý ngọc bích, saphia trắng và các khoáng sản khác như Wolfram, thiếc, antimoal trên địa bàn thị xã Gia Nghĩa, huyện Đắk GLong, Cư Jút.

Ngoài ra, còn có các tài nguyên khá phong phú là nguyên liệu cho sản xuất vật liệu xây dựng như đất sét, phân bố rải rác trên địa bàn một số huyện, có thể khai thác công nghiệp, sản xuất gạch, ngói phục vụ nhu cầu xây dựng các công trình kinh tế-xã hội cũng như xây dựng dân dụng cho khu vực dân cư trên địa bàn tỉnh. Sét cao lanh làm gốm sứ cao cấp phân bố tập trung ở huyện Đăk Glong, thị xã Gia Nghĩa; puzolan làm nguyên liệu cho xi măng, gạch ceramic; đá bazan bột làm nguyên liệu sản xuất gạch ốp lát cách âm, cách nhiệt, sợi chịu nhiệt v.v.

Nguồn nước khoáng có ở Đăk Mil sâu 180 m khả năng khai thác rất lớn, khoảng 570 m³/ngày đêm và khí CO₂ đồng hành khoảng 9,62 tấn/ngàyđêm. Hiện tại chỉ mới khai thác khí CO₂.

e. Tài nguyên phát triển du lịch

Trên địa bàn tỉnh có nhiều thắng cảnh thiên nhiên đẹp như các khu rừng nguyên sinh, các thác nước và các hồ chứa nước tự nhiên và nhân tạo. Các thác nước đẹp, hùng vĩ, còn nguyên sơ nằm giữa rừng già như thác Trinh Nữ, thác Dray H'Linh, Dray Sáp, thác Diêu Thanh, thác Gấu, thác Chuông, thác Diêu Thanh, thác Gấu, thác Ngà (trong lòng núi), thác Liêng Nung, Đăk GLung,... Những khu du lịch sinh thái và dã ngoại trong vùng nằm giữa khu bảo tồn thiên nhiên Nam Nung (25.000 ha), Tà Đùng (28.000 ha) và thảo nguyên nhỏ trắng Ba Cây rộng trên 3 km² phục vụ du lịch thể thao, cưỡi ngựa, săn bắn, cắm trại.

Các bản làng đồng bào dân tộc ít người với những nét sinh hoạt văn hóa truyền thống độc đáo như hội cồng chiêng, uống rượu cần, lễ hội ăn trâu ...là những tiềm năng cho phát triển du lịch văn hóa, nhân văn. Đặc biệt là dân tộc M'Nông có truyền thống văn hóa độc đáo, giàu bản sắc dân tộc, có các sử thi, các lễ hội. Đây là yếu tố có thể khai thác phát triển du lịch.

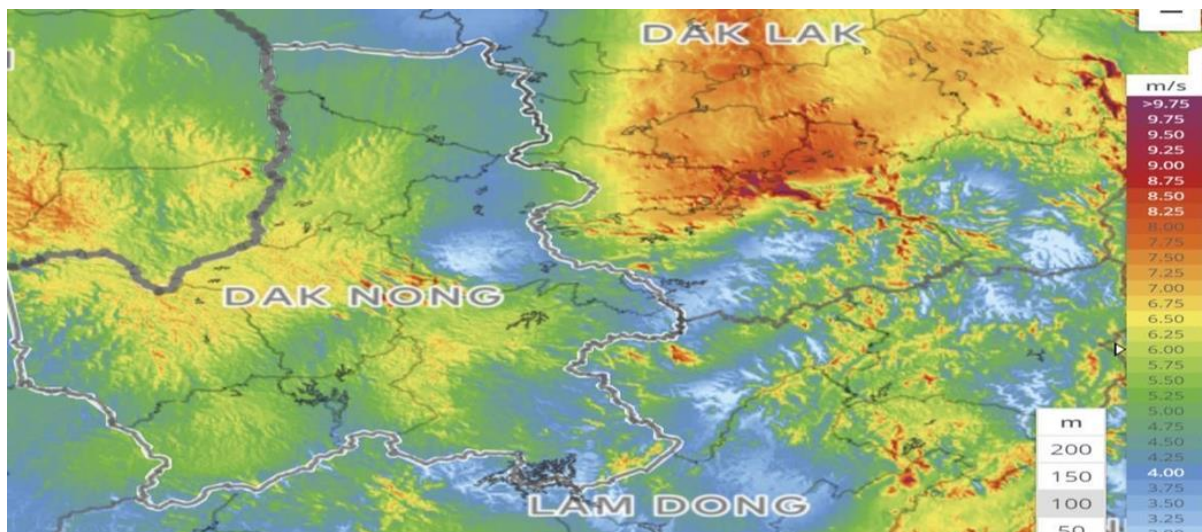
Những tiềm năng du lịch trên cho phép đẩy mạnh phát triển du lịch với các loại hình đa dạng như: du lịch sinh thái tham quan thác nước, suối, hồ, đập, vườn, rừng; du lịch vui chơi giải trí: leo núi, săn bắn, đua ngựa; du lịch văn hóa: tham gia các lễ hội của các đồng bào dân tộc, lễ hội cồng chiêng, lễ hội ăn trâu, v.v.

Những tiềm năng trên là điều kiện để hình thành các cụm du lịch, tour du lịch của tỉnh nếu được gắn kết với các tuyến du lịch phía Nam của tỉnh Đăk Lăk, Bình Thuận, Lâm Đồng, Tp. Hồ Chí Minh và qua nước bạn Campuchia sẽ tạo nên hành trình du lịch hấp dẫn đối với du khách.

2.2. Tiềm năng phát triển điện gió tại tỉnh Đắk Nông

2.2.1. Đặc điểm khí hậu của tỉnh Đắk Nông

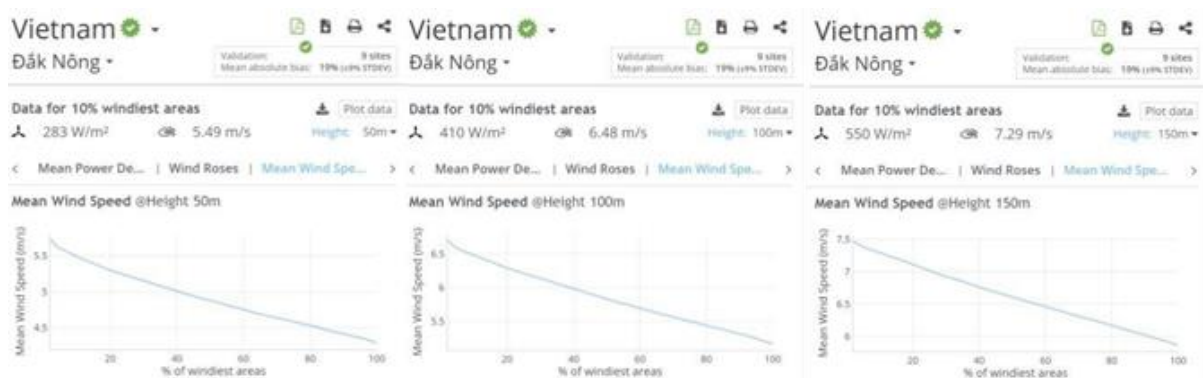
Đắk Nông thuộc khu vực Tây Nguyên nên ảnh hưởng khí hậu khu vực Tây Nguyên hoàn lưu gió mang đầy đủ đặc trưng của khu vực này. Tiềm năng gió được thể hiện qua tốc độ gió trên 6 m/s chủ yếu tập trung ở trung tâm về hướng tây của tỉnh Đắk Nông. Hình dưới đây thể hiện tốc độ gió phân bố tại độ cao 100m so với mặt đất của tỉnh Đắk Nông theo Atlas gió toàn cầu.



Hình 2-2: Bản đồ tiềm năng gió tỉnh Đắk Nông theo bản đồ Atlas gió toàn cầu

(Nguồn: Viện năng lượng)

Theo thang màu thể hiện tốc độ gió trung bình cho thấy, tại độ cao 100m ở khu vực trung tâm phía Tây của tỉnh Đắk Nông tốc độ gió trung bình trên 6,48 m/s.



Hình 2-3: Tốc độ gió trung bình ở độ cao 50-100-150m tỉnh Đắk Nông theo bản đồ Atlas

(Nguồn: Viện năng lượng)

Thực tế, gió mùa không phải hoạt động liên tục mà phát triển thành từng đợt, cho nên xen kẽ những đợt gió mùa, hoặc thời kỳ tranh chấp hai loại gió thì tốc độ gió thường rất nhỏ thậm chí có lúc lặng gió. Số liệu quan trắc ở các trạm cho thấy, tần suất lặng gió

trong năm luôn đạt từ 48-54%, nhưng phổ biến chiếm tần suất 35 đến 45%. Đặc biệt những vùng khuất gió, địa hình trũng thấp, tần suất lặng gió luôn chiếm từ 50-60%.

Do ảnh hưởng của địa hình, hướng gió bị biến đổi và không đồng nhất ở các vị trí khác nhau ở tỉnh Đắk Nông. Để đánh giá tiềm năng gió ở Đắk Nông, thì các nguồn số liệu gió ở một số vị trí trên địa bàn tỉnh, số liệu gió từ vệ tinh đã được thu thập, xử lý, so sánh và đánh giá. Qua số liệu Atlas toàn cầu mật độ năng lượng gió trung bình khu vực tỉnh Đắk Nông tương đương với tốc độ gió trung bình 6,48 m/s ở độ cao 100m là 410W/m².



Hình 2-4: Mật độ năng lượng gió khu vực tỉnh Đắk Nông theo bản đồ Atlas gió toàn cầu

(Nguồn: Viện năng lượng)

Về hướng gió thịnh hành tại khu vực dự án, hướng gió và hướng gió là hơn 12% và hướng năng lượng là hơn 15%. Qua hình dưới đây cho thấy năng lượng đến từ hướng Đông Bắc là phần lớn và tuân theo hoàn lưu gió mùa Đông Bắc. Tương tự, hoàn lưu gió mùa Tây Nam trong khu vực dự án có tần số thấp hơn so với hướng Đông Bắc.



Hình 2-5: Phân bố hướng gió tại khu vực tỉnh Đắk Nông

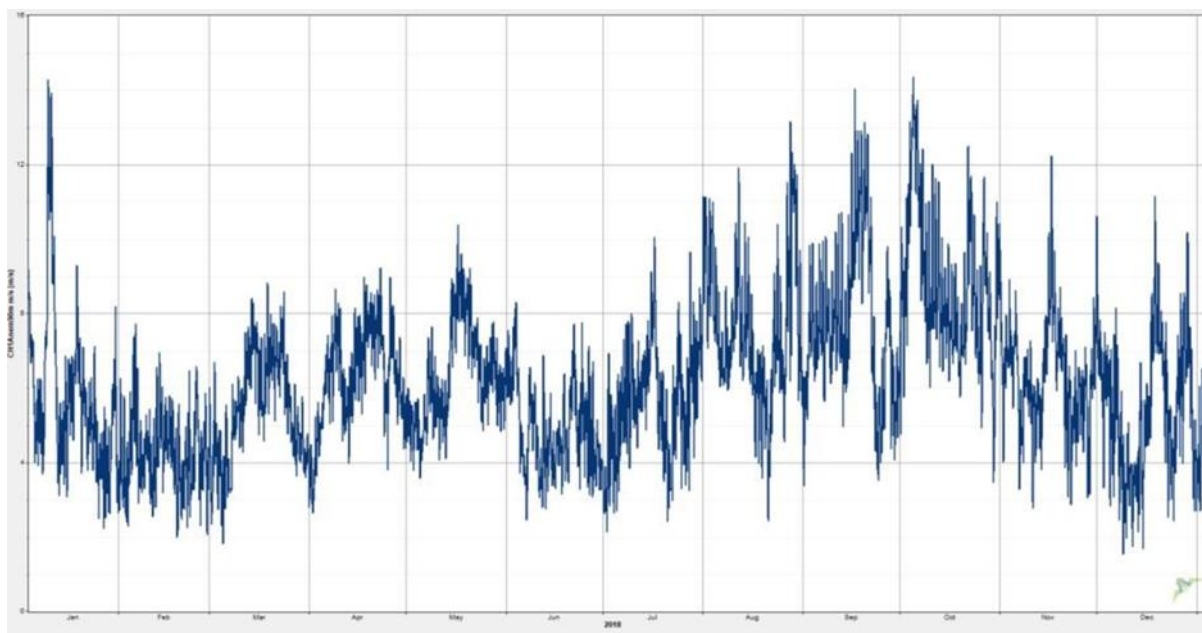
(Nguồn: Viện năng lượng)

Số liệu đo gió vệ tinh ở độ cao 100m tại Đắk Nông từ tháng 4/2018 đến tháng 3/2019 về tốc độ gió như bảng sau:

Bảng 2-1: Tốc độ gió trung bình tháng tại Đắc Nông ở độ cao 100m

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Tốc độ gió TB
Tốc độ gió tại độ cao 100m (m/s)	7,56	6,21	5,69	4,23	5,55	6,43	6,58	6,37	7,27	8,34	8,27	7,56	6,24

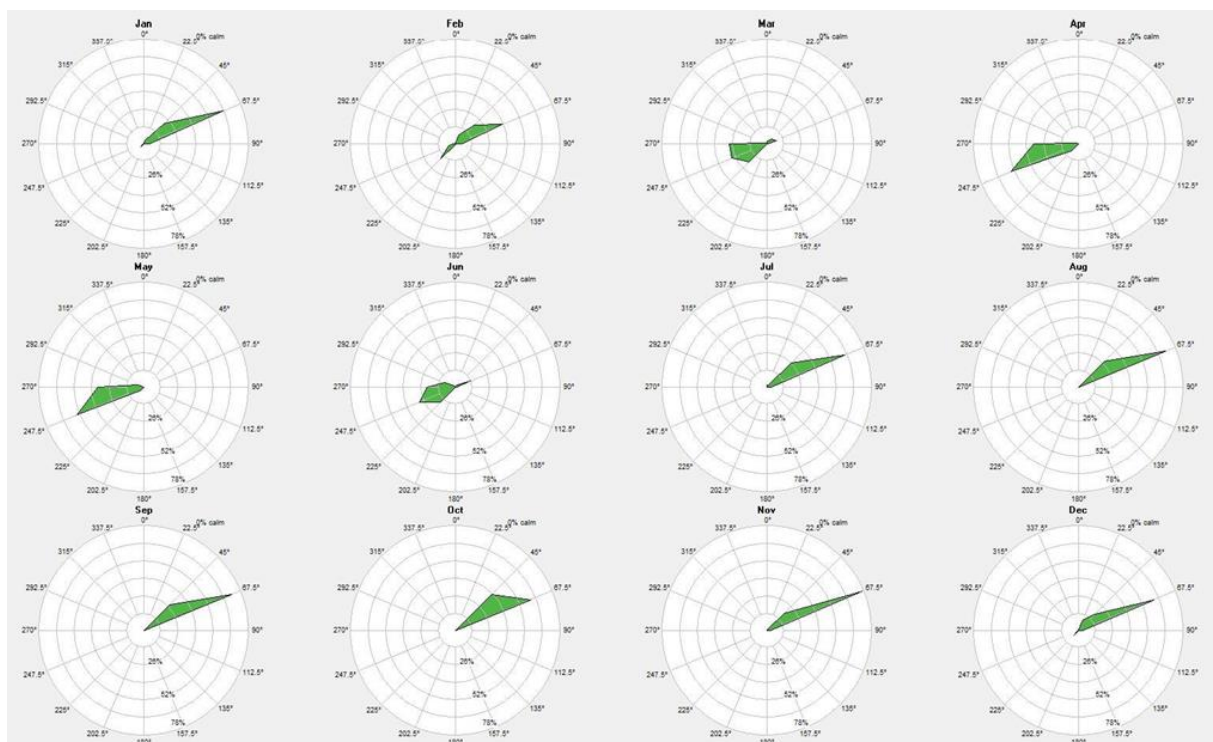
Tốc độ gió được hiển thị theo tháng như sau:



Hình 2-6: Biến trình tốc độ gió tại độ cao 100

Tốc độ gió trung bình năm trong giai đoạn từ tháng 4/2018 đến tháng 3/2019 tại độ cao 100m tốc độ gió đạt 6,24 m/s. Trong đó, tốc độ gió trung bình của tháng 12/2018 và tháng 01/2019 đạt 8,34 m/s. Từ tháng 2 -> 7, biến trình tốc độ trung bình tháng thấp hơn giai đoạn từ tháng 4 -> 12, giá trị trung bình lớn nhất xuất hiện ở tháng 3 và tháng 9 là thấp nhất, đây là các thời điểm chuyển tiếp sang các mùa gió đối lập nhau, tốc độ gió có sự thay đổi khá lớn. Khi chuyển từ gió mùa Tây Nam sang gió mùa Đông Bắc (tháng 3), tốc độ gió trung bình tháng tăng lên đáng kể và ngược lại, khi chuyển tiếp từ gió mùa Đông Bắc sang Tây Nam (tháng 7), tốc độ gió trung bình tháng giảm đi nhiều. Sự thay đổi này phù hợp với sự biến đổi theo mùa trong điều kiện khí hậu của tỉnh.

