

ỦY BAN NHÂN DÂN TỈNH NINH THUẬN

ĐỀ ÁN KHOA HỌC

**PHÁT TRIỂN NINH THUẬN TRỞ THÀNH
TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CỦA CẢ NƯỚC**

BÁO CÁO TỔNG HỢP CHUYÊN ĐỀ

**ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG LỢI THẾ VỀ PHÁT TRIỂN
NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO VIỆT NAM NÓI CHUNG VÀ
NINH THUẬN NÓI RIÊNG (GIÓ, MẶT TRỜI). DỰ BÁO
LƯỢNG CUNG, CẦU SẢN LƯỢNG VÀ GIÁ THÀNH
ĐIỆN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TẠI NINH THUẬN VÀ
MỘT SỐ ĐỊA PHƯƠNG KHU VỰC NAM TRUNG BỘ CÓ
TIỀM NĂNG LỚN VỀ NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO**

**Đơn vị thực hiện: Viện Khoa học năng lượng
(Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam)**

Chủ nhiệm: TS. NCVCC. Đoàn Văn Bình

Hà Nội, 2020

MỤC LỤC

MỤC LỤC.....	1
DANH MỤC HÌNH VẼ.....	3
DANH MỤC BẢNG BIỂU	5
DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT.....	7
NỘI DUNG 1	8
ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG LỢI THẾ VỀ PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO VIỆT NAM NÓI CHUNG VÀ NINH THUẬN NÓI RIÊNG (GIÓ, MẶT TRỜI). DỰ BÁO LƯỢNG CUNG, CẦU SẢN LƯỢNG VÀ GIÁ THÀNH ĐIỆN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TẠI NINH THUẬN VÀ MỘT SỐ ĐỊA PHƯƠNG KHU VỰC NAM TRUNG BỘ CÓ TIỀM NĂNG LỚN VỀ NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO.....	8
I. Đánh giá tiềm năng phát triển điện gió ở Việt Nam.....	8
I.2. Cơ sở dữ liệu đo gió của các tổ chức Việt Nam	8
I.2. Cơ sở dữ liệu đo gió của các tổ chức nước ngoài.....	10
I.3. Hiện trạng khai thác nguồn năng lượng gió ở Việt Nam.....	13
II. Đánh giá tiềm năng phát triển điện mặt trời ở Việt Nam.....	16
II.1. Cơ sở dữ liệu đo bức xạ mặt trời của các tổ chức Việt Nam	16
II.2. Cơ sở dữ liệu đo bức xạ mặt trời của các tổ chức nước ngoài	17
II.3. Hiện trạng phát triển điện mặt trời tại Việt Nam	19
III. Các giải pháp kỹ thuật – công nghệ khai thác hiệu quả, bền vững nguồn NLTT ở quy mô tập trung (cho phát điện thương mại) và quy mô phân tán (cho sử dụng tại chỗ).....	22
III.1. Công nghệ khai thác điện gió.....	22
III.1.1 Tuabin gió trục dọc	22
III.1.2 Tuabin gió trục ngang	23
III.1.3 Trạm điện gió độc lập	25
III.1.3. Điện gió nối lưới	27

III.1.4. Hệ thống điện tái tạo hỗn hợp nối lưới	28
III.2. Công nghệ khai thác điện mặt trời	28
III.2.1. Hệ thống điện mặt trời độc lập.....	28
III.2.2. Hệ thống điện mặt trời nối lưới.....	31
III.2.3. Hệ thống năng lượng hỗn hợp.....	33
IV. Đánh giá tiềm năng kinh tế - kỹ thuật phát triển điện gió và hiện trạng phát triển tính đến cuối năm 2019 ở Ninh Thuận	35
IV.1. Tiềm năng kinh tế - kỹ thuật phát triển điện gió tại Ninh Thuận	35
IV.2. Hiện trạng phát triển điện gió tại tỉnh Ninh Thuận.....	42
V. Đánh giá tiềm năng kinh tế - kỹ thuật phát triển điện mặt trời và hiện trạng phát triển tính đến cuối năm 2019 ở Ninh Thuận	43
V.1. Tiềm năng kinh tế - kỹ thuật phát triển điện mặt trời tại Ninh Thuận ..	43
V.2. Hiện trạng phát triển điện mặt trời tại tỉnh Ninh Thuận	56
VI. Dự báo nhu cầu điện tỉnh Ninh Thuận và các tỉnh lân cận giai đoạn 2020-2030	58
VI.1. Phương pháp luận dự báo	58
VI.2. Kết quả dự báo nhu cầu điện tỉnh Ninh Thuận	69
VI.3. Kết quả dự báo nhu cầu điện tỉnh Phú Yên	71
VI.4. Kết quả dự báo nhu cầu điện tỉnh Khánh Hòa.....	73
VI.5. Kết quả dự báo nhu cầu điện tỉnh Bình Thuận	75
VII. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ.....	77
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	78

DANH MỤC HÌNH VẼ

Hình 1.1. Các cột đo gió của EVN.....	9
Hình 1.2. Phân bố tốc độ gió trên lãnh thổ Việt Nam theo atlas cũ.....	11
Hình 1.3. Phân bố tốc độ gió trên lãnh thổ Việt Nam theo atlas mới.....	12
Hình 1.4. Tốc độ gió vùng ngoài biển Việt Nam.....	13
Hình 1.5. Công suất điện gió thế giới và công suất lắp đặt hàng năm giai đoạn 2008-2018.....	14
Hình 1.6. Vị trí các dự án điện gió tại Việt Nam.....	15
Hình 2.1. Tiềm năng năng lượng mặt trời tại Việt Nam (BCT & TBN).....	18
Hình 2.2. Tiềm năng năng lượng mặt trời tại Việt Nam (WB & Solar Gis).....	19
Hình 2.3. Vị trí các dự án điện mặt trời tại Việt Nam.....	21
Hình 2.4. Phát triển điện mặt trời áp mái.....	21
Hình 3.1. Tuabin gió trục dọc Darrieus.....	23
Hình 3.2. Tuabin gió trục ngang: cùng ngược gió (upwind) và theo hướng gió (downwind).....	24
Hình 3.3. Sơ đồ hệ thống điện gió độc lập.....	26
Hình 3.4. Hệ thống điện gió nối lưới quy mô nhỏ.....	27
Hình 3.5. Hệ thống điện gió nối lưới quy mô lớn.....	28
Hình 3.6. Hệ thống điện tái tạo hỗn hợp nối lưới điển hình.....	28
Hình 3.7. Sơ đồ hệ thống điện mặt trời độc lập.....	29
Hình 3.8. Ứng dụng điện mặt trời độc lập.....	30
Hình 3.9. Sơ đồ nguyên lý hệ thống điện mặt trời nối lưới áp mái.....	31
Hình 3.10. Hệ thống điện mặt trời nối lưới quy mô lớn.....	33
Hình 3.11. Hệ thống năng lượng hỗn hợp.....	34
Hình 3.12. Hệ thống acqy công suất lớn kết hợp điện gió, điện mặt trời.....	35
Hình 4.1. Bản đồ QH năng lượng gió phía Bắc tỉnh Ninh Thuận.....	37

Hình 4.2. Bản đồ QH năng lượng gió Thuận Bắc, Ninh Hải, Ninh Sơn các xã phía Nam huyện Bác Ái	37
Hình 4.3. Bản đồ QH năng lượng gió TP. Phan Rang-Tháp Chàm, Thuận Nam, Ninh Phước.....	38
Hình 5.1. Bản đồ tiềm năng NLMT tỉnh Ninh Thuận	45
Hình 5.2. Vệ tinh WorldView-3.....	47
Hình 5.3. Vệ tinh Landsat 8	48
Hình 5.4. Các loại mái nhà điển hình tại Việt Nam.....	50
Hình 5.5. Các bước phân loại đối tượng mái nhà	50
Hình 5.6. Tương quan hình dạng mái và DHM ước lượng độ dốc mái.....	51
Hình 5.7. Ví dụ tính toán bóng từ DSM.....	51
Hình 5.8. Ví dụ lượng điện năng thu được từ điện mặt trời áp mái.....	52
Hình 5.9. Xác định tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời áp mái bằng công nghệ viễn thám tại Ninh Thuận.....	53
Hình 5.10. Bản đồ tỉnh Ninh Thuận.....	54
Hình 5.11. Tổng công suất ĐMTAM trong tỉnh Ninh Thuận.....	56

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 1.1. Tiềm năng gió tại độ cao 65m trên lãnh thổ Việt Nam	11
Bảng 1.2. Tóm lược tiềm năng NLG tại độ cao 80m theo Atlas gió mới [2]	11
Bảng 2.1. Tổng hợp giá trị trung bình TXMT ngày trong năm và số giờ nắng của một số khu vực khác nhau ở Việt Nam [3]	17
Bảng 2.2. Các quốc gia trong top 10 thế giới về lắp đặt PMT năm 2019 [11]	20
Bảng 3.1. Phân bố tiềm năng gió kỹ thuật ở Ninh Thuận	38
Bảng 3.2. Phân bố tiềm năng gió quy hoạch theo đơn vị hành chính	39
Bảng 3.3. Tổng công suất điện gió lắp đặt trong quy hoạch	40
Bảng 3.4. Phân bố tiềm năng gió tài chính (khả thi) theo đơn vị hành chính	41
Bảng 5.1. Tổng số giờ nắng tháng trong năm (giờ) [15]	45
Bảng 5.2. Tiềm năng kỹ thuật ĐMTAM trong khu vực tỉnh Ninh Thuận	55
Bảng 5.3. Tình trạng các nhà máy ĐMT	56
Bảng 5.4. Tình trạng dự án ĐMTAM	57
Bảng 6.1. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2020-2030 (Phương án cơ sở)	69
Bảng 6.2. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2020-2030 (Phương án cao)	70
Bảng 6.3. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Phú Yên giai đoạn 2020-2030 (Phương án cơ sở)	71
Bảng 6.4. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Phú Yên giai đoạn 2020-2030 (Phương án cao)	72
Bảng 6.5. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Khánh Hòa giai đoạn 2020-2030 (Phương án cơ sở)	73
Bảng 6.6. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Khánh Hòa giai đoạn 2020-2030 (Phương án cao)	74
Bảng 6.7. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Bình Thuận giai đoạn 2020-2030 (Phương án cơ sở)	75

Bảng 6.8. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Bình Thuận giai đoạn 2020-2030 (Phương án cao)	76
---	----

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

AC	Alternating current
BCT	Bộ Công thương
BXMT	Bức xạ mặt trời
CN	Công nghiệp
COD	Commercial Operation Date
DC	Direct current
ĐMT	Điện mặt trời
ĐMTAM	Điện mặt trời áp mái
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
HAWT	Horizontal-axis wind turbine
NLG	Năng lượng gió
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NLMT	Năng lượng mặt trời
NLTT	Năng lượng tái tạo
PMT	Pin mặt trời
PV	Photovoltaic
PECC3	Công ty Tư vấn Điện 3
PPA	Power purchase agreement
QH	Quy hoạch
QĐCTĐT	Quyết định chủ trương đầu tư
TXMT	Tổng xạ mặt trời
KTXH	Kinh tế xã hội
VAWT	Vertical-axis wind turbine
WB	World Bank

NỘI DUNG 1

ĐÁNH GIÁ TIỀM NĂNG LỢI THẾ VỀ PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO VIỆT NAM NÓI CHUNG VÀ NINH THUẬN NÓI RIÊNG (GIÓ, MẶT TRỜI). DỰ BÁO LƯỢNG CUNG, CẦU SẢN LƯỢNG VÀ GIÁ THÀNH ĐIỆN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TẠI NINH THUẬN VÀ MỘT SỐ ĐỊA PHƯƠNG KHU VỰC NAM TRUNG BỘ CÓ TIỀM NĂNG LỚN VỀ NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

I. Đánh giá tiềm năng phát triển điện gió ở Việt Nam

I.2. Cơ sở dữ liệu đo gió của các tổ chức Việt Nam

Tại Việt Nam, số liệu đo gió đã được ngành khí tượng thủy văn tiến hành thu thập từ rất nhiều năm bằng việc xây dựng hệ thống cột đo số liệu quan trắc ở độ cao 10m ở nhiều tỉnh thành trong cả nước. Tuy nhiên số liệu trên không phù hợp với việc nghiên cứu khai thác năng lượng gió do độ cao cột đo quá thấp và mật độ ghi dữ liệu trong ngày không đủ để tiến hành các phân tích cần thiết.

Ngoài ra, các công ty đầu tư xây dựng điện gió đã tiến hành đo chế độ gió (công nghiệp) ở một số điểm như vùng đồng bằng, ven biển, hải đảo ở miền Bắc, miền Trung với độ cao từ 30m đến 60m bằng các thiết bị đo hiện đại. Các kết quả thu được đã mở ra triển vọng khai thác hiệu quả năng lượng gió tại một số khu vực của Việt Nam.

- Một số chủ đầu tư xây dựng dự án điện gió

Các dự án điện gió có cột đo gió được lắp dựng, quan trắc tiềm năng gió phục vụ cho các dự án điện gió chủ yếu được tập trung vào các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận, Bạc Liêu, Sóc Trăng, Cà Mau, khu vực Tây Nguyên.

Thiết bị đo được lắp đặt dọc theo cột, chia thành 02 đến 03 tầng đo. Vị trí và hướng lắp đặt tuân thủ theo quy định của tiêu chuẩn IEC 61400. Các thiết bị đo nhập khẩu từ nước ngoài về để lắp trạm đo tốc độ gió và hướng gió.

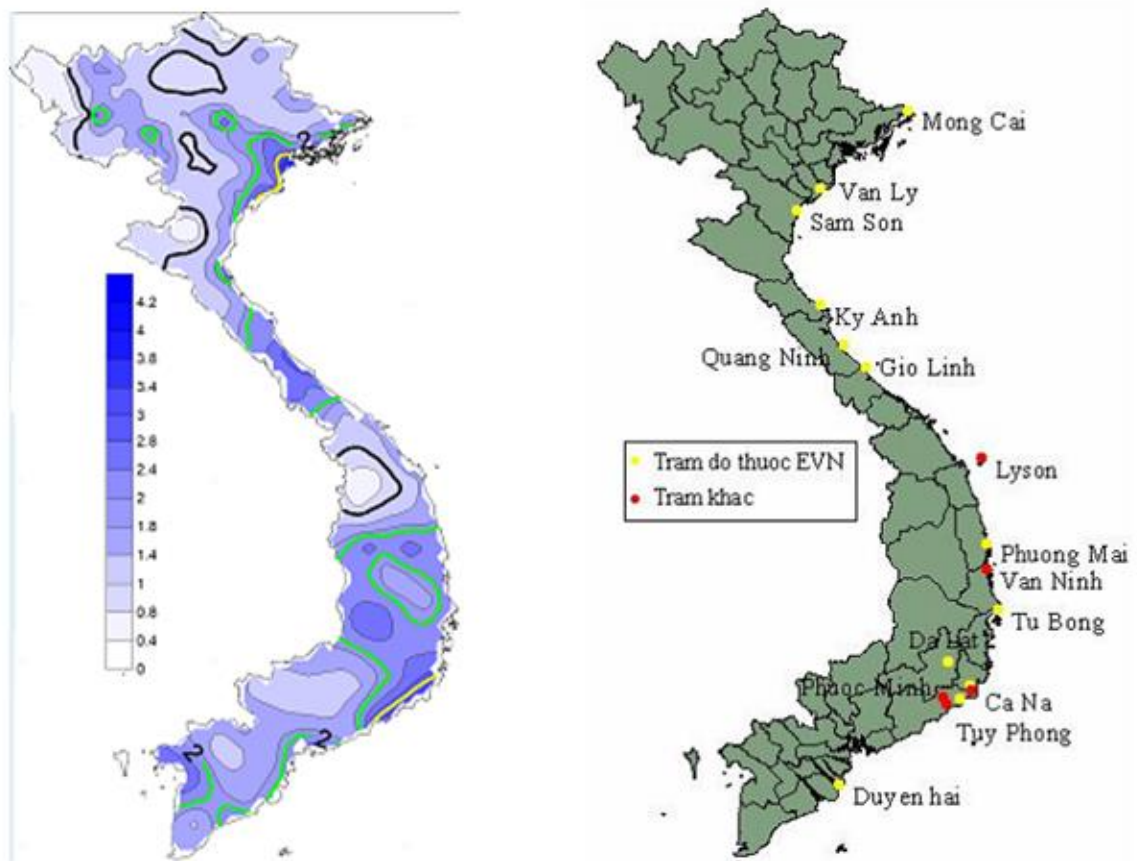
Một số cột quan trắc tiếp cận được số liệu để sử dụng trong việc kiểm tra, đánh giá lại tiềm năng gió. Các cột đo gió được xây dựng thông qua các dự án do EVN hoặc Bộ Công Thương làm chủ đầu tư hoặc các cột đo gió do các chủ đầu tư lắp dựng nhằm nghiên cứu sâu hơn tiềm năng gió ở một số khu vực có tiềm năng (tập trung tại Ninh Thuận và Bình Thuận). Tất cả các cột đo này đều đo ở

độ cao 60m, số liệu quan trắc tối thiểu 1 năm, hầu hết các cột đã được tháo dỡ để chuyển đến địa điểm mới.

- Một số cơ quan, viện nghiên cứu về năng lượng tái tạo

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)

Năm 2007, EVN đã tiến hành nghiên cứu đánh giá tiềm năng gió, xác định các vùng thích hợp cho phát triển điện gió trên toàn lãnh thổ với công suất kỹ thuật 1.785 MW. Trong đó miền Trung Bộ được xem là có tiềm năng gió lớn nhất cả nước với khoảng 880 MW tập trung ở hai tỉnh Quảng Bình và Bình Định, tiếp đến vùng có tiềm năng thứ hai là miền Nam Trung Bộ với công suất khoảng 855 MW, tập trung ở hai tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận.



Hình 1.1. Các cột đo gió của EVN

- Theo báo cáo của PECC3: Dự án "Đánh giá nguồn gió tại một số vị trí đã lựa chọn ở Việt Nam" do Ngân hàng thế giới (World Bank) tài trợ, Bộ Công Thương là chủ đầu tư. Dự án bắt đầu vào tháng 7/2007 và kết thúc vào tháng 12/2009, sau đó kéo dài thời gian quan trắc thêm 2 năm. Kết quả của dự án là: Tiềm năng năng lượng gió tại độ cao 80m của Việt Nam có vận tốc trung bình

năm lớn hơn 6 m/s là khoảng 10.637 MW, với diện tích khoảng 2659 m², tương đương khoảng 0,8% diện tích cả nước.

Phân bố trên 17 tỉnh từ Quảng Ninh đến Sóc Trăng. Trong đó, tiềm năng gió tập trung tại khu vực các tỉnh duyên hải Nam Trung Bộ (Bình Thuận, Ninh Thuận), khu vực Tây Nguyên. Một số tỉnh khác cũng có tiềm năng gió lý thuyết đáng kể như Quảng Bình, Quảng Trị, Bình Định, Lâm Đồng, Phú Yên.

Trong các khu vực có tiềm năng gió, vận tốc gió trung bình năm phổ biến nằm trong khoảng 6,0-6,5 m/s, chiếm khoảng 76%; vận tốc gió trung bình năm lớn hơn 7 m/s chiếm khoảng 7%.

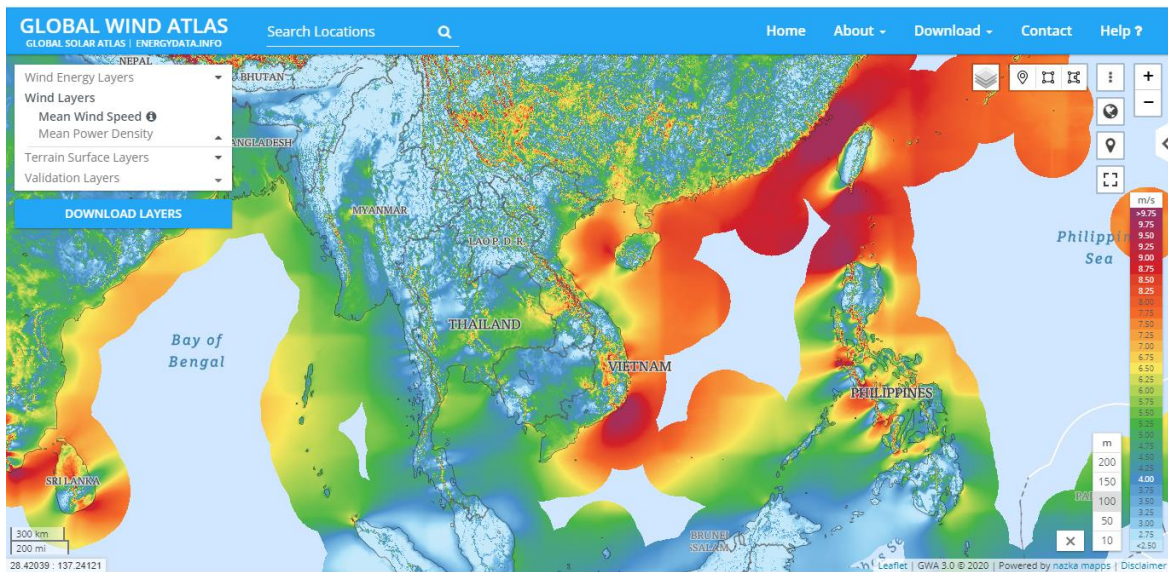
I.2. Cơ sở dữ liệu đo gió của các tổ chức nước ngoài

Hiện nay, đã có một số tổ chức quốc tế hỗ trợ tài chính, kỹ thuật để tiến hành xây dựng bản đồ gió tại Việt Nam như World Bank.... Các cơ quan này chủ yếu sử dụng số liệu đo gió tại một số cột đo gió kết hợp với phương pháp mô phỏng bằng mô hình số trị khí quyển để tiến hành phân tích xây dựng bản đồ tiềm năng gió cho Việt Nam.

- Tổ chức Ngân hàng thế giới (WB)

Bản đồ tiềm năng gió của Ngân hàng Thế giới (Worldbank) được xây dựng cho bốn nước trong khu vực Đông Nam Á (gồm: Việt Nam, Cam-pu-chia, Lào, và Thái Lan) dựa trên phương pháp mô phỏng bằng mô hình số trị khí quyển. Theo kết quả từ bản đồ năng lượng gió này, tiềm năng năng lượng gió ở độ cao 65 m của Việt Nam là lớn nhất so với các nước khác trong khu vực, với tiềm năng năng lượng gió lý thuyết lên đến 513.360 MW [1]. Việt Nam là quốc gia có chế độ gió và tiềm năng NLG tốt nhất, một số khu vực ven biển, miền núi ở ba miền với độ cao 65 m đều có chế độ gió tốt và rất tốt, tốc độ gió trung bình năm đạt từ 8 đến 9 m/s, phù hợp xây dựng các nhà máy điện gió công suất lớn.

Diện tích (km ²)	95.961	70.868	40.473	2.435	220	20	1
Diện tích (%)	45,70%	33,80%	19,30%	1,2%	0,1%	0,01%	>0%
Tiềm năng (MW)	956.161	708.678	404.732	24.351	2.202	200	10



Hình 1.3. Phân bố tốc độ gió trên lãnh thổ Việt Nam theo atlas mới

+ Trong khuôn khổ hợp tác giữa Bộ Công thương (MoIT) và Dự án Năng lượng gió GIZ (Hợp tác Phát triển Đức GIZ), một chương trình đo gió tại 10 điểm trên độ cao 80m đang được tiến hành tại các tỉnh cao nguyên và duyên hải Trung Bộ (đo ở 3 độ cao 80, 60, và 40 m so với bề mặt đất). Áp dụng các tiêu chuẩn IEC 61400-12 trong suốt quá trình đo gió. Dự án này được mong đợi sẽ cung cấp dữ liệu gió có tính đại diện cho các vùng có tiềm năng gió của Việt Nam để phục vụ cho phát triển điện gió trong thời gian tới. Ngoài ra, các báo cáo về quy trình và tiêu chuẩn lắp đặt cột đo gió cũng đang được hoàn thiện và sẽ là tài liệu tham khảo hữu ích cho các nhà phát triển điện gió nói chung.

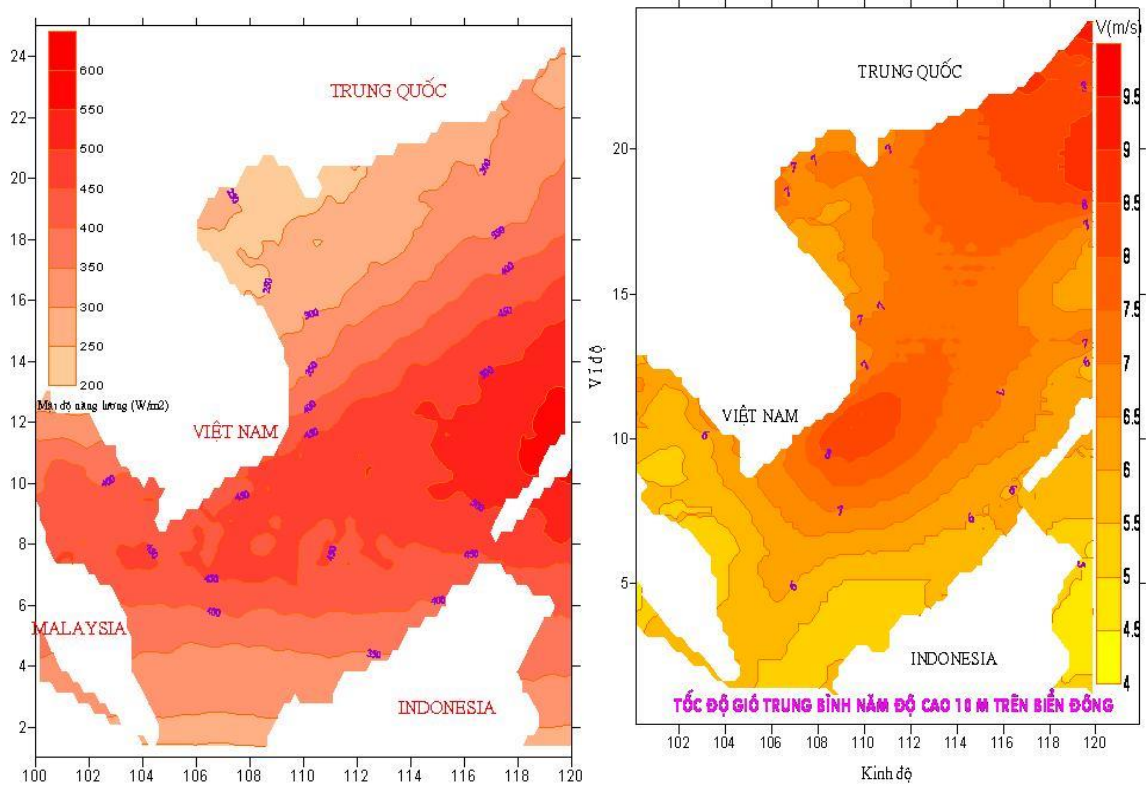
+ Tổ chức SWERA - 2006: Phân bố mật độ năng lượng gió trên biển Đông

Theo tổ chức SWERA [3], mật độ năng lượng gió ngoài biển của Việt Nam thuộc vào dạng khá, với khu vực biển Bình Thuận, Ninh Thuận có tiềm

năng lớn nhất là 450 W/m^2 , còn các vùng biển ven bờ từ khu vực Nam Trung Bộ vào đến vùng biển đảo Phú Quốc là có tiềm năng khá đạt 400 W/m^2 .

Theo đó, tiềm năng năng lượng gió tại các đảo ở khu vực Nam Trung Bộ trở vào sẽ lớn, ví dụ như các đảo Phú Quý, Côn Đảo, Phú Quốc...

+ Tổ chức NASA: Tốc độ gió trung bình năm giai đoạn 1999-2009 trên biển Đông



Hình 1.4. Tốc độ gió vùng ngoài biển Việt Nam [3]

Theo chuỗi số liệu của tổ chức NASA trong giai đoạn 1999-2009, khu vực có tiềm năng năng lượng gió ở độ cao 10m của Việt Nam là vùng biển Nam Trung Bộ trở vào và khu vực Đông Bắc.

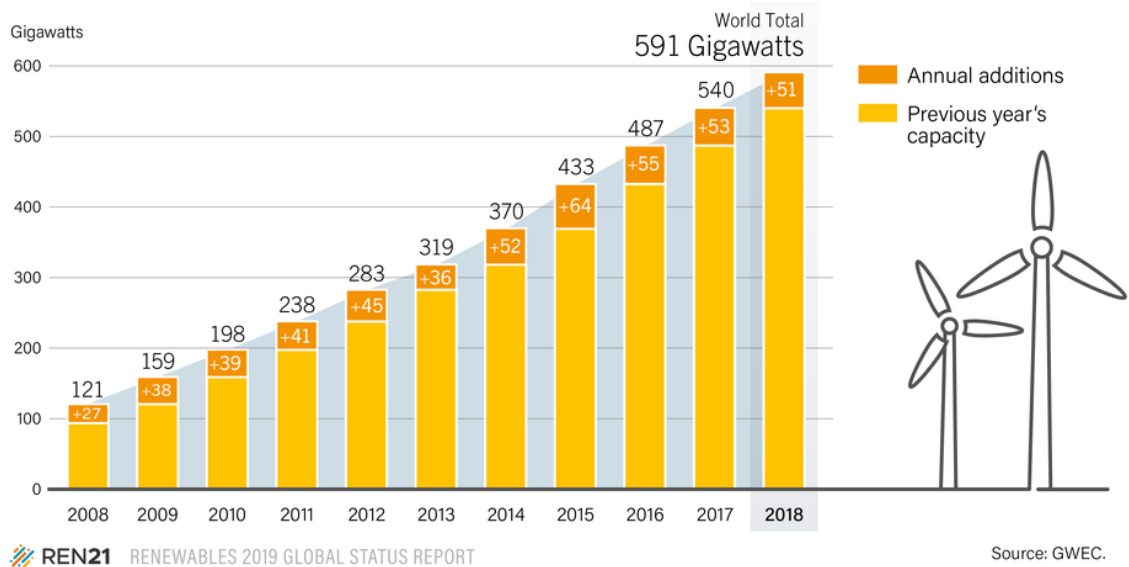
Như vậy theo đánh giá của các tổ chức nước ngoài về tiềm năng năng lượng gió ở các khu vực ven biển của Việt Nam, thì vùng ven biển Nam Trung Bộ là có tiềm năng năng lượng gió lớn nhất, tiếp đến là khu vực vùng biển miền Nam Việt Nam và vùng ven biển Đông Bắc Việt Nam.

I.3. Hiện trạng khai thác nguồn năng lượng gió ở Việt Nam

Hiện nay, do chi phí giảm giá thành nhanh chóng trên mỗi kWh (cả trên bờ và ngoài khơi) đã khiến năng lượng gió trở thành lựa chọn ít tốn kém nhất cho phát điện ở một số thị trường có tiềm năng năng lượng gió lớn và khu vực đang phát triển trên thế giới [4]. Dẫn đến, tính kinh tế của năng lượng gió đã trở thành

động lực chính cho các lắp đặt các tuabin phát điện mới [5]. Các mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo và giảm phát thải khí nhà kính và CO₂ cũng tiếp tục là động lực quan trọng của việc triển khai năng lượng gió nói riêng, và các nguồn tái tạo khác. Ngoài ra, các nguồn cung cấp điện lớn với giá thấp để đáp ứng nhu cầu điện tăng nhanh hoặc thay thế công suất điện than, khí khi nó ngày càng cạn kiệt.

Thực tế, thị trường điện gió toàn cầu tiếp tục tăng trưởng khá ổn định trong năm 2018, với công suất lắp đặt khoảng 51 GW trên toàn thế giới (bao gồm gần 47 GW điện gió trên bờ và khoảng 4,5 GW điện gió xa bờ), giảm khoảng 4% so với năm 2017. Công suất lắp đặt trên bờ chiếm toàn bộ sự suy giảm của thị trường lắp đặt điện gió. Đây là năm thứ năm liên tiếp có công suất bổ sung hàng năm vượt quá 50 GW, nhưng cũng là năm giảm thứ ba sau đỉnh điểm năm 2015. Vì vậy, công suất bổ sung năm 2018 đã tăng công suất tích lũy toàn thế giới lên 9 % tương đương 591 GW, với khoảng 568,4 GW công suất trên bờ và phần còn lại công suất ngoài khơi [6].

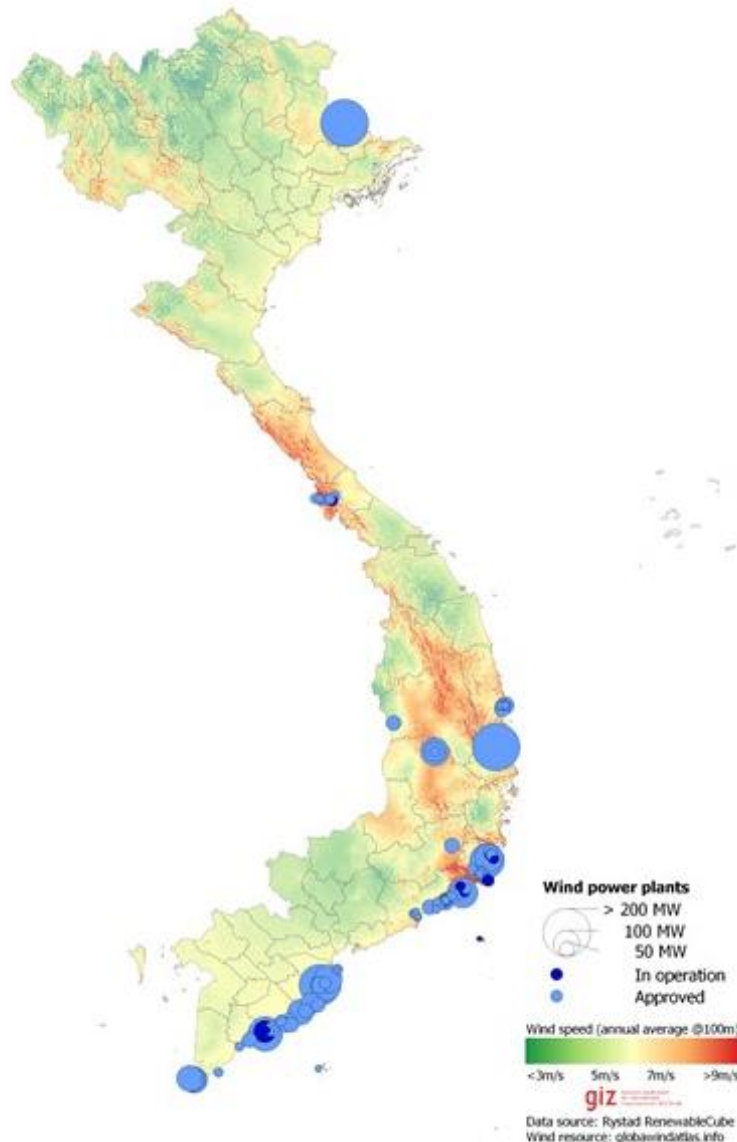


Hình 1.5. Công suất điện gió thế giới và công suất lắp đặt hàng năm giai đoạn 2008-2018 [6]

Châu Á là thị trường lớn phát triển năng lượng gió nhanh nhất trên thế giới, chiếm gần 52% tương đương với công suất hơn 262 GW, Châu Âu chiếm gần 22%, Bắc Mỹ chiếm gần 16% và khu vực Mỹ Latinh và Caribbean chiếm hơn 7% vào cuối năm 2018. Trong đó, Trung Quốc đã trở thành quốc gia đầu tiên có công suất các trang trại điện gió vượt 200 GW vào cuối năm 2018 và chứng kiến sự gia tăng trong lắp đặt các tuabin gió mới (tăng 7,5%) sau hai năm suy giảm. Trung Quốc đã lắp đặt thêm công suất điện gió trong năm 2018 là

khoảng 21,1 GW gồm có khoảng 19,5 GW trên bờ và gần 1,7 GW ngoài khơi, nâng tổng công suất lắp đặt trên toàn bộ lãnh thổ lên khoảng 210 GW [7].

Việt Nam có lợi thế rất lớn về năng lượng gió, với bờ biển dài hơn 3000km và nhiều hải đảo với vận tốc gió trung bình quanh năm từ 5m/s trở lên. Tuy nhiên, sự phát triển các dự án điện gió vẫn chưa tương xứng với tiềm năng này. Cụ thể tình hình đầu tư phát triển các dự án điện gió tính đến tháng 3 năm 2020 như sau:



Hình 1.6. Vị trí các dự án điện gió tại Việt Nam [8]

- Dự án điện gió đã được đưa vào quy hoạch phát triển điện lực: 78 dự án với tổng công suất khoảng 4.800 MW.

- Dự án vận hành phát điện: 11 dự án với tổng công suất 377 MW.

- 31 dự án đã ký hợp đồng mua bán điện tổng công suất 1.662,25 MW và dự kiến vào vận hành trong năm 2020 và 2021.

Ngày 10 tháng 9 năm 2018, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định 39 sửa đổi, bổ sung một số điều của Quyết định 37, theo đó giá điện được điều chỉnh tăng lên, cụ thể:

- Đối với điện gió trong đất liền: Giá mua điện tại điểm giao nhận điện là 1.927 đồng/kWh, tương đương 8,5 Uscent/kWh (chưa bao gồm VAT).

- Đối với điện gió trên biển: Giá mua điện tại điểm giao nhận điện là 2.223 đồng/kWh, tương đương 9,8 Uscent/kWh (chưa bao gồm VAT).

Giá điện trên được áp dụng cho các dự án điện gió có một phần hoặc toàn bộ nhà máy có ngày vận hành thương mại trước ngày 01 tháng 11 năm 2021 và áp dụng trong 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại.

Vị trí các dự án điện gió đã/đang/sẽ thực hiện tại Việt Nam được trình bày trong hình 1.6, các dự án điện gió hiện đang tập trung chủ yếu ở các tỉnh miền Trung và Nam bộ.

II. Đánh giá tiềm năng phát triển điện mặt trời ở Việt Nam

II.1. Cơ sở dữ liệu đo bức xạ mặt trời của các tổ chức Việt Nam

Việt Nam là quốc gia có tiềm năng năng lượng mặt trời (NLMT) rất phong phú, đặc biệt là khu vực miền Trung, miền Nam có nắng hầu như quanh năm. Có thể nói năng lượng mặt trời là nguồn năng lượng tái tạo có tiềm năng lớn nhất, ổn định nhất ở nước ta, có thể khai thác sử dụng rất có hiệu quả nguồn năng lượng này cho hiện tại và đặc biệt cho tương lai lâu dài ở Việt Nam. Do đặc thù về điều kiện tự nhiên nên khả năng sử dụng nguồn NLMT có sự khác biệt giữa hai miền Bắc và Nam. Ở miền Bắc trong thời gian mùa đông do trời có nhiều mây, mưa phùn (khoảng 3-4 tháng) nên hiệu suất sử dụng NLMT thấp, trong khi đó ở phía Nam có nắng quanh năm, rất thuận lợi cho việc sử dụng NLMT.

Ở Việt Nam, việc điều tra đánh giá tiềm năng năng lượng mặt trời đã được nhiều cơ quan nghiên cứu, trong đó chủ yếu do Viện khí tượng thủy văn thực hiện. Tính đến năm 1980, ngành khí tượng thủy văn đã xây lắp hơn 112 trạm đo khí tượng, trải dài khắp mọi miền tổ quốc từ vùng núi phía Bắc như Cao Bằng, Lai Châu đến hải đảo xa xôi như Phú Quốc, Côn Đảo. Các trạm khí tượng này đã tiến hành đo trong nhiều năm các số liệu khí tượng phục vụ cho ngành khí tượng thủy văn như số liệu về bức xạ mặt trời, số giờ nắng, nhiệt độ, độ ẩm, áp suất khí quyển, tốc độ gió, lượng mưa... Các số liệu về đo bức xạ MT bao gồm cường độ

trực xạ, tán xạ, tổng xạ, số giờ nắng trung bình ngày, tháng nhưng độ tin cậy của chuỗi số liệu này còn hạn chế do số liệu đo BXMT không liên tục, chỉ vào 5 thời điểm trong ngày, đó là 6h30, 9h30, 12h30, 15h30 và 18h30 và đo với các thiết bị công nghệ còn lạc hậu, độ chính xác chưa cao, chuỗi thời gian đo tại nhiều trạm không giống nhau, nhiều khu vực chưa có thiết bị đo bức xạ....Gần đây hệ thống thiết bị của trạm khí tượng thủy văn được nâng cấp, song vẫn còn nhiều bất cập. Đến thời điểm hiện tại chỉ còn khoảng 12-13 trạm trong cả nước duy trì đo số liệu bức xạ mặt trời thường xuyên.

Theo số liệu điều tra tính toán của ngành khí tượng thủy văn thì cường độ bức xạ mặt trời trung bình ngày trong năm ở khu vực phía Bắc là khoảng 4 kWh/m²/ngày và ở phía Nam là khoảng 5,2 kWh/m²/ngày. Số giờ nắng trung bình năm ở phía Bắc là 1600h và ở phía Nam là 2700h.

Bảng 2.1. Tổng hợp giá trị trung bình TXMT ngày trong năm và số giờ nắng của một số khu vực khác nhau ở Việt Nam [3]

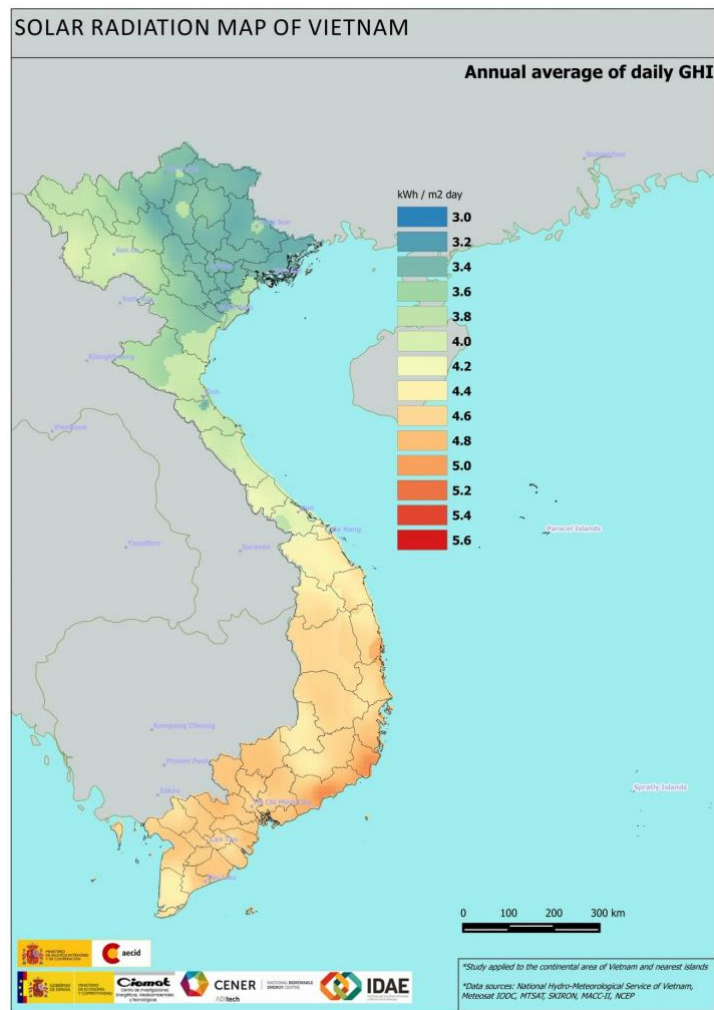
STT	Khu vực	TXMT trung bình (kWh/m ² .ngày)	Số giờ nắng trung bình (giờ/năm)
1	Khu vực Đông Bắc bộ và Đồng bằng Sông Hồng	3,3 – 4,6	1100 - 1600
2	Khu vực Tây Bắc bộ	4,3 – 5,3	1500 - 2100
3	Khu vực Bắc Trung Bộ	4,6 – 5,2	1600 - 1900
4	Khu vực Nam Trung bộ và Tây Nguyên	4,9 – 5,7	2000 - 2800
5	Khu vực Đông Nam bộ và Đồng bằng Sông Cửu Long	4,8 – 5,5	2200 - 2700
	Trung bình cả nước	4,6	2000

Từ dữ liệu về năng lượng mặt trời cho thấy nguồn NLMT ở nước ta có độ ổn định tương đối cao trong năm. Tiềm năng điện mặt trời là tốt nhất ở các vùng từ Thừa Thiên Huế trở vào miền Nam và vùng Tây Bắc bộ. Vùng Đông Bắc bộ và Đồng bằng sông Hồng có tiềm năng kém nhất.

II.2. Cơ sở dữ liệu đo bức xạ mặt trời của các tổ chức nước ngoài

Trong khuôn khổ dự án Hỗ trợ kỹ thuật “Thúc đẩy phát triển năng lượng mặt trời tại Việt Nam”, Tổng cục Năng lượng - Bộ Công thương Việt Nam và Cơ quan hợp tác phát triển Tây Ban Nha hợp tác triển khai dự án hỗ trợ kỹ thuật “Thúc đẩy phát triển năng lượng mặt trời tại Việt Nam” do Chính phủ Tây Ban Nha tài trợ không hoàn lại, được thực hiện từ năm 2013 với tổng giá trị là 1 triệu Euro. Bao gồm 3 phần: Một là đánh giá tiềm năng phát triển năng lượng mặt trời

và xây dựng bản đồ tiềm năng năng lượng mặt trời tại Việt Nam. Hai là xây dựng 2 dự án thí điểm năng lượng mặt trời, cụ thể tại trụ sở Bộ Công Thương (23 Ngô Quyền) và đảo Côn Đảo (Vũng Tàu). Dự án sử dụng dữ liệu thu được từ vệ tinh, dữ liệu sau đó được phân tích lại bằng cách sử dụng các mô hình, tính toán truyền qua và kết hợp với các trạm đo mặt đất để tạo ra các bản đồ cuối cùng của các thành phần bức xạ mặt trời các hệ thống năng lượng mặt trời. Các kết quả hàng năm và hàng tháng về tổng xạ phương ngang đã được thực hiện bởi một mô hình chủ yếu dựa trên số giờ nắng và dữ liệu thu được từ vệ tinh kết hợp với dữ liệu của 11 trạm đo mặt đất ở Việt Nam.

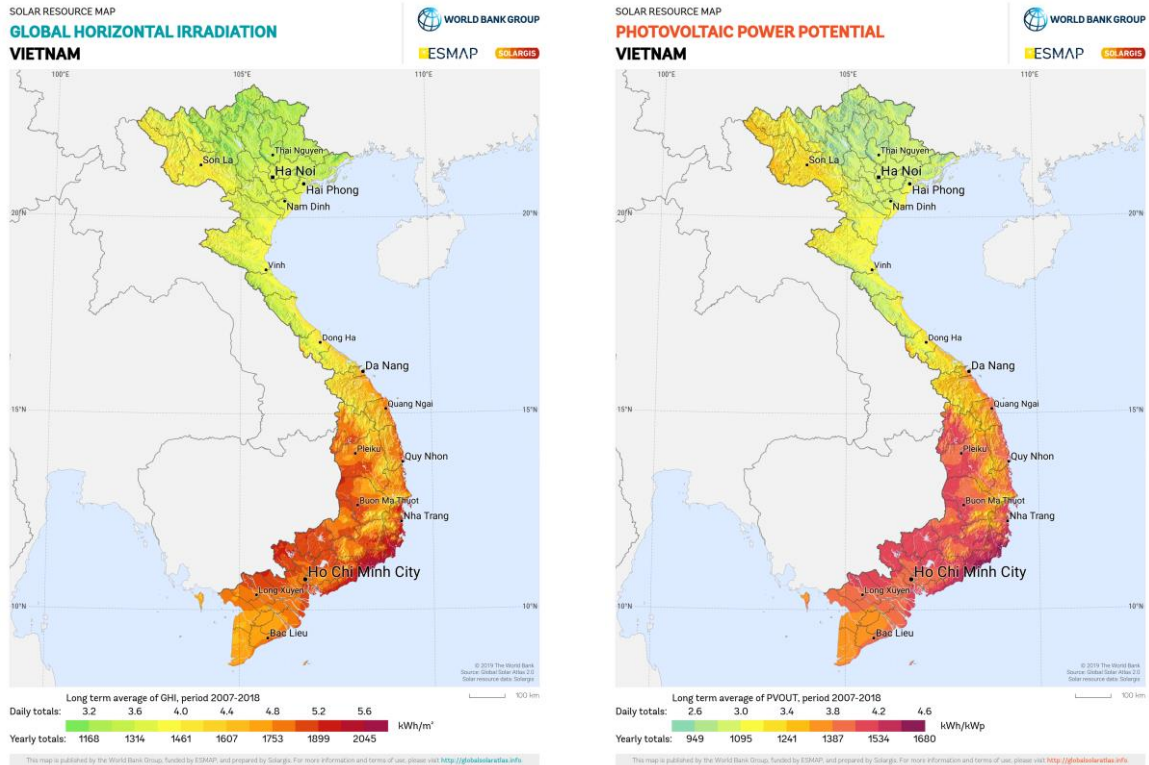


Hình 2.1. Tiềm năng năng lượng mặt trời tại Việt Nam (BCT & TBN) [9]

Theo nguồn dữ liệu bức xạ mặt trời của kết quả dự án, tổng xạ mặt trời trung bình ngày tại Việt Nam là từ khoảng 3,4kWh/m²/ngày đến khoảng 5,4 kWh/m²/ngày.

Năm 2017, Ngân hàng thế giới (WB) hợp tác cùng Solargis hỗ trợ chính phủ Việt Nam về đo đạc và lập bản đồ năng lượng mặt trời, đây là một phần trong gói hỗ trợ toàn diện của WB để thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo tại

Việt Nam, bao gồm cả hỗ trợ tư vấn cho các dự án điện mặt trời lớn đang tìm kiếm nguồn tài trợ thương mại. Trong gói hỗ trợ này, WB đã xây dựng 5 điểm đo bức xạ mặt trời. Từ các số liệu tại trạm đo, Solargis đã tiến hành xây dựng thành công bản đồ tiềm năng lý thuyết, bản đồ tiềm năng điện mặt trời tại Việt Nam. Kết quả cho thấy giá trị tổng xạ mặt trời của Việt Nam theo phương ngang dao động từ 2,8 kWh/m²/ngày đến 5,8 kWh/m²/ngày, giá trị tiềm năng điện mặt trời là từ 2,4 kWh/kWp/ngày đến 4,6 kWh/kWp/ngày.