Hướng thịnh hành tại độ cao 100m thể hiện theo hướng Đông Bắc và hướng Tây Nam. Như biểu diễn trong hình hoa gió, giá trị từ 0 đến 25 thể hiện tỷ lệ phần trăm hướng gió. Tốc độ trung bình theo các hướng gió cũng được thể hiện trong hình hoa gió, theo hướng Đông Bắc tốc độ gió trung bình đạt giá trị cao nhất và tương ứng là 8,34 m/s. Hướng Tây Nam tốc độ gió trung bình thấp nhất là 4,23 m/s.



Hình 2-7: Hoa gió hướng gió thịnh hành tại độ cao 100m

Sự luân phiên tác động của mỗi hệ thống gió mùa qua các tháng có trật tự. Cuối mùa khô tần suất hướng gió Đông và Đông Bắc giảm dần, thay thế hướng gió Tây và Tây Nam. Tần suất hướng gió có thành phần Tây hoặc Tây Nam tăng dần từ tháng 5 cực thành vào tháng 7, sau đó sự suy yếu của gió mùa Tây Nam với tần suất giảm dần, hướng gió Đông và Đông Bắc được thay thế. Quá trình như vậy được lặp đi lặp lại từ năm này qua năm khác.

2.2.2. Tình hình phát triển điện gió tại tỉnh Đắk Nông

Với điều kiện khí hậu thuận lợi, Đắk Nông tập trung nhiều phát triển các dự án điện gió. Gần đây, nhiều dự án điện gió đã được UBND tỉnh Đắk Nông chấp thuận chủ trương đầu tư. Cụ thể như Nhà máy điện gió Đắk N'Drung 1, Đắk N'Drung 2, Đắk N'Drung 3 với tổng công suất 300 MW, Nhà máy điện gió Asian Đắk Song 1 với công suất 50 MW, Nhà máy điện gió Đắk Hòa với công suất 50 MW và Nhà máy điện gió Nam Bình 1 với công suất 30 MW. Tổng mức đầu tư dự kiến của 6 dự án nêu trên lên đến gần 15.000 tỷ đồng.

Đặc biệt, trong dự thảo Quy hoạch tỉnh Đắk Nông thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 chỉ rõ, cần đẩy mạnh phát triển công nghiệp năng lượng, trong đó ưu tiên phát triển điện gió, điện mặt trời trên địa bàn tỉnh gắn với quy hoạch phát triển điện quốc gia, sử dụng công nghệ hiện đại theo hướng tăng trưởng xanh, phát triển bền vững, bảo vệ môi trường; đảm bảo 100% xã, thôn, buôn có điện lưới quốc gia và trên 99% hộ gia đình được cấp điện an toàn.

Theo đó, ở giai đoạn 2021-2025, tiếp tục đầu tư và đưa vào vận hành các nguồn điện điện gió đang đầu tư theo quy hoạch quốc gia trên địa bàn tỉnh theo công suất thiết kế.

Đồng thời, rà soát, bổ sung vào quy hoạch điện VII (điều chỉnh) và quy hoạch điện VIII các dự án điện gió.

Trong giai đoạn 2026-2030, tiếp tục khai thác tối đa công suất, hiệu quả các dự án điện gió. Đồng thời thực hiện đầu tư và đưa vào vận hành từ 60 - 70% dự án đăng kí.

Việc đầu tư các dự án điện gió ở Đắk Nông phù hợp với định hướng phát triển năng lượng quốc gia của Bộ Chính trị và chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt; tạo động lực phát triển mới cho ngành công nghiệp năng lượng tái tạo của tỉnh.

Trước tiềm năng lớn của nguồn năng lượng tái tạo, dự thảo Quy hoạch tỉnh Đắk Nông thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 chỉ rõ, cần đẩy mạnh phát triển công nghiệp năng lượng, trong đó ưu tiên phát triển điện gió trên địa bàn tỉnh gắn với quy hoạch phát triển điện quốc gia, sử dụng công nghệ hiện đại theo hướng tăng trưởng xanh, phát triển bền vững, bảo vệ môi trường; đảm bảo 100% xã, thôn, buôn có điện lưới quốc gia và trên 99% hộ gia đình được cấp điện an toàn.

Trong điều kiện quy mô công suất các nguồn điện gió được bổ sung quy hoạch rất lớn đòi hỏi cần phát triển cơ sở hạ tầng tương ứng. Theo báo cáo “Nghiên cứu giải tỏa công suất các dự án nhà máy điện mặt trời, điện gió trên toàn quốc đến năm 2020” mà Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 2 đã thực hiện ở giai đoạn trước, báo cáo này cũng đã chỉ ra tình trạng quá tải lưới điện ở những khu vực tập trung nhiều nguồn điện gió như: Khu vực tỉnh Quảng Trị, Quảng Bình, khu vực Tây Nguyên, Tây Nam bộ... tính toán công suất bị giảm phát để đưa ra danh mục các công trình cần phải bổ sung quy hoạch và các công trình cần đẩy nhanh tiến độ nhằm giải tỏa công suất các nguồn điện gió và điện mặt trời.

Khu vực Tây Nguyên là một trong những nơi tập trung nhiều nguồn điện gió ở Việt Nam. Khu vực này nằm trên giao diện truyền tải Bắc - Nam, được bố trí các điểm nút như sân phân phối TBA 500 kV Pleiku, TBA 500 kV Đắk Nông là điểm xuất phát nhiều đường dây 500 kV có chiều dài lớn được trang bị tụ bù dọc.

2.3. Tiềm năng gió tại dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1

2.3.1. Giới thiệu huyện Đắk Song

Huyện Đắk Song được thành lập theo Nghị Định số 30/2001/NĐ-CP ngày 21/6/2001 trên cơ sở các xã Trường Xuân, Đắk N'Drung tách từ huyện Đắk Nông và xã Thuận Hạnh, Đắk Mol, Đắk Song tách từ huyện Đắk Mil. Khi mới thành lập Đắk Song nằm trong tỉnh Đắk Lắk. Khi tỉnh Đắk Nông được thành lập trên cơ sở tách từ tỉnh Đắk Lắk thì Đắk Song nằm trong tỉnh Đắk Nông. Huyện Đắk Song có tổng diện tích tự nhiên là 80.803,77 ha gồm 9 đơn vị hành chính: thị trấn Đức An, xã Nam Bình (xã Đắk Song cũ), xã Thuận Hạnh, xã Thuận Hà, xã Trường Xuân, xã Đắk Mol, xã Đắk Hòa, xã Đắk N'Drung, xã Nâm N'Jang. Đắk Song giáp với huyện Đắk Mil ở phía bắc, huyện Krông

Nô ở phía đông bắc, huyện Đắk Glong ở phía đông và đông nam, huyện Tuy Đức ở phía tây, thị xã Gia Nghĩa ở phía nam. Phía tây bắc huyện là đường biên giới Việt Nam – Campuchia dài 24km giáp với huyện PíchChămĐa, tỉnh Mundulkiri, Vương quốc Campuchia.

Về địa hình, huyện Đắk Song nằm trên cao nguyên Đắk Nông (còn gọi là cao nguyên M'Nông) - một phần của cao nguyên Xra Rô, trải rộng trên lãnh thổ hai nước Việt Nam - Campuchia. Đắk Song là một trong 08 đơn vị hành chính cấp huyện của tỉnh Đắk Nông, cách Thành phố Gia Nghĩa 38 km về phía Bắc, trên quốc lộ 14 theo hướng đi Buôn Ma Thuột.

Từ trung tâm huyện đi lên phía Bắc gần 90 km sẽ tới thành phố Buôn Ma Thuột, đi hơn 260 km về phía Nam sẽ đến Thành phố Hồ Chí Minh. Vì vậy, huyện Đăk Song có vị trí chiến lược quan trọng về chính trị, quốc phòng an ninh đối với khu vực Tây Nguyên và cả nước. Tuy nhiên, do địa hình bị chia cắt, lại nằm xa các thành phố lớn và các trung tâm kinh tế - văn hóa, nên trở ngại cho việc tiếp cận các thành tựu khoa học - kỹ thuật, cũng như việc giao lưu, trao đổi kinh tế - văn hóa giữa các huyện trong tỉnh và các địa phương khác.

HUYÊN ĐẮK SONG



Hình 2-8: Vị trí địa lý huyện Đắk Song

(Nguồn: <http://daksong.daknong.gov.vn/>)

Qua phân tích, đánh giá tiềm năng phát triển điện gió tỉnh Đắk Nông ở trên có thể thấy rằng, chế độ gió ở Đắk Nông cũng như các tỉnh khác thuộc cao nguyên Nam Trung Bộ. Mỗi năm có 2 mùa rõ rệt: Mùa mưa từ tháng 4 đến tháng 11, tập trung trên 90% lượng mưa cả năm; mùa khô từ tháng 12 đến tháng 3 năm sau, lượng mưa không đáng kể. Hướng gió thịnh hành mùa mưa là Tây Nam, hướng gió thịnh hành mùa khô là Đông Bắc.

Khu vực huyện Đắk Song thời kỳ gió mùa Đông Bắc có tốc độ gió lớn nhất tỉnh, thời gian gió mạnh kéo dài từ 2 đến 3 ngày. Toàn tỉnh tốc độ gió lớn nhất phổ biến 15 – 20m/s.

Tính đến 10/2020, đã có 6 dự án điện gió đã được UBND tỉnh Đắk Nông chấp thuận chủ trương đầu tư. Đây là những dự án điện gió đầu tiên của tỉnh và đều là những dự án có quy mô lớn. Tổng công suất của 6 dự án là 430 MW, đều được triển khai tại huyện Đắk Song, địa phương được đánh giá là có điều kiện, tiềm lực để phát triển loại năng lượng này.

6 dự án bao gồm: Nhà máy điện gió Đắk N'Drung 1, Đắk N'Drung 2, Đắk N'Drung 3 với tổng công suất 300 MW, Nhà máy điện gió Asian Đắk Song 1 với công suất 50 MW, Nhà máy điện gió Đắk Hòa với công suất 50 MW vốn đầu tư hơn 1.600 tỷ đồng và Nhà máy điện gió Nam Bình 1 với công suất 30 MW, vốn đầu tư hơn 1.000 tỷ đồng. Tổng mức đầu tư dự kiến của 6 dự án nêu trên lên đến gần 15.000 tỷ đồng. Dự kiến đến cuối năm 2021, cả 6 dự án đều được đưa vào hoạt động.



Hình 2-9: Hình ảnh dự án Nhà máy điện gió Đắk Hòa

(Nguồn: <https://www.pecc3.com.vn>)

Khi các dự án đưa vào vận hành sẽ góp phần cung cấp điện cho điện lưới quốc gia, cũng như gia tăng độ ổn định cho hệ thống điện tỉnh Đắk Nông, đáp ứng kịp thời nhu cầu sử dụng điện ngày càng cao của nền kinh tế. Bên cạnh đó, các dự án này sẽ tạo thêm công ăn việc làm cho người lao động, góp phần chuyển dịch cơ cấu kinh tế, gia tăng giá trị sản xuất công nghiệp, tăng thu ngân sách và góp phần thúc đẩy kinh tế-xã hội phát triển.

2.3.2. Tiềm năng gió tại dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1

Địa điểm xây dựng dự án nhà máy điện gió Nam Bình tại xã Nam Bình, huyện Đắk Song, tỉnh Đắk Nông là vùng có tiềm năng lớn. Gió vùng này có vận tốc trung bình lớn, gió có xu thế ổn định quanh năm, thêm nữa số lượng các cơn bão ở khu vực ít là những điều kiện rất thuận lợi để phát triển năng lượng gió. Trong những tháng có gió mùa, từ tháng 10 đến tháng 3 năm sau, hướng gió chủ đạo là Đông Bắc và 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 87,53% thời gian trong năm. Vận tốc gió trung bình năm ở độ cao 100m là 6,46 m/s.



Hình 2-10: Hình ảnh dự án điện gió Nam Bình 1

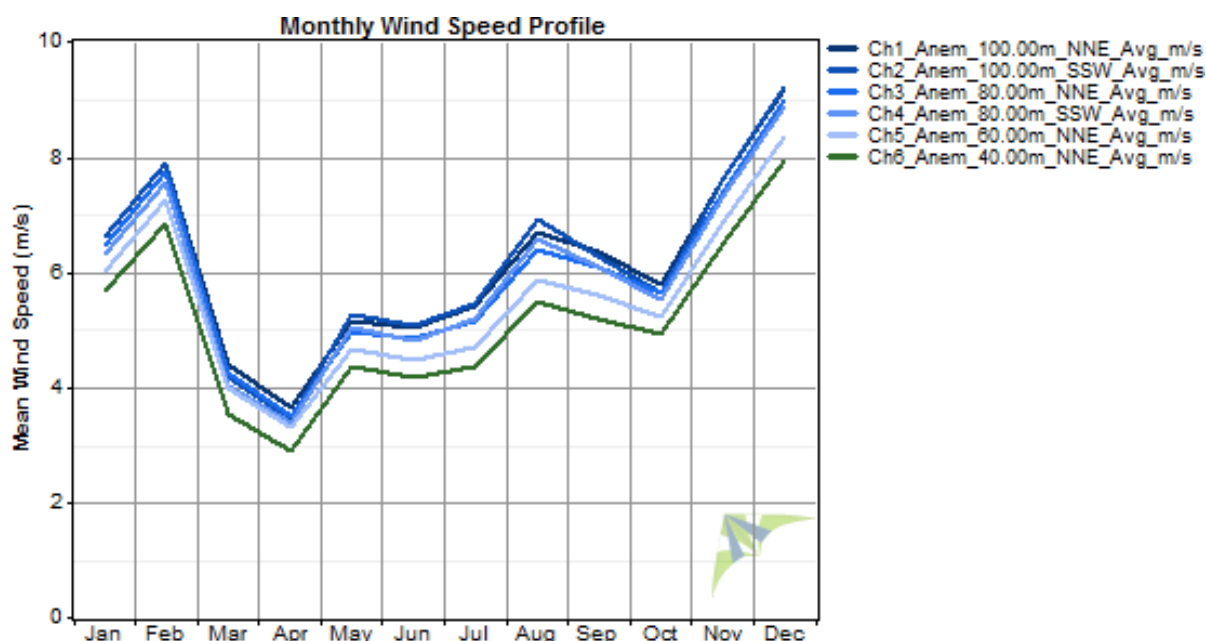
(Nguồn: Công ty CP Oseven Việt Nam)

Dưới đây là số liệu đo tốc độ gió trong 12 tháng liên tục được lấy từ trạm đo đặt ở xã Nam Bình của Công ty cổ phần điện gió Nam Bình.

Bảng 2-2: Vận tốc gió trung bình tháng ở các độ cao 100m, 80m, 60m, 40m

Tháng Độ cao	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TB
100m	6,95	8,27	4,62	3,82	5,39	5,30	5,68	7,02	6,68	6,09	8,02	9,63	6,46
80m	6,81	8,13	4,48	3,69	5,22	5,08	5,39	6,72	6,39	5,91	7,79	9,42	6,25
60m	6,30	7,61	4,19	3,46	4,89	4,70	4,94	6,17	5,88	5,48	7,21	8,76	5,80
40m	5,95	7,20	3,71	3,04	4,56	4,37	4,58	5,75	5,46	5,18	6,81	8,34	5,41

Tốc độ gió trung bình cao từ tháng 11 đến tháng 2 năm sau, gió mùa Đông Bắc thổi mạnh và thấp hơn vào các tháng còn lại do hoạt động chủ yếu của gió mùa Tây Nam. Khi xuất hiện gió mùa Tây Nam thường kèm theo mưa nhiều, khi xuất hiện gió mùa Đông Bắc thì lượng mưa giảm hẳn. Sự thay đổi này phù hợp với sự biến đổi theo mùa trong điều kiện khí hậu của tỉnh. Trong cùng một thời điểm, có sự chênh lệch tốc độ gió lớn khi độ cao thay đổi. Càng lên cao gió càng thay đổi, ở độ cao 100m tốc độ gió trung bình cao hơn ở độ cao 40m khoảng 1,2 lần. Cụ thể, ở độ cao 100m tốc độ gió trung bình tháng 12 cao nhất đạt 9,63 m/s, thấp nhất là tháng 4 đạt 3,82 m/s. Ở độ cao 80m tốc độ trung bình tháng 12 cao nhất đạt 9,42 m/s, thấp nhất là tháng 4 đạt 3,69 m/s. Ở độ cao 60m tốc độ gió trung bình tháng cao nhất đạt 8,76 m/s xuất hiện vào tháng 12 và thấp nhất đạt 3,46 m/s vào tháng 4. Ở độ cao 40 m/s tốc độ gió trung bình tháng cao nhất là tháng 12 với 8,34 m/s và thấp nhất là tháng 4 với 3,04 m/s.