Hình 2.2. Tiềm năng năng lượng mặt trời tại Việt Nam (WB & Solar Gis) [10]























II.3. Hiện trạng phát triển điện mặt trời tại Việt Nam

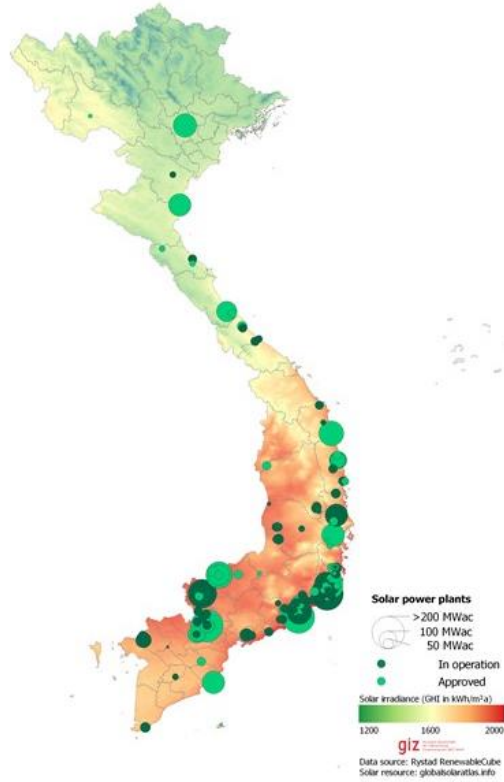
Pin mặt trời được nghiên cứu, ứng dụng ở Việt Nam khoảng từ trước những năm 1990. Nhưng phải đến những năm sau 1995 thì điện PMT mới được ứng dụng nhiều và chủ yếu ở các khu vực nông thôn miền núi, vùng sâu vùng xa. Việt Nam có tiềm năng năng lượng bức xạ mặt trời lớn, nên việc nghiên cứu phát triển công nghệ khai thác và sử dụng nguồn năng lượng này có ý nghĩa khoa học và thực tiễn. Một số ngành phát triển ứng dụng PMT là ngành bưu chính viễn thông. Các trạm pin mặt trời phát điện sử dụng làm nguồn cấp điện cho các thiết bị thu phát sóng của các bưu điện lớn, trạm thu phát truyền hình thông qua vệ tinh. Ở ngành bảo đảm hàng hải, các trạm PMT phát điện sử dụng làm nguồn cấp điện cho các thiết bị chiếu sáng, cột hải đăng, đèn báo sông.

Trong ngành công nghiệp, các trạm PMT phát điện sử dụng làm nguồn cấp điện dự phòng cho các thiết bị điều khiển trạm biến áp 500kV, thiết bị máy tính và sử dụng làm nguồn cấp điện nối với điện lưới quốc gia. Trong sinh hoạt của các hộ gia đình vùng sâu, vùng xa, các trạm PMT phát điện sử dụng để thắp sáng, nghe đài, xem vô tuyến. Trong ngành giao thông đường bộ, các trạm PMT phát điện dân được sử dụng làm nguồn cấp điện cho các cột đèn đường chiếu sáng.

Việc ứng dụng điện mặt trời nối lưới mới bước đầu phát triển ở Việt Nam những năm gần đây. Từ năm 2000 - 2010, các mô hình điện mặt trời nối lưới chủ yếu mang tính chất trình diễn, việc nghiên cứu chế tạo inverter nối lưới ở Việt Nam cũng mới chỉ trong giai đoạn đầu phát triển, đến năm 2017 tổng công suất điện mặt trời chỉ đạt khoảng 8 MWp. Tuy nhiên đến nay, việc ứng dụng điện mặt trời nối lưới đã phát triển rất mạnh mẽ. Theo số liệu của Bộ Công Thương cho biết, tổng công suất lắp đặt của các nhà máy điện mặt trời đã vận hành thương mại đã lên tới khoảng 4,8 GW tính đến hết năm 2019, và lần đầu tiên góp mặt trong bảng xếp hạng các quốc gia hàng đầu trên thế giới [11]. Quy mô công suất này đã vượt nhiều so với quy mô phát triển điện mặt trời dự kiến đến năm 2020 trong QH điện 7 điều chỉnh.

Bảng 2.2. Các quốc gia trong top 10 thế giới về lắp đặt PMT năm 2019 [11]

FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	30,1 GW	1		China	204,7 GW
(2)		European Union	16,0 GW	(2)		European Union	131,7 GW
2		United States	13,3 GW	2		United States	75,9 GW
3		India	9,9 GW	3		Japan	63 GW
4		Japan	7,0 GW	4		Germany (EU)	49,2 GW
5		Vietnam	4,8 GW	5		India	42,8 GW
6		Spain (EU)	4,4 GW	6		Italy (EU)	20,8 GW
7		Germany (EU)	3,9 GW	7		Australia	14,6 GW
8		Australia	3,7 GW	8		UK (EU in 2019)	13,3 GW
9		Ukraine	3,5 GW	9		Korea	11,2 GW
10		Korea	3,1 GW	10		France (EU)	9,9 GW



Hình 2.3. Vị trí các dự án điện mặt trời tại Việt Nam [8]

Vị trí các dự án điện trời thực hiện tại Việt Nam được trình bày trong hình 2.4, các dự án điện mặt trời hiện đang tập trung chủ yếu ở các tỉnh miền Trung và Nam bộ.



Hình 2.4. Phát triển điện mặt trời áp mái [12]

Trong khi đó, điện mặt trời áp mái (ĐMTAM) được đánh giá có tính chất phân tán, tiêu thụ tại chỗ, thời gian phát chủ yếu vào ban ngày, làm giảm áp lực về phụ tải lưới điện và giảm gánh nặng về đầu tư hệ thống. Theo số liệu của Tập đoàn điện lực Việt Nam - EVN cho biết chỉ tính riêng điện mặt trời áp mái, tới

ngày 12/9/2020 đã có 49154 dự án lắp hệ thống điện mặt trời trên mái nhà với tổng công suất lắp đặt là 1240 MWp [12].

III. Các giải pháp kỹ thuật – công nghệ khai thác hiệu quả, bền vững nguồn NLTT ở quy mô tập trung (cho phát điện thương mại) và quy mô phân tán (cho sử dụng tại chỗ).

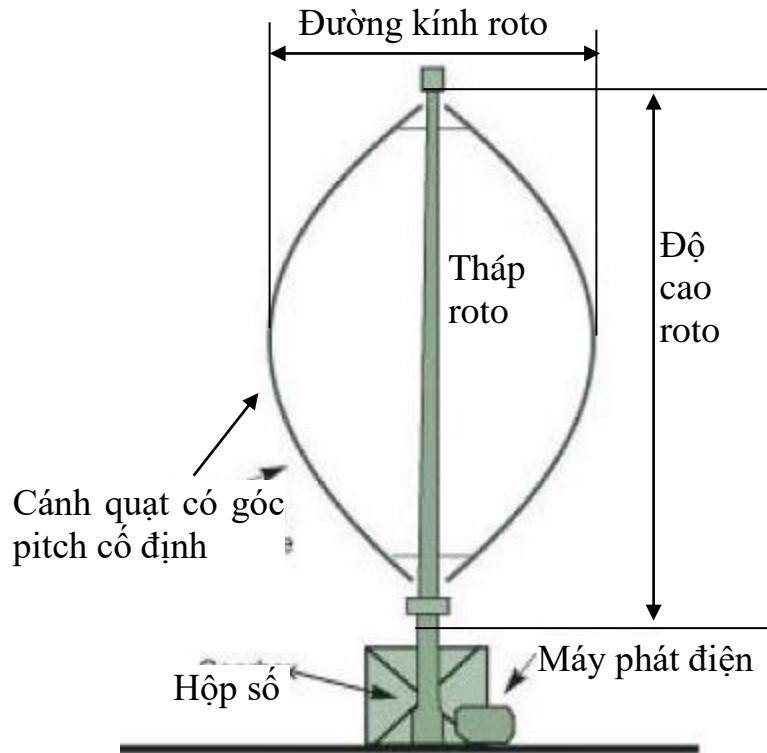
III.1. Công nghệ khai thác điện gió

Đối với công nghệ tuabin gió, một số loại và hình dạng tuabin gió đã được thiết kế và phát triển từ lâu trên thế giới. Một số thiết kế cụ thể đã được giới thiệu để phục vụ nghiên cứu trong các thí nghiệm trong hầm gió. Có một số cách để phân loại tuabin gió như phân loại theo dạng trục hoặc theo công suất. Trong tài liệu này, tuabin gió được chia thành loại trục ngang (HAWT) và loại trục dọc (VAWT). Ngoài ra, các tuabin gió trục ngang được phân loại theo tua bin gió chính gió (upwind) và ngược gió (downwind).

III.1.1 Tuabin gió trục dọc

Roto Savonius được sử dụng như một máy thông khí trên các toa xe lửa hoặc xe tải, và máy đo tốc độ cốc dùng để đo vận tốc gió là những ví dụ về quay quanh trục dọc. Với công nghệ và sự sáng tạo, các kỹ sư đã thành công trong việc phát triển các thiết kế tuabin gió trục dọc, cũng như áp dụng hiệu quả lực khí động học trong thiết kế. Thiết kế tuabin gió trục dọc được đề xuất vào năm 1925, của kỹ sư người Pháp Darrieus, được coi là một thiết kế đầy hứa hẹn cho các tuabin gió hiện đại. Đối với roto Darrieus, các cánh quạt có hình dạng và xoay theo hình của cánh quạt quanh trục dọc. Tuabin gió Darrieus tốt nhất là được chế tạo với hai hoặc ba cánh quạt được thể hiện ở hình 2.

Thiết kế cơ bản đơn giản của tuabin gió trục dọc bao gồm hệ thống trụ đỡ bằng bê tông có chứa các bộ phận cơ và dây điện, hộp số và máy phát đặt ở mặt đất và không có hệ thống điều chỉnh tự quay theo chiều gió (yaw system). Đối với khu vực đô thị, máy phát điện đặt gần mặt đất, do đó, vận hành và bảo trì VAWT dễ dàng hơn tuabin gió trục ngang. VAWT có thể được sử dụng ở các khu vực thành phố và tốc độ gió thấp.



Hình 3.1. Tuabin gió trục dọc Darrieus

Ưu điểm của VAWT là:

- Tháp của VAWT không cần quá to để hỗ trợ máy phát và hộp số.
- VAWT không cần hệ thống quay theo chiều gió.

Nhược điểm của VAWT là:

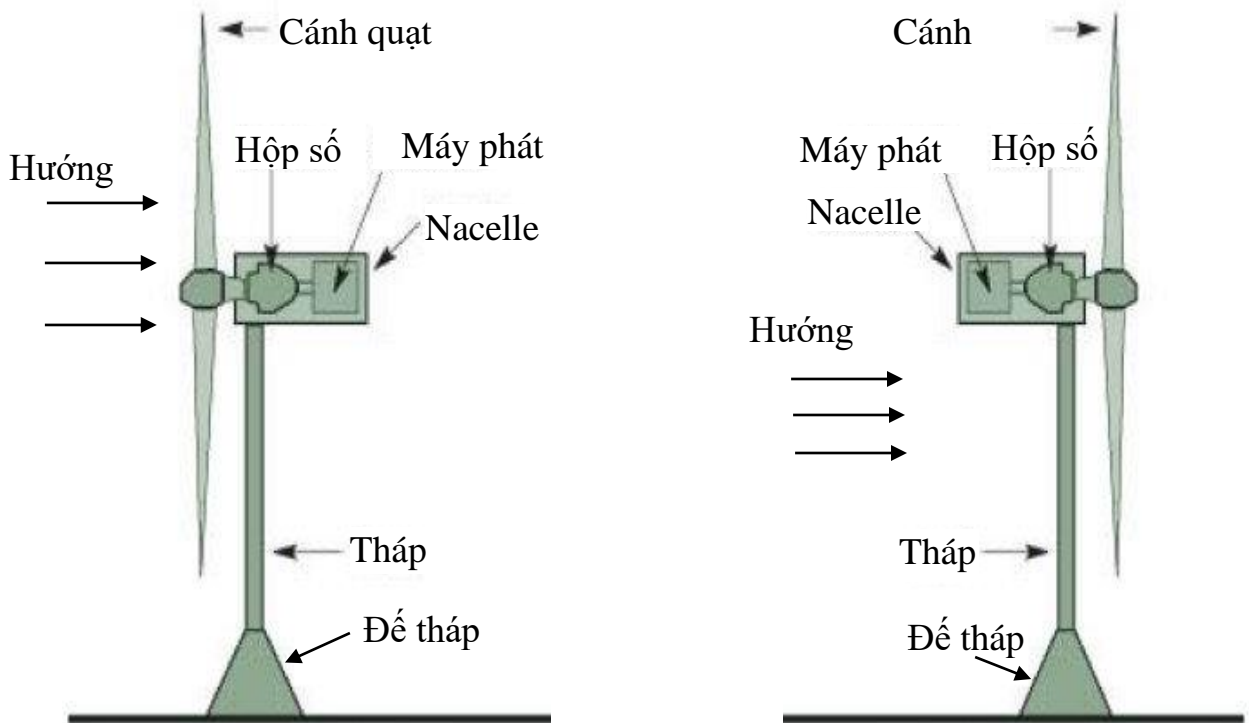
- Tốc độ gió gần với mặt đất nên có độ nhiễu cao và tốc độ thấp. Tốc độ gió ở phần dưới của roto là rất thấp.
- Hiệu suất của VAWT là thấp.
- VAWT không tự khởi động, nó có thể sử dụng máy phát điện làm động cơ để khởi động.

Nhìn chung, tuabin gió trục dọc và chủ yếu là dạng roto Darrieus, vẫn có tiềm năng phát triển ở những khu vực tốc độ gió thấp, nhiễu loạn cao, hoặc trong khu vực đô thị.

III.1.2 Tuabin gió trục ngang

Hầu như tất cả các tuabin gió thương mại ngày nay đều là tuabin gió trục ngang (HAWT). Roto của HAWT quay quanh trục ngang nằm gần như song song với mặt đất như trong hình 3.2. Các cánh quạt được lắp ráp vuông góc với

trục quay. Số cánh quạt phổ biến nhất của HAWT thường là ba cánh. Một số HAWT có 1 cánh, 2 cánh, 4 cánh, v.v., tùy thuộc vào mục đích sử dụng.



Hình 3.2. Tuabin gió trục ngang: cùng ngược gió (upwind) và theo hướng gió (downwind)

Những thiết kế HAWT là nguyên tắc thiết kế chủ đạo trong công nghệ năng lượng gió ngày nay. Các thành phần và cấu hình của chúng là điển hình của một tuabin gió hiện đại: Cánh quạt, hộp số, máy phát điện, tháp, đế. Khác với VAWT, HAWT sẽ đặt hệ thống máy phát điện, hộp số, thiết bị khác ở trong nacelle trên đỉnh tháp. Các cánh quạt được gắn vào nacelle.

Ưu điểm của HAWT là:

- HAWT có tháp cao, vì vậy nó đón được tốc độ gió cao và ít nhiễu loạn.
- HAWT có công suất đầu ra cao và hiệu suất khí động học cao.
- Hệ thống điều khiển theo hướng gió của HAWT để quay các cánh quạt theo hướng gió.

- Cánh quạt của HAWT có góc xoắn, vì vậy cánh quạt có thể có được góc tấn công tốt nhất.

Nhược điểm của HAWT là:

- HAWT khó vận chuyển và lắp đặt vì trọng lượng của nó quá lớn.

- HAWT khó bảo trì vì nacelle được lắp đặt trên đỉnh tháp cao.

Những lợi thế này là lý do tại sao hầu hết tất cả các tuabin gió phát điện được xây dựng cho đến nay đều có cánh quạt trục ngang.

Tuabin ngược gió (upwind): Tuabin ngược hướng gió có các cánh quạt quay trước nacelle và tháp. Các cánh quạt của tuabin gió ngược hướng thường cứng hơn vì lực gió tác động lên các cánh quạt hướng về tháp. Do đó, các cánh quạt của tuabin ngược gió sẽ làm tăng trọng lượng cánh quạt và tải trọng áp dụng cho tuabin gió. Hơn nữa, các tuabin ngược gió cần một hệ thống điều khiển quay theo hướng gió (yaw system) để quay cánh quạt theo gió. Loại tuabin ngược gió là phổ biến nhất trên thế giới. Ưu điểm chính của loại này là ít hiệu ứng bóng tháp hơn, do đó nó có thể giảm tải trọng trên các cánh quạt. Tuy nhiên, đây cũng là một bất lợi của tuabin ngược gió, khoảng cách giữa các cánh quạt và tháp phải đủ rộng để tránh rủi ro va chạm giữa các cánh quạt và tháp. Việc dự đoán dao động của cánh quạt trong điều kiện gió hỗn loạn phải chính xác để tránh thiệt hại cho cánh quạt và tháp.

Tuabin theo hướng gió (downwind): Tuabin theo hướng gió có các cánh quạt quay phía sau nacelle và tháp. Nếu các cánh quạt và nacelle được thiết kế phù hợp, tuabin theo hướng gió không cần hệ thống điều khiển ngáp. Roto của tuabin gió được vận hành bằng gió hỗn loạn được tạo ra bởi sự suy giảm vận tốc của bóng tháp. Một ưu thế đáng kể của tuabin theo hướng gió là cánh quạt nhẹ. Tuabin theo hướng gió có thể chấp nhận sự dao động lớn của đầu cánh quạt mà không bị ảnh hưởng bởi va chạm với tháp. Vì vậy, cánh quạt có thể được chế tạo với việc giảm độ cứng và trọng lượng. Các moment uốn có thể được giảm bởi lực ly tâm. Từ khía cạnh khác, ảnh hưởng của luồng khí phía sau tháp là nhược điểm của tuabin theo chiều gió. Khi roto đi qua tháp, dao động tải trọng mỗi trên tuabin cao hơn. Hiệu suất của tuabin gió giảm vì tốc độ gió bị giảm.

III.1.3 Trạm điện gió độc lập

Hệ thống điện gió độc lập sử dụng tuabin gió để biến đổi phong năng thành điện năng. Điện năng từ tuabin gió qua bộ điều khiển sẽ được trữ bằng hệ thống acquy, cấp trực tiếp cho phụ tải một chiều DC, hoặc có thể sử dụng bộ chuyển đổi DC/AC để có thể cấp điện cho các phụ tải xoay chiều AC.



Hình 3.3. Sơ đồ hệ thống điện gió độc lập

Các thành phần chính trong trạm điện gió:

+ Tuabin gió là thành phần quan trọng nhất có chức năng chuyển đổi động năng của gió thành cơ năng (roto), sau đó chuyển cơ năng thành điện năng thông qua máy phát điện.

+ Bộ điều khiển sạc được sử dụng để có thể sạc ắc quy một cách an toàn và hiệu quả bằng cách theo dõi điện áp của ắc quy, nếu điện áp đó đạt đến mức tối đa thì bộ điều khiển sẽ bật thiết bị dumpload như là phụ tải giả để tiêu tán lượng điện dư thừa từ tuabin gió nhằm chặn việc sạc quá nhiều vào ắc quy đã đầy. Do sau khi bộ ắc quy đã được sạc đầy, tuabin gió cần ngừng sạc bộ ắc quy vì việc sạc quá nhiều ắc quy là rất có hại do khiến ắc quy bị hỏng, nguy cơ cháy nổ, v.v. Bộ điều khiển sạc điện gió được lựa chọn phù hợp với điện áp, dòng điện làm việc của máy phát điện gió và điện áp hệ thống ắc quy.

+ Ắc quy lưu trữ năng lượng trong những khoảng thời gian không có gió hoặc trong thời gian điện lưới mất điện.

+ Dump load (phụ tải giả) là thiết bị tiêu tán năng lượng dư thừa từ các hệ thống điện gió độc lập khi tuabin gió đang hoạt động và ắc quy đã nạp đầy hoặc hệ thống tuabin gió nối lưới khi đã mất điện lưới.

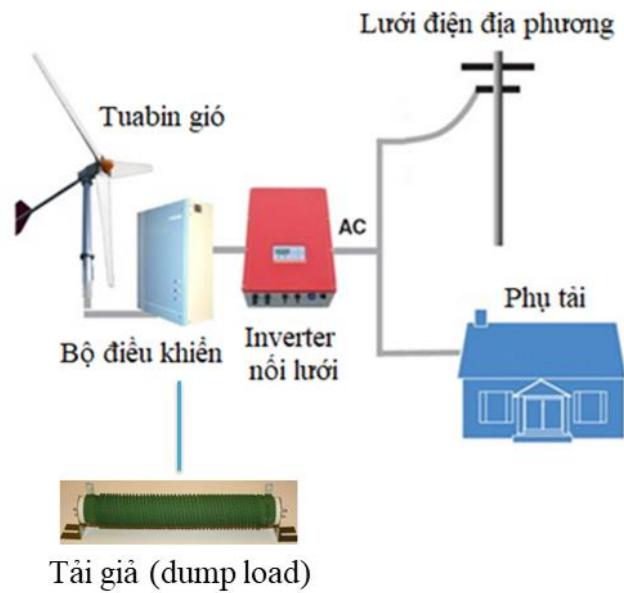
+ Bộ biến tần Inverter chuyển đổi dòng điện một chiều (DC) thành dòng điện xoay chiều (AC) và có thể kết nối với lưới điện địa phương trong trường hợp điện gió nối lưới. Inverter được lựa chọn dựa trên điện áp và dòng điện làm việc của máy phát điện gió. Công suất inverter độc lập phải đủ lớn để có thể đáp

ứng được khi tất cả phụ tải hoạt động đồng thời.

+ Phụ tải AC/DC: là các thiết bị tiêu thụ điện có điện áp một chiều hoặc điện áp xoay chiều.

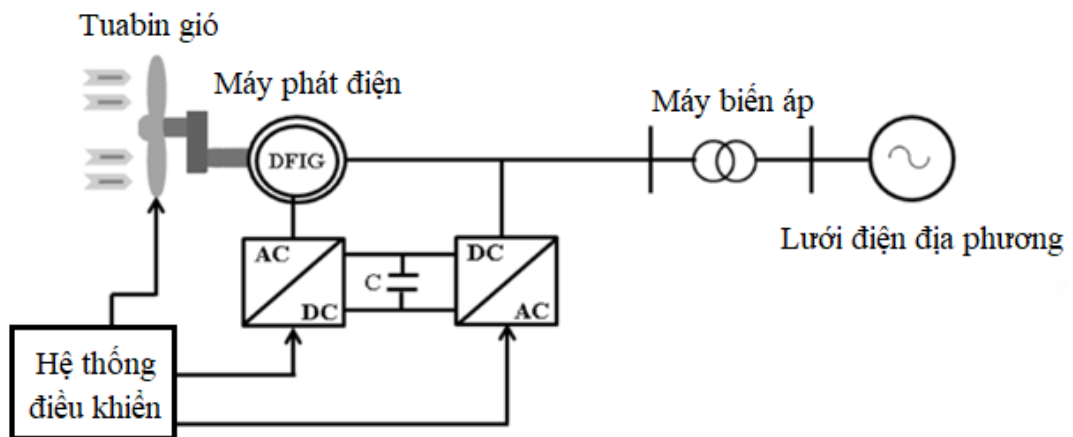
III.1.3. Điện gió nối lưới

Hệ thống điện gió nối lưới quy mô nhỏ sử dụng tuabin gió để biến đổi phong năng thành điện năng. Điện năng từ tuabin gió qua bộ điều khiển và inverter DC/AC nối lưới sẽ truyền tải điện xoay chiều lên lưới điện địa phương và cũng có thể cấp điện cho các phụ tải xoay chiều của hộ tiêu thụ.



Hình 3.4. Hệ thống điện gió nối lưới quy mô nhỏ

Đối với các hệ thống điện gió quy lớn từ vài trăm kW trở lên thì điện năng xoay chiều thu được từ thiết bị Inverter DC/AC sẽ được truyền qua máy biến áp để nâng điện áp ở cấp phù hợp hòa đồng bộ vào lưới điện quốc gia.