Hình 2-11: Biểu đồ biến thiên tốc độ trung bình tháng

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.

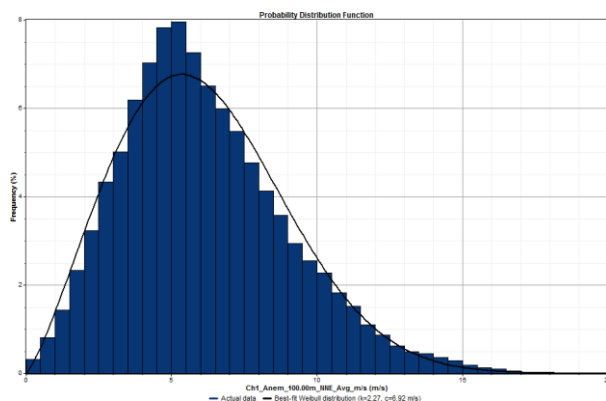
Tần suất xuất hiện các cấp độ gió của chuỗi số liệu thực đo:

Bảng 2-3: Tần suất xuất hiện các cấp độ gió ở các độ cao 100m, 80m, 60, 40m

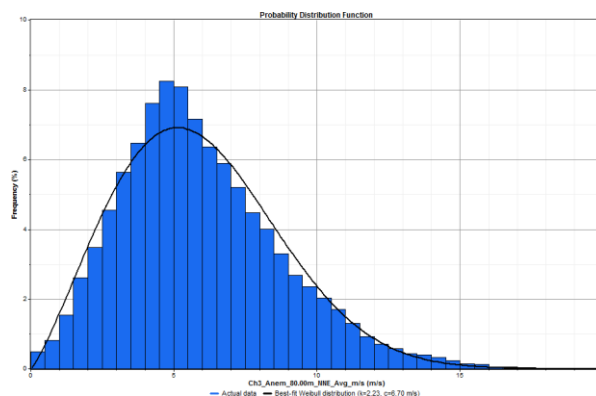
v (m/s)	100m	80m	60m	40m
0 ~ 1	1,13	1,30	2,44	3,52
1 ~ 2	3,78	4,15	4,92	6,09
2 ~ 3	7,56	8,04	9,07	10,63
3 ~ 4	11,20	12,09	14,10	16,10
4 ~ 5	14,86	15,85	17,43	17,03
5 ~ 6	15,22	15,24	14,80	14,11
6 ~ 7	12,50	12,26	11,62	10,77
7 ~ 8	10,24	9,66	8,72	7,81
8 ~ 9	7,70	7,31	6,01	5,34
9 ~ 10	5,49	5,05	4,42	3,78
10 ~ 11	4,11	3,74	2,79	2,07
11 ~ 12	2,62	2,23	1,55	1,20
12 ~ 13	1,50	1,28	0,96	0,81
13 ~ 14	0,95	0,84	0,66	0,48
14 ~ 15	0,65	0,57	0,35	0,20
15 ~ 16	0,31	0,28	0,13	0,05
16 ~ 17	0,15	0,10	0,03	0,01
17 ~ 18	0,03	0,02	0,01	0,00
18 ~ 19	0,01	0,00	0,00	0,00
19 ~ 20	0,00	0,00	0,00	0,00
Tần suất gió từ 3m/s	87,53	86,52	83,58	79,76

Như vậy, từ bảng trên có thể thấy rằng tần suất xuất hiện các cấp độ gió ở các độ cao 100m, 80m, 60, 40m chiếm khoảng 85% thời gian. Với tần suất xuất hiện ngưỡng tốc độ gió từ 3m/s ở độ cao 100m là 87,53%, 80m là 86,52%, 60m là 83,58%, 40m là 79,76%.

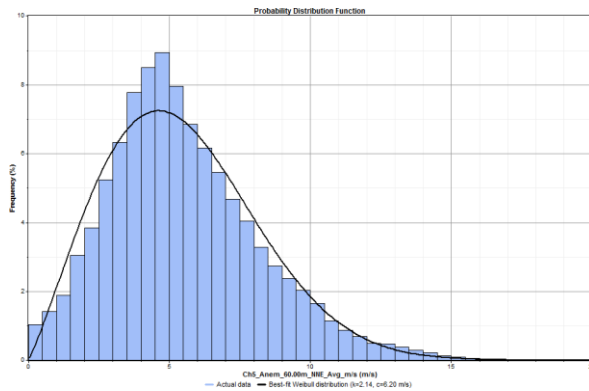
Dưới đây là biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở các độ cao khác nhau:



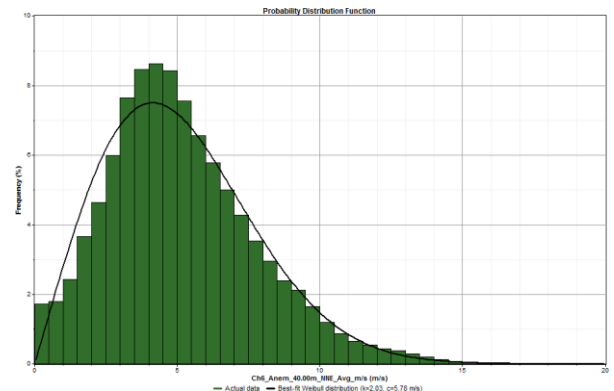
Hình 2-12: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 100m



Hình 2-13: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 80m



Hình 2-14: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 60m



Hình 2-15: Biểu đồ phân bố tốc độ gió thực đo ở độ cao 40m

Ở độ cao 40m, tần suất xuất hiện cao nhất với tốc độ 4-5m/s tương ứng 17,03 %. Tần suất gió với vận tốc 2-3m/s là 10,63% cao nhất trong tất cả các độ cao; 3-4 m/s là 16,10%; 5-6 m/s là 14,11%; 6-7 m/s là 10,77%; 7-8m/s là 7,81%; 8-9 m/s là 5,34%. Ở độ cao 40 m phổ biến là gió với tốc độ thấp.

Ở độ cao 60m, tần suất xuất hiện cao nhất với tốc độ 4-5m/s tương ứng 17,43 % ở mức cao nhất trong tất cả các độ cao. Tần suất gió với vận tốc 2-3m/s là 9,07%; 3-4 m/s là 14,10%; 5-6 m/s là 14,08%; 6-7 m/s là 11,62%; 7-8m/s là 8,72%; 8-9 m/s là 6,01%. Gió với vận tốc từ 17-20m/s hầu như không xuất hiện.

Ở độ cao 80m, tần suất xuất hiện cao nhất với tốc độ 4-5m/s tương ứng 15,85%; 2-3m/s là 8,04%; 3-4 m/s là 12,09%; 5-6 m/s là 15,24%; 6-7 m/s là 12,26%; 7-8m/s là 9,66%; 8-9 m/s là 7,31%. Đặc biệt, ở độ cao này có xuất hiện gió với tốc độ từ 17-18 m/s với tần suất 0,02%.

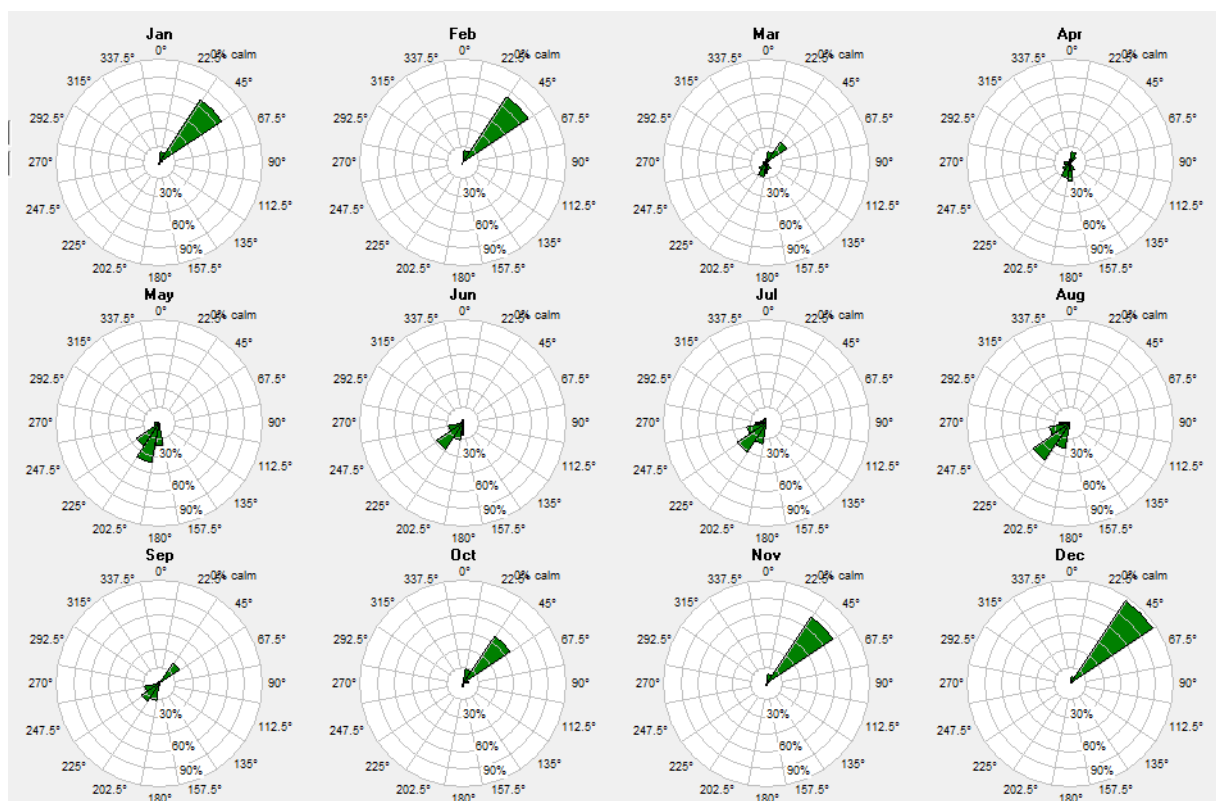
Tần suất xuất hiện tốc độ gió từ 3-9m/s là cao nhất, dao động trong khoảng từ 8-18%. Ở độ cao 100m, tần suất xuất hiện ngưỡng tốc độ gió dưới 3 m/s khá thấp. Tuy nhiên, tần suất xuất hiện ngưỡng tốc độ gió trên 8m/s tương đối cao chiếm 87,53%. Tần suất xuất hiện tốc độ gió từ 5-6 m/s chiếm 15,22 %, từ 4-5 m/s chiếm 14,86%, từ 6-7 m/s chiếm 12,50% và từ 18-20m/s xuất hiện gió với tần suất 0,01%.

Tần suất tốc độ gió để tuabin bắt đầu phát điện $v \geq 3$ m/s ở độ cao 100m chiếm 87,53% thời gian đo đạc; tần suất tốc độ gió $v \geq 10$ m/s ở độ cao 100m chiếm 10,33% thời gian đo đạc. Tốc độ gió mạnh nhất ở độ cao 100m trong thời gian đo được là 18m/s.

Hoa gió

Thời kỳ gió mùa Đông Bắc, từ tháng 10 năm trước đến tháng 4 năm sau, tỉnh Đắk Nông chịu ảnh hưởng chính của tín phong Đông Bắc, luồng không khí ở phía bắc lãnh thổ Nga (Siberia) thường xuyên thổi về phía nam theo hướng Đông Bắc chúng ta thường gọi là gió mùa Đông Bắc. Gió mùa Đông bắc vượt dãy Trường Sơn xâm nhập vào tỉnh

Đắc Nông, hướng gió này thịnh hành trong suốt mùa khô với tần suất 60 – 70% tiêu biểu là tháng 1 hàng năm.



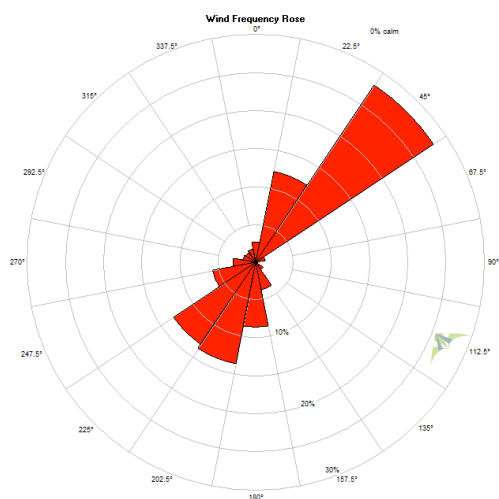
Hình 2-16: Hướng và tần suất gió chủ đạo theo tháng

(Nguồn: Tác giả tổng hợp)

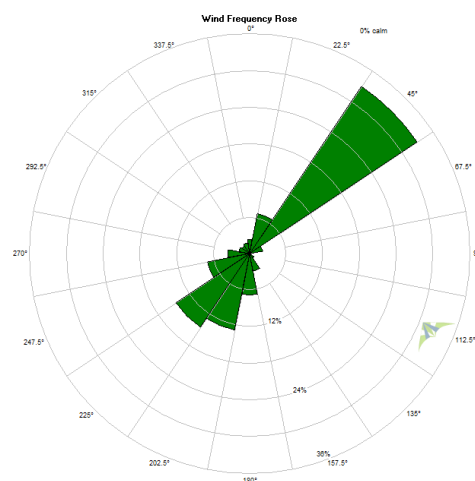
Thời kỳ gió mùa Tây Nam, từ tháng 5 đến tháng 9 gió mùa Đông Bắc suy yếu và nhường chỗ cho gió mùa Tây Nam, càng vào giữa mùa mưa hệ thống gió mùa Tây Nam phát triển càng mạnh khống chế toàn bộ bán đảo Đông Dương. Thời kỳ này tiêu biểu là tháng 7 và 8 ở Đắc Nông hướng gió thịnh hành là hướng Tây và Tây Nam với tần suất 70– 80%.

Thời kỳ chuyển tiếp giữa hai loại gió Đông Bắc và Tây Nam, trên địa bàn dự án gió đổi hướng liên tục, đôi khi xuất hiện lặng gió. Thời kỳ này tốc độ gió trung bình đạt thấp nhất.

Sự luân phiên tác động của mỗi hệ thống gió mùa qua các tháng một cách có trật tự. Cuối mùa khô tần suất hướng gió có thành phần Đông và Đông Bắc giảm dần, thay thế bằng hướng gió có thành phần Tây và Tây Nam, biểu hiện sự hình thành ngày càng mạnh mẽ và chiếm ưu thế của gió mùa Tây Nam có nguồn gốc nóng ẩm ở phía Tây tràn sang. Tần suất hướng gió có thành phần Tây hoặc Tây Nam tăng dần từ tháng 5 cực thịnh vào tháng 7, sau đó sự suy yếu của gió mùa Tây Nam với tần suất giảm dần, hướng gió Đông và Đông Bắc được thay thế. Quá trình như vậy được lặp đi lặp lại từ năm này qua năm khác.



Hình 2-17: Hoa gió theo 16 hướng chính trong 1 năm đo đạc ở độ cao 80m

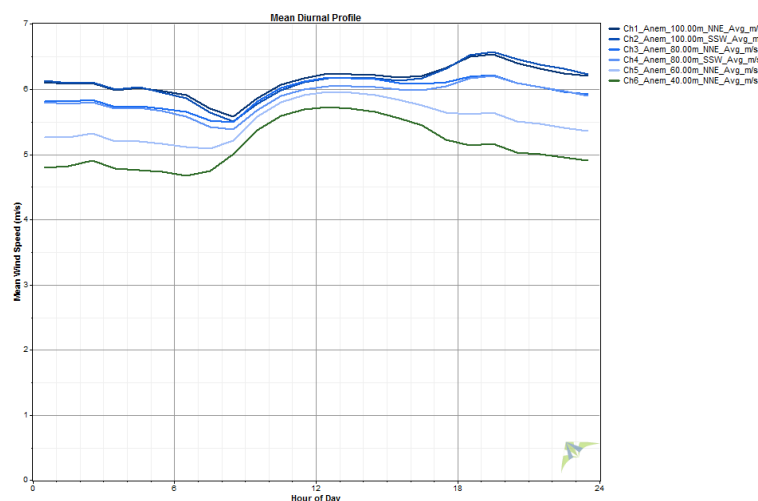


Hình 2-18: Hoa gió theo 16 hướng chính trong 1 năm đo đạc ở độ cao 100m

Ở độ cao 80 m và 100m hướng chủ đạo mà hoa gió thể hiện theo hướng Đông Bắc và hướng Tây Nam. Trong đó, tần suất gió hướng Đông Bắc cao hơn so với gió hướng Tây Nam. Gió Đông Bắc đạt tốc độ lớn nhất là 6,46 m/s với tần suất xấp xỉ 28%. Hướng Tây Nam tốc độ trung bình thấp là 4,23 m/s.