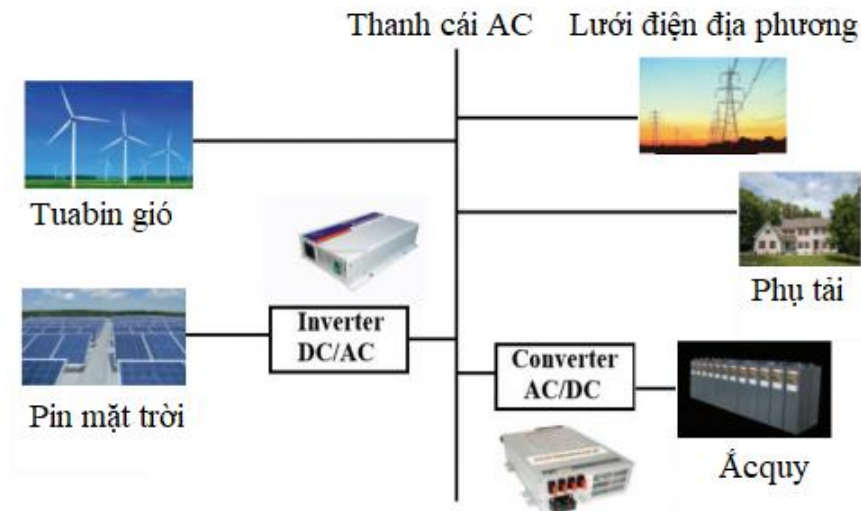


Hình 3.5. Hệ thống điện gió nối lưới quy mô lớn

III.1.4. Hệ thống điện tái tạo hỗn hợp nối lưới

Cấu hình của hệ thống năng lượng tái tạo hỗn hợp nối lưới điển hình được mô tả trong Hình 3.6. Hệ thống bao gồm lưới điện, pin mặt trời, tuabin gió, ắc quy, Inverter DC/AC nối lưới, và một bộ điều khiển nạp.

Ở chế độ hoạt động bình thường, phụ tải điện sẽ ưu tiên sử dụng điện được cấp từ các nguồn điện tái tạo là gió và mặt trời. Điện năng sản xuất từ các tuabin gió và pin mặt trời khi thừa sẽ được nạp vào hệ thống ắc quy thông qua bộ điều khiển nạp. Khi ắc quy đầy, thì điện năng từ hệ thống pin mặt trời có thể được cấp vào lưới điện xoay chiều AC trong khu vực. Khi điện lưới bị mất, thì ắc quy sẽ cấp điện năng để duy trì hoạt động liên tục, ổn định cho hệ thống phụ tải ưu tiên.



Hình 3.6. Hệ thống điện tái tạo hỗn hợp nối lưới điển hình

Mạng lưới điện đóng vai trò tích trữ điện năng lúc dàn pin mặt trời phát điện và cung cấp điện trở lại cho phụ tải tiêu dùng khi cần thiết trong trường hợp điện gió và điện mặt trời không thể hoạt động do ảnh hưởng của thời tiết.

III.2. Công nghệ khai thác điện mặt trời

III.2.1. Hệ thống điện mặt trời độc lập

Hệ thống điện mặt trời độc lập sử dụng dàn pin mặt trời để biến đổi quang năng thành điện năng. Điện năng từ dàn pin mặt trời qua bộ điều khiển sẽ được

cấp trực tiếp cho phụ tải DC, hoặc được trữ bằng hệ thống acquy. Hoặc có thể sử dụng bộ chuyển đổi DC/AC để có thể cấp điện cho các phụ tải AC.



Hình 3.7. Sơ đồ hệ thống điện mặt trời độc lập

Hiện nay, hệ thống điện mặt trời độc lập đã và đang được lắp đặt ở nhiều nước trên thế giới, trong đó có Việt Nam do đã có sự phát triển về kỹ thuật và giá cả cũng đã hợp lý hơn. Tuy nhiên, việc hoạt động của hệ thống này chịu ảnh hưởng rất lớn của yếu tố thời tiết. Trong trường hợp thời tiết không thích hợp, hệ thống không thể cung cấp điện ổn định và liên tục cho phụ tải. Hơn nữa, trong trường hợp phải cung cấp điện cho các phụ tải quy mô lớn, hệ thống thường chiếm diện tích rất lớn.

Một nhược điểm nữa của hệ thống điện mặt trời độc lập là phải dùng bộ ắc quy, vừa đắt tiền, phải chăm sóc thường xuyên và vừa gây ra ô nhiễm môi trường. Mặt khác các bộ ắc quy cũng chỉ tích được một lượng điện năng có hạn, còn với các dàn PMT hàng chục hay hàng trăm kW thì sử dụng ắc quy tích điện là một vấn đề khó khăn rất lớn, thậm chí là không thể.

Ứng dụng chủ yếu của hệ thống điện mặt trời độc lập là cung cấp điện năng phục vụ cho đồng bào, chiến sĩ ở những khu vực xa điện lưới quốc gia như vùng sâu, vùng xa, biên giới, hải đảo.



a. Hệ thống bơm



b. Hệ thống lọc nước



c. Hệ thống đèn đường



d. Hệ thống điều hòa nhiệt độ

Hình 3.8. Ứng dụng điện mặt trời độc lập

Các thành phần chính trong hệ thống:

+ Dàn pin mặt trời: bao gồm nhiều môđun pin mặt trời ghép lại với nhau. Tùy theo yêu cầu về công suất, điện thế và dòng điện mà các môđun được ghép nối tiếp, song song hay hỗn hợp. Hàng ngày khi có ánh sáng mặt trời chiếu dàn pin mặt trời thì dàn pin sẽ phát ra dòng điện một chiều cung cấp cho hệ thống.

+ Bộ Inverter chuyển đổi nguồn DC thành AC với hiệu suất cao, dạng sóng hình sin chuẩn với tần số ổn định.

+ Hệ thống ắc quy gồm một hay một số bình ắc quy được nối nối tiếp, song song hay hỗn hợp dùng để tích trữ điện năng cung cấp cho các thiết bị tiêu thụ điện trong thời gian không có ánh sáng mặt trời. Dung lượng của ắc quy (đo bằng ampe-giờ (Ah) hay oát-giờ (Wh)) phải được tính toán phù hợp với công suất dàn PMT.

+ Bộ điều khiển nạp: là một thiết bị điện tử có nhiệm vụ tự động điều hoà các quá trình dàn PMT nạp điện cho bộ ắc quy và quá trình bộ ắc quy cấp điện cho các tải. Khi dung lượng ắc quy đạt 100%, thì BDK tự động cắt hay giảm dòng điện nạp từ dàn PMT, để tránh cho ắc quy khỏi bị sôi làm hỏng ắc quy. Ngược lại, vì lý do nào đó như thời tiết xấu, ít hay không có nắng dài ngày, ắc

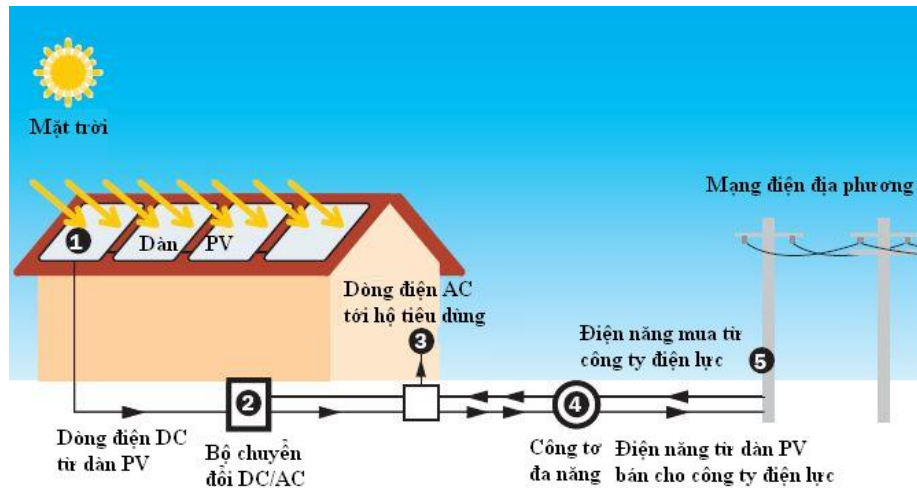
quy có thể bị dùng kiệt dẫn đến hư hỏng, BDK sẽ tự động cắt mạch tải. Khi dung lượng ắc quy đã đạt cao hơn giới hạn dưới nói trên thì BDK lại tự động đóng mạch tải.

+ Phụ tải AC/DC: là các thiết bị tiêu thụ điện có điện áp một chiều hoặc điện áp xoay chiều.

Một số ứng dụng khác đã được chế tạo dựa trên nguyên lý của hệ thống điện mặt trời độc lập như là bơm, bộ lọc nước, đèn, điều hòa nhiệt độ một chiều, thiết bị nạp điện cho điện thoại, ô tô chạy bằng điện mặt trời ...

III.2.2. Hệ thống điện mặt trời nối lưới

a. Hệ thống quy mô nhỏ



Hình 3.9. Sơ đồ nguyên lý hệ thống điện mặt trời nối lưới áp mái

Khi điều kiện thời tiết thuận lợi, dàn pin mặt trời hấp thụ năng lượng mặt trời và phát điện. Điện từ dàn pin mặt trời dưới dạng một chiều qua bộ chuyển đổi DC/AC để biến đổi thành dòng xoay chiều có hiệu điện thế, tần số phù hợp và được hoà vào mạng lưới điện công nghiệp (qua một công tơ để chỉ số điện năng phát lên lưới). Khi sử dụng điện, người ta lấy điện từ lưới qua một công tơ thứ hai. Hàng tháng, công ty điện lực lấy số chỉ của các công tơ để biết chủ hộ được nhận tiền điện (nếu số chỉ của công tơ sử dụng ít hơn số chỉ của công tơ phát lên lưới) hay phải trả thêm tiền điện (nếu ngược lại) từ các công ty điện lực.

Mạng lưới điện đóng vai trò tích trữ điện năng lúc dàn pin mặt trời phát điện và cung cấp trở lại người tiêu dùng khi cần thiết. Để thay thế việc sử dụng 2 công tơ đo đếm lượng điện năng giữa hộ tiêu dùng và công ty điện lực thì có thể

sử dụng một công tơ đa năng quay theo 2 chiều cho phép đo đếm lượng điện năng mà chủ hộ bán hoặc mua từ công ty điện lực địa phương.

Các thành phần chính của một hệ thống điện mặt trời nối lưới

+ Dàn pin mặt trời (PMT): bao gồm nhiều môđun pin mặt trời ghép lại với nhau. Tùy theo yêu cầu về công suất, điện thế và dòng điện mà các môđun được ghép nối tiếp, song song hay hỗn hợp. Hàng ngày khi có ánh sáng mặt trời chiếu dàn pin mặt trời thì dàn pin sẽ phát ra dòng điện một chiều cung cấp cho hệ thống. Công suất phát của dàn pin mặt trời tỷ lệ thuận với cường độ bức xạ mặt trời.

+ Máy cắt điện một chiều: dùng để đóng cắt dòng điện một chiều từ dàn pin mặt trời để phục vụ cho việc kiểm tra, sửa chữa.

+ Bộ Inverter 12VDC, 24VDC, 48VDC/220VAC chuyển đổi nguồn DC thành AC với hiệu suất cao, dạng sóng hình sin chuẩn với tần số ổn định.

+ Máy cắt điện xoay chiều: dùng để đóng cắt dòng điện giữa dàn pin mặt trời và mạng điện công nghiệp để phục vụ cho việc kiểm tra, sửa chữa.

+ Công tơ dùng để đo đếm lượng điện năng phát vào lưới điện và từ lưới điện đến hộ tiêu thụ.

+ Ngoài ra, hệ thống cũng có thể sử dụng thêm hệ thống acquy để trữ điện đề phòng trường hợp điện lưới bị cắt trong những ngày thời tiết không thuận lợi.

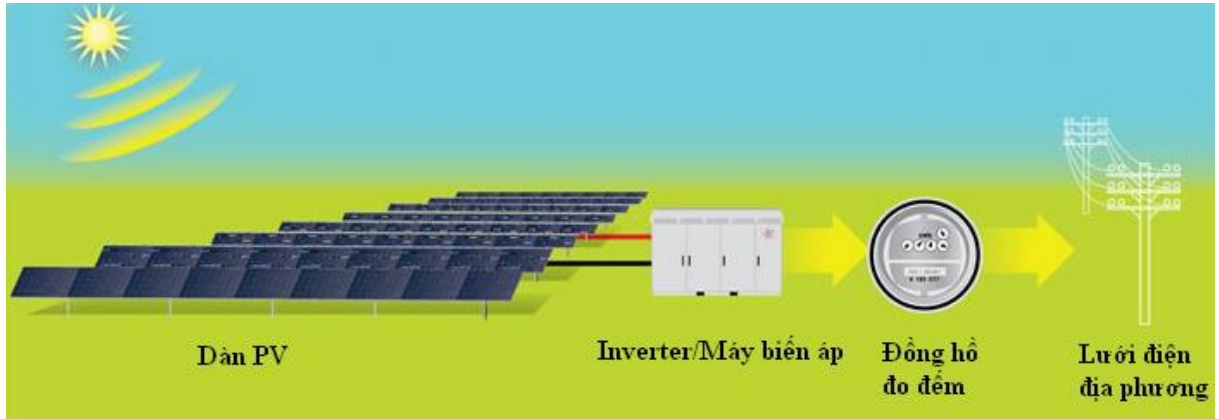
Ưu điểm của hệ thống:

- Giảm được chi phí trả cho lượng điện năng sử dụng hàng tháng. Hệ thống cũng không phát sinh các chi phí hàng tháng khác và rất ít khi phải bảo dưỡng. Nhờ đó, mà việc sử dụng điện luôn ổn định và tiết kiệm. Các hệ thống điện mặt trời có công suất lớn còn có thể kiếm thêm thu nhập cho hộ gia đình hoặc các cơ quan nhờ việc bán điện năng cho công ty điện lực địa phương.

- Năng lượng mặt trời là nguồn năng lượng sạch, thân thiện với môi trường. Sử dụng năng lượng điện mặt trời sẽ cho phép giảm sự phụ thuộc vào các nguồn năng lượng hoá thạch (dầu mỏ, than đá...).

- Ở các nước có nền công nghiệp điện mặt trời phát triển, chính phủ có các chính sách hỗ trợ, khuyến khích các hộ gia đình, các cơ quan hành chính sử dụng hệ thống điện mặt trời nối lưới.

b. Hệ thống quy mô lớn



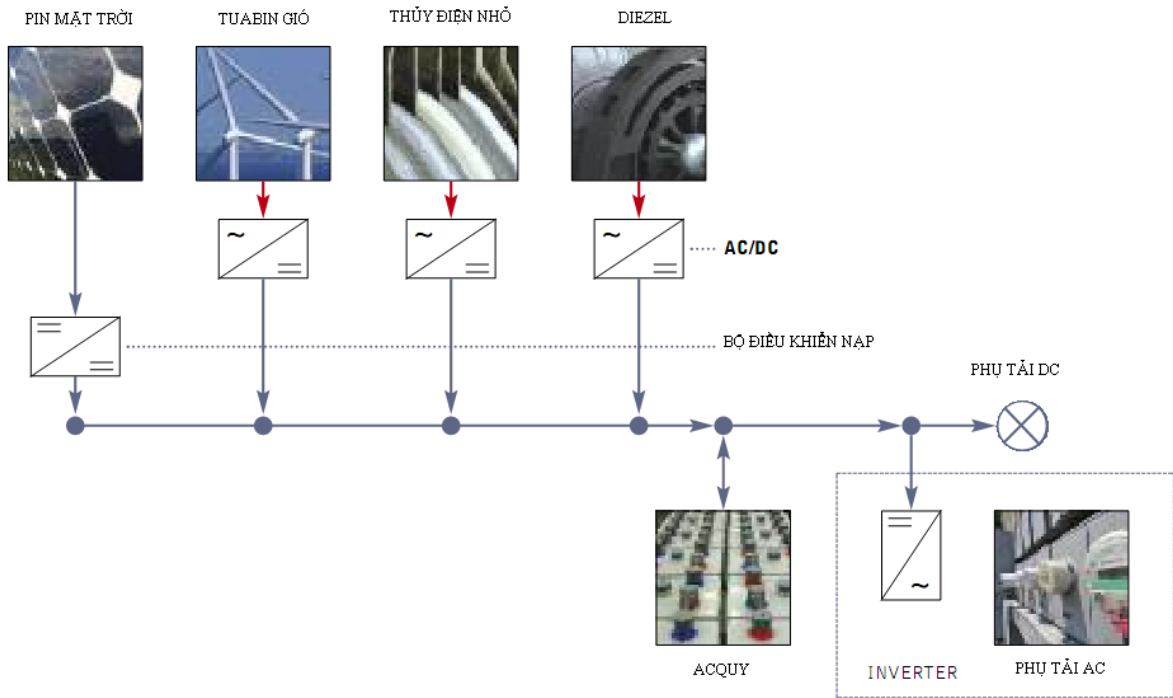
Hình 3.10. Hệ thống điện mặt trời nối lưới quy mô lớn

Các hệ thống điện mặt trời nối lưới quy mô lớn thường có công suất từ vài MWp đến vài trăm MWp, điện năng tạo ra từ hệ thống sẽ được phát thẳng lên lưới điện địa phương. Các nhà máy này thường được xây dựng ở các khu vực có diện tích lớn và có nhiều nắng quanh năm.

III.2.3. Hệ thống năng lượng hỗn hợp

Hệ thống năng lượng hỗn hợp được sử dụng để kết hợp hai hay nhiều nguồn năng lượng, các thiết bị tích trữ năng lượng (mặt trời, gió, thủy điện nhỏ, biogas, diesel...) trong một khu vực nhất định. Ưu điểm của hệ thống năng lượng hỗn hợp là khắc phục được nhược điểm của giải pháp sử dụng đơn lẻ từng nguồn NLTT bằng việc cho phép khai thác tối đa các nguồn, cung cấp năng lượng liên

tục, ổn định ngay cả trong trường hợp một hay nhiều nguồn năng lượng không thể cung cấp. Mô hình cụ thể và quy mô xây dựng phụ thuộc vào nhu cầu và khả năng các nguồn năng lượng tại khu vực.



Hình 3.11. Hệ thống năng lượng hỗn hợp

Một hệ thống năng lượng hỗn hợp thường gồm các thành phần chính như sau:

- Nguồn năng lượng tái tạo (mặt trời, gió...).
- Nguồn năng lượng dự phòng (ví dụ máy phát diesel).
- Hệ thống tích trữ năng lượng.
- Bộ điều khiển nạp.
- Các thiết bị khác (bộ chuyển đổi Inverter, hộp đấu nối, dây dẫn...).
- Các thiết bị tiêu thụ điện năng (đèn, TV...).

Khi thời tiết thuận lợi, hệ thống chủ yếu sẽ cung cấp năng lượng từ các nguồn NLTT.Ắc quy sẽ cung cấp năng lượng trong khoảng thời gian ngắn (3-4ngày) khi hệ thống không thể hoạt động do thời tiết xấu. Do giá nhiên liệu ngày càng cao nên nếu các máy diesel chạy nhiều thì sẽ khiến cho chi phí vận hành tăng và gây ô nhiễm đến môi trường. Vì vậy máy phát diesel sẽ chỉ hoạt động với

vai trò nguồn năng lượng ổn định trong trường hợp hệ thống năng lượng hỗn hợp không thể hoạt động trong thời gian dài.

Các hệ thống năng lượng hỗn hợp thường có công suất từ 1kw cho đến vài trăm kW. Mô hình cụ thể và quy mô xây dựng phụ thuộc vào nhu cầu và khả năng các nguồn năng lượng tại khu vực.

Hiện nay, nhiều hãng sản xuất ắc quy đã có thể chế tạo các hệ thống lưu trữ công suất lớn, điều này đã giúp tăng công suất lắp đặt các hệ thống điện hỗn hợp đủ cung cấp điện ổn định cho quy mô phụ tải độc lập lớn như khu vực hải đảo và tăng độ ổn định vận hành của các nhà máy điện gió, điện mặt trời nổi lưới.



Hình 3.12. Hệ thống acquy công suất lớn kết hợp điện gió, điện mặt trời

IV. Đánh giá tiềm năng kinh tế - kỹ thuật phát triển điện gió và hiện trạng phát triển tính đến cuối năm 2019 ở Ninh Thuận

IV.1. Tiềm năng kinh tế - kỹ thuật phát triển điện gió tại Ninh Thuận

IV.1.1. Định nghĩa tiềm năng năng lượng gió

Tiềm năng từ năng lượng gió sẽ được định nghĩa và phân chia thành các loại sau:

Tiềm năng lý thuyết: là tiềm năng thuần túy về mặt năng lượng, có được thông qua việc xử lý các số liệu quan trắc khí tượng. Tiềm năng được gọi là lý thuyết vì thực chất để khai thác được tiềm năng này, còn cần rất nhiều các yếu tố

khác. Khu vực được coi là có tiềm năng gió khi vận tốc gió trung bình năm tại độ cao đặt tua bin xếp loại từ khá trở lên (6,0m/s trở lên).

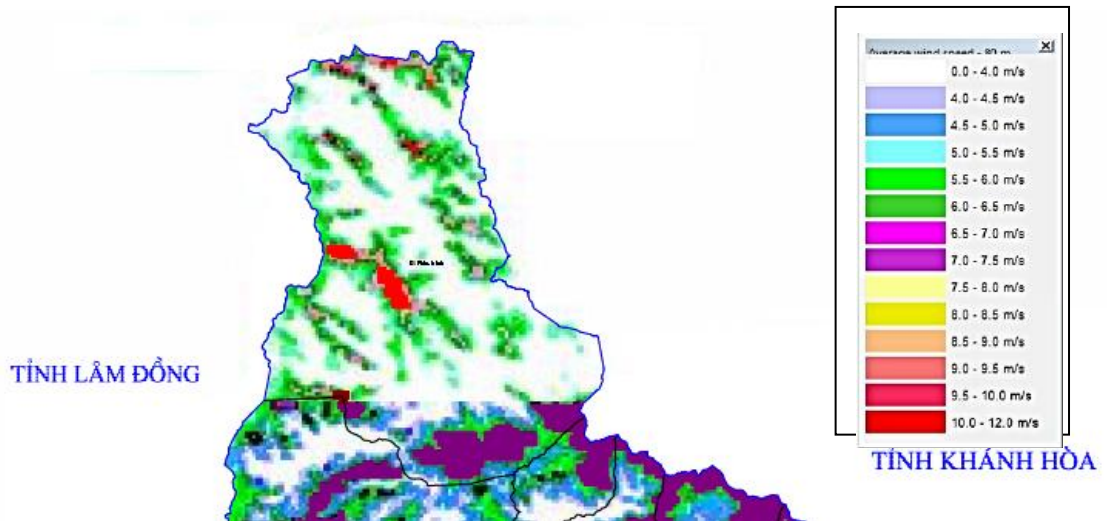
Tiềm năng kỹ thuật: khu vực được coi là có tiềm năng kỹ thuật khi được đánh giá là có thể triển khai xây dựng và vận hành với điều kiện kỹ thuật và công nghệ hiện nay. Một khu vực có tiềm năng lý thuyết nhưng địa hình quá hiểm trở, không có khả năng vận chuyển vật tư thiết bị đến, không thể tiếp cận để thi công, hoặc không thể đấu nối với hệ thống điện thì được xem là không khả thi hoặc không có tiềm năng kỹ thuật.

Tiềm năng quy hoạch (hay tiềm năng kinh tế): một khu vực có thể phù hợp với nhiều chức năng khác nhau, khi quy hoạch cho chức năng này sẽ không thực hiện được chức năng khác. Ví dụ: khu vực quy hoạch cho công nghiệp sẽ không phù hợp với phong điện vốn cần mặt bằng rộng, thoáng và giá đất rẻ. Tua bin gió không thể bố trí trong khu vực tôn giáo do những lo ngại về phá hỏng cảnh quan...Tuy nhiên, một số chức năng có thể “sống chung” với phong điện mà không gặp bất kỳ trở ngại nào. Cần lưu ý là, khi phát triển một nhà máy phong điện trong khu vực tiềm năng, các tua bin gió sẽ được phân bố rải rác, và khi nhà máy đi vào hoạt động, diện tích chiếm đất vĩnh viễn sẽ vào khoảng 5% diện tích khu vực nghiên cứu. Phần diện tích đất còn lại (khoảng 95%) vẫn hoàn toàn thích hợp để quy hoạch cho trồng trọt, chăn nuôi hoặc thậm chí cho lâm nghiệp đan xen với phong điện nhằm phát huy hiệu quả sử dụng đất và khai thác hiệu quả nguồn tài nguyên thiên nhiên.

Tiềm năng tài chính (hay tiềm năng khả thi): là khu vực mà khi triển khai dự án có thể khai thác hiệu quả, đem lại lợi nhuận cho chủ đầu tư trong điều kiện hiện tại. Tiềm năng này phụ thuộc rất nhiều yếu tố: suất đầu tư, sản lượng điện sản xuất, giá bán điện, khả năng bán tín dụng giảm khí phát thải, chính sách trợ giá của Chính phủ, khả năng huy động vốn, khả năng triển khai dự án v.v.. Tiềm năng về tài chính do vậy có thể thay đổi rất lớn theo thời gian, một khu vực được đánh giá là hiện tại không có tiềm năng về tài chính, có thể sẽ có tiềm năng này trong năm sau. Trong bối cảnh Việt Nam, đa số các yếu tố nêu trên đều chưa rõ ràng, tiềm năng tài chính được xem như khả năng triển khai hoạt động điện gió trong giai đoạn 5 năm tới theo đánh giá chủ quan của các bên liên quan.

IV.1.2. Tiềm năng lý thuyết năng lượng gió tại Ninh Thuận [13]

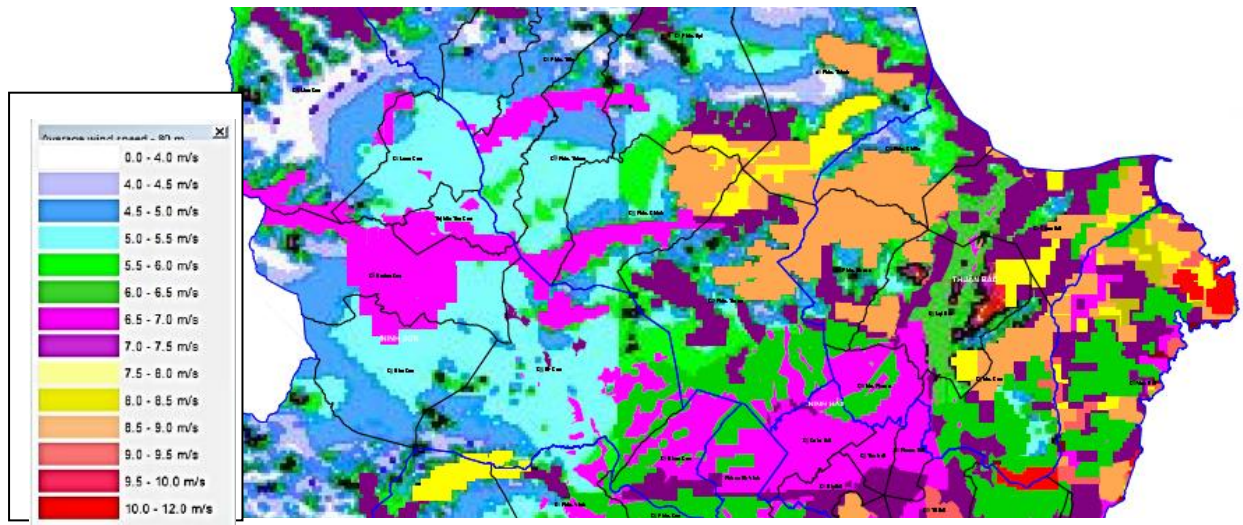
+ Khu vực phía Bắc tỉnh Ninh Thuận (phía Bắc huyện Ninh Phước)



Hình 4.1. Bản đồ QH năng lượng gió phía Bắc tỉnh Ninh Thuận

Theo QHPT điện gió tỉnh Ninh Thuận thì khu vực này đa số có tốc độ gió < 6m/s, chỉ có một vài khu vực trên các dãy núi có tốc độ từ 7-7,5 m/s.

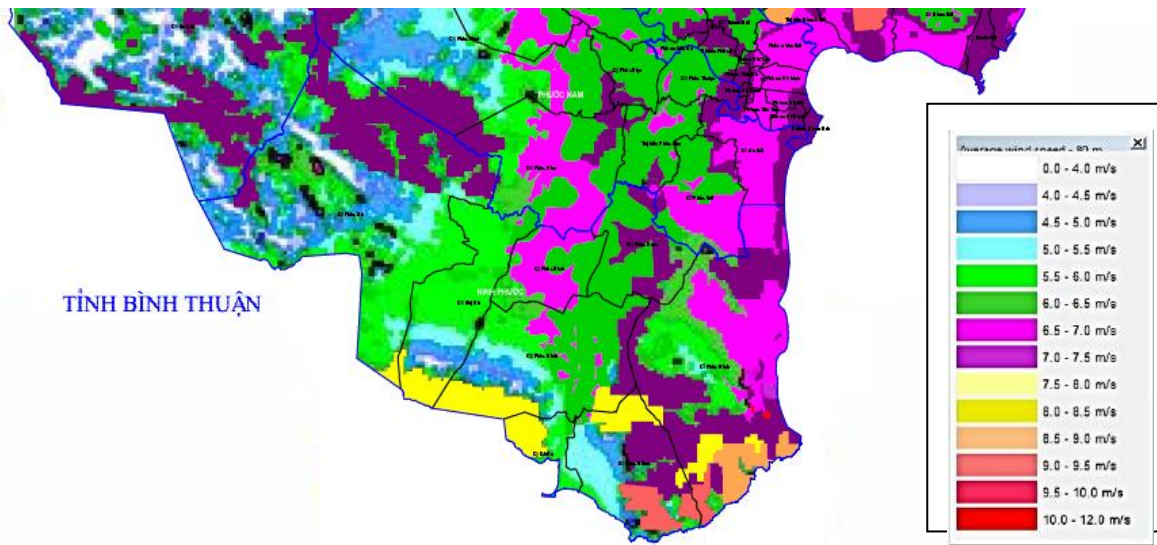
+ Khu vực Thuận Bắc, Ninh Hải, Ninh Sơn các xã phía Nam huyện Bác Ái



Hình 4.2. Bản đồ QH năng lượng gió Thuận Bắc, Ninh Hải, Ninh Sơn các xã phía Nam huyện Bác Ái

Khu vực có tiềm năng gió lớn là khu vực duyên hải, khu vực có tiềm năng gió lớn thuộc các xã của huyện Thuận Bắc và Ninh Hải, bản đồ của QHPT điện gió Ninh Thuận đánh giá khu vực này tốc độ gió đa số từ 6,5m/s đến 7,5 m/s ở độ cao 80m và một số khu vực ở đồi núi cao vận tốc từ 7,5 m/s đến 8,5 m/s. Bản đồ tiềm năng gió Việt Nam đánh giá khu vực này tốc độ gió đa phần từ 6,5m/s đến 7,0m/s và một số khu vực trên những đỉnh núi cao lên đến 7,75m/s

+ Khu vực TP. Phan Rang-Tháp Chàm, Thuận Nam, Ninh Phước



Hình 4.3. Bản đồ QH năng lượng gió TP. Phan Rang-Tháp Chàm, Thuận Nam, Ninh Phước

Khu vực có tiềm năng gió lớn là khu vực duyên hải dọc biển, khu vực có tiềm năng gió lớn thuộc các xã/phường của huyện/TP Phan Rang – Tháp Chàm, Thuận Nam và Ninh Phước, bản đồ QHPT điện gió đánh giá khu vực này tốc độ gió đa số là 7 m/s đến 7,5 m/s ở độ cao 80m. Bản đồ tiềm năng gió Việt Nam đánh giá khu vực này tốc độ gió đa phần từ 7m/s đến 7,25m/s. Ngoài ra, khu vực phía Tây Nam cũng có một số khu vực có tiềm năng gió từ 7 đến 7,5m/s, tuy nhiên khu vực này có địa hình cao và nhiều đồi núi.

IV.1.3. Tiềm năng kỹ thuật năng lượng gió tại Ninh Thuận [13]

Tổng diện tích khu vực có tiềm năng gió kỹ thuật của Ninh Thuận là 89.983 ha, chiếm 26,8% tổng diện tích toàn tỉnh, phân bố theo đơn vị hành chính như sau:

Bảng 3.1. Phân bố tiềm năng gió kỹ thuật ở Ninh Thuận

Vận tốc gió	Diện tích (ha)	Khu vực phân bố
6,0-6,5	23.660	Ninh Sơn, Thuận Bắc, Ninh Hải, Thuận Nam, Ninh Phước, Phan Rang-Tháp Chàm
6,5-7,0	32.980	Bác Ái, Ninh Sơn, Thuận Bắc, Ninh Hải, Thuận Nam, Ninh Phước, Phan Rang – Tháp Chàm

7,0-7,5	26.180	Bác Ái, Ninh Sơn, Thuận Bắc, Ninh Hải, Thuận Nam, Ninh Phước, Phan Rang – Tháp Chàm
7,5-8,0	3.495	Bác Ái, Ninh Sơn, Thuận Bắc, Ninh Hải, Thuận Nam, Ninh Phước
8,0-8,5	79	Thuận Bắc, Ninh Hải
8,5-9,0	2.694	Thuận Bắc, Ninh Hải, Thuận Nam, Ninh Phước, Phan Rang-Tháp Chàm
9,0-9,5	692	Thuận Bắc, Ninh Hải, Ninh Phước
trên 9,5	203	Thuận Bắc, Ninh Hải, Ninh Phước

Tổng công suất phong điện về mặt kỹ thuật có thể lắp đặt trên địa bàn Ninh Thuận ước khoảng 3.599 MW. Lượng công suất này được ước tính dựa trên tổng diện tích khu vực có tiềm năng gió kỹ thuật và giả thiết rằng mật độ bố trí công suất tua bin gió là 1MW/25ha.

IV.1.4. Tiềm năng kinh tế năng lượng gió tại Ninh Thuận [13]

Tổng diện tích khu vực có tiềm năng gió kinh tế của Ninh Thuận là 21.490 ha, chiếm 6,4% tổng diện tích toàn tỉnh, phân bố theo đơn vị hành chính và cấp vận tốc gió như bảng sau:

Bảng 3.2. Phân bố tiềm năng gió quy hoạch theo đơn vị hành chính

Huyện	Vận tốc gió	Diện tích (ha)	Khu vực phân bố
TP. Phan Rang - Tháp Chàm	6,5-7,0	390,6	Phường Đô Vinh, Thành Hải, Văn Hải
	7,0-7,5	29,38	Phường Đô Vinh, Thành Hải, Phước Mỹ, Văn Hải
Bác Ái	6,0-6,5	58	Xã Phước Thắng, Phước Đại
	6,5-7,0	1,249	Xã Phước Thắng, Phước Tiến, Phước Tân, Phước Trung
Ninh Hải	6,5-7,0	2.156	Xã Nhơn Hải
	7,0-7,5	1.216	Xã Trí Hải, Nhơn Hải, Vĩnh Hải, Hộ Hải, Phương Hải, Thanh Hải
	7,5-8,0	10,16	Xã Vĩnh Hải
	8,0-8,5	18,23	Xã Vĩnh Hải

Huyện	Vận tốc gió	Diện tích (ha)	Khu vực phân bố
	8,5-9,0	13,35	Xã Vĩnh Hải
	9,0-9,5	23,2	Xã Vĩnh Hải, Thị Trấn Khách Hải
	>9,5	69,23	Xã Vĩnh Hải
Thuận Nam	6,5-7,0	2.184	Xã Phước Minh
	7,0-7,5	923,2	Xã Phước Ninh, Phước Dinh, Phước Diêm, Phước Nam
	>9,5	24,8	Xã Phước Dinh
Thuận Bắc	6,5-7,0	1.140	Xã Lợi Hải, Bắc Phong, Bắc Sơn, Công Hải
	7,0-7,5	1.261	Xã Lợi Hải, Bắc Phong, Bắc Sơn, Công Hải
	8,5-9,0	21,1	Xã Lợi Hải, Công Hải
	9,0-9,5	23,6	Xã Lợi Hải, Công Hải
Ninh Phước	6,5-7,0	4.621	Xã Phước Hữu, Phước Thái
	7,0-7,5	1.043	Xã Phước Hậu, TT Phước Dân
Ninh Sơn	6,5-7,0	4.834	Quảng Sơn, TT Tân Sơn
	7,0-7,5	180,7	Xã Mỹ Sơn

Tổng công suất điện gió lắp đặt trên vùng quy hoạch ước khoảng 1.433MW. Lượng công suất này được ước tính dựa trên tổng diện tích khu vực có tiềm năng gió quy hoạch và giả thiết rằng mật độ bố trí công suất tua bin gió là khoảng 1MW/15ha.

IV.1.5. Tiềm năng tài chính năng lượng gió tại Ninh Thuận [13]

Các khu vực có tiềm năng về tài chính trong giai đoạn quy hoạch là khu vực có vận tốc gió trung bình tối thiểu 6,5 m/s.

Bảng 3.3. Tổng công suất điện gió lắp đặt trong quy hoạch

Tốc độ gió trung bình ở 80m	Khá	Tương đối tốt	Tốt	Rất tốt
	(6,5-7,0 m/s)	(7,0-7,5m/s)	(7,5-8,0m/s)	(>8,0m/s)
Diện tích (ha)	16.575	4.653	10	194

% trên tổng diện tích	4,93	1,38	0	0,06
MW tiềm năng	1.105	310	1	13

Bảng 3.4. Phân bố tiềm năng gió tài chính (khả thi) theo đơn vị hành chính

Vùng	Phân bố	Tổng diện tích (ha)	Công suất dự kiến (MW)
Vùng 1	Huyện Thuận Bắc (Xã Công Hải, Lợi Hải, Bắc Phong) và Huyện Ninh Sơn (Xã Nhơn Sơn, Mỹ Sơn) và Huyện Ninh Hải (Xã Xuân Hải), Huyện Bác Ái (Xã Phước Trung)	2.446	163
Vùng 2	Huyện Ninh Hải và Thành phố Phan Rang-Tháp Chàm (Phường Văn Hải, Đông Hải)	3.926	262
Vùng 3	Huyện Ninh Phước (Xã Phước Vinh, Phước Sơn, Phước Hậu, Phước Thái, Phước Hữu) và Thuận Nam (Phước Ninh, Phước Minh, Nhị Hà)	5.664	378
Vùng 4	Vùng ven biển huyện Ninh Phước (Xã Anh Hải, Phước Hải, Thị trấn Phước Dân, Phước Thuận) và Thuận Nam (Phước Nam, Phước Minh, Phước Dinh, Phước Diêm)	3.132	209
Vùng 5	Huyện Ninh Sơn (Thị Trấn Tân Sơn, Quảng Sơn) và Huyện Bác Ái (Xã Phước Thắng, Phước Tiến)	6.264	418
	Tổng cộng	21.432	1.429

Như vậy, tổng diện tích khu vực có tiềm năng gió tài chính của Ninh Thuận là 21.432 ha, chiếm 6,38% tổng diện tích toàn tỉnh, phân bố theo cấp vận tốc gió như bảng trên. Tổng công suất điện gió lắp đặt trong giai đoạn quy hoạch ước khoảng 1.429 MW. Lượng công suất này được ước tính dựa trên tổng diện tích khu vực có tiềm năng gió tài chính và giả thiết rằng mật độ bố trí công suất tua bin gió là khoảng 1MW/15ha.

Căn cứ vào phân bố khu vực tiềm năng gió tài chính, có thể chia thành 5 vùng quy hoạch điện gió cho giai đoạn 2011-2020.

IV.2. Hiện trạng phát triển điện gió tại tỉnh Ninh Thuận

Tính đến tháng 6/2020, Ninh Thuận có khoảng 10 dự án điện gió được cấp quyết định chủ trương đầu tư, có 3 dự án đã vận hành thương mại gồm:

1. Nhà máy điện gió Trung Nam; Chủ đầu tư: Công ty Cổ phần Điện gió Trung Nam; Địa điểm: Lợi Hải, Bắc Phong, huyện Thuận Bắc; Diện tích: 900 ha; Công suất: 151.95 MW; Vốn đầu tư: 5,719 tỷ đồng.

2. Nhà máy điện gió Mũi Dinh; Chủ đầu tư: Công ty TNHH Điện gió Mũi Dinh; Địa điểm: Phước Dinh, huyện Thuận Nam; Diện tích: 200 ha; Công suất: 37.6 MW; Vốn đầu tư: 1,472 tỷ đồng.

3. Nhà máy điện gió Đầm Nai; Chủ đầu tư: Công ty CP Điện gió Đầm Nai; Địa điểm: Xã Phương Hải, huyện Ninh Hải và xã Bắc Sơn, Bắc Phong, huyện Thuận Bắc; Diện tích: 761.6 ha; Công suất: 39.375 MW; Vốn đầu tư: 1,523 tỷ đồng.

Tuy nhiên, quá trình đầu tư các dự án cũng gặp không ít khó khăn, một trong những khó khăn, vướng mắc lớn nhất hiện nay là vấn đề giải tỏa công suất các nhà máy năng lượng tái tạo.

Hệ thống truyền tải hiện có trên địa bàn tỉnh chỉ giải tỏa công suất khoảng 800-1.000 MW, chưa đáp ứng nhu cầu giải tỏa công suất các dự án điện năng lượng đã và sẽ vận hành.

Trong số các dự án đã đưa vào vận hành thương mại, có các dự án phải giảm phát từ 20-30% công suất, có thời điểm giảm phát lên đến 60% công suất để đảm bảo ổn định hệ thống truyền tải.

Trong khi đó, các công trình lưới điện truyền tải được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt điều chỉnh bổ sung quy hoạch điện VII điều chỉnh, hầu hết đầu tư triển khai chậm tiến độ và đóng điện đều sau năm 2020.

Do đó, việc giải phóng công suất 2.000 MW đến hết năm 2020 như tính toán sẽ gặp rất nhiều khó khăn, làm thiệt hại và ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả đầu tư của dự án và thu ngân sách của tỉnh.

Ngoài ra, quá trình giải phóng mặt bằng để thực hiện các dự án năng lượng tái tạo tại các địa phương cũng đang gặp vướng mắc về vấn đề quy chủ, xác định

nguồn gốc đất đai để lập phương án bồi thường; quy định về thủ tục chuyển đổi mục đích sử dụng đất liên quan đến đất rừng để thực hiện các dự án điện tái tạo cũng đang gặp rất nhiều khó khăn khiến thời gian thực hiện dự án kéo dài.

V. Đánh giá tiềm năng kinh tế - kỹ thuật phát triển điện mặt trời và hiện trạng phát triển tính đến cuối năm 2019 ở Ninh Thuận

V.1. Tiềm năng kinh tế - kỹ thuật phát triển điện mặt trời tại Ninh Thuận

V.1.1. Tiềm năng lý thuyết năng lượng mặt trời

Ngân hàng Thế giới đã cung cấp Bản đồ năng lượng mặt trời toàn cầu này cùng với một loạt các lớp dữ liệu GIS toàn cầu, khu vực và quốc gia, để hỗ trợ mở rộng việc sử dụng năng lượng mặt trời trong các quốc gia khách hàng, trong đó có Việt Nam. Công trình này được tài trợ bởi Chương trình hỗ trợ quản lý ngành năng lượng (ESMAP), một quỹ ủy thác nhiều nhà tài trợ do Ngân hàng Thế giới quản lý và được hỗ trợ bởi 13 nhà tài trợ song phương chính thức. Đây là một phần của sáng kiến ESMAP toàn cầu về Bản đồ tài nguyên năng lượng tái tạo bao gồm sinh khối, thủy điện nhỏ, năng lượng mặt trời và gió.

Ngân hàng Thế giới đã chọn Solargis là nhà cung cấp dữ liệu năng lượng mặt trời toàn cầu và các dịch vụ đánh giá năng lượng mặt trời liên quan. Bản đồ năng lượng mặt trời toàn cầu này đã được Solargis chuẩn bị theo hợp đồng với Ngân hàng Thế giới, dựa trên cơ sở dữ liệu tài nguyên năng lượng mặt trời mà họ sở hữu và duy trì.

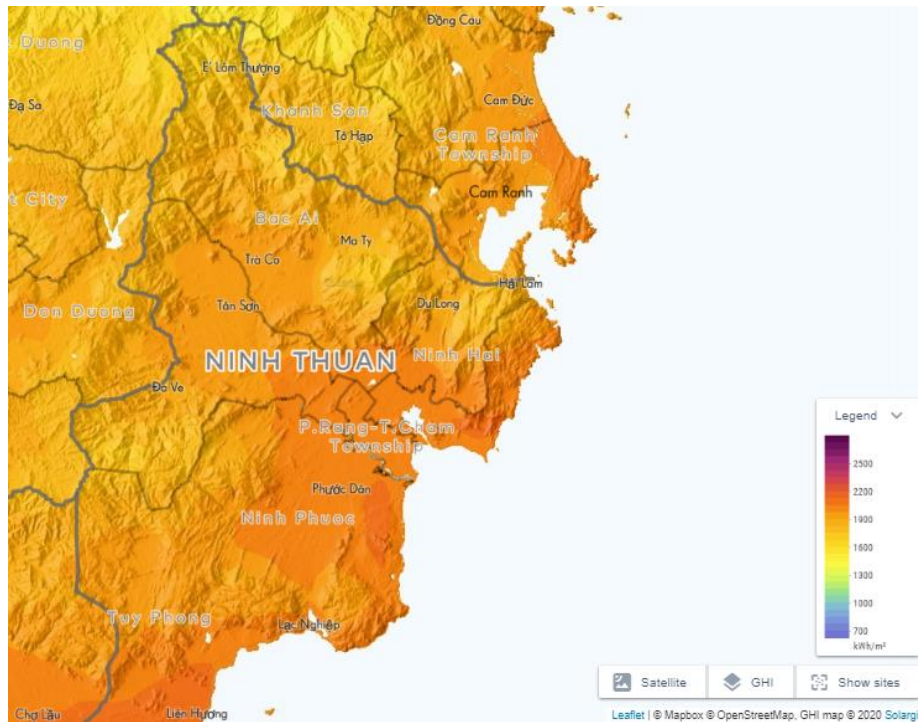
Mục đích chính của Global Solar Atlas này là cung cấp quyền truy cập nhanh chóng và dễ dàng vào dữ liệu tài nguyên mặt trời trên toàn cầu, chỉ với một cú click chuột. Các lớp GIS và bản đồ cho thấy tiềm năng tài nguyên năng lượng mặt trời toàn cầu nói chung và Việt Nam nói riêng.

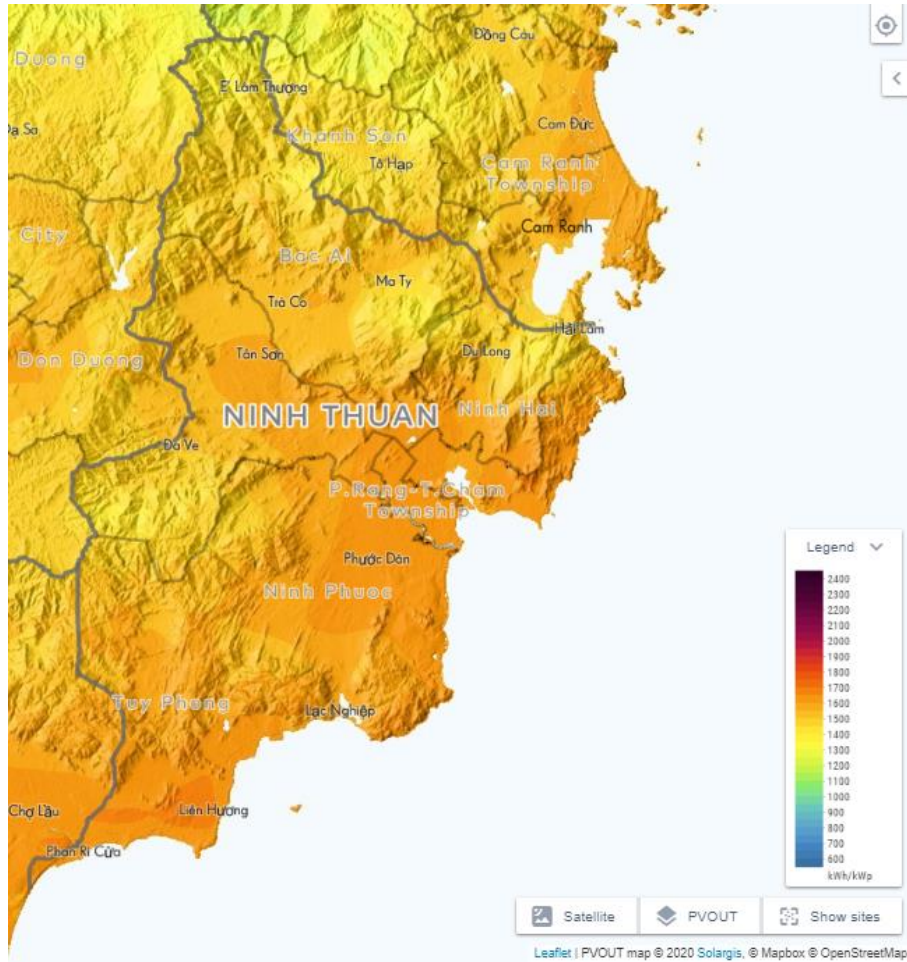
Global Solar Atlas (Atlas) hỗ trợ phát triển năng lượng mặt trời trong các giai đoạn thăm dò, tìm kiếm, lựa chọn địa điểm và đánh giá tiền khả thi. Atlas cung cấp số liệu trung bình dài hạn của bức xạ mặt trời (tổng xạ mặt trời, tán xạ mặt trời và trực xạ mặt trời). Nhiệt độ không khí (TEMP) cũng được hiển thị vì đây là biến khí hậu quan trọng thứ hai quyết định hiệu quả hoạt động của các hệ thống năng lượng mặt trời. Độ cao địa hình, liên quan đến mực nước biển (ELE),

cũng quyết định sự lựa chọn địa điểm và hiệu suất của hệ thống năng lượng mặt trời.

Quang điện (PV) là công nghệ được áp dụng rộng rãi nhất và cũng linh hoạt nhất. Thuật toán mô phỏng điện PV, được tích hợp trong Atlas, cung cấp ước tính gần đúng về tiềm năng điện mặt trời (PVOUT), có thể được tạo ra tại bất kỳ vị trí nào trong bản đồ tương tác.