Phân bố vận tốc gió trong ngày:

Biểu đồ gió theo ngày (hình dưới) cho thấy thời điểm từ 12 giờ đến 18 giờ là giờ có gió mạnh nhất trong ngày và giờ có gió yếu nhất trong ngày là từ 2 giờ đến 6 giờ sáng.



Hình 2-19: Biểu đồ phân bố tốc độ gió trong giờ

Đường biến trình tốc độ gió trung bình giờ ở độ cao đo đạc của trạm có hình biến dạng tương tự nhau. Chênh lệch tốc độ gió trung bình giờ trong ngày ở cùng độ cao nhỏ, tốc độ gió tương đối ổn định giữa các giờ trong ngày.

Kết luận: Tiềm năng điện gió khu vực dự án: hướng gió chính là Đông Bắc (NE), Tây Nam (SW); 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 87,53% thời gian trong năm. Sự

biến đổi tốc độ gió theo độ cao ở khu vực này tương đối rõ rệt. Vận tốc gió trung bình năm ở độ cao 100m là 6,46 m/s, mật độ năng lượng trung bình các hướng gió ở độ cao 100m là 240,4 W/m².

2.4. Kết luận Chương 2

Trong chương 2, tác giả tìm hiểu và nghiên cứu về tiềm năng năng lượng gió tỉnh Đắk Nông. Ngoài ra, chương 2 cũng nêu lên được tiềm năng phát triển điện gió tại huyện Đắk Song và khu vực dự kiến lắp đặt 09 trụ tuabin gió.

Xuất phát từ cơ sở lý thuyết trên, Chương 3 sẽ xác định công suất của nhà máy, các lợi ích mang lại của dự án cho phát triển kinh tế vùng và đất nước. Tổng hợp các chi phí cho dự án, các dữ liệu tài chính đầu vào này sẽ được phân tích, nêu ra ý nghĩa và con số tương ứng với dự án Nhà máy Điện gió Nam Bình 1, các chi phí đầu tư, chi phí vận hành và bảo dưỡng, và các thông số tài chính áp dụng tại thời điểm của dự án.

CHƯƠNG 3: ĐÁNH GIÁ KINH TẾ - TÀI CHÍNH DỰ ÁN NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ NAM BÌNH 1

3.1. Giới thiệu chung về dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1

Dự án nhà máy điện gió Nam Bình 1 tỉnh Đắk Nông được xây dựng trên địa bàn xã Nam Bình, huyện Đắk Song, tỉnh Đắk Nông, do Công ty Cổ phần điện gió Nam Bình là Chủ đầu tư.

Địa điểm xây dựng Nhà máy điện gió dự kiến đặt tại khu đất có tổng diện tích khoảng 340,5 ha nằm cách thị trấn Đức An khoảng 2,5km. Phía Tây giáp xã Đức An, Phía Nam giáp xã Nam N'Jang. Diện tích chiếm đất vĩnh viễn Nhà máy điện gió Nam Bình 1, công suất 30,0MW khoảng 10,5ha, diện tích chiếm đất tạm thời của dự án khoảng 9,0ha.

Tọa độ địa lý của dự án:

- 12°16'7.39"N
- 107°37'46.10"E

Dự án có công suất lắp đặt dự kiến là 30,0MW. Nhà máy điện gió Nam Bình 1 có nhiệm vụ sản xuất điện để cung cấp điện cho hệ thống điện quốc gia với sản lượng điện hàng năm dự kiến khoảng 99,065 triệu kWh.



Hình 3-1: Vị trí Nhà máy Điện gió Nam Bình 1

(Nguồn: Công ty cổ phần Oseven Việt Nam)

Tọa độ các điểm giới hạn phạm vi khảo sát dự án (hệ tọa độ VN 2000) như sau:

Bảng 3-1: Tọa độ các mốc giới hạn khu đất nghiên cứu dự án Nam Bình 1

Điểm	Hệ tọa độ VN-2000		Hệ tọa độ WGS-84	
	Tọa độ X (m)	Tọa độ Y (m)	Latitude - N	Longitude - E
A1	1359370,19	405741,51	12°17'26,47"N	107°38'6,98"E
A2	1359390,38	405966,76	12°17'27,15"N	107°38'14,43"E
A3	1359279,55	406134,67	12°17'23,56"N	107°38'20,00"E
A4	1359064,27	406133,46	12°17'16,56"N	107°38'19,98"E
A5	1357818,26	405528,56	12°16'35,95"N	107°38'0,09"E
A6	1356100,01	405809,06	12°15'40,06"N	107°38'9,56"E
A7	1355357,91	405509,46	12°15'15,88"N	107°37'59,72"E
A8	1355331,91	405028,09	12°15'14,98"N	107°37'43,80"E
A9	1355655,48	404827,61	12°15'25,49"N	107°37'37,13"E
A10	1355931,72	404898,53	12°15'34,49"N	107°37'39,45"E
A11	1356271,61	404892,66	12°15'45,55"N	107°37'39,22"E
A12	1356793,10	404895,30	12°16'2,52"N	107°37'39,25"E
A13	1357790,05	404739,83	12°16'34,95"N	107°37'34,00"E
A14	1357914,04	404488,74	12°16'38,95"N	107°37'25,68"E
A15	1358119,85	404445,99	12°16'45,65"N	107°37'24,24"E

Vị trí của dự án xem hình dưới đây:



Hình 3-2: Vị trí dự án điện gió Nam Bình 1

3.1.1. Quy mô của nhà máy

Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 có công suất lắp đặt dự kiến là 30,0MW. Nhà máy điện gió Nam Bình 1 có nhiệm vụ sản xuất điện để cung cấp điện cho hệ thống điện quốc gia với sản lượng điện hàng năm dự kiến khoảng 99,065 triệu kWh, với:

- Diện tích sử dụng đất:
 - + Đất sử dụng có thời hạn: 10,50 ha (hệ số sử dụng đất 0,35ha/MW);
- Tổng vốn đầu tư: 1.125 tỷ đồng;
- Các hạng mục chính của dự án như sau:
 - + Xây dựng các hệ thống hạ tầng kỹ thuật: đường vận hành, cáp điện, cấp nước, thoát nước, chiếu sáng, chống sét, nôi đất;
 - + Xây dựng, lắp đặt các tuabin gió;
 - + Lắp đặt hệ thống thiết bị tuabin gió, trạm biến áp 0,95/22kV;
 - + Xây dựng hệ thống cáp ngầm nội bộ và đường dây 22kV;
 - + Xây dựng trạm biến áp 22/220kV – 1x40MVA;
 - + Lắp đặt hệ thống Scada, thông tin liên lạc;
 - + Đầu nối, thí nghiệm, hiệu chỉnh các hạng mục liên quan.

3.1.2. Lựa chọn công nghệ tuabin gió

a. Các nguyên tắc lựa chọn phương án công nghệ

Các phương án công nghệ của nhà máy điện gió Nam Bình 1 (30,0MW) sẽ được xây dựng dựa theo các nguyên tắc sau:

- Nhà máy được thiết kế phải đảm bảo làm việc an toàn, tin cậy, chi phí thấp nhất trong điều kiện có thể, dễ dàng vận hành và bảo dưỡng.
- Việc lựa chọn thiết bị phải đồng bộ, tăng mức độ an toàn dự phòng và khả năng thay thế khi sửa chữa, bảo dưỡng. Bên cạnh đó sẽ tạo thuận lợi hơn trong công tác vận hành, quản lý...
- Các thiết bị phải được thiết kế và chế tạo theo đúng các tiêu chuẩn quốc tế đã được chấp nhận và phải được nhiệt đới hóa phù hợp với điều kiện khí hậu và môi trường của Việt Nam.
- Lựa chọn loại tuabin gió, chiều cao cột phải phù hợp với chế độ gió ở khu vực dự án, toàn bộ thiết bị có công nghệ tiên tiến, đáp ứng được các chỉ tiêu kỹ thuật giảm thiểu tác động xấu đến môi trường như gây tiếng ồn quá mức cho phép, làm xấu cảnh quan.

Nhà máy phải được vận hành thích ứng được với hiện trạng lưới điện của Việt Nam.

b. Lựa chọn tuabin gió

Giải pháp công nghệ đối với nhà máy điện gió Nam Bình 1 (30,0MW), gồm lắp đặt 9 tuabin có công suất 3,3MW, lưới liên kết các tuabin gió ở cấp điện áp 22kV, nâng áp lên 220kV ở trạm biến áp 22/220kV Điện gió Đắc Hòa.

Dự án lựa chọn hệ thống tuabin gió Model 3,3MW, đường kính 156m vì loại tuabin này phù hợp với điều kiện khí hậu của Việt nam, làm việc tốt trong môi trường nơi lắp đặt. Đường đặc tính công suất phát ra của máy phát điện gió phù hợp với chế độ gió của vùng thực hiện dự án, công suất phù hợp với điều kiện vận chuyển và khả năng thi công lắp dựng, bảo dưỡng tại khu vực dự án. Ngoài ra, loại tuabin này có thiết kế máy biến áp 0,95/22kV đặt ngay trong buồng máy trên chân cột tuabin.

- + Rotor đường kính 156 m, diện tích quét 19,113 m²,
- + Tốc độ nhỏ nhất 4,9 v/phút
- + Tốc độ định mức 12,0 v/phút

3.1.3. Đặc tính thiết bị tuabin gió

a. Đặc tính kỹ thuật

Thông số kỹ thuật chính tuabin ENVISION EN-156-3.3

- Phần quay (Rotor):

- + Chiều cao tuabin (hub height) : 140m
- + Đường kính : 156m
- + Diện tích : 19,113 m²
- + Số cánh : 3
- + Rotor bắt đầu khởi động khi vận tốc gió : 3m/s

- Phần máy phát (Generator):

- + Công suất định mức : 3450 kVA
- + Điện áp ra 3 pha : 950 VAC
- + Tần số : 50 HZ
- Bộ chuyển đổi công suất:
- + Hiệu suất : >97%
- + Kiểu : Double feed

- Máy biến áp:

+ Công suất định mức	: 3600kVA
+ Điện áp phía hạ thế	: 950 VAC
+ Điện áp phía cao thế	: 22±2x2.5%kV

b. Giới hạn vận hành

Bảng 3-2: Giới hạn vận hành của Tuabin Envision 3,3 MW

Tuabin	156/3,3
Chiều cao Hub	140m
Tiêu chuẩn thiết kế	IEC 61400 - 1
Cao độ lắp đặt	Cao nhất 1000 m với nhiệt độ hoạt động +40 °C. Trên 1000 m, nhiệt độ hoạt động giảm theo DIN IEC 60034 1 (nhiệt độ hoạt động cao nhất +30 °C tại 2000 m). Với cao độ trên 1000 m khoảng cách cách ly trung thế cũng được đánh giá lại.
Lựa chọn điều kiện thời tiết tiêu chuẩn (phù hợp điều kiện Việt Nam)	Hoạt động toàn công suất từ -15°C tới +35°C, giảm công suất khi lên +40°C. Nhiệt độ hoạt động không nổi lưới từ -20°C tới +50°C.
Điều kiện gió theo tiêu chuẩn IEC 61400 - 1	Tốc độ gió trung bình 8,5 m/s
Điều kiện gió giật trong 10 phút theo IEC 61400 1	40,0 m/s
Cấp gió	IEC S (100m)

3.2. Hiệu quả kinh tế - tài chính dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1

3.2.1. Chi phí đầu tư

a. Tổng vốn đầu tư và các chi phí xây dựng công trình

Tổng mức đầu tư dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 được lập theo hướng dẫn của 09/2019/TT-BXD ngày 26 tháng 12 năm 2019 của Bộ Xây dựng hướng dẫn xác định và quản lý chi phí đầu tư xây dựng và có dự phòng trượt giá trong suốt quá trình xây dựng công trình. Cụ thể dự toán và nhu cầu phân bổ vốn đầu tư cho công trình Nhà máy điện gió Nam Bình 1 như sau:

Bảng 3-3: Tổng vốn đầu tư xây dựng dự án

(Đơn vị: đồng)

STT	Khoản mục chi phí	Giá trị	Tỷ trọng (%)
1	Chi phí bồi thường mặt bằng, hỗ trợ di dân tái định cư	22.000.000.000	2%
2	Chi phí xây dựng	170.170.566.282	15%
3	Chi phí thiết bị	812.124.303.737	72%
4	Chi phí quản lý dự án	13.735.433.713	1%
5	Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng	24.164.030.387	2%
6	Chi phí khác	30.127.403.974	3%
7	Chi phí dự phòng	52.516.086.905	5%
8	Giá trị Tổng mức đầu tư	1.124.837.824.997	100%
9	Làm tròn	1.125.000.000.000	100%

(Nguồn: Báo cáo nghiên cứu khả thi dự án Nhà máy điện gió Nam Bình)

Nguồn vốn đầu tư xây dựng công trình được tổng hợp ở trên bao gồm nhiều thành phần khác nhau như chi phí tuabin, chi phí xây dựng, chi phí nối lưới, các chi phí xây dựng và phát triển dự án. Cụ thể các loại chi phí như sau:

- Chi phí bồi thường, hỗ trợ tái định cư

Chi phí bồi thường, hỗ trợ tái định cư ước tính cho diện tích sử dụng đất theo phương án thiết kế. Khu vực dự án phần lớn là đất nông nghiệp canh tác của nông dân. Khu dân cư phân bố thành từng cụm, tập trung dọc các tuyến đường đất tự phát. Ngoài ra còn một số nhà dân sống rải rác trong khu vực thi công.

Hệ thống hạ tầng kỹ thuật chưa phát triển, tự phát. Địa vật trong khu vực đo đạc chủ yếu các tuyến đường giao thông (đường đất) gồm nhà dân rải rác và các công trình đang xây dựng. Nhà cửa ở đây phần lớn là nhà xây kiên cố và bán kiên cố nằm tập trung gần các trục đường giao thông.

Thực vật trong khu chủ yếu là cà phê, tiêu và một số hoa màu khác.

Do vậy, Chi phí bồi thường, hỗ trợ tái định cư ước tính cho diện tích sử dụng đất khoảng 143ha là: 22.000.000.000 VNĐ.

- Chi phí xây dựng

Chi phí xây dựng cơ bản công tác xây dựng Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 là chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật xác định mức hao phí về vật liệu, nhân công và máy thi công cần thiết để hoàn thành một đơn vị khối lượng tương đối hoàn chỉnh của các công tác hoặc kết cấu xây lắp từ khâu chuẩn bị đến khâu kết thúc (ví dụ như đào, đắp 1m³ đất, lát 1m² nền...). Được xác định theo định mức dự toán công trình xây dựng ban hành theo thông tư số 10/2019/TT-BXD ngày 26 tháng 12 năm 2019 của Bộ Xây dựng về việc ban hành định mức dự toán xây dựng công trình. Chi phí này được ước tính chiếm 15% trong tổng mức đầu tư của dự án.

- Chi phí thiết bị

+ Chi phí mua sắm thiết bị

Chi phí mua sắm thiết bị tuabin gió, tháp đỡ tuabin gió, thiết bị trạm biến áp, đường dây tạm tính theo suất vốn đầu tư thiết bị của công trình điện gió tại Việt Nam và trên thế giới kết hợp tham khảo giá của các công trình tương tự đã thi công tại Việt Nam có xét đến biến động giá tại thời điểm tính toán và báo giá của một số nhà cung cấp thiết bị. Chi phí thiết bị được ước tính khoảng 72% trong tổng mức đầu tư của dự án

Tỷ giá áp dụng tại thời điểm lập Tổng mức đầu tư theo tỷ giá của Ngân hàng Ngoại Thương Việt Nam tại thời điểm lập là: 23.280 USD/VNĐ.

+ Chi phí lắp đặt, thí nghiệm, hiệu chỉnh và chi phí vận chuyển, bảo hiểm, bảo quản, lưu kho thiết bị

Chi phí lắp đặt thiết bị chính, đường dây và trạm biến áp được tạm tính dựa trên chi phí mua sắm thiết bị.

Chi phí vận chuyển, bảo hiểm, bảo quản, lưu kho, bốc dỡ, thuê, phí thiết bị mua sắm tạm tính trên chi phí mua sắm thiết bị.

Các chi phí khác được tạm tính theo tham khảo giá thị trường tại thời điểm lập.

- Chi phí quản lý dự án, chi phí tư vấn đầu tư xây dựng và chi phí khác

Chi phí quản lý dự án, chi phí tư vấn đầu tư xây dựng công trình được tính theo định mức ban hành kèm thông tư 16/2019/TT-BXD ngày 26 tháng 12 năm 2019 của Bộ Xây dựng hướng dẫn xác định chi phí quản lý dự án và tư vấn đầu tư xây dựng.

Chi phí khảo sát địa chất, địa hình, tạm tính theo một số công trình tương tự hoặc theo giá trị Hợp đồng đã ký kết.