Căn cứ vào bản đồ năng lượng mặt trời của Solar Gis có thể đánh giá tổng xạ mặt trời tại Ninh Thuận đạt từ 4,4 kWh/m².ngày đến 5.7 kWh/m².ngày, tiềm năng điện mặt trời là từ 3,3 kWh/kWp/ngày đến 4,4 kWh/kWp/ngày, đây là địa phương có tiềm năng năng lượng mặt trời cao nhất ở Việt Nam.





Hình 5.1. Bản đồ tiềm năng NLMT tỉnh Ninh Thuận [14]

Tổng số giờ nắng trung bình ở Ninh Thuận là 2837,8 giờ /năm, cao nhất trong nước.

Bảng 5.1. Tổng số giờ nắng tháng trong năm (giờ) [15]

Tháng	Tổng Số giờ nắng (giờ)												Năm
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Phan Rang	256,2	249,7	283,0	272,6	242,1	252,0	234,0	229,8	207,4	194,3	199,4	217,3	2837,8
Nha Hoi	248,9	245,8	287,8	258,1	237,1	205,3	194,6	195,5	166,7	167,3	168,5	182,4	2557,9
Cam Ranh	227,4	239,9	284,9	268,2	256,9	215,6	232,9	221,2	201,6	179,1	166,0	170,0	2663,6
Phan Thiết	267,6	260,1	296,8	278,0	240,9	207,7	215,3	199,4	195,5	196,3	205,2	220,1	2782,8

Các tháng mùa khô có nhiều nắng, trên 230 giờ nắng mỗi tháng. Các tháng mùa mưa nắng ít hơn do mây nhiều hơn. Tháng III có số giờ nắng nhiều nhất trong năm và tháng X, XI là tháng chính mùa mưa của Ninh Thuận có số giờ

năng ít nhất. Số giờ nắng trung bình hàng tháng là từ 6 giờ/ngày trở lên, trung bình cao nhất là 9 giờ/ngày và cực đại có thể đạt tới 12 giờ/ngày.

V.1.2. Tiềm năng kinh tế - kỹ thuật nhà máy điện mặt trời [16]

+ Giai đoạn đến năm 2020:

Dự kiến phát triển 34 dự án ĐMT với quy mô công suất 2.319 MW, trong đó:

- Giai đoạn đến tháng 6 năm 2019:

Dự kiến đưa vào phát triển 16 dự án được phê duyệt bổ sung quy hoạch phát triển điện lực với quy mô công suất 1.113 MW.

- Giai đoạn từ tháng 6 năm 2019 đến năm 2020:

Dự kiến đưa vào phát triển 18 dự án với quy mô công suất 1.206 MW.

+ Giai đoạn 2021 - 2025:

Dự kiến phát triển 64 dự án điện mặt trời với quy mô công suất tăng thêm 2.618 MW.

+ Giai đoạn 2026 - 2030:

Dự kiến phát triển 36 dự án điện mặt trời với quy mô công suất tăng thêm 3.505 MW.

V.1.3. Tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời mái nhà

V.1.3.1. Phương pháp luận và công cụ tính toán

Trong giai đoạn 2017-2018, WB đã triển khai dự án Effigis để đánh giá tiềm năng điện mặt trời lắp mái tại Việt Nam. Dự án sử dụng kỹ thuật phân tích hình ảnh vệ tinh có độ phân giải cao kết hợp với thuật toán trí tuệ nhân tạo để đưa ra các dữ liệu trên cơ sở tự động nhận dạng các mái nhà, xác định diện tích bề mặt trên mái nhà (m^2) phù hợp cho việc thực hiện các hệ thống PV, đánh giá tiềm năng điện mặt trời áp mái. Kết quả dự án hoàn thành trong giai đoạn 1 vào năm 2018 được thể hiện trên bản đồ số [17] có độ phân giải cao cho phép đánh giá tiềm năng điện mặt trời áp mái quy mô xã, phường. Bắt đầu từ tháng 9/2019, dự án triển khai giai đoạn 2 với kết quả dự kiến cho phép đánh giá tiềm năng điện mặt trời áp mái quy mô từng tòa nhà. Do vậy, đề tài sẽ ứng dụng kết quả phân

tích tiềm năng điện mặt trời áp mái ở Việt Nam của WB để xác định tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời trên mái nhà tại khu vực Ninh Thuận.

Phương pháp dự án Effigis dựa trên sự kết hợp của các kỹ thuật viễn thám, GIS và máy học để trích xuất từ các cặp lập thể WorldView-3, hình ảnh mái nhà, cùng với chiều cao, diện tích bề mặt không bị cản trở, độ dốc, cạnh và tỷ lệ của bóng. Thông tin này, kết hợp với dữ liệu từ tập bản đồ tiềm năng mặt trời Việt Nam đã được sử dụng để tính toán bức xạ mặt trời nhận được từ mỗi mái nhà....

a. Dữ liệu đầu vào

+ Hình ảnh vệ tinh WorldView-3:

WorldView-3 là một vệ tinh quan sát Trái Đất thương mại thuộc sở hữu của DigitalGlobe (được Maxar mua lại vào năm 2017). WorldView-3 thu thập hình ảnh sắc nét độ phân giải 0,31 m, hình ảnh đa diện tám dải với độ phân giải 1,24 m, hình ảnh hồng ngoại sóng ngắn ở độ phân giải 3,7 m và dữ liệu CAVIS (Mây, Băng, và Tuyết) ở độ phân giải 30 m. Vệ tinh có thời gian truy cập trung bình <1 ngày và có khả năng thu thập tới 680.000 km² mỗi ngày. Vệ tinh này đã được sử dụng vì những hình ảnh mà nó thu thập hiện có độ phân giải không gian cao nhất (31 cm) có sẵn trên thị trường.



Hình 5.2. Vệ tinh WorldView-3

Các thông tin để đánh giá tiềm năng điện mặt trời kỹ thuật trên mái, được trích xuất từ các cặp hình ảnh lập thể WorldView-3: Chiều cao, diện tích bề mặt, độ dốc và định hướng, loại (phẳng, hai mặt, bốn mặt, có hoặc không có vật cản, v.v.), và bóng (từ các tòa nhà xung quanh). Loại tầng thượng (khu dân cư, công cộng và công nghiệp/thương mại) được lấy từ bản đồ sử dụng đất do chính quyền địa phương sản xuất cho các thành phố riêng lẻ.

Việc sử dụng ảnh vệ tinh WorldView-3 cho phép tính toán các mô hình sau:

- Mô hình bề mặt số Digital Surface Model (DSM) được trích xuất từ các cặp hình ảnh lập thể WorldView-3 bằng các thao tác sau: nhập các cặp lập thể vào phần mềm xử lý hình ảnh, kết nối tam giác đặc không gian với các điểm ràng buộc, tương quan tự động và chuyển đổi định dạng Mạng lưới tam giác đặc bất chính quy Triangulation Irregular Network (TIN1) sang khung quét màn hình. DSM với độ phân giải 1 m đã được sử dụng để tính toán Mô hình chiều cao kỹ thuật số (DHM) và phát hiện bong.

- Mô hình địa hình kỹ thuật số (DTM)

Mô hình địa hình kỹ thuật số (DTM) ở độ phân giải 10 m, do Trung tâm Động lực học môi trường, VNU-HUS, Hà Nội, Việt Nam (CEFD) xây dựng để cung cấp thông tin của mặt đất.

- Mô hình chiều cao kỹ thuật số (DHM)

Mô hình chiều cao kỹ thuật số (DHM) được tính là độ lệch giữa DSM và DTM ở trên. Các DHM đã được sử dụng để tính toán chiều cao xây dựng, và tính ra các độ dốc của mái nhà.

+ Hình ảnh vệ tinh Landsat-8:



Hình 5.3. Vệ tinh Landsat 8

Vệ tinh Landsat 8, được phóng vào tháng 2 năm 2013 cung cấp hình ảnh toàn bộ Trái Đất cứ sau 16 ngày. Đây là sản phẩm mới nhất trong một loạt các vệ tinh viễn thám mặt đất liên tục bắt đầu vào năm 1972. Dữ liệu được thu thập bởi các thiết bị trên vệ tinh có sẵn để tải xuống miễn phí từ EarthExplorer, GloVis hoặc LandsatLook Viewer trong vòng 24 giờ sau khi có được dữ liệu. Landsat-8 cung cấp hình ảnh có độ phân giải vừa phải, từ 15 mét đến 100 mét, trên bề mặt đất và vùng cực của Trái Đất. Landsat 8 hoạt động trong các phổ hồng ngoại nhìn thấy, cận hồng ngoại, sóng ngắn và hồng ngoại nhiệt và chụp hơn 700 cảnh mỗi ngày.

+ Dữ liệu bản đồ năng lượng mặt trời Việt Nam

Global Solar Atlas (globalalsolaratlas.info) tại Việt Nam do Ngân hàng Thế giới cung cấp, được sử dụng làm nguồn dữ liệu chiếu xạ mặt trời ở mặt đất. Ba thông số được trích xuất từ Atlas: bức xạ mặt trời toàn cầu nhận được trên bề mặt ngang (GHI); trực xạ mặt trời toàn cầu trên một bề mặt có góc nghiêng bằng với vĩ độ và hướng về phía nam (bề mặt tối ưu, GOPTA); và trực xạ mặt trời trên một bề mặt nghiêng theo độ dốc mái và góc phương vị (GTI). Điều này cho phép tính toán bức xạ mặt trời nhận được bởi mỗi tầng thượng (hoặc một phần của nó) theo độ dốc và cạnh của nó, ngoài việc trực xạ mặt trời nhận được bởi các bề mặt ngang và tối ưu tương đương.

+ Các ô bản đồ lớp cơ sở

Các ô bản đồ lớp cơ sở được yêu cầu thông qua API JavaScript của Google maps. Các ô này được sử dụng theo thỏa thuận với Điều khoản dịch vụ của Google Maps/Google Earth API. Các lớp cơ sở khác nhau có sẵn trong ứng dụng này chỉ được sử dụng để hiển thị. Hình ảnh người ta nhìn thấy bên trong Google Earth khác với hình ảnh được sử dụng cho dự án này và có thể cũ hơn. Điều này có nghĩa là một số tòa nhà có thể không xuất hiện trong hình ảnh do Google Earth cung cấp do chúng được xây dựng sau khi thu thập hình ảnh, nhưng xuất hiện trong hình ảnh WorldView-3 được sử dụng trong dự án này. Điều đó giải thích tại sao một số điểm đánh dấu trên sân thượng xuất hiện tại các vị trí mà dường như không có tòa nhà. Tương tự, các tòa nhà cũng có thể đã bị phá hủy kể từ khi mua lại hình ảnh Google Earth và không có điểm đánh dấu trên tầng thượng nào xuất hiện trên chúng vì chúng không còn tồn tại trong hình ảnh gần đây hơn.

b. Phương pháp khai thác thông số kỹ thuật mái nhà

Các hình ảnh vệ tinh độ phân giải cao được sử dụng để phân loại các loại mái nhà (bằng phẳng so với mái nghiêng, số cạnh và mức độ vật cản).

Khi đánh giá trực quan các hình ảnh WorldView-3, chín loại mái nhà đã được xác định: mái bằng không có vật cản; mái bằng có vật cản 0 đến 10%; mái bằng có vật cản 10 đến 30%; mái bằng với vật cản $\geq 30\%$; mái hai mặt; mái bốn mặt; mái nhà đa hợp; mái cong (bán trụ); và mái hình tròn (hình nón).



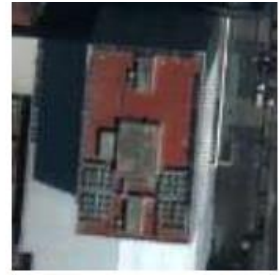
Mái bằng không vật
cản



Mái bằng có vật cản 0
đến 10%



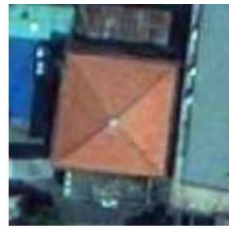
Mái bằng có vật cản
10 đến 30%



Mái bằng với vật cản
 $\geq 30\%$



Mái hai mặt



Mái bốn mặt



Mái nhà đa hợp



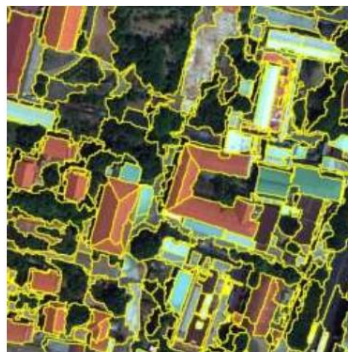
Mái cong
(bán trụ)



Mái hình tròn
(hình nón)

Hình 5.4. Các loại mái nhà điển hình tại Việt Nam [17]

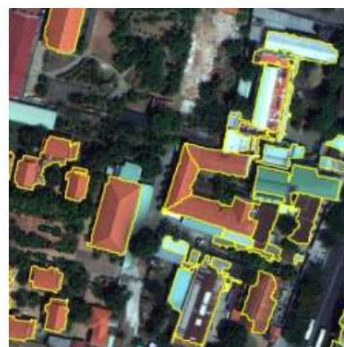
Các bước phân loại đối tượng mái nhà bao gồm đánh dấu phân khúc, phân loại, hợp nhất và kiểm tra chất lượng.



Đánh dấu phân khúc



Phân loại



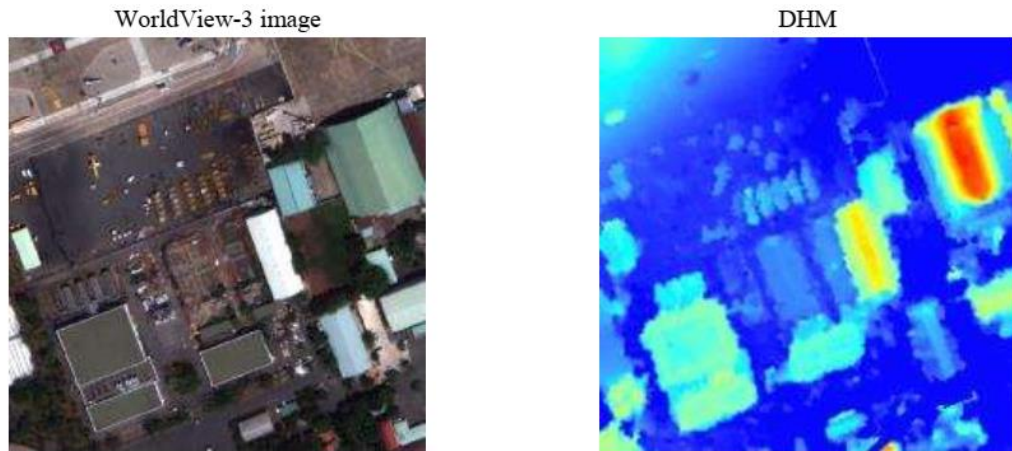
Hợp nhất



Kiểm tra chất lượng

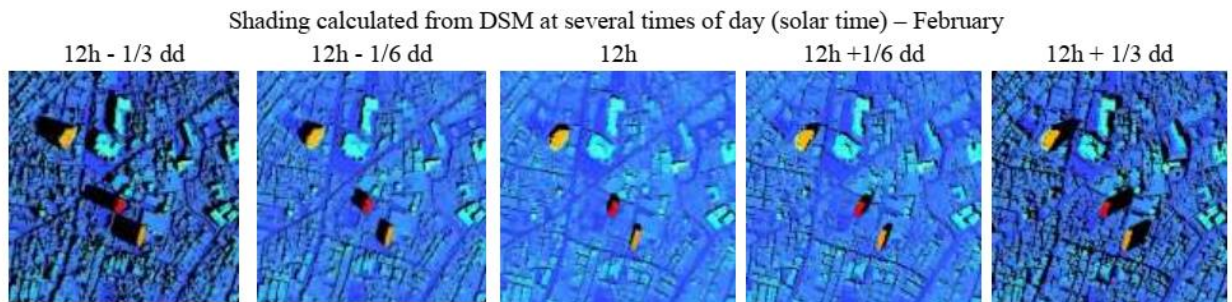
Hình 5.5. Các bước phân loại đối tượng mái nhà [17]

Hình 5.6 cho thấy các ví dụ về sự tương ứng tốt giữa hình dạng mái (trên hình ảnh WorldView-3) và DHM. Các giá trị nhỏ về chiều cao của mái nhà thể hiện loại mái là mái bằng.



Hình 5.6. Tương quan hình dạng mái và DHM ước lượng độ dốc mái [17]

Hình 5.7 cho thấy một ví dụ về bóng được tạo bởi tòa nhà được mô phỏng cho các thời điểm khác nhau trong ngày và vào một tháng cụ thể trong năm và sử dụng DSM để phát hiện bóng. Bóng của tòa nhà được ghi nhận là lớn nhất bởi các tòa nhà cao hơn là vào thời điểm gần hoàng hôn và bình minh. Do vậy, diện tích bề mặt của mỗi mái nhà được phát hiện đã bị giảm xuống bởi ảnh hưởng của các vật cản và bóng.



Hình 5.7. Ví dụ tính toán bóng từ DSM [17]

c. Xác định tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời áp mái

Tổng xạ mặt trời (tính bằng kwh) được nhận bởi một mái nhà trong một năm nhất định được chiết xuất từ Global Solar Atlas (tính bằng kWh/m².năm) lên diện tích phù hợp của mái nhà (Asuitable (m²)). Việc áp dụng quy tắc này rất đơn giản đối với Tổng xạ phương ngang (GHI) và tổng xạ toàn cầu nhận được bởi các bề mặt nghiêng theo vĩ độ, bất kể loại trên mái nhà. Đối với mái nhà phẳng, tổng xạ nghiêng bằng tổng xạ phương ngang và do đó khá đơn giản để tính toán. Tuy

nhiên, việc đánh giá tổng xạ nghiêng nhận được bởi các mái nhà dốc cần phải tính đến loại mái nhà cũng như độ dốc và cạnh mái, ngoài diện tích bề mặt phù hợp Asuit và giá trị Tổng xạ nghiêng được trích xuất từ Global Solar Atlas cho tương ứng độ dốc và góc phương vị.

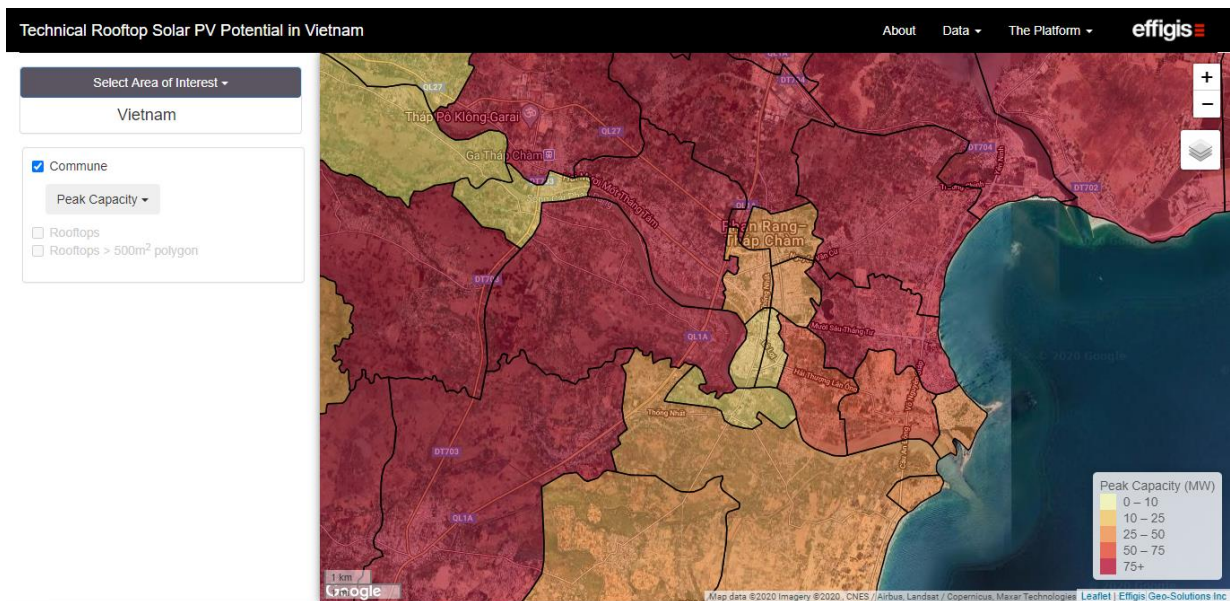
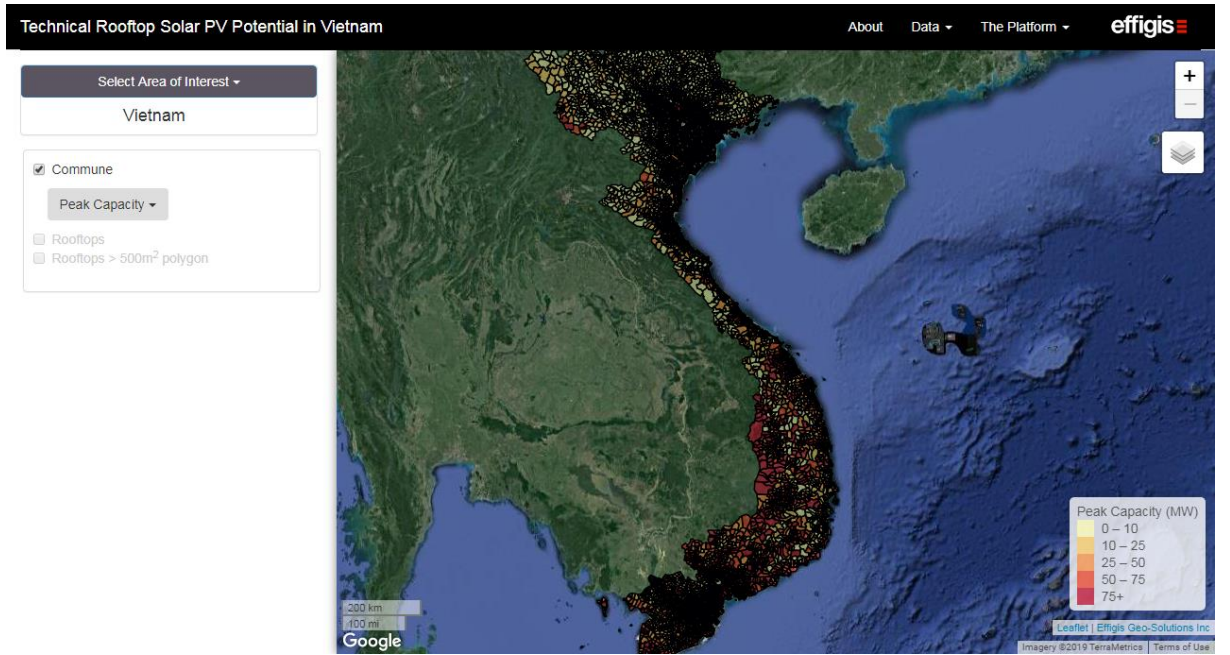


Hình 5.8. Ví dụ lượng điện năng thu được từ điện mặt trời áp mái nhà
d. Các bước xác định tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời áp mái tại khu vực Ninh Thuận

Tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời áp mái được xác định bằng các bước sau:

Bước 1: Mở bản đồ tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời áp mái trên trang web: <http://rooftoppvpotential.effigis.com/> để có thể truy cập vào dữ liệu tài nguyên tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời áp mái tại Việt Nam.

Các hình ảnh vệ tinh có độ phân giải rất cao (độ phân giải 30 cm) đã được sử dụng để phát hiện và mô tả đặc điểm xây dựng mái nhà cho thành phố ở Việt Nam.



Hình 5.9. Xác định tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời áp mái bằng công nghệ viễn thám tại Ninh Thuận

Diện tích phù hợp để lắp đặt hệ thống PV được xác định cho từng tầng thượng ở thành phố và bức xạ mặt trời nhận được trên (1) ngang, (2) nghiêng (theo độ dốc và hướng mái) và (3) tối ưu (khi dốc = vĩ độ và hướng = nam) bề mặt đã được tính toán. Dữ liệu bức xạ mặt trời Việt Nam (ngang, nghiêng và tối ưu) được lấy từ tập bản đồ mặt trời Việt Nam (<http://globalsolaratlas.info>).

Tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời áp mái được tính toán bằng các bước 1 và 2 đã được ngoại suy từ các kết quả này. Một mối quan hệ thống kê đã được thiết

Tỉnh Ninh Thuận có 7 đơn vị hành chính gồm 01 thành phố và 6 huyện:

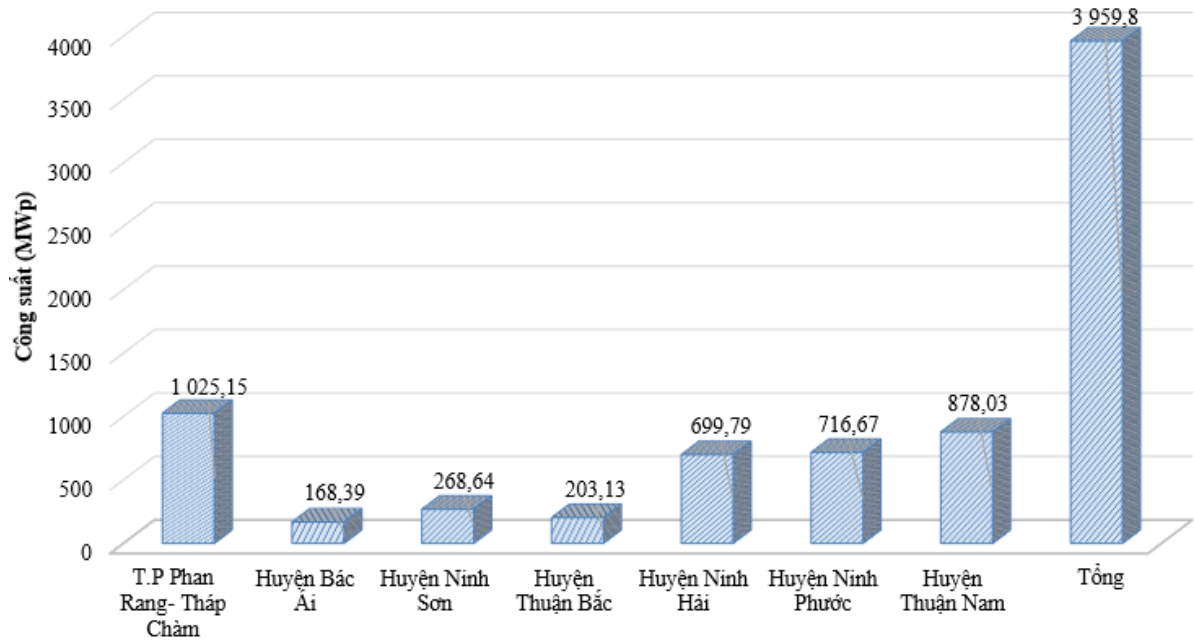
- 01 thành phố Phan Rang Tháp Chàm.
- 6 huyện: Huyện Ninh Sơn; Huyện Ninh Phước; Huyện Bắc Ái; Huyện Thuận Bắc; Huyện Thuận Nam; Huyện Ninh Hải.

Sau khi tính toán đã thu được số liệu tổng hợp kết quả tổng xạ mặt trời trung bình năm, điện năng phát từ pin mặt trời trung bình năm và diện tích phù hợp lắp pin mặt trời của từng thành phố, huyện trong tỉnh Ninh Thuận như trong bảng 5.2.

Bảng 5.2. Tiềm năng kỹ thuật ĐMTAM trong khu vực tỉnh Ninh Thuận

STT	Tên thành phố/huyện	Thông số	
		Tổng công suất (MWp)	Tổng điện năng (MWh/năm)
1	TP Phan Rang - Tháp Chàm	1.025	1.463.674
2	Huyện Bắc Ái	168	329.154
3	Huyện Ninh Sơn	269	613.795
4	Huyện Thuận Bắc	203	574.082
5	Huyện Ninh Hải	700	1.977.765
6	Huyện Ninh Phước	717	2.033.134
7	Huyện Thuận Nam	878	2.490.884
Tổng tỉnh Ninh Thuận		3.960	9.482.488

Như vậy có thể thấy rằng giá trị tổng công suất lắp đặt ĐMTAM và điện năng phát tối ưu từ ĐMTAM trung bình năm trong địa bàn tỉnh Ninh Thuận có giá trị lần lượt là 3.960 MWp và 9.482.488MWh/năm. Trong đó, thành phố TP Phan Rang - Tháp Chàm và huyện Thuận Nam có khả năng lắp ĐMTAM cao nhất với tổng công suất ĐMTAM lần lượt là 1.025 MWp và 878 MWp. Huyện Bắc Ái có tiềm năng lắp ĐMTAM thấp nhất là 168 MWp.



Hình 5.11. Tổng công suất ĐMTAM trong tỉnh Ninh Thuận

V.2. Hiện trạng phát triển điện mặt trời tại tỉnh Ninh Thuận

Tính đến tháng 6/2020, Ninh Thuận có 34 dự án điện mặt trời với tổng công suất 2343 MW được cấp quyết định chủ trương đầu tư với tổng vốn đăng ký đầu tư trên 62.000 tỷ đồng, đến 6/2020 có 21 dự án đã vận hành thương mại và phát điện thực tế lên hệ thống lưới điện quốc gia với tổng công suất 1339 MW, dự kiến đến cuối năm 2020 tiếp tục có 10 dự án đưa vào vận hành, với tổng công suất 784MW. Qua đó nâng tổng công suất đưa vào vận hành thương mại đến cuối năm 2020 là 2123 MW.

Bảng 5.3. Tình trạng các nhà máy ĐMT

TT	Tình trạng dự án	Công suất phê duyệt QH (MWac)	Công suất cấp QĐCTĐT (MWac)	Công suất thực tế đã được ký PPA, COD (MWac)
	Cấp Quyết định chủ trương đầu tư (34 dự án)	2.417	2.343	2.283
	Tổng công suất đã ký hợp đồng mua bán điện (PPA)			2.123
I	Các dự án đã COD (21 dự án)	1.433	1.389	1.339

TT	Tình trạng dự án	Công suất phê duyệt QH (MWac)	Công suất cấp QĐCTĐT (MWac)	Công suất thực tế đã được ký PPA, COD (MWac)
a	Các dự án vận hành năm 2019 (COD) 18 dự án	1.183	1.149	1.099
b	Các dự án vận hành năm 2020 (COD)	1033,9	1023,9	1023,9
b1	Tháng 01 - tháng 4 (đã COD) 03 dự án	250	240	240
b2	Các dự án COD trong 6/2020 (4 dự án)	154	154	154
b3	Các dự án COD 7/2020 – 8/2020 (02 dự án)	60	60	60
b4	Các dự án COD quý IV/2020 (04 dự án)	569,8	569,8	569,8
II	Dự án dự kiến đưa vào vận hành năm 2021 (03 dự án)	200	170	160

Trong khi đó, tính đến 6/2020, Công ty Điện lực Ninh Thuận đã ký hợp đồng mua bán điện mặt trời với khoảng 738 nhà tổ chức, cá nhân trên địa bàn tỉnh với tổng công suất khoảng 57,4MW.

Bảng 5.4. Tình trạng dự án ĐMTAM

Khách hàng	Công suất lắp đặt (kWp)
A- Đã ký hợp đồng: 315 khách hàng	28.536,320
I. Điện lực Phan Rang - Tháp Chàm: 182 khách hàng	2.638,640
II. Điện lực Ninh Hải: 47 khách hàng	531,360
III. Điện lực Ninh Sơn: 23 khách hàng	13.830,440
IV. Điện lực Ninh Phước: 41 khách hàng	6.425,600
V. Điện lực Thuận Bắc: 06 khách hàng	24,440
VI. Điện lực Thuận Nam: 16 khách hàng	5.085,840
B- Chưa ký hợp đồng (Đã lắp công tơ ghi nhận sản lượng điện phát): 423 khách hàng	28.879,450
I. Điện lực Phan Rang - Tháp Chàm: 229 khách hàng	3.742,250
II. Điện lực Ninh Hải: 43 khách hàng	521,720
III. Điện lực Ninh Sơn: 44 khách hàng	3.500,300
IV. Điện lực Ninh Phước: 80 khách hàng	12.684,670

Khách hàng	Công suất lắp đặt (kWp)
V. Điện lực Thuận Bắc: 04 khách hàng	412,880
VI. Điện lực Thuận Nam: 23 khách hàng	8.017,630
TỔNG CỘNG: 738 khách hàng	57.415,770

VI. Dự báo nhu cầu điện tỉnh Ninh Thuận và các tỉnh lân cận giai đoạn 2020-2030

VI.1. Phương pháp luận dự báo

Hiện nay, có rất nhiều phương pháp được sử dụng trong dự báo nhu cầu điện từ ngắn hạn, trung hạn đến dài hạn từ quy mô cấp tỉnh cho đến quy mô quốc gia, vùng, khu vực. Dưới đây xin trình bày những phương pháp được dùng phổ biến trong công tác dự báo nhu cầu điện.

a. Phương pháp trực tiếp

Nội dung của phương pháp tính trực tiếp là xác định nhu cầu điện năng của năm dự báo dựa trên tổng sản lượng của các ngành ở năm hiện tại và năm dự báo theo kế hoạch, ứng với suất tiêu hao điện năng của từng loại sản phẩm. Đối với những trường hợp không có suất tiêu hao điện năng thì xác định nhu cầu điện năng cho từng trường hợp cụ thể (như công suất trung bình cho một hộ gia đình, bệnh viện, trường học...). Phương pháp này có ưu điểm là tính toán đơn giản, ngoài yêu cầu xác định tổng điện năng dự báo còn biết được tỷ lệ sử dụng điện năng trong các ngành (Công nghiệp, Nông - Lâm - Thủy sản, Thương mại - dịch vụ, Quản lý và tiêu dùng dân cư) và các khu vực địa lý khác nhau, từ đó có thể thực hiện phân vùng và phân nút phụ tải thích hợp, làm cơ sở cho việc thiết kế hệ thống cung cấp điện. Trên cơ sở đó có thể đề xuất các phương hướng điều chỉnh cho cân đối và phù hợp. Với các ưu điểm nói trên, phương pháp này được dùng phổ biến để dự báo nhu cầu điện hiện nay.

Tuy nhiên việc đánh giá mức độ chính xác của phương pháp này thường gặp nhiều khó khăn vì nó phụ thuộc vào mức độ chính xác của các thông tin về các ngành kinh tế Quốc dân trong tương lai, cũng như phụ thuộc vào suất tiêu hao điện năng của các loại sản phẩm. Khối lượng tính toán khá nhiều. Vì vậy phương pháp này thường được áp dụng để dự báo nhu cầu điện năng với thời gian ngắn và trung bình.

b. Phương pháp hệ số đàn hồi

Phương pháp hệ số đàn hồi dựa theo tốc độ tăng GDP của các thành phần kinh tế. Cơ sở của phương pháp này là việc sử dụng năng lượng ở mỗi ngành được xác định bởi yếu tố kinh tế thích hợp và được điều chỉnh bởi hệ số đàn hồi ứng với tốc độ tăng trưởng kinh tế. Hệ số đàn hồi được tính như sau:

$$\lambda_{Et} = \frac{\delta A\%}{\delta Y\%} = \frac{\frac{\Delta A}{A}}{\frac{\Delta Y}{Y}}$$

Trong đó:

λ_{Et} - Hệ số đàn hồi;

$\delta A\%$, $\delta Y\%$ - Suất tăng tương đối điện năng và GDP

A - Điện năng sử dụng.

Y - Giá trị GDP

ΔA ; ΔY : Tăng trưởng trung bình điện năng và GDP trong giai đoạn xét.

Các giá trị của hệ số đàn hồi được xác định dựa trên cơ sở số liệu của chuỗi thời gian quá khứ ứng với từng ngành kinh tế.

Thông thường các hệ số đàn hồi được xác định bằng các phân tích kinh tế lượng của các chuỗi dữ liệu theo thời gian trong quá khứ. Điều này có những khó khăn ở Việt Nam, đặc biệt việc xác định GDP ở cấp tỉnh thường không chính xác và thiếu số liệu.

c. Phương pháp ngoại suy

Nội dung của phương pháp ngoại suy là nghiên cứu diễn biến của phụ tải trong các năm quá khứ tương đối ổn định và tìm ra quy luật biến đổi của phụ tải theo thời gian, từ đó sử dụng mô hình tìm được để tính cho giai đoạn dự báo. Tức là ta suy diễn toàn bộ diễn biến của phụ tải ở quá khứ vào tương lai và phụ tải dự báo được xác định theo hàm xu thế ở thời điểm tương ứng. Có thể có rất nhiều dạng hàm xu thế, mà thông thường được xác định theo phương pháp tương quan hồi quy. Dưới đây là một số dạng mô hình dự báo cơ bản.

➤ *Hàm tuyến tính*

Hàm tuyến tính có dạng:

$$P_t = a + bt ;$$

Các hệ số a, b xác định theo phương pháp bình phương cực tiểu.

* Mô hình dự báo tuyến tính cũng có thể được biểu thị dưới dạng:

$$P_t = P_0 + P_0 \cdot \alpha \cdot (t - t_0) = P_0 [1 + \alpha \cdot (t - t_0)]$$

Trong đó

P_0 : Phụ tải năm cơ sở t_0 ;

α : suất tăng phụ tải trung bình hàng năm, $\alpha = \frac{\sum \alpha_i}{n}$

α_i : tỷ lệ tăng phụ tải năm thứ i so với năm trước, n - số năm quan sát.

➤ *Hàm Parabol*

$$P_t = a + bt + c t^2$$

Các hệ số hồi quy a, b, c xác định theo điều kiện bình phương cực tiểu.

➤ *Hàm mũ*

Đối với phụ tải có quá trình phát triển nhanh, ổn định hàm ngoại suy có thể biểu diễn dưới dạng hàm mũ

$$P_t = P_0 (1 + \alpha)^t$$

P_0 - Phụ tải của năm cơ sở

α - Suất gia tăng phụ tải hàng năm

Trong nhiều trường hợp có thể áp dụng hàm mũ dạng:

$$P_t = A_0 \cdot e^{at}$$

Trong đó : A_0 và a là các hệ số được xác định từ số liệu thống kê.

➤ *Mô hình Logistic*

Phụ tải dự báo theo mô hình dự báo logistic được xác định theo biểu thức:

$$P_t = \frac{A}{P_0 + B e^{-\alpha t}};$$

α - tỷ lệ gia tăng phụ tải trung bình hàng năm, xác định theo:

$$\alpha = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n \alpha_i}$$

$$A = P_0 \cdot P_b$$

$$B = P_b - P_0$$

P_0 : công suất của năm cơ sở;

P_B : công suất bảo hoà.

Theo mô hình Logistic phụ tải phát triển nhanh ở giai đoạn đầu, đến thời điểm nhất định nó sẽ phát triển chậm dần và sẽ tiệm cận đến giá trị bão hòa P_b .

➤ *Mô hình dự báo đường cong chữ S*

Tồn tại một số mô hình biến dạng của mô hình Logistic mà người ta thường gọi là mô hình dự báo đường cong chữ S.

$$P_t = \frac{n}{1 + m \cdot e^{-at}} ;$$

m ; n ; a là các tham số của mô hình dự báo.

Các tham số của mô hình này có thể dễ dàng xác định theo phương pháp tuyến tính hoá.

Phương pháp ngoại suy là một trong những phương pháp được ứng dụng nhiều do những ưu điểm là phản ánh khá chính xác quá trình phát triển của phụ tải; có thể đánh giá mức độ tin cậy của hàm xu thế dễ dàng. Tuy nhiên theo phương pháp này cần phải có lượng thông tin đủ lớn, quá trình khảo sát phải tương đối ổn định và thời gian dự báo không dài.

Hàm dự báo được xây dựng trên cơ sở số liệu thống kê của những tập mẫu và đánh giá mức độ chặt chẽ bằng hệ số tương quan tuyến tính.

$$r = \frac{\mu_{P,t}}{\sigma_P \cdot \sigma_t} ;$$

hoặc hệ số tương quan phi tuyến

$$R = \sqrt{1 - \frac{\sum (x_i - \bar{X})^2}{\sum (y_i - \bar{Y})^2}};$$

Độ tin cậy của mô hình dự báo được đánh giá theo giá trị của hàm Student, xác định theo biểu thức

$$t = \frac{r\sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r^2}};$$

So sánh giá trị t tìm được theo biểu thức trên với giá trị t_b tra theo bảng phân phối Student, phụ thuộc vào số bậc tự do $(n-2)$ và mức ý nghĩa cần thiết, nếu $t > t_b$ thì mô hình dự báo là đáng tin cậy.

a) Phương pháp đa hồi quy

Nội dung của phương pháp này là nghiên cứu mối tương quan giữa điện năng tiêu thụ A và các tham số kinh tế (X_1, X_2, \dots) nhằm phát hiện những quan hệ về mặt định lượng của các đại lượng này. Khác với phương pháp ngoại suy, ở đây người ta không xây dựng hàm tương quan của lượng điện năng theo thời gian mà là hàm hồi qui giữa điện năng với các đại lượng kinh tế khác. Để xây dựng hàm này ta dựa vào bảng các giá trị quan sát, thiết lập hàm hồi quy $A = f(X_1, \dots, X_n)$ theo phương pháp kinh tế lượng.

Cũng như phương pháp ngoại suy, hàm đa hồi qui ở đây có thể là tuyến tính hoặc phi tuyến. Thông số X của hàm đa hồi qui phải là đại lượng dễ dàng xác định hoặc là đã biết ở thời điểm dự báo. Sau đó dựa vào hàm đa hồi qui vừa thiết lập, ứng với giá trị của tham số kinh tế đã biết để xác định giá trị điện năng ở năm dự báo. Cụ thể:

- Nhu cầu điện cho ngành Công nghiệp:

$$A_{cn} = f(GTGT_{cn}, GTSX_{cn}, P_{cn}, A_{cn-năm\ trước}, \dots)$$

Trong đó:

$GTSX_{cn}$: Giá trị sản xuất của ngành công nghiệp

$GTGT_{cn}$: Giá trị gia tăng của ngành công nghiệp

P_{cn} : Giá điện cho CN

$A_{cn-năm\ trước}$: Điện năng tiêu thụ cho CN năm trước

- Nhu cầu điện cho 1 quản lý và tiêu dùng dân cư:

$$A_{sh} = f(P_{sh}, \text{danso}, A_{sh-\text{năm trước}}, \text{GTGT}, \text{GTGT_DN}...)$$

Trong đó:

P_{sh} : Giá điện sinh hoạt

Danso: Số dân

$A_{sh-\text{năm trước}}$: Điện năng tiêu thụ cho quản lý và tiêu dùng dân cư năm trước

GTGT: Tổng giá trị gia tăng của địa phương.

GTGT_DN: Giá trị gia tăng bình quân đầu người

- Nhu cầu điện cho ngành Thương mại-dịch vụ:

$$A_{tm} = f(\text{GTSX}_{tm}, \text{GTGT}_{tm}, P_{tm}, A_{tm-\text{năm trước}}...)$$

Trong đó:

GTGT_{tm} : Giá trị gia tăng của ngành thương mại dịch vụ

P_{tm} : Giá điện thương mại, dịch vụ

GTSX_{tm} : Giá trị sản xuất của ngành thương mại dịch vụ

$A_{tm-\text{năm trước}}$: Điện năng tiêu thụ cho thương mại, dịch vụ năm trước

- Nhu cầu điện cho ngành Nông - lâm nghiệp, thủy sản:

$$A_{nln} = f(\text{GTGT}_{nln}, \text{GTSX}_{nln}, P_{nln}, A_{nln-\text{năm trước}},...)$$

Trong đó:

P_{nln} : Giá điện bán lẻ cho ngành nông - lâm nghiệp, thủy sản

GTGT_{nln} : Giá trị gia tăng của ngành nông – lâm nghiệp thủy sản

GTSX_{nln} : Giá trị sản xuất của ngành nông - lâm nghiệp, thủy sản

$A_{nln-\text{năm trước}}$: Điện năng tiêu thụ cho nông - lâm nghiệp, thủy sản năm trước

- Nhu cầu điện cho các ngành khác:

$$A_{khac} = f(P_{khac}, A_{khac-\text{năm trước}}, \text{GTGT},...)$$

Trong đó:

P_{khac} : Giá điện bán lẻ cho các hộ không thuộc 4 nhóm kể trên (ngành khác)

$A_{khac-\text{năm trước}}$: Điện năng tiêu thụ cho ngành khác năm trước

GTGT: Tổng giá trị gia tăng của địa phương

Nhu cầu tiêu thụ điện năng của địa phương sẽ được tính bằng tổng nhu cầu điện năng tiêu thụ của tất cả các nhóm ngành.

- Công suất tiêu thụ cực đại: Tương tự như điện năng nhu cầu, công suất tiêu thụ cực đại của địa phương được dựa trên cơ sở xây dựng hàm hồi qui biểu thị mối tương quan giữa công suất tiêu thụ cực đại với các đại lượng kinh tế khác thể hiện thông qua phương trình

$$P_{MAX} = f(t, \text{danso}, \text{GTGT}, \dots)$$

Trong đó

P_{MAX} : Công suất tiêu thụ cực đại

t: thời điểm năm, lấy t=1 ở năm 2000

GTGT: Tổng giá trị gia tăng của địa phương

Tùy vào điều kiện cụ thể của số liệu thống kê mà các mô hình dự báo có thể lấy đầy đủ các biến độc lập hoặc chỉ lấy một số biến để thực hiện dự báo.

Các mô hình dự báo theo phương pháp đa hồi qui sẽ được đánh giá dựa trên các chỉ tiêu: khả năng giải thích của mô hình (chỉ số giải thích¹ càng gần bằng 1 thì khả năng giải thích càng cao), mô hình có ý nghĩa (kiểm định F² nhỏ hơn 5%) hay không và sai số của mô hình là lớn hay bé.

Phương pháp đa hồi qui được đánh giá là khá chính xác và có khả năng phân tích dự báo cho các ngành thành phần liên quan.

b) Phương pháp mô hình kinh tế lượng

Dạng tổng quát nhất của phương pháp này là sử dụng trong năng lượng có dạng hàm sản xuất Cobb-Douglas:

$$E = aY^{\alpha}P^{-\beta}$$

Trong đó: E - nhu cầu năng lượng;

Y - thu nhập (GDP)

P - giá năng lượng;

¹ Chỉ số giải thích là chỉ số đánh giá mức độ giải thích của mô hình dự báo đối với đối tượng cần dự báo. Chỉ số giải thích càng gần bằng 1 thì càng chứng tỏ mô hình đó giải thích tốt sự biến động của đối tượng cần dự báo mà mô hình đang nghiên cứu. Chỉ số giải thích được tính toán sẵn trong các phần mềm dự báo nhu cầu.

² Kiểm định F là một kiểm định quan trọng trong việc dự báo nhu cầu bằng phương pháp tương quan, nó cho phép đánh giá mô hình có thực sự có ý nghĩa kinh tế hay không (chỉ số kiểm định F càng gần 0 thì mô hình càng có ý nghĩa). Chỉ số kiểm định F được tính toán sẵn trong các phần mềm dự báo nhu cầu.

a – hệ số;

α – hệ số đàn hồi thu nhập của nhu cầu năng lượng;

β – hệ số đàn hồi giá của nhu cầu năng lượng;

Hệ số đàn hồi thu nhập của nhu cầu năng lượng được xác định:

$$\alpha = \frac{\Delta E / E}{\Delta Y / Y} = \frac{\%thaydoicuaE}{\%thaydoicuagia}$$

Hệ số đàn hồi giá của nhu cầu năng lượng được xác định:

$$\beta = \frac{\Delta E}{\Delta P / P} = \frac{\%thaydoicuaE}{\%thaydoicuaP}$$

* Nhận xét chung

Qua nghiên cứu tổng quan các phương pháp dự báo nhu cầu điện ở Việt Nam cho thấy có thể áp dụng nhiều phương pháp khác nhau. Tuy nhiên, mỗi phương pháp đều có các ưu, nhược điểm riêng. Và năng lực dự báo của các mô hình phụ thuộc nhiều vào các phương pháp dự báo mà chúng ta áp dụng và bộ dữ liệu đầu vào thu thập được. Tùy vào đặc điểm, điều kiện cụ thể của từng khu vực, từng địa phương chúng ta sẽ lựa chọn được các phương pháp dự báo thích hợp. Chính vì vậy, khi phân tích, lựa chọn phương pháp dự báo nhu cầu phụ tải điện cần xem xét đánh giá các yếu tố sau:

- Phương pháp có khả năng thực hiện được với các số liệu sẵn có không;
- Phương pháp có khả năng phân tích các yếu tố bất định không;
- Mức độ sai số thực tế của dự báo có nằm trong giới hạn cho phép không.

Thực tế ở nước ta, thường sử dụng phương pháp trực tiếp để dự báo cho thời gian khoảng 5 năm đầu của giai đoạn quy hoạch. Nguyên do là trong giai đoạn đó, các kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội trên địa bàn tỉnh đã định hình cơ bản rõ nét, đáp ứng được các yêu cầu về dữ liệu đầu vào để dự báo theo phương pháp trực tiếp. Trong khoảng thời gian 5 năm sau của giai đoạn quy hoạch, thì kế hoạch phát triển kinh tế - xã hội trên địa bàn không được rõ nét, chứa đựng nhiều yếu tố bất định nên khi áp dụng phương pháp trực tiếp sẽ cho kết quả không chính xác. Trong trường hợp này, các phương pháp khác như phương pháp gián tiếp như đa hồi quy, phương pháp hệ số đàn hồi điện... lại tỏ ra là khá hiệu quả thông qua các công cụ phần mềm thông dụng hiện nay như Simple-E, EvIEWS.

Trên cơ sở phân tích các ưu, nhược điểm của các phương pháp dự báo đã trình bày ở trên, đồng thời dựa trên sự phân tích các đặc điểm, tình hình thực tế của địa phương và dựa trên cơ sở dữ liệu thực tế có thể thu thập được trên địa bàn tỉnh Ninh Thuận và các tỉnh lân cận có thể lựa chọn và tính toán dự báo nhu cầu phụ tải giai đoạn 2020-2035 theo các phương pháp sau:

- Phương pháp trực tiếp để tính dự báo nhu cầu điện giai đoạn 2020 -2025,
- Phương pháp gián tiếp: để kiểm chứng cho phương pháp trực tiếp. Từ đó có cơ sở để tiến hành dự báo nhu cầu điện cho giai đoạn tiếp theo 2030-2035.