Lệ phí thẩm định dự án đầu tư xây dựng công trình theo Thông tư số 209/2016/TT-BTC ngày 10 tháng 11 năm 2016 của Bộ tài chính về hướng dẫn chế độ thu, nộp và quản lý sử dụng phí thẩm định dự án đầu tư xây dựng.

Chi phí thẩm định thiết kế theo thông tư số 210/2016/TT-BTC ngày 10 tháng 11 năm 2016 của Bộ tài chính quy định mức thu, chế độ thu, nộp, quản lý và sử dụng phí thẩm định thiết kế kỹ thuật, phí thẩm định dự toán xây dựng.

Chi phí thẩm tra phê duyệt quyết toán dự án hoàn thành, chi phí kiểm toán ban hành theo thông tư số 09/2016/TT-BTC của Bộ Tài chính.

Chi phí bảo hiểm xây dựng công trình và phụ phí bảo hiểm căn cứ theo thông tư 329/2016/TT-BTC của Bộ Tài chính.

Một số chi phí khác tạm tính theo thực tế hoặc các công trình tương tự đang thi công trên địa bàn.

- Chi phí dự phòng

Chi phí dự phòng được tính theo hướng dẫn tại Thông tư 09/2019/TT-BXD ngày 26 tháng 12 năm 2019 của Bộ Xây dựng hướng dẫn xác định và quản lý chi phí đầu tư xây dựng. Cụ thể như sau:

Chi phí dự phòng cho yếu tố khối lượng công việc phát sinh được tính bằng tỷ lệ phần trăm (%) trên tổng chi phí xây dựng, chi phí thiết bị, chi phí quản lý dự án, chi phí tư vấn đầu tư xây dựng và chi phí khác.

Chi phí dự phòng cho yếu tố trượt giá được xác định trên cơ sở thời gian xây dựng công trình, thời gian thực hiện gói thầu, kế hoạch thực hiện dự án, kế hoạch lựa chọn nhà thầu, kế hoạch bố trí vốn và chỉ số giá xây dựng (tính bằng tháng, quý, năm) phù hợp với loại công trình xây dựng có tính đến các khả năng biến động giá trong nước và quốc tế.

b. Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M)

Vận hành và bảo dưỡng là một trong những công tác chính yếu của hoạt động sản xuất, có ý nghĩa quan trọng đối với độ tin cậy cũng như tuổi thọ của nhà máy. Thực hiện tốt công tác vận hành và bảo dưỡng sẽ kéo dài thời gian duy trì hiệu suất thiết kế, nâng cao hiệu quả kinh tế của nhà máy.

Chi phí O&M tác động một phần của chi phí điện quy dẫn LCOE. Khi tuabin còn mới và thuộc dòng tuabin hiện đại tại thời điểm đó, O&M thường chiếm 20-25% trong tổng chi phí điện quy dẫn LCOE của dự án (EWEA, 2009), và tỷ lệ này sẽ tăng dần cho những năm vận hành tiếp theo. Vì thế, các nhà sản xuất đang cố gắng sản xuất ra những sản phẩm có độ bền cao để giảm chi phí vận hành và bảo dưỡng. Dữ liệu chi phí O&M thực tế từ vận hành dự án không có sẵn, tùy thuộc vào các hãng cung cấp, loại công nghệ, từng quốc gia, kích cỡ của tuabin,...

Chi phí vận hành và bảo dưỡng của dự án điện gió có thể tính theo chi phí biến đổi và chi phí cố định tùy thuộc và từng quốc gia, dự án áp dụng. Chi phí O&M cố định là tính toán theo mỗi kW công suất năm, các dự án có thể ký hợp đồng với giá O&M cố

định, khi đó sẽ có một khoản tiền cụ thể cho một phạm vi công việc nhất định. Chi phí O&M biến đổi dựa trên con số tính toán từ lượng năng lượng được tạo ra, tính trên kWh. Chi phí O&M của một số nước trên thế giới dao động như bảng dưới đây:

Bảng 3-4: Chi phí O&M của một nước trên thế giới

Nước	Chi phí biến đổi (2014 USD/kWh)	Chi phí cố định (2014 USD/kW/năm)
Áo	0.04	
Đan Mạch	0,0152-0,019	37-40
Phần Lan		67
Đức		49
Ý		75
Nhật Bản		37
Hà Lan	0,0137-0,0179	
Na Uy	0,0211-0,039	
Tây Ban Nha	0,0284	
Thụy Điển	0,0105-0,0348	
Thụy Sĩ	0,0453	

(Nguồn: Cơ quan năng lượng tái tạo quốc tế IRENA)

Từ bảng trên ta có thể thấy, biểu diễn dữ liệu chi phí O&M không nhất quán do không chắc chắn về các ranh giới áp dụng chi phí O&M. Một giá trị trung bình chi phí này năm 2014 là khoảng 0,02 -0,03 USD/kWh. Giá trị chi phí O&M của dự án điện gió ngoài khơi thường cao hơn trên bờ, chi phí O&M trung bình khoảng 0,027-0,054 USD/kWh.

Chi phí vận hành và bảo dưỡng của dự án điện gió bao gồm các chi phí liên quan đến vận hành, bảo dưỡng, hành chính, chi phí đảm bảo, chi phí dự phòng,....Tỷ trọng của các loại chi phí này cũng khác nhau. Chi phí vận hành và bảo dưỡng không bằng nhau trong toàn bộ vòng đời của một tuabin gió mà sẽ tăng theo từng năm. Vì thế chỉ số tăng đó gọi là chỉ số tăng giá O&M.

Trong giai đoạn đầu, nhà máy ký hợp đồng dịch vụ O&M trọn gói kéo dài 5 năm với nhà sản xuất tuabin để đảm bảo hoạt động và tính sẵn sàng của trang trại gió. Trong trường hợp hoạt động kém hiệu quả, bên cung cấp dịch vụ sẽ phải trả tiền phạt.

Chi phí vận hành và bảo dưỡng ở Việt Nam cao do thiếu kinh nghiệm trong lĩnh vực điện gió, trong tương lai khi có nhiều chuyên gia của địa phương hơn có thể đảm nhiệm O&M, chi phí này sẽ giảm. Sau 5 năm ký kết hợp đồng, dự kiến Nhà máy điện gió Nam Bình 1 sẽ tự quản lý và vận hành, ước tính chi phí O&M vào **khoảng 5,81 tỷ VNĐ/năm**. Đối với dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1, **chỉ số tăng giá O&M là 3%** (trong đó 1% là lạm phát, 2 % tỷ lệ gia tăng thực tế mỗi năm).

c. Chi phí tài chính trả lãi vay

Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 có tổng mức đầu tư lên tới 1.124.837.824.997 tỷ VNĐ dự kiến vay vốn để đầu tư với tỷ lệ vốn nợ/ vốn chủ sở hữu =80/20.

Dự kiến phương án trả vốn và lãi vay đều hàng năm, trả lãi hàng năm tính theo vốn vay còn. Thời gian trả vốn và lãi là 10 năm, tính từ thời điểm dự án bắt đầu đi vào hoạt động. IRR kỳ vọng của dòng vốn chủ sở hữu kỳ vọng là 10%, lãi suất thương mại là 10,5%.

Bảng 3-5: Kế hoạch trả nợ hàng năm

Đơn vị: triệu VNĐ

Năm	Nợ đầu kì	Trả nợ gốc	Trả lãi vay	Tổng nợ phải trả
2022	899.870	89.987,03	94.486,38	184.473,40
2023	809.883	89.987,03	85.037,74	175.024,77
2024	719.896	89.987,03	75.589,10	165.576,13
2025	629.909	89.987,03	66.140,46	156.127,49
2026	539.922	89.987,03	56.691,83	146.678,85
2027	449.935	89.987,03	47.243,19	137.230,21
2028	359.948	89.987,03	37.794,55	127.781,58
2029	269.961	89.987,03	28.345,91	118.332,94
2030	179.974	89.987,03	18.897,28	108.884,30
2031	89.987	89.987,03	9.448,64	99.435,66

- Chênh lệch tỷ giá và thuế

Bảng 3-6: Chênh lệch tỷ giá và thuế

Giá trị	Giá trị	Đơn vị
Tỷ giá tiền USD/VND	23.280	[USD/VNĐ]
Thời gian khấu hao (tuyến tính)	20	[năm]
Thuế thu nhập doanh nghiệp	20	[%]
Thuế suất chiết khấu	5	[%]
Miễn thuế giai đoạn đầu	4	[năm]
Kỳ giảm thuế giai đoạn 2	9	[năm]

Cụ thể đối với dự án điện gió: áp dụng 4 năm miễn thuế thu nhập doanh nghiệp (TNDN), 9 năm tiếp theo thuế TNDN là 5%, 2 năm tiếp theo thuế TNDN là 10% và thuế TNDN năm còn lại của dự án là 20%.

Thời kỳ khấu hao: Căn cứ quy định tại phụ lục 1 của thông tư 45/2013/TT-BCT, khấu hao tài sản cố định đối với dự án này áp dụng mức khấu hao tối đa 20 năm.

3.2.2. Doanh thu của dự án

a. Tính toán sản lượng điện của dự án

Hệ số công suất (CF) là giá trị trung bình của lượng điện sản sinh ra từ một tuabin đó trong một khoảng thời gian nhất định. Đối với dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 có điều kiện gió tốt, hệ số công suất là 38,08% cho tuabin 3,3MW; có nghĩa là sản lượng điện hàng năm bằng: $38,08\% \times 365 \text{ ngày} \times 24 \text{ giờ} \times 3,3\text{MW} \times 9 \text{ tuabin} = 99.065 \text{ MWh}$. Hệ số công suất bị ảnh hưởng bởi điều kiện gió tại vị trí, các thông số kỹ thuật cũng như độ sẵn sàng của tuabin. Những tổn thất thường gặp là độ chưa sẵn sàng của công nghệ hay tuabin (3%), độ chưa sẵn sàng của lưới (2%), tổn thất trên lưới dự án (1,5%), tổn thất khởi động đưa tuabin về trạng thái sẵn sàng (3%).

Một trong những rủi ro lớn nhất của các nhà phát triển điện gió là sự thay đổi tính chất của gió (chất lượng gió). Mặc dù khả năng dự báo đã tốt hơn nhiều, nhưng không ai có thể đảm bảo rằng một địa điểm gió luôn có chất lượng tốt lại không có một vài thời điểm tốc độ giảm. Do đó để đảm bảo những rủi ro về các khoản vay là cần thiết, các nhà đầu tư sẽ đặt ra các yêu cầu đối với các dự án điện gió tiềm năng. Những yêu cầu liên quan đến tính xác suất sản lượng điện gió, được biểu thị bằng các giá trị P50, P75, P90. Giá trị P là giá trị mà tại mức xác suất P này lượng điện năng sản xuất hàng năm theo kWh có thể vượt qua mức. P50 tương ứng sản lượng điện hàng năm dự kiến, điều đó có nghĩa là xác suất đạt được mức sản lượng này là 50%. **Sản lượng điện ở P50 = Hệ số công suất x Công suất đặt x 8760.**

Công suất của tuabin gió phụ thuộc vào tốc độ gió mà tốc độ gió thì không phải bằng nhau ở mọi thời điểm. Do đó, để xác định được sản lượng điện đầu ra của một tuabin gió cần xác định được phân phối tốc độ gió. Một mô tả toán học của một khu vực gió được xác định bằng việc sử dụng hàm xác suất đặc biệt, đưa ra một phân phối tần số của tốc độ gió. Và hàm Weibull được sử dụng phổ biến nhất để biểu diễn phân phối độ gió. Hàm Weibull biểu diễn xác suất $f(v)$ để có tốc độ gió $v(\text{m/s})$ trong một năm theo công thức:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Vì thế tốc độ gió trung bình (vận tốc kỳ vọng) được tính toán như sau:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v \times f(v) dv = \int_0^{\infty} k \left(\frac{v}{c}\right)^k \times e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv$$

Trong đó: $k > 0$ là thông số định dạng, không thứ nguyên

$c > 0$ là tham số quy mô

f : biểu diễn xác suất (%)

v : Tốc độ gió (m/s)

Ngoài ra, theo tiêu chuẩn IEC 61400-1 năm 2005, vận tốc gió biến đổi theo độ cao tuân theo quy luật hàm logarit và quy luật lũy thừa như sau:

- Quy luật logarit:

$$V(z) = V(z_r) \times \frac{\ln\left(\frac{z}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_o}\right)}$$

Quy luật lũy thừa:

$$V(z) = V(z_r) \times \left(\frac{z}{z_r}\right)^{\alpha}$$

Trong đó:

$V(z)$: Vận tốc ở độ cao z (m/s)

$V(z_r)$: Vận tốc gió ở độ cao z_r tham khảo (m/s)

z_o : Hệ số nhám (m), phụ thuộc vào cấu trúc địa hình

α : Hệ số mũ

Bảng 3-7: Hệ số độ nhám phân chia theo các địa hình khác nhau

Địa hình	Hệ số nhám z_o [m]
Mặt nước	0,0002
Địa hình hoàn toàn mở, bề mặt tương đối nhẵn (ví dụ như sân bê tông đường băng, đất đai thảo nguyên bằng phẳng,...)	0,0024
Khu vực nông nghiệp, địa hình mở không có hàng rào, rải rác các tòa nhà, chỉ có những ngọn đồi tròn thấp	0,03
Đất nông nghiệp với một số ngôi nhà, có sự che chắn cao 8m, có hàng rào chắn trong phạm vi 1250 m	0,055
Đất nông nghiệp với một số ngôi nhà, có sự che chắn cao 8m, có hàng rào chắn trong phạm vi 500 m	0,1

Đất nông nghiệp có nhiều nhà, cây bụi và cây, hoặc có sự che chắn cao 8m trong phạm vi 250m	0,2
Làng, thị trấn nhỏ, đất nông nghiệp có nhiều cây cối hàng rào, rừng, địa hình rất gồ ghề và không bằng phẳng	0,4
Các thành phố lớn có các tòa nhà cao tầng	0,8
Các thành phố rất lớn và có các tòa nhà cao chọc trời	1,6

(Nguồn: RENAC)

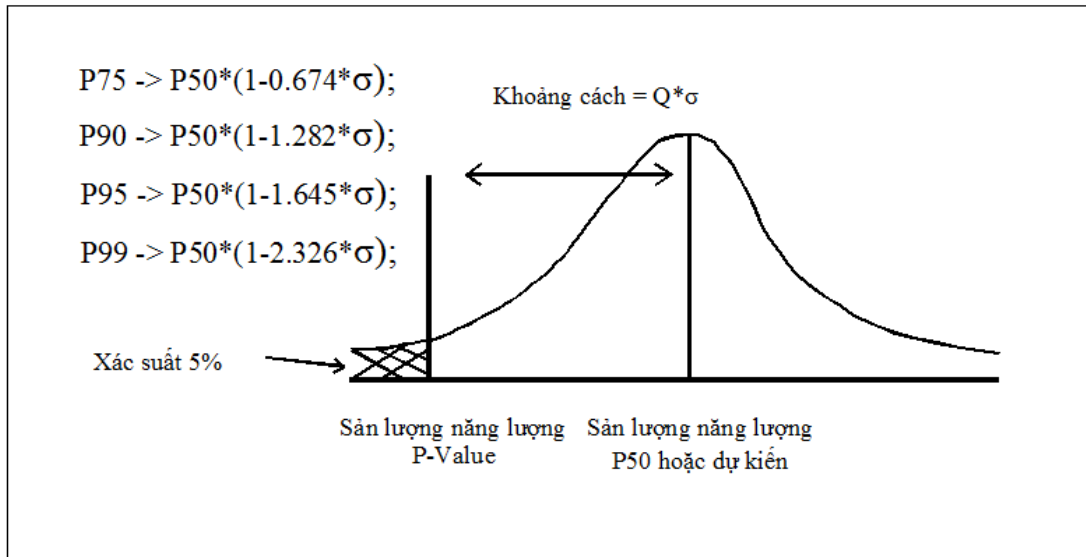
Bảng 3-8: Hệ số mũ phân chia theo các địa hình khác nhau

Địa hình	Hệ số mũ α
Mặt nước	0,1
Phẳng, cỏ phủ, mượt	0,15
Hàng cây, bụi thấp có một vài cây	0,2
Cây lớn, nhiều tòa nhà, đồi núi, địa hình đồi núi	0,25

Áp dụng cho địa hình đất cấp cho dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 thuộc loại địa hình có độ nhám $z_0=0,03$; hệ số mũ $\alpha=0,2$.

Trong giai đoạn lập kế hoạch và đầu tư của một trang trại gió, nhà phát triển dự án cần định lượng đánh giá những rủi ro liên quan đến đầu tư trang trại gió. Mô hình tài chính sẽ rất phức tạp đòi hỏi về những thẩm định kỹ thuật kỹ lưỡng. Trên thực tế, giá trị P50 là mức các đầu tư mong muốn để đánh giá cao tiềm năng dự án của họ, đồng thời có điều kiện tốt nhận được mức cho vay cao. Còn đối với các ngân hàng, hơn hết họ luôn mong muốn giảm thiểu tối đa những rủi ro có thể gặp phải, vì thế họ thường yêu cầu giá trị ở mức sản lượng tương ứng mức xác suất là P90.

Giá trị phân loại giá trị sản lượng cho các kịch bản tương ứng mức P50, P75, P95, P99 các giá trị hệ số tương ứng là 0,674; 1,282; 1,645; 2,326; các giá trị này tuân theo phân bố chuẩn.



Hình 3-3: Hàm phân bố Weibull biểu diễn xác suất $f(v)$ để có tốc độ gió $v(m/s)$ trong một năm

Bảng 3-9: Sản lượng điện sản xuất

STT	Biến số	Giá trị	Đơn vị
1	Hệ số công suất	38,08	%
2	Sản lượng điện dự kiến (P50)	99.065	[MWh]
3	Hệ số không đảm bảo	16	%
4	Số giờ vận hành đầy tải P50	3336	[h]
5	Sản lượng điện ở mức P75	88.374	[MWh]
6	Số giờ vận hành đầy tải P75	2976	[h]
7	Sản lượng điện ở mức P90	78.752	[MWh]
8	Số giờ vận hành đầy tải P90	2652	[h]

Tổng sản lượng được dự báo chưa tính đến các tổn thất như: tổn thất che chắn, tổn thất trong quá trình vận hành và bảo dưỡng, tổn thất đặc tính công suất tuabin, tổn thất trong quá trình biến đổi điện truyền tải, tổn thất do ảnh hưởng môi trường, tổn thất do lưới. Giả thiết lấy mức tổn thất của các yếu tố trên theo kinh nghiệm trên thế giới như Hiệp hội Năng lượng gió Châu Âu (European Wind Energy Association), mức tổn thất kỹ thuật là 17%. Như vậy, sản lượng điện hàng năm (P50) của Nhà máy điện gió Nam Bình 1 sau khi trừ tổn thất kỹ thuật là 99.065 MWh, giờ đầy tải tương đương là 3336 h, hệ số công suất trung bình là 38,08%.

b. Doanh thu của dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1

Mức doanh thu của dự án được tính toán dựa trên mức giá Fit được áp dụng cho từng thời kỳ của dự án. Giả định rằng toàn bộ vòng đời dự án đều đạt được mức sản lượng tương ứng với mức sản lượng dự kiến tối ưu P50.

Bảng 3-10: Doanh thu của dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1

STT	Điện năng thương phẩm (kWh)	Giá Fit (Uscents/kWh)	Giá bán điện (đồng/ kWh)	Doanh thu (VNĐ)
1	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
2	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
3	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
4	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
5	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
6	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
7	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
8	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
9	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
10	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
11	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
12	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
13	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
14	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
15	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
16	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
17	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
18	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000
19	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000

STT	Điện năng thương phẩm (kWh)	Giá Fit (Uscents/kWh)	Giá bán điện (đồng/ kWh)	Doanh thu (VNĐ)
20	98.570.000	8,50	1.979	195.050.316.000

Từ bảng trên ta có thể thấy, sản lượng điện thương phẩm của dự án ổn định hàng năm với 98.570.000 kWh, ngoài ra lượng điện sản xuất ra sẽ được phục vụ cho nguồn tự dùng của nhà máy với sản lượng điện tự dùng là 495.000 kWh. Việc đầu tư của dự án Nhà máy điện gió Nam Bình với mức doanh thu ổn định hàng năm 195.050.316.000 VNĐ sẽ tạo ra cho chủ đầu tư 1 nguồn doanh thu ổn định trong suốt vòng đời dự án.

c. Hệ số chiết khấu

Tỷ lệ chiết khấu sử dụng trong phân tích kinh tế, tài chính áp dụng theo quyết định số 2014/QĐ-BCN của Bộ Công nghiệp. Đối với công trình Nhà máy điện gió Nam Bình 1, hệ số chiết khấu dùng trong tính toán hiệu quả tài chính theo quan điểm dự án là 10%.

$$I_f(\%) = \frac{I_{csh}}{I} i_{csh}\% + \frac{I_v}{I} i_v\%(1 - t\%)$$

Trong đó:

I_{csh} : tổng vốn chủ sở hữu.

I_v : vốn vay

I : tổng vốn đầu tư

$i_{sh}\%$: tỷ suất sinh lợi vốn chủ sở hữu, và lấy bằng 10%.

$i_v\%$: tỷ lệ lãi suất của vốn vay, lấy bằng bình quân gia quyền lãi suất các nguồn vốn vay.

$t\%$: thuế suất thuế thu nhập

3.2.3. Phân tích hiệu quả tài chính của dự án

Kết quả tổng hợp trong bảng dưới đây (Chi tiết tính toán tham khảo bảng hiệu quả tài chính của dự án theo phương án gốc PL02)

Bảng 3-11: Kết quả phân tích, đánh giá tài chính của dự án

Chỉ tiêu	Kết quả	Đánh giá	Kết luận
NPV	446,999 tỷ VNĐ	NPV>0 thì dự án được đánh giá bởi công suất chiết khấu đã là chi phí cơ hội của dự án. Vì vậy nếu đã khấu trừ các chi phí cơ hội mà dự án vẫn sinh lời thì dự án có lợi tức tài chính.	Chấp nhận

Chỉ tiêu	Kết quả	Đánh giá	Kết luận
FIRR	25,50%	FIRR càng lớn (lớn hơn chi phí cơ hội của vốn, hay chi phí vốn bình quân gia quyền) càng chứng tỏ dự án có tiềm năng tài chính lớn.	Chấp nhận
B/C	1,4	Tổng doanh thu quy về hiện tại của dự án lớn hơn tổng chi phí quy về hiện tại của dự án.	Chấp nhận
T _{hv}	6 năm	Thời gian thu hồi vốn càng ngắn càng tốt để tránh được những biến động, rủi ro bất định.	Chấp nhận

Như vậy, nhìn một cách tổng quát có thể thấy rằng dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 có tính khả thi kinh tế rất lớn. Hiệu quả dự án mang lại sẽ bổ sung nguồn cung ứng điện năng cho nhu cầu phụ tải phát triển đất nước nói chung và tỉnh Đắk Nông nói riêng, góp phần giảm thiểu ô nhiễm môi trường, nhằm phát triển nguồn năng lượng sạch đảm bảo cam kết của Thủ Tướng Chính phủ về biến đổi khí hậu của Liên hiệp quốc. Đồng thời góp phần nâng cao tỷ trọng về năng lượng tái tạo trong hệ thống điện Việt Nam.

Để biết được dự án khả thi đến mức nào về mặt kinh tế thì cần phải xem xét sự biến động về mặt hiệu quả kinh tế, khi có sự biến động của các yếu tố hiệu quả đầu tư như vốn đầu tư, chi phí hàng năm, lợi ích hàng năm. Do vậy, cần tiến hành nghiên cứu nội dung này thông qua phân tích độ nhạy của dự án, từ đó giúp chủ đầu tư đưa ra quyết định đầu tư tối ưu.

3.3. Tính toán độ nhạy

Phân tích độ nhạy của dự án để đánh giá ảnh hưởng của các yếu tố bất lợi có thể xảy ra trong tương lai (rủi ro) như chi phí dự án tăng, doanh thu sản xuất điện giảm ứng với các chỉ tiêu hiệu quả đã tính toán trên (phương án cơ sở).

Theo quyết định số 2014/QĐ-BCN về việc quy định tạm thời nội dung tính toán phân tích kinh tế, tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện thì phân tích độ nhạy được tính toán cho các phương án sau:

- Vốn đầu tư tăng 10%.
- Điện năng phát giảm 10%.
- Chi phí O&M, chi phí nhiên liệu tăng 10%.
- Tổ hợp vốn đầu tư tăng 10%, điện năng phát giảm 10%.

Đối với dự án đầu tư Nhà máy điện gió Nam Bình 1 thì các yếu tố có thể tạo ra các rủi ro cho dự án là vốn đầu tư và giá điện. Căn cứ vào quyết định số 2014/QĐ-BCN, phân tích độ nhạy của dự án được thực hiện cho 3 trường hợp sau:

- Vốn đầu tư tăng 10%
- Điện năng giảm 10%
- Vốn đầu tư tăng 10%, điện năng giảm 10%.

Khi vốn đầu tư tăng 10%, điện năng giảm 10% thì các yếu tố đầu vào của dự án sẽ thay đổi, dẫn đến dòng tiền của dự án sẽ thay đổi. Trong luận văn này, độ nhạy được phân tích với giả định giữ nguyên giá bán điện ở mức 8,5 UScent/kWh.

3.3.1. Khi vốn đầu tư tăng 10%

Tổng nguồn vốn đầu tư ban đầu sẽ thay đổi bằng 1.237,5 tỷ VNĐ. Và ta có bảng cơ cấu nguồn vốn khi nguồn vốn tăng 10% như sau:

Bảng 3-12: Cơ cấu nguồn vốn của dự án khi nguồn vốn tăng 10%

STT	Nguồn vốn	Giá trị (tỷ VNĐ)	Tỷ lệ (%)
1	Vốn chủ sở hữu	247,5	20
2	Vốn vay	990	80
	Tổng	1.237,5	100%

Khi vốn đầu tư tăng thì phân bổ vốn vào các khoản mục chi phí đầu tư sẽ tăng, ta có bảng phân bổ chi phí của dự án khi vốn đầu tư tăng 10%.

Bảng 3-13: Phân bổ chi phí đầu tư của dự án khi vốn tăng 10%

Tên chi phí	Thành tiền (đồng)
Chi phí bồi thường mặt bằng, hỗ trợ di dân tái định cư	24.200.000.000
Chi phí xây dựng	187.187.622.910
Chi phí thiết bị	893.336.734.111
Chi phí quản lý dự án	15.108.977.084
Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng	26.580.433.426
Chi phí khác	33.140.144.371
Chi phí dự phòng	57.767.695.596
Giá trị Tổng mức đầu tư	1.237.321.607.497

Kết quả tổng hợp khi nguồn vốn tăng 10% trong bảng dưới đây (Chi tiết tính toán tham khảo bảng hiệu quả tài chính của dự án theo phương án nguồn vốn tăng 10% PL03)

Bảng 3-14: Kết quả phân tích, đánh giá tài chính của dự án khi nguồn vốn tăng 10%

Chỉ tiêu	Kết quả	Đánh giá
NPV	322,239 tỷ VNĐ	NPV > 0: dự án khả thi, nhà đầu tư có thể thực hiện
FIRR	18,87 %	FIRR > chi phí cơ hội vốn hay chi phí vốn bình quân gia quyền, dự án có tiềm năng
B/C	1,26	$B/C \geq 1$: Dự án khả thi
T _{hv}	11 năm	Thời gian thu hồi vốn càng ngắn càng tốt để chịu ít rủi ro.

Khi nguồn vốn tăng 10%, chỉ số NPV > 0 dự án có lãi và sẽ đem lại một khoản lợi nhuận 322,239 tỷ VNĐ. Chỉ số FIRR = 18,87% cao hơn mức lãi suất tiền gửi ngân hàng tại thời điểm hiện tại, tỷ số lợi ích và chi phí B/C = 1,26 > 1 và thời gian hoàn vốn có chiết khấu là 11 năm. Như vậy, quyết định đầu tư dự án khả thi rất lớn về mặt tài chính.

3.3.2. Khi điện năng giảm 10%

Điện năng giảm dẫn đến doanh thu tiền điện hàng năm giảm, dòng thu hàng năm của dự án giảm. Ta có bảng tính toán sản lượng điện năng và doanh thu hàng năm của dự án khi điện năng giảm 10% như sau:

Bảng 3-15: Sản lượng và doanh thu hàng năm của dự án

STT	Điện năng thương phẩm (kWh)	Điện năng giảm 10% (kWh)	Giá bán điện (đồng/ kWh)	Doanh thu (đồng)
1	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
2	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
3	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
4	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
5	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
6	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
7	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
8	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400

STT	Điện năng thương phẩm (kWh)	Điện năng giảm 10% (kWh)	Giá bán điện (đồng/ kWh)	Doanh thu (đồng)
9	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
10	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
11	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
12	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
13	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
14	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
15	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
16	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
17	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
18	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
19	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400
20	98.570.000	88.713.000	1.979	175.545.284.400

Khi điện năng phát giảm 10% khiến doanh thu của nhà máy bị giảm. Chính vì vậy, thời gian hoàn vốn của dự án bị kéo dài hơn và dòng lãi bị giảm xuống so với phương án gốc. Kết quả phân tích hiệu quả tài chính của dự án được thể hiện trong bảng dưới. (Chi tiết tính toán tham khảo bảng hiệu quả tài chính của dự án theo phương án điện năng giảm 10% - PL04)

Bảng 3-16: Kết quả phân tích, đánh giá tài chính của dự án khi điện năng giảm 10%

Chỉ tiêu	Kết quả	Đánh giá
NPV	299,852 tỷ VNĐ	NPV > 0: dự án khả thi, nhà đầu tư có thể thực hiện
FIRR	19,49 %	FIRR > chi phí cơ hội vốn hay chi phí vốn bình quân gia quyền, dự án có tiềm năng
B/C	1,27	$B/C \geq 1$: Dự án khả thi
T _{hv}	11 năm	Thời gian thu hồi vốn càng ngắn càng tốt để chịu ít rủi ro.

Như vậy, có thể thấy rằng khi điện năng giảm 10% khiến doanh thu trong vòng đời của nhà máy bị giảm. Điều này cũng dễ nhận thấy bởi thực tế, trong điều kiện thời tiết khắc nghiệt như hiện tại, sản lượng điện phát ra của các tuabin gió phụ thuộc hoàn toàn vào sức gió - một đại lượng rất không ổn định trong ngày, trong tháng, trong năm và trong cả nhiều năm, dự án được thực hiện dài hơn so với phương án gốc. Phương án điện năng giảm 10% khả thi về mặt tài chính.

3.3.3. Khi vốn đầu tư tăng 10%, điện năng giảm 10%

Khi đầu tư tăng 10%, đồng nghĩa với việc thay đổi đến chi phí lãi vay phải trả hàng năm và chi phí O&M cũng tăng lên. Trong khi đó, doanh thu đến từ bán điện của nhà máy điện lại giảm do điện năng phát giảm 10%. Nếu trường hợp này xảy ra, dòng lãi của dự án sẽ bị giảm đáng kể.

Sau khi xác định các yếu tố thay đổi có thể ảnh hưởng đến Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 tại các trường hợp, ta tính toán lại các chỉ tiêu tài chính và có bảng so sánh kết quả với phương án gốc như sau:

Bảng 3-17: Kết quả tính toán các chỉ tiêu phân tích tài chính khi phân tích độ nhạy

Phương án	Cơ sở	Phân tích độ nhạy		
		Vốn đầu tư tăng 10%	Điện năng giảm 10%	Vốn đầu tư tăng 10%, điện năng giảm 10%
Tổng mức đầu tư (tỷ VNĐ)	1.125	1.237,5	1.125	1.237,5
NPV (tỷ VNĐ)	446,999	322,239	299,852	175,179
FIRR (%)	25,50	18,87	19,49	14,29
B/C	1,4	1,26	1,27	1,14
Thv (năm)	6	11	11	14

Qua bảng ta thấy cả 3 phương án đưa ra để phân tích độ nhạy là Vốn tăng 10%, điện năng giảm 10%, cả 2 rủi ro vốn tăng 10%, điện năng giảm 10% thì tất cả các phương án đều có NPV > 0, FIRR > 10% vì thế cả 3 phương án rủi ro đều có hiệu quả về mặt tài chính.

Giữa hai yếu tố đầu vào xem xét là vốn đầu tư tăng 10% và giá điện giảm 10% thì yếu tố vốn đầu tư tăng 10% làm chỉ tiêu hiệu quả tài chính thay đổi nhiều hơn yếu tố giá điện giảm 10%. Vậy nên dự án này nhạy cảm với yếu tố điện năng hơn nên cần chú tâm đến yếu tố điện năng này vì nếu nó thay đổi theo hướng tiêu cực thì sẽ gây rủi ro lớn cho dự án.

Qua kết quả tính toán phân tích hiệu quả tài chính của Dự án nhà máy điện gió Nam Bình 1 dựa theo số liệu phương án gốc, ta nhận thấy tất cả các chỉ tiêu kinh tế - tài chính

đều thỏa mãn các yêu cầu, nên có thể kết luận dự án hoàn toàn khả thi nếu đưa vào thực hiện xây dựng.