Để nâng cao độ chính xác của bài toán dự báo, nhu cầu tiêu thụ điện được dự báo với 5 thành phần là:

(1) Phụ tải công nghiệp và xây dựng:

- Thành phần phụ tải này được xác định căn cứ vào danh mục các cơ sở sản xuất công nghiệp và tiểu thủ công nghiệp hiện có, các cơ sở mới sẽ xuất hiện trên địa bàn trong giai đoạn quy hoạch. Điện năng tiêu thụ hoặc công suất sử dụng được tính dựa trên quy mô sản xuất và định mức tiêu hao điện trên một đơn vị sản phẩm của từng loại cơ sở.

- Đối với khu, cụm công nghiệp tập trung: phụ tải điện được tính chung cho cả khu hoặc cụm. Nhu cầu điện cho các khu công nghiệp tập trung được xác định theo tính chất, ngành nghề sản xuất của từng khu, quy mô diện tích và chỉ tiêu sử dụng điện trên một đơn vị diện tích (kW/ha). Định mức điện tiêu thụ cho từng khu, cụm công nghiệp của tỉnh được tính theo chỉ tiêu từ 0,1 - 0,25MW/ha đất quy hoạch sản xuất.

- Cơ sở để dự báo mức độ điền đầy của các KCN dựa trên các yếu tố sau:
 - + Mức độ khai thác các khu, cụm công nghiệp trên địa bàn tính trong 5 năm vừa qua;
 - + Kế hoạch, mục tiêu phát triển khu, cụm công nghiệp của tỉnh, cũng như kế hoạch phát triển lĩnh vực công nghiệp của tỉnh trong 10 năm tới;
 - + Tình hình triển khai thực tế các khu, cụm công nghiệp; Tình hình đăng ký thuê đất của các nhà đầu tư.

- Đối với khu, cụm công nghiệp tập trung: phụ tải điện được tính chung cho cả khu, cụm. Nhu cầu điện cho các khu/cụm công nghiệp tập trung được xác định theo tính chất và ngành nghề sản xuất của từng khu, quy mô diện tích và chỉ tiêu sử dụng điện trên một đơn vị diện tích (kW/ha).

- Các ngành nghề sản xuất trong các KCN trên chủ yếu là công nghiệp nhẹ, công nghiệp chế biến vì vậy định mức tiêu thụ điện dùng để tính toán là 0,15MW – 0,25MW/ha đất sản xuất công nghiệp. Định mức này được chọn dựa theo tham khảo mức sử dụng công suất điện của một số KCN có qui mô tương tự hiện đang hoạt động ở tỉnh Bình Dương, Đồng Nai và một số các KCN khác đang hoạt động ở Miền Nam (0,12 – 0,2MW/ha).

- Định mức điện dùng để tính toán trong các cụm công nghiệp là 0,1MW – 0,15MW/ha.

(2) Phụ tải nông nghiệp – lâm nghiệp – thủy sản:

- Phụ tải này chủ yếu là nhu cầu điện phục vụ bơm tưới các trang trại chăn nuôi tập trung, vùng chuyên canh cây công nghiệp ngắn ngày, vùng nuôi tôm công nghiệp... Điện năng tiêu thụ hoặc công suất sử dụng được tính dựa trên quy mô sản xuất và định mức tiêu hao điện trên một đơn vị sản phẩm của từng loại cơ sở.

(3) Phụ tải thương nghiệp, khách sạn và nhà hàng:

- Được tính toán theo chỉ tiêu sử dụng điện thực tế thu thập được hoặc theo chỉ tiêu điển hình tính trên mỗi đơn vị của quy mô sử dụng. Phụ tải này được tính cho 2 phương án cao và cơ sở, tương ứng với 2 phương án phát triển kinh tế trong lĩnh vực thương mại dịch vụ của tỉnh.

(4) Phụ tải cơ quan quản lý và tiêu dùng dân cư:

- Phụ tải cơ quan quản lý: Được tính toán theo chỉ tiêu sử dụng điện thực tế thu thập được hoặc theo chỉ tiêu điển hình tính trên mỗi đơn vị của quy mô sử dụng.

- Phụ tải tiêu dùng dân cư: nhu cầu điện cho phụ tải này được tính theo định mức sử dụng điện kWh/hộ/tháng đến giai đoạn quy hoạch theo các khu vực điển hình khác nhau đặc trưng cho mức độ sử dụng điện.

(5) Phụ tải các hoạt động khác:

- Được tính toán theo quy mô các công trình công cộng như: bệnh viện, trường học, bưu điện, văn hóa – thể thao, chiếu sáng đèn đường, quảng cáo, ... và các chỉ tiêu sử dụng điện thực tế hoặc theo chỉ tiêu điển hình.

Đối với cả 2 phương pháp dự báo, nhu cầu điện của tỉnh được tính toán theo 2 phương án:

- Phương án cao: đáp ứng tối đa cho các nhu cầu phát triển kinh tế xã hội của tỉnh trong khi các nguồn vốn đầu tư không bị hạn chế, địa phương không gặp khó khăn về tài chính, tương ứng với phương án cao cho phát triển kinh tế.
- Phương án cơ sở: đáp ứng đầy đủ cho các nhu cầu phát triển kinh tế xã hội của tỉnh, tương ứng với phương án cơ sở cho phát triển kinh tế.

Hai phương án khác nhau ở mức độ đầu tư xây dựng các khu công nghiệp trên địa bàn tỉnh, khả năng lấp đầy của các khu vực này (Phụ tải công nghiệp – xây dựng).

VI.2. Kết quả dự báo nhu cầu điện tỉnh Ninh Thuận

Bảng 6.1. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2020-2030 (Phương án cơ sở)

T T	Ngành	2020			2025			2030			Tốc độ tăng trưởng A (%/năm)		
		P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	2016- 2020	2021- 2025	2026- 2030
1	Công nghiệp - Xây dựng	90,10	324,20	38,32	142,90	648,00	47,39	224,30	1.099,50	52,19	17,50	14,86	11,15
2	Nông nghiệp - thủy sản	52,40	109,80	12,98	62,70	137,30	10,04	76,90	168,40	7,99	4,33	4,57	4,17
3	Dịch vụ - Thương mại	14,40	40,20	4,75	22,10	58,90	4,31	31,20	90,60	4,30	12,70	7,94	8,99
4	Quản lý và tiêu dùng dân cư	93,20	335,00	39,59	121,10	465,70	34,06	179,70	652,30	30,96	7,40	6,81	6,97
5	Hoạt động khác	12,00	36,90	4,36	19,80	57,40	4,20	35,50	95,90	4,55	9,10	9,24	10,81
6	Tổng điện thương phẩm không tính KCN Cà Ná		846,10	100		1.367,30	100		2.106,70	100	10,50	10,07	9,03
7	KCN Cà Ná	18,6	88,80		110,00	545,00		225,00	1.205,00				
8	Tổng thương phẩm có tính KCN Cà Ná		934,90			1.912,30			3.311,70				
9	Tồn thất (%)		5,5			5,0			5,0				
10	Tổng điện nhận toàn tỉnh		986,32			1.980,67			3.417,04		11,7	12,42	11,52
11	Pmax toàn tỉnh không tính KCN Cà Ná	131,05			221,16			334,04			10,10	11,03	8,60
12	Pmax toàn tỉnh có tính KCN Cà Ná	196,49			354,16			571,72			12,90	12,51	10,05

Bảng 6.2. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2020-2030 (Phương án cao)

TT	Ngành	2020			2025			2030			Tốc độ tăng trưởng A (%/năm)		
		P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	2016-2020	2021-2025	2026-2030
1	Công nghiệp - Xây dựng	90,10	324,20	38,32	171,50	845,00	54,02	294,30	1.505,50	59,92	17,50	21,12	12,24
2	Nông nghiệp - thủy sản	52,40	109,80	12,98	62,70	137,30	8,78	76,90	168,40	6,70	4,33	4,57	4,17
3	Dịch vụ - Thương mại	14,40	40,20	4,75	22,10	58,90	3,77	31,20	90,60	3,61	12,70	7,94	8,99
4	Quản lý và tiêu dùng dân cư	93,20	335,00	39,59	121,10	465,70	29,77	179,70	652,30	25,96	7,40	6,81	6,97
5	Hoạt động khác	12,00	36,90	4,36	19,80	57,40	3,67	35,50	95,90	3,82	9,10	9,24	10,81
6	Tổng điện thương phẩm không tính KCN Cà Ná		846,10	100		1.564,30	100		2.512,70	100	10,50	13,08	9,94
7	KCN Cà Ná	18,6	88,80		110,00	545,00		250,00	1.355,00				
8	Tổng thương phẩm có tính KCN Cà Ná		934,90			2.109,30			3.867,70				
9	Tổn thất		5,50			5,00			5,00				
10	Tổng điện nhận toàn tỉnh		986,32			2.214,77			4.061,09		11,7	14,43	12,89
11	Pmax toàn tỉnh không tính KCN Cà Ná	131,05			242,29			401,44			10,10	13,08	10,63
12	Pmax toàn tỉnh có tính KCN Cà Ná	196,49			410,83			676,73			12,90	15,90	10,50

VI.3. Kết quả dự báo nhu cầu điện tỉnh Phú Yên

Bảng 6.3. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Phú Yên giai đoạn 2020-2030 (Phương án cơ sở)

TT	Ngành	2020			2025			2030			Tốc độ tăng trưởng A (%/năm)		
		P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	2016-2020	2021-2025	2026-2030
1	Công nghiệp - Xây dựng	146,30	667,38	50,35	178,60	817,98	45,32	305,00	1.447,10	50,72	19,50	4,15	12,09
a	NM KCP Sơn Hòa	9,54	32,60		9,50	37,16		12,00	46,80				
b	NM KCP Đồng Xuân	2,52	7,88		3,00	11,67		4,00	15,75				
c	Các KCN	44,43	172,20		75,00	287,75		128,60	534,05				
+	KCN An Phú	9,33	35,80		10,00	39,50		20,00	81,50				
+	KCN Đông Bắc Sông Cầu	12,41	49,23		15,00	60,50		30,00	118,40				
+	KCN Hòa Hiệp	13,42	54,41		20,00	81,70		35,00	137,70				
+	KCN Hóa dầu	5,44	19,87		10,00	38,80		20,00	80,50				
+	KCN lọc dầu	1,13	3,95		5,00	19,57		10,00	38,65				
+	KCN Đa ngành	1,25	4,26		7,00	28,23		15,00	57,80				
+	KCN Công nghệ cao	1,45	4,68		5,00	19,45		5,00	19,50				
d	Công nghiệp khác	105,00	454,70		120,00	481,40		205,00	850,50				
2	Nông, Lâm, Thủy sản	11,80	32,91	2,48	15,30	45,70	2,53	20,10	59,70	2,09	9,00	6,79	5,49
3	Dịch vụ - Thương mại	14,40	40,22	3,03	22,40	72,54	4,02	34,80	121,24	4,25	12,40	12,52	10,82
4	Quản lý và tiêu dùng dân cư	187,80	535,13	40,37	241,50	789,70	43,75	302,30	1.105,40	38,74	8,60	8,09	6,96
5	Hoạt động khác	15,80	49,92	3,77	24,00	78,95	4,37	34,50	119,80	4,20	10,30	9,60	8,70

6	Điện thương phẩm		1.325,56	100,00		1.804,87	100,00		2.853,24	100,00	13,40	6,37	9,59
	Tồn thất (%)		66,28	5,00		81,22	4,50		114,13	4,00			
	Điện nhận		1.391,84			1.886,09			2.967,37				
	Pmax	282,08			361,35			522,53			12,80	5,08	7,66

Bảng 6.4. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Phú Yên giai đoạn 2020-2030 (Phương án cao)

TT	Ngành	2020			2025			2030			Tốc độ tăng trưởng A (%/năm)		
		P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	2016-2020	2021-2025	2026-2030
1	Công nghiệp - Xây dựng	146,30	667,38	50,35	234,60	1.115,80	52,82	378,00	1.818,55	54,72	19,50	10,83	10,26
a	NM KCP Sơn Hòa	9,54	32,60		12,00	45,45		12,00	46,80				
b	NM KCP Đông Xuân	2,52	7,88		4,00	15,67		4,00	16,20				
c	Các KCN	44,43	172,20		82,00	359,28		170,50	705,05				
+	KCN An Phú	9,33	35,80		14,00	54,20		30,00	115,60				
+	KCN Đông Bắc Sông Cầu	12,41	49,23		20,00	81,43		40,00	155,90				
+	KCN Hòa Hiệp	13,42	54,41		25,00	98,86		50,00	198,70				
+	KCN Hóa dầu	5,44	19,87		15,00	57,54		30,00	118,90				
+	KCN lọc dầu	1,13	3,95		5,00	19,57		10,00	38,65				
+	KCN Đa ngành	1,25	4,26		7,00	28,23		15,00	57,80				
+	KCN Công nghệ cao	1,45	4,68		5,00	19,45		5,00	19,50				
d	Công nghiệp khác	105,00	454,70		170,00	695,40		265,00	1.050,50				
2	Nông, Lâm, Thủy sản	11,80	32,91	2,48	15,30	45,70	2,16	20,10	59,70	1,80	9,00	6,79	5,49
3	Dịch vụ - Thương mại	14,40	40,22	3,03	25,70	85,00	4,02	42,80	148,00	4,45	12,40	16,14	11,73

4	Quản lý và tiêu dùng dân cư	187,80	535,13	40,37	262,00	788,00	37,30	356,00	1.174,00	35,33	8,60	8,05	8,30
5	Hoạt động khác	15,80	49,92	3,77	25,00	78,00	3,69	38,50	123,00	3,70	10,30	9,34	9,54
6	Điện thương phẩm		1.325,56	100,00		2.112,50	100,00		3.323,25	100,00	13,40	9,77	9,48
	Tồn thất (%)		66,28	5,00		95,06	4,50		132,93	4,00			
	Điện nhận		1.391,84			2.207,56			3.456,18				
	Pmax	282,08			438,83			668,32			12,80	9,24	8,78

VI.4. Kết quả dự báo nhu cầu điện tỉnh Khánh Hòa

Bảng 6.5. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Khánh Hòa giai đoạn 2020-2030 (Phương án cơ sở)

T T	Ngành	2020			2025			2030			Tốc độ tăng trưởng A (%/năm)		
		P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	2016- 2020	2021- 2025	2026 -
1	Công nghiệp - Xây dựng	187,00	1.052,50	36,44	279,85	1.588,36	33,72	385,00	2.193,00	30,41	10,00	8,58	6,66
a	<i>KCN tập trung</i>	<i>85,60</i>	<i>455,30</i>	<i>15,76</i>	<i>150,00</i>	<i>846,00</i>	<i>17,96</i>	<i>200,00</i>	<i>1.128,00</i>				
b	<i>Công nghiệp khác</i>	<i>115,70</i>	<i>597,20</i>	<i>20,68</i>	<i>140,00</i>	<i>742,36</i>	<i>15,76</i>	<i>200,00</i>	<i>1.065,00</i>				
2	Nông, Lâm, Thủy	35,04	71,25	2,47	45,00	113,24	2,40	62,90	158,40	2,20	15,60	9,71	6,94
3	Dịch vụ - Thương	180,15	562,47	19,47	340,00	1.131,50	24,02	556,70	1.958,48	27,16	17,00	15,00	11,60
4	Quản lý và tiêu dùng dân cư	415,12	1.085,40	37,58	640,00	1.690,24	35,88	959,70	2.606,50	36,14	9,10	9,26	9,05
+	<i>Quản lý</i>	<i>150,00</i>	<i>350,60</i>	<i>12,14</i>	<i>240,00</i>	<i>580,24</i>	<i>12,32</i>	<i>335,00</i>	<i>856,50</i>				
+	<i>Tiêu dùng dân cư</i>	<i>300,00</i>	<i>734,80</i>	<i>25,44</i>	<i>450,00</i>	<i>1.110,00</i>	<i>23,56</i>	<i>650,00</i>	<i>1.750,00</i>				

5	Hoạt động khác	47,20	116,84	4,05	78,00	187,50	3,98	115,20	295,60	4,10	9,50	9,92	9,53
6	Điện thương phẩm		2.888,4	100,00		4.710,84	100,00		7.211,98	100,0	10,90	10,28	8,89
	Tổng thất (%)		144,42	5,00		216,70	4,60		288,48	4,00			
	Điện nhận		3.032,8			4.927,54			7.500,46				
	Pmax	579,22			898,85			1.351,6			9,95	9,19	8,50

Bảng 6.6. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Khánh Hòa giai đoạn 2020-2030 (Phương án cao)

TT	Ngành	2020			2025			2030			Tốc độ tăng trưởng A (%/năm)		
		P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	2016-2020	2021-2025	2026-2030
1	Công nghiệp - Xây dựng	187,00	1.052,50	36,44	384,00	2.201,00	39,82	491,00	2.825,00	35,60	10,00	15,90	5,12
a	<i>KCN tập trung</i>	85,60	455,30	15,76	200,00	1.121,00	20,28	250,00	1.450,00				
b	<i>Công nghiệp khác</i>	115,70	597,20	20,68	200,00	1.080,00	19,54	250,00	1.375,00				
2	Nông, Lâm, Thủy sản	35,04	71,25	2,47	45,00	113,24	2,05	62,90	158,40	2,00	15,60	9,71	6,94
3	Dịch vụ - Thương mại	180,15	562,47	19,47	400,00	1.335,00	24,15	600,00	2.050,00	25,83	17,00	18,87	8,96
4	Quản lý và tiêu dùng dân cư	415,12	1.085,40	37,58	640,00	1.690,24	30,58	959,70	2.606,50	32,85	9,10	9,26	9,05
+	<i>Quản lý</i>	150,00	350,60	12,14	240,00	580,24	10,50	335,00	856,50				
+	<i>Tiêu dùng dân cư</i>	300,00	734,80	25,44	450,00	1.110,00	20,08	650,00	1.750,00				
5	Hoạt động khác	47,20	116,84	4,05	78,00	187,50	3,39	115,20	295,60	3,73	9,50	9,92	9,53

6	Điện thương phẩm		2.888,46	100		5.526,98	100		7.935,50	100	10,90	13,86	7,50
	Tồn thất (%)		144,42	5,00		254,24	4,60		317,42	4,00			
	Điện nhận		3.032,88			5.781,22			8.252,92				
	Pmax	579,22			1.005,55			1.448,72			9,95	11,66	7,58

VI.5. Kết quả dự báo nhu cầu điện tỉnh Bình Thuận

Bảng 6.7. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Bình Thuận giai đoạn 2020-2030 (Phương án cơ sở)

TT	Ngành	2020			2025			2030			Tốc độ tăng trưởng A (%/năm)		
		P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	2016-2020	2021-2025	2026-2030
1	Công nghiệp - Xây dựng	170,24	726,40	22,69	345,76	1.531,70	30,65	578,96	2.691,00	35,32	13,80	16,09	11,93
2	Nông, Lâm, Thủy sản	764,80	1.236,87	38,63	1.020,50	1.465,80	29,33	1.142,78	1.645,31	21,59	13,40	3,45	2,34
	<i>Thanh Long</i>	<i>723,00</i>	<i>1.018,00</i>		<i>963,82</i>	<i>1.280,37</i>		<i>1.076,45</i>	<i>1.396,34</i>				
3	Dịch vụ - Thương mại	85,27	296,30	9,25	178,54	626,81	12,54	359,03	1.321,20	17,34	16,30	16,17	16,08
4	Quản lý và tiêu dùng dân cư	265,94	875,90	27,35	364,75	1.245,33	24,92	487,32	1.716,70	22,53	7,00	7,29	6,63
5	Hoạt động khác	21,13	66,54	2,08	39,21	127,27	2,55	72,36	245,59	3,22	14,10	13,85	14,05
6	Điện thương phẩm		3.202,01	100,00		4.996,91	100,00		7.619,80	100,00	11,70	9,31	8,80
	Tồn thất (%)		208,13	6,50		299,81	6,00		380,99	5,00			

	Điện nhận		3.410,14			5.296,72			8.000,79				
	Pmax	810,58			1.208,23			1.716,29			10,20	8,31	7,27
	Pmax (không có Thanh Long)	337,50			599,30			985,00					

Bảng 6.8. Tổng hợp kết quả tính toán nhu cầu điện tỉnh Bình Thuận giai đoạn 2020-2030 (Phương án cao)

T T	Ngành	2020			2025			2030			Tốc độ tăng trưởng A (%/năm)		
		P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	P (MW)	A (GWh)	%A	2016-2020	2021-2025	2026-2030
1	Công nghiệp - Xây dựng	170,24	726,40	22,69	382,60	1.687,30	30,10	603,40	2.742,10	33,91	13,80	18,36	10,20
2	Nông, Lâm, Thủy sản	764,80	1.236,87	38,63	1.185,00	1.795,80	32,04	1.258,00	1.823,60	22,55	13,40	7,74	0,31
	<i>Thanh Long</i>	<i>723,00</i>	<i>1.018,00</i>		<i>1.000,00</i>	<i>1.450,00</i>		<i>1.200,00</i>	<i>1.765,00</i>				
3	Dịch vụ - Thương mại	85,27	296,30	9,25	178,54	626,81	11,18	359,03	1.321,20	16,34	16,30	16,17	16,08
4	Quản lý và tiêu dùng dân cư	265,94	875,90	27,35	395,00	1.368,00	24,41	495,00	1.955,00	24,17	7,00	9,33	7,40
5	Hoạt động khác	21,13	66,54	2,08	39,21	127,27	2,27	72,36	245,59	3,04	14,10	13,85	14,05
6	Điện thương phẩm		3.202,01	100,00		5.605,18	100,00		8.087,49	100,00	11,70	11,85	7,61
	Tồn thất (%)		208,13	6,50		336,31	6,00		404,37	5,00			
	Điện nhận		3.410,14			5.941,49			8.491,86				
	Pmax	810,58			1.351,82			1.812,06			10,20	10,77	6,04

	Pmax (không có Thanh Long)	337,5			645			1.150					
--	-----------------------------------	--------------	--	--	------------	--	--	--------------	--	--	--	--	--

VII. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Ninh Thuận là địa phương có tiềm năng năng lượng gió và mặt trời tốt nhất trong cả nước, và đến nay đã thu hút được rất nhiều các nhà đầu tư trong nước, quốc tế phát triển các dự án điện gió, điện mặt trời trong địa bàn tỉnh. Tuy nhiên, để có thể phát triển bền vững và trở thành Trung tâm năng lượng sạch trong cả nước thì rất cần các Bộ, ngành liên quan và lãnh đạo tỉnh Ninh Thuận tiếp tục hỗ trợ tháo gỡ các khó khăn trong quá trình triển khai dự án cho các nhà đầu tư. Mặt khác, tỉnh Ninh Thuận cũng cần quan tâm đầu tư định hướng hoạt động khoa học công nghệ tập trung phân tích, đề xuất giải pháp xử lý các vấn đề kỹ thuật phát sinh trong các dự án điện tái tạo và nghiên cứu đánh giá khả năng ứng dụng các công nghệ kỹ thuật mới để phục vụ khai thác hiệu quả các nguồn năng lượng sạch.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. "Wind energy resource atlas of Southeast Asia". World Bank, Asia Alternative Energy Program, 2001.
2. AWS TruePower, Wind resource atlas of Vietnam, 2011.
2. <https://globalwindatlas.info/area/Vietnam>
3. Viện Khoa học năng lượng, Báo cáo Đề tài “Cập nhật tiềm năng lý thuyết và hiện trạng khai thác năng lượng gió, năng lượng mặt trời, năng lượng sinh khối”, 2015.
4. Report of GWEC (2017). Wind power leading the charge to drive out fossils.
5. Steve Sawyer, GWEC (2019). Personal communication with REN21.
6. Arthouros Zervos (2019). Global status report. Paris: REN21 Secretariat. 336p.
7. Report of CWEA (2018, 2017). China Wind Power Lifting Capacity Statistics Briefing.
8. <http://gizenergy.org.vn/en/re-projects-vietnam>
9. Bộ Công thương; “Maps of Solar Radiation and Potential in Vietnam”; 2015.
10. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/Vietnam>
11. IEA, “Task 1 Strategic ĐMT Analysis and Outreach – 2020 Snapshot of Global ĐMT Markets”, 2020.
12. <https://solar.evn.com.vn/>
13. Quy hoạch phát triển điện gió tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2011-2020, tầm nhìn đến 2030.
14. <https://globalsolaratlas.info/>
15. Trung tâm Khí tượng Thủy văn Ninh Thuận
16. Dự thảo Quy hoạch phát triển điện mặt trời tỉnh Ninh Thuận giai đoạn 2016-2020, tầm nhìn đến 2030.
17. <http://rooftoppvpotential.effigis.com/>
18. Một số trang web:

<http://www.moj.gov.vn>

<http://thuvienphapluat.vn>

<http://www.chinhphu.vn>

<http://www.moit.gov.vn>

<http://edoninhthuan.gov.vn>

www.renewableenergyworld.com

<http://www.eia.gov>

www.iea.org

www.ren21.net