Khi tiến hành phân tích độ nhạy và có được bảng so sánh kết quả, ta nhận thấy rằng khi phân tích hiệu quả tài chính theo quan điểm dự án, cả ba trường hợp đều có $NPV_k > 0$, $IRR > 10\%$, $B/C_k > 1$, tuy nhiên NPV của mỗi trường hợp đều chênh lệch khá lớn so với năm gốc. Đối với phân tích hiệu quả tài chính theo quan điểm chủ đầu tư, thì chỉ tiêu tài chính của cả ba trường hợp đều có sự biến đổi chênh lệch so với phương án gốc.

3.4. Đánh giá tác động môi trường

3.4.1. Tác động tích cực đến môi trường

Điện gió được đánh giá là thân thiện với môi trường và ít gây ảnh hưởng xấu về mặt xã hội. Đây là nguồn năng lượng sạch, khai thác hiệu quả sẽ làm giảm đi gánh nặng lệ thuộc vào năng lượng hoá thạch. Sử dụng năng lượng gió hầu như không thải ra khí CO_2 , SO_2 hay NO_2 và không góp phần vào sự nóng lên của toàn cầu. Hệ thống không gây ô nhiễm trong quá trình vận hành.

Theo công văn số 1316/BĐKH-TTBVTOD ngày 31/12/2021 về kết quả tính toán hệ số phát thải của lưới điện Việt Nam năm 2020 của Cục biến đổi khí hậu – trực thuộc Bộ tài nguyên và môi trường, hệ số phát thải lưới điện Việt Nam năm 2020 là 0,8041 tấn CO_2 /MWh. Sản lượng điện của dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 hàng năm ước đạt 99.065 MWh/năm, do vậy lượng giảm phát thải được tính là:

$$E_{\text{giảm PT } CO_2} = 99.065 \times 0,8041 = 79.658 \text{ tấn } CO_2$$

Trong khi đó, giá tín chỉ cacbon 2022 là 77,6 EUR/t CO_2 (nguồn: www.eex.com). Vì vậy, gia tăng chi phí lợi ích trong tổng mức đầu tư của dự án tính như sau:

$$79.658 \times 77,6 = 6.181.473,72 \text{ EUR /năm}$$

Trong vòng 20 năm của dự án, chi phí lợi ích của dự án sẽ tăng:

$$6.181.473,72 \times 20 = 123.629.474,41 \text{ EUR}$$

Qua tính toán, tổng lượng khí phát thải nhà kính được giảm do sử dụng năng lượng sạch trong 1 năm của dự án là 79.658 tấn CO_2 . Dự án phát triển điện 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...

3.4.2. Tác động tiêu cực đến môi trường

a. Tác động đến môi trường

- Môi trường đất: Nhà máy điện gió chiếm dụng diện tích đất, tuy phần diện tích còn lại vẫn có thể sử dụng cho mục đích khác. Phần móng của tuabin gió có đường kính khoảng 10 m - 20 m và thường nằm sâu dưới mặt đất khoảng 40 m - 80 m.

- Khí hậu: Các tuabin gió sẽ lấy một phần động năng của luồng không khí chuyển động, làm giảm vận tốc của gió. Về mặt lý thuyết, việc sử dụng hàng loạt nhiều tuabin gió, việc giảm tốc độ gió sẽ có ảnh hưởng đến các điều kiện khí hậu tại chỗ. Nếu tốc độ gió trung bình giảm đi thì luồng không khí chuyển động đó sẽ bị nóng hơn về mùa hè và lạnh hơn về mùa đông.

Theo mô phỏng của Đại học Stanford, Mỹ các trạm điện gió lớn ngoài khơi có thể làm suy yếu đáng kể các trận bão từ ngoài biển trước khi tràn vào đất liền. Theo tính toán của các chuyên gia Mỹ, trong vòng 9 năm các trạm điện gió trong đất liền đang làm nhiệt độ cục bộ của mặt đất nóng lên $0,72^{\circ}\text{C}$. Như vậy, đối với những nơi có trạm điện gió trên đất liền thì sau 100 năm, nhiệt độ không khí sẽ nóng lên 8°C .

b. Tác động tới cảnh quan

Dự án được xây dựng tại những nơi xa khu dân cư. Tuy nhiên, nó cũng ít nhiều ảnh hưởng đến cảnh quan và địa hình nên đã có những quy định phải giữ đúng khoảng cách cần thiết từ nơi đặt tuabin đến những vùng bảo tồn thiên nhiên, bảo vệ di tích, rừng phòng hộ hoặc khu dân cư.

Ngoài ra, cũng cần phải tính ảnh hưởng của hệ thống lưới điện đến cảnh quan. Bên cạnh đó, để loại bỏ ảnh hưởng do phản chiếu (disco effect) của lớp sơn hoặc nhựa bóng bảo vệ khi tuabin hoạt động dưới ánh sáng mặt trời, người ta chọn cách sơn hoặc tráng nhựa mờ (matt) cho tuabin điện gió.

Khi mặt trời chiếu sáng, tuabin điện gió hoạt động sẽ gây ra hiện tượng nhấp nháy, gây cảm nhận khó chịu. Bóng của các cánh quạt khi quay có thể làm rối mắt. Tuy nhiên, tác động này chỉ có ảnh hưởng trong một phạm vi nhỏ dưới chân tuabin.

c. Ảnh hưởng hệ sinh thái

Về tác động đến hệ sinh thái của nhà máy điện gió Nam Bình 1, các tác động của tuabin gió đối với động vật hoang dã, đáng chú ý nhất là ở chim và dơi, đã được nghiên cứu và nghiên cứu rộng rãi. Một nghiên cứu gần đây của Ủy ban Điều phối Gió Quốc gia Hoa Kỳ (USNWCC) đã tìm thấy bằng chứng về sự chết của chim và dơi do va chạm với tuabin gió và do thay đổi áp suất không khí gây ra bởi các tuabin kéo sợi, cũng như gián đoạn môi trường sống. USNWCC kết luận rằng những tác động này tương đối thấp

và không gây nguy hiểm cho quần thể loài. Ngoài ra, nghiên cứu về hành vi và tiến bộ của động vật hoang dã trong công nghệ tuabin gió đã giúp giảm tử vong do chim và dơi.

Các tác động sinh thái của Nhà máy điện gió Nam Bình 1, đặc biệt là đến các loài chim di cư của khu vực cần được đánh giá kỹ càng hơn vào giai đoạn sau của dự án.

d. Ảnh hưởng đến đường hàng không:

Tuabin điện gió có thể được cho là nguyên nhân gây trở ngại cho đường hàng không, đặc biệt là gây nhiễu có hại cho hệ thống thông tin không lưu. Thông thường, trong bán kính khoảng 10 km tính từ trung tâm của sân bay.

Trang trại điện gió gồm nhiều tuabin điện gió lắp đặt gần nhau sẽ tạo nhiều bóng râm và có thể gây ảnh hưởng đến tầm quan sát xa của radar do luồng sóng của radar bị xáo động. Khi cánh quạt tuabin điện gió quay, sóng của radar sẽ bị ảnh hưởng và có thể phát tín hiệu không chính xác. Vì thế, tuabin điện gió không được lắp đặt tại những nơi gần hệ thống radar, đặc biệt là radar bảo vệ bầu trời hoặc radar phục vụ không lưu.

e. Ảnh hưởng của tiếng ồn:

Hiện nay, hầu hết các tuabin mới được sản xuất đều đạt những độ chuẩn về tiếng ồn gần giống nhau, tuabin gió, tháp ống có độ ồn tại rotor là 104,6dB(A). Những thiết kế mới đã có sự thay đổi về cấu trúc cánh quạt để đạt được độ ồn tối thiểu. Đồng thời, năng lượng trong âm thanh sẽ giảm theo bình phương khoảng cách đến nguồn âm thanh. Các tuabin gió của Nhà máy điện gió Nam Bình 1 khi hoạt động có thể gây ra tiếng ồn với dân cư sống ngay gần khu vực tuabin hoạt động.

3.4.3. Các biện pháp giảm thiểu tác động tiêu cực đến môi trường

- Biện pháp giảm thiểu tác động đến môi trường không khí
 - + Các phương tiện vận tải, máy móc, thiết bị sử dụng có giấy phép của Cục Đăng kiểm Việt Nam. Phun ẩm trong quá trình đào đắp, san gạt và đầm nén.
 - + Lắp đặt rào chắn tạm thời bằng nhựa hoặc tôn tại vị trí thi công gần khu dân cư hoặc gần đường giao thông.
 - + Tất cả các xây dựng gây tiếng ồn lớn được tiến hành vào ban ngày
- Biện pháp giảm thiểu tác động đến hệ sinh thái
 - + Quy hoạch những khu vực xây dựng dự án điện gió tại những nơi có tốc độ gió cao và ổn định, trống trải và ít có khả năng làm mất thảm thực vật, bởi thảm thực vật là môi trường sống quan trọng của các loài động vật hoang dã.
 - + Chủ đầu tư phải thực hiện đầy đủ các thủ tục công tác bồi thường giải phóng mặt bằng, chuyển mục đích sử dụng đất đối với diện tích đất bị ảnh hưởng bởi dự án đặc biệt là phần đất rừng bị ảnh hưởng theo quy định của pháp luật hiện hành và được cơ quan có thẩm quyền chấp thuận.

+ Chặt cây, cành trong phạm vi dự án sau khi đã bồi thường hoặc làm thủ tục pháp lý đầy đủ.

- Biện pháp xử lý khi hết vòng đời dự án

Sau khi kết thúc dự án, tất cả các thiết bị, tuabin, dây cáp, ... phải được tháo dỡ và di chuyển ra khỏi khu vực dự án và khôi phục lại thảm thực vật cho vùng dự án theo các quy định, quy chuẩn về an toàn công trình và bảo vệ môi trường. Các chất thải nguy hại khi thay thế thiết bị trong quá trình vận hành nhà máy được xử lý theo đúng quy định tại Luật bảo vệ môi trường năm 2014; Nghị định số 38/2015/NĐ-CP ngày 24 tháng 04 năm 2015 của Chính phủ về quản lý chất thải và phế liệu; Thông tư số 36/2015/TT-BTNMT ngày 30 tháng 06 năm 2015 của Bộ Tài nguyên và Môi trường về quản lý chất thải nguy hại.

3.5. Kết luận chương 3

Trong chương 03, tác giả đã giới thiệu về địa điểm xây dựng, công suất của tuabin, các chi phí đầu tư, vốn đầu tư của Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1.

Qua kết quả phân tích và đánh giá hiệu quả của dự án, tác giả thấy rằng triển khai xây dựng Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 là rất cần thiết để bổ sung nguồn cung ứng điện năng cho nhu cầu phụ tải phát triển liên tục của đất nước nói chung và tỉnh Đắk Nông nói riêng. Qua phân tích hiệu quả kinh tế - tài chính Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 cho thấy với giá bán điện 8,5 cent/kWh thì dự án hiệu quả về mặt kinh tế - tài chính với cả phương án gốc và các phương án độ nhạy tăng vốn 10%, và cũng khả thi trong trường hợp xảy ra phương án độ nhạy điện năng giảm 10% và cả hai rủi ro là vốn đầu tư tăng 10% và điện năng giảm 10% đối với phương án tài chính. Đây là dự án không những khả thi về mặt kinh tế, tài chính ngoài ra nó còn góp phần giảm thiểu ô nhiễm môi trường, nhằm phát triển năng lượng sạch đảm bảo cam kết của Thủ Tướng Chính phủ về biến đổi khí hậu của Liên hiệp quốc.

Các tác động của dự án tới môi trường là nhỏ và chấp nhận được so với hiệu quả tài chính của dự án mang lại. Trong giai đoạn tiếp theo, chủ đầu tư nên có đánh giá tác động môi trường chi tiết phù hợp với Luật Bảo vệ môi trường hiện hành.

KẾT LUẬN

Việt Nam với đặc điểm địa lý lợi thế, đường bờ biển trải dài hơn 3.000 km và khí hậu cận nhiệt đới gió mùa, đã được khảo sát và đánh giá có tiềm năng gió lớn trong khu vực. Theo Bản đồ Gió Toàn cầu (Global Wind Atlas) ước tính, hơn 39% diện tích của Việt Nam có tốc độ gió trung bình hàng năm trên 6 m/s ở độ cao 65 m và hơn 8% diện tích đất liền của Việt Nam có tốc độ gió trung bình hàng năm trên 7 m/s. Điều này tương ứng với tiềm năng tài nguyên gió là 512 GW và 110 GW.

Đắk Nông thuộc khu vực Tây Nguyên nên ảnh hưởng khí hậu khu vực Tây Nguyên hoàn lưu gió mang đầy đủ đặc trưng của khu vực này. Tiềm năng gió được thể hiện qua tốc độ gió trên 6 m/s chủ yếu tập trung ở trung tâm về hướng tây của tỉnh Đắk Nông. Khu vực huyện Đắk Song thời kỳ gió mùa Đông Bắc có tốc độ gió lớn nhất tỉnh, thời gian gió mạnh kéo dài từ 2 đến 3 ngày. Toàn tỉnh tốc độ gió lớn nhất phổ biến 15 – 20m/s. Với những tiềm năng phát triển điện gió việc thực hiện Dự án nhà máy điện gió Nam Bình 1 sẽ giúp bổ sung nguồn cung ứng điện năng cho nhu cầu phụ tải phát triển liên tục của đất nước nói chung và tỉnh Đắk Nông nói riêng.

Trong luận văn dài 3 chương, tác giả đã tổng hợp những hiểu biết của bản thân về nguồn năng lượng tái tạo cũng như lý thuyết phân tích hiệu quả kinh tế - tài chính của dự án. Ngoài ra, qua phân tích hiệu quả kinh tế - tài chính Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1 cho thấy với giá bán điện 8,5 cent/kWh thì dự án hiệu quả về mặt kinh tế - tài chính với cả phương án gốc và các phương án độ nhạy tăng vốn 10%, và cũng khả thi trong trường hợp xảy ra phương án độ nhạy điện năng giảm 10% và cả hai rủi ro là vốn đầu tư tăng 10% và điện năng giảm 10% đối với phương án tài chính.

Bên cạnh đó, việc phát triển dự án điện gió tại khu vực nghiên cứu còn gặp những khó khăn, thách thức như:

- Quy hoạch lưới điện, phát triển các dự án điện gió và quy hoạch nâng cấp lưới điện chưa đồng bộ, gây chậm tiến độ đối với nhiều dự án đã được cấp phép.
- Đào tạo nguồn nhân lực có tay nghề cao về quản lý cũng như kỹ thuật điện gió còn chưa được chú trọng đầu tư.
- Nội địa hóa công nghệ phát triển chậm, chưa đáp ứng được nhu cầu của sự phát triển nhanh các dự án điện gió ở Đắk Nông cũng như trong cả nước.

DANH MỤC CÁC TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] PGS.TS.Thái Bá Cẩn (2009), *Giáo trình phân tích và quản lý dự án đầu tư*, Nhà xuất bản giáo dục.
- [2] The World Bank: <https://www.worldbank.org/>
- [3] Wind-tuabin-models.com.
- [4] Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/03/2016 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 năm 2030 (Quy hoạch Điện VII).
- [5] Thông tư số 02/2019/TT-BCT ngày 15 tháng 01 năm 2019 của Bộ Công Thương về việc Quy định thực hiện phát triển dự án điện gió và hợp đồng mua bán điện mẫu cho các dự án điện gió.
- [6] Quy hoạch phát triển Điện gió tỉnh Đắk Nông giai đoạn 2016-2025 có xét đến 2030 đã được Bộ Công Thương phê duyệt tại Quyết định số 2907/QĐ-BCT ngày 11/07/2016.
- [7] Bộ Tài Chính (2012), Thông tư Hướng dẫn cơ chế tài chính hỗ trợ giá điện đối với dự án điện gió nổi lưới, TT số 96/2012/TT-BTC, Hà Nội.
- [8] Dư Văn Toán (2013), “Năng lượng tái tạo trên biển và định hướng phát triển tại Việt Nam”, Tuyển tập báo cáo Khoa học quốc gia Tài nguyên thiên nhiên và tăng trưởng xanh, Trung tâm nghiên cứu Tài nguyên và Môi trường, Đại học Quốc gia Hà Nội.
- [9] Đặng Thị Hải Linh và nnk (2017), *Nghiên cứu xác định một số khu vực ven biển Việt Nam có khả năng xây dựng các tổ hợp điện gió – điện mặt trời*, Tạp chí Khoa học ĐHQGHN: Các Khoa học Trái đất và Môi trường, Tập 33, Số 1S, trang 55-62.
- [10] GIZ (2011), Tính toán phân tích tài chính và kinh tế cho các trạm điện gió, Tư vấn và Đào tạo cho Chương trình Đo gió tại Việt Nam, TP.HCM.
- [11] Quyết định số 130/2007/QĐ-TTg ngày 02/08/2007 của Thủ tướng Chính phủ về một số cơ chế, chính sách tài chính đối với dự án đầu tư theo cơ chế phát triển năng lượng sạch, Việt Nam.
- [12] Báo cáo dự thảo Lần 3 – Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến năm 2045.
- [13] Global wind energy council – GWEC Wind Energy Report 2021.
- [14] Trần Thị Bé (2014), *Đánh giá tiềm năng năng lượng gió vùng biển ven bờ Việt Nam*, Luận án thạc sỹ Khoa học Môi trường, ĐHKHTN.

- [15] Đặng Thị Hải Linh (2018), *Đánh giá khả năng phát triển điện gió nổi lưới tại khu vực ven biển Ninh Thuận và Bình Thuận*, Luận văn thạc sỹ khoa học, ĐHKHTN.
- [16] Báo cáo khảo sát điều kiện khí tượng thủy văn Dự án Nhà máy điện gió Nam Bình 1, năm 2020.
- [17] Cục Điện Lực và Năng lượng tái tạo & cục Năng lượng Đan Mạch: Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021 (2022).
- [18] Tạp chí năng lượng Việt Nam, <http://nangluongvietnam.vn/>.
- [19] Thư viện pháp luật, <https://thuvienphapluat.vn/>.
- [20] Tập đoàn Điện lực Việt Nam: <https://evn.com.vn/>
- [21] Sở kế hoạch và đầu tư tỉnh Đắk Nông: <https://daknongdpi.gov.vn/>
- [22] Trang thông tin điện tử huyện Đắk Song: <https://daksongdpi.gov.vn/>

PHỤ LỤC

PHỤ LỤC 01: CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN GIÓ VẬN HÀNH THƯƠNG MẠI

TT	Tên nhà máy	Địa điểm	Công suất đã được công nhận COD (MW)	Tình trạng công nhận COD
1	Phong điện 1 Bình Thuận (giai đoạn 1)	Bình Thuận	30,00	Toàn phần
2	Bạc Liêu	Bạc Liêu	99,20	Toàn phần
3	Phú Lạc	Bình Thuận	24,00	Toàn phần
4	Trang trại Phong điện Tây Nguyên GĐ 1	Đắk Lắk	28,80	Toàn phần
5	Mũi Dinh	Ninh Thuận	37,60	Toàn phần
6	Phong Điện Trung Nam	Ninh Thuận	151,95	Toàn phần
7	Hướng Linh 2	Quảng Trị	30,00	Toàn phần
8	Đầm Nại	Ninh Thuận	39,38	Toàn phần
9	Hướng Linh 1	Quảng Trị	30,00	Toàn phần
10	NMĐ gió Phương Mai 3	Bình Định	20,79	Toàn phần
11	NMĐ gió Đông Hải 1 Bạc Liêu	Bạc Liêu	50,00	Toàn phần
12	NMĐ gió Đại Phong	Bình Thuận	40,00	Toàn phần
13	NMĐ gió V1-3 Bến Tre Giai đoạn 1	Bến Tre	29,40	Toàn phần
14	NMĐ gió Hòa Bình 1, tỉnh Bạc Liêu	Bạc Liêu	50,00	Toàn phần
15	NMĐ gió Số 5 Ninh Thuận	Ninh Thuận	46,20	Toàn phần
16	NMĐ gió Hòa Bình 1 - Giai đoạn 2	Bạc Liêu	50,00	Toàn phần

TT	Tên nhà máy	Địa điểm	Công suất đã được công nhận COD (MW)	Tình trạng công nhận COD
17	NMĐ gió 7A Ninh Thuận	Ninh Thuận	50,00	Toàn phần
18	NMĐ gió Đông Hải 1 Giai đoạn 2	Bạc Liêu	50,00	Toàn phần
19	NMĐ gió Ea Nam	Đắk Lắk	399,60	Toàn phần
20	NMĐ gió BIM	Ninh Thuận	88,00	Toàn phần
21	Phong điện Phương Mai 1	Bình Định	26,40	Toàn phần
22	NMĐ gió Hướng Tân	Quảng Trị	46,20	Toàn phần
23	NMĐ gió Tân Linh	Quảng Trị	46,20	Toàn phần
24	NMĐ gió Nhơn Hòa 1	Gia Lai	50,00	Toàn phần
25	NMĐ gió Nhơn Hòa 2	Gia Lai	50,00	Toàn phần
26	NMĐ Trang trại điện gió BT1	Quảng Bình	109,20	Toàn phần
27	NMĐ gió Win Energy Chính Thắng	Ninh Thuận	49,80	Toàn phần
28	NMĐ gió Liên Lập	Quảng trị	48,00	Toàn phần
29	NMĐ gió Gelex 2	Quảng trị	29,40	Toàn phần
30	NMĐ gió Tân Thuận - GĐ 1	Cà Mau	25,00	Toàn phần
31	NMĐ gió Hoàng Hải	Quảng Trị	49,60	Toàn phần
32	NMĐ gió V1-2	Trà Vinh	48,00	Toàn phần
33	NMĐ gió Số 7	Sóc Trăng	29,40	Toàn phần
34	NMĐ gió Phong Huy	Quảng Trị	48,00	Toàn phần
35	NMĐ gió Phước Minh	Ninh Thuận	27,20	Toàn phần

TT	Tên nhà máy	Địa điểm	Công suất đã được công nhận COD (MW)	Tình trạng công nhận COD
36	NMĐ gió Ia Bang 1	Gia Lai	50,00	Toàn phần
37	NMĐ gió Ia Pết - Đak Đoa 1	Gia Lai	99,00	Toàn phần
38	NMĐ gió Hàn Quốc Trà Vinh (GD1)	Trà Vinh	48,00	Toàn phần
39	NMĐ gió Tài Tâm	Quảng Trị	48,00	Toàn phần
40	NMĐ gió Phong Liễu	Quảng Trị	48,00	Toàn phần
41	NMĐ gió Hồng Phong 1	Bình Thuận	40,00	Toàn phần

		Đơn vị tính: tỷ VNĐ												
Năm tài chính		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2041
Năm dự án		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	21
Năm vận hành				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	20
I. Kế hoạch sản xuất của nhà máy														
1. Điện năng sản xuất (10 ⁶ Wh)	1.981	-	-	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065
2. Điện năng thương phẩm (10 ⁶ Wh)	1.971	-	-	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570
II. Dòng thu (II = 1+2+3+4+5)	3.951	-	-	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	244,705
1. Doanh thu bán điện	3.901	-	-	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050
2. Giá trị thu hồi vốn lưu động, tài sản cố định	49,656	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49,656
3. Trợ giá và các nguồn thu khác của dự án	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III. Dòng chi (III = 1+2+3+4+5)	1.997	-	198,622	173,896	165,289	156,682	148,075	143,863	135,686	127,509	119,332	111,155	281,012	43,691
1. Vốn chủ đầu tư	198,62	-	198,622	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Chi phí vận hành và bảo dưỡng	117,03	-	-	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851
4. Thuế	203,66	-	-	-	-	-	-	4,395	4,825	5,256	5,686	6,116	-	37,840
Thuế tài nguyên	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thuế thu nhập doanh nghiệp	203,66	-	-	-	-	-	-	4,395	4,825	5,256	5,686	6,116	-	37,840
5. Trả nợ gốc và lãi vay (trong vận hành)	1.293,13	-	-	168,045	159,438	150,831	142,223	133,616	125,009	116,402	107,795	99,187	90,580	-
IV. Hiệu quả tài chính của dự án														
1. Dòng tiền dự án chưa chiết khấu	1.954	0,000	-198,622	21,153	29,760	38,368	46,975	51,187	59,364	67,541	75,717	83,894	-85,963	201,014
2. Dòng tiền dự án có chiết khấu		0,000	-181,198	17,605	22,595	26,575	29,682	29,506	31,218	32,402	33,138	33,495	-31,310	29,232
3. Cộng dồn dòng tiền, chiết khấu		0,000	-181,198	-163,593	-140,998	-114,424	-84,742	-55,236	-24,018	8,384	41,522	75,017	43,707	446,999
4. Thời gian hoàn vốn chiết khấu			-	-	-	-	-	-	-	Paybach	Paybach	Paybach	Paybach	Paybach
B	1562,665	0,000	0,000	162,329	148,089	135,097	123,246	112,434	102,571	93,573	85,364	77,875	71,044	35,586
C	1115,667	0,000	181,198	144,724	125,493	108,523	93,564	82,928	71,353	61,171	52,226	44,380	102,354	6,354
FIRR =		25,50%			NPV (tỷ VNĐ) =			446,999			B/C = 1,401			
Thời gian hoàn vốn có chiết khấu - Bk/I (năm)		6,0			Thời điểm hoàn vốn vào năm :			2027						

Hình PL02: Hiệu quả tài chính của dự án theo phương án gốc

		Đơn vị tính: tỷ VNĐ												
Năm tài chính		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2041
Năm dự án		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	21
Năm vận hành				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	20
I. Kế hoạch sản xuất của nhà máy														
1. Điện năng sản xuất (10 ⁶ Wh)	1.981	-	-	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065	99,065
2. Điện năng thương phẩm (10 ⁶ Wh)	1.971	-	-	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570	98,570
II. Dòng thu (II = 1+2+3+4+5)	3.957	-	-	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	250,596
1. Doanh thu bán điện	3.901	-	-	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050	195,050
2. Giá trị thu hồi vốn lưu động, tài sản cố định	55,547	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55,547
3. Trợ giá và các nguồn thu khác của dự án	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III. Dòng chi (III = 1+2+3+4+5)	2.194	-	222,187	197,531	187,714	177,896	168,078	161,998	152,671	143,344	134,017	124,690	293,752	43,691
1. Vốn chủ đầu tư	222,19	-	222,187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Chi phí vận hành và bảo dưỡng	117,03	-	-	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851
4. Thuế	195,09	-	-	-	-	-	-	3,737	4,228	4,719	5,210	5,701	-	37,840
Thuế tài nguyên	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thuế thu nhập doanh nghiệp	195,09	-	-	-	-	-	-	3,737	4,228	4,719	5,210	5,701	-	37,840
5. Trả nợ gốc và lãi vay (trong vận hành)	1.475,00	-	-	191,680	181,862	172,044	162,227	152,409	142,591	132,773	122,956	113,138	103,320	-
6. Chi phí môi trường (thu hồi tấm pin khi hết dự án)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IV. Hiệu quả tài chính của dự án														
1. Dòng tiền dự án chưa chiết khấu	1.763	0,000	-222,187	-2,482	7,336	17,154	26,972	33,052	42,379	51,706	61,033	70,360	-98,702	206,905
2. Dòng tiền dự án có chiết khấu		0,000	-202,758	-2,067	5,575	11,896	17,069	19,088	22,334	24,867	26,785	28,179	-36,073	30,285
3. Cộng dồn dòng tiền, chiết khấu		0,000	-202,758	-204,825	-199,250	-187,354	-170,285	-151,197	-128,863	-103,996	-77,211	-49,032	-85,105	322,239
4. Thời gian hoàn vốn chiết khấu			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Paybach
B	1567,721	0,000	0,000	162,429	148,226	135,265	123,436	112,643	102,793	93,804	85,602	78,116	71,286	36,680
C	1245,482	0,000	202,758	164,496	142,651	123,369	106,368	93,555	80,459	68,938	58,816	49,938	107,359	6,395
		FIRR = 18,87% NPV (tỷ VNĐ) = 322,239 B/C = 1,259 Thời gian hoàn vốn có chiết khấu - Bk/I (năm) 11,0 Thời điểm hoàn vốn vào năm : 2032												

Hình PL03: Hiệu quả tài chính của dự án theo phương án nguồn vốn tăng 10%

		Đơn vị tính: tỷ VND												
Năm tài chính		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2041
Năm dự án		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	21
Năm vận hành				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	20
I. Kế hoạch sản xuất của nhà máy														
1. Điện năng sản xuất (10 ⁶ Wh)	1.783	-	-	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159
2. Điện năng thương phẩm (10 ⁶ Wh)	1.773	-	-	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663
II. Dòng thu (II = 1+2+3+4+5)	3.559	-	-	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	225,102
1. Doanh thu bán điện	3.509	-	-	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447
2. Giá trị thu hồi vốn lưu động, tài sản cố định	49,656	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49,656
3. Trợ giá và các nguồn thu khác của dự án	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III. Dòng chi (III = 1+2+3+4+5)	1.969	-	198,622	173,896	165,289	156,682	148,075	142,883	134,706	126,529	118,352	110,175	281,012	39,771
1. Vốn chủ đầu tư	198,62	-	198,622	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Chi phí vận hành và bảo dưỡng	117,03	-	-	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851
4. Thuế	175,24	-	-	-	-	-	-	3,415	3,845	4,276	4,706	5,136	-	33,919
Thuế tài nguyên	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thuế thu nhập doanh nghiệp	175,24	-	-	-	-	-	-	3,415	3,845	4,276	4,706	5,136	-	33,919
5. Trả nợ gốc và lãi vay (trong vận hành)	1.293,13	-	-	168,045	159,438	150,831	142,223	133,616	125,009	116,402	107,795	99,187	90,580	-
6. Chi phí môi trường (thu hồi tấm pin khi hết dự án)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IV. Hiệu quả tài chính của dự án														
1. Dòng tiền dự án chưa chiết khấu	1.590	0,000	-198,622	1,550	10,157	18,765	27,372	32,564	40,741	48,918	57,095	65,271	-105,566	185,332
2. Dòng tiền dự án có chiết khấu		0,000	-181,261	1,291	7,720	13,015	17,326	18,811	21,477	23,533	25,066	26,151	-38,599	27,150
3. Cộng dồn dòng tiền, chiết khấu		0,000	-181,261	-179,970	-172,250	-159,235	-141,909	-123,099	-101,622	-78,089	-53,022	-26,871	-65,470	299,852
4. Thời gian hoàn vốn chiết khấu			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Payback
B	1410,607	0,000	0,000	146,117	133,345	121,690	111,053	101,346	92,488	84,404	77,026	70,294	64,150	32,976
C	1110,756	0,000	181,261	144,825	125,625	108,675	93,727	82,536	71,011	60,870	51,960	44,142	102,748	5,826

Hình PL04: Hiệu quả tài chính của dự án theo phương án điện năng giảm 10%

Biểu 5: HIỆU QUẢ TÀI CHÍNH DỰ ÁN

Đơn vị tính: tỷ VNĐ														
Năm tài chính	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Năm dự án	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Năm vận hành			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I. Kế hoạch sản xuất của nhà máy														
1. Điện năng sản xuất (10 ⁶ Wh)	1.783	-	-	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159	89,159
2. Điện năng thương phẩm (10 ⁶ Wh)	1.773	-	-	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663	88,663
II. Dòng thu (II = 1+2+3+4+5)	3.564	-	-	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447
1. Doanh thu bán điện	3.509	-	-	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447	175,447
2. Giá trị thu hồi vốn lưu động, tài sản cố định	55,547	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Trợ giá và các nguồn thu khác của dự án	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
III. Dòng chi (III = 1+2+3+4+5)	2.165	-	222,187	197,531	187,714	177,896	168,078	161,017	151,691	142,364	133,037	123,710	293,752	11,554
1. Vốn chủ đầu tư	222,19	-	222,187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Chi phí vận hành và bảo dưỡng	117,03	-	-	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851
4. Thuế	166,66	-	-	-	-	-	2,757	3,248	3,739	4,230	4,721	-	5,702	5,702
Thuế tài nguyên	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Thuế thu nhập doanh nghiệp	166,66	-	-	-	-	-	2,757	3,248	3,739	4,230	4,721	-	5,702	5,702
5. Trả nợ gốc và lãi vay (trong vận hành)	1.475,00	-	-	191,680	181,862	172,044	162,227	152,409	142,591	132,773	122,956	113,138	103,320	-
6. Chi phí môi trường (thu hồi tám pin khi hết dự án)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IV. Hiệu quả tài chính của dự án														
1. Dòng tiền dự án chưa chiết khấu	1.399	0,000	-222,187	-22,085	-12,267	-2,449	7,369	14,429	23,756	33,083	42,410	51,737	-118,305	163,893
2. Dòng tiền dự án có chiết khấu		0,000	-202,852	-18,408	-9,335	-1,702	4,674	8,356	12,560	15,970	18,690	20,817	-43,458	54,966
3. Cộng dồn dòng tiền, chiết khấu		0,000	-202,852	-221,260	-230,595	-232,297	-227,623	-219,266	-206,706	-190,737	-172,046	-151,230	-194,688	-139,723
4. Thời gian hoàn vốn chiết khấu			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B	1416,673	0,000	0,000	146,240	133,514	121,896	111,288	101,604	92,762	84,690	77,320	70,592	64,449	58,840
C	1241,494	0,000	202,852	164,648	142,849	123,597	106,614	93,248	80,202	68,721	58,630	49,775	107,907	3,875
FIRR = 14,29% NPV (tỷ VNĐ) = 175,179 B/C = 1,141 Thời gian hoàn vốn có chiết khấu - Bk/I (năm) 14,0 Thời điểm hoàn vốn vào năm : 2035														

Hình PL05: Hiệu quả tài chính của dự án theo phương án nguồn vốn tăng 10%, điện năng giảm 10%