

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO  
TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT  
THÀNH PHỐ HỒ CHÍ MINH

NCS. NGUYỄN HOÀNG PHƯƠNG

SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG HIỆU QUẢ,  
PHÁT THẢI CO<sub>2</sub> THẤP  
CHO CÁC ĐẢO KHU VỰC NHIỆT ĐỚI  
NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN - 62520202

Hướng dẫn khoa học:

- PGS. TS. VÕ VIẾT CƯỜNG
- PGS. TS. PHAN THỊ THANH BÌNH

Phản biện 1:

Phản biện 2:

Phản biện 3:

TP. HỒ CHÍ MINH – NĂM 2025



**CÔNG TRÌNH ĐƯỢC HOÀN THÀNH TẠI  
TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT  
THÀNH PHỐ HỒ CHÍ MINH**

Người hướng dẫn khoa học 1: PGS. TS. VÕ VIẾT CƯỜNG  
(Ghi rõ họ, tên, chức danh khoa học, học vị và chữ ký)

Người hướng dẫn khoa học 2: PGS. TS. PHAN THỊ THANH BÌNH  
(Ghi rõ họ, tên, chức danh khoa học, học vị và chữ ký)

Luận án tiến sĩ được bảo vệ trước  
HỘI ĐỒNG CHẤM BẢO VỆ LUẬN ÁN TIẾN SĨ  
TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT  
THÀNH PHỐ HỒ CHÍ MINH

Ngày ..... tháng ..... năm 2025



## QUYẾT ĐỊNH

**V.v giao đề tài luận án và người hướng dẫn NCS khóa 2017 - 2020**

### HIỆU TRƯỞNG TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT TP. HỒ CHÍ MINH

Căn cứ Quyết định số 426/TTg ngày 27 tháng 10 năm 1976 của Thủ tướng Chính phủ về một số vấn đề cấp bách trong mạng lưới các trường đại học và Quyết định số 118/2000/QĐ-TTg ngày 10 tháng 10 năm 2000 của Thủ tướng Chính phủ về việc tổ chức lại Đại học Quốc gia Thành Phố Hồ Chí Minh, tách Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Thành phố Hồ Chí Minh trực thuộc Bộ Giáo dục và Đào tạo;

Căn cứ Quyết định số 70/2014/QĐ-TTg ngày 10 tháng 12 năm 2014 của Thủ tướng Chính phủ về việc ban hành Điều lệ trường Đại học;

Căn cứ Thông tư số 10/2009/TT-BGDĐT ngày 07/5/2009 của Bộ Giáo dục và Đào tạo về việc Ban hành Quy chế đào tạo trình độ tiến sĩ;

Căn cứ Thông tư số 05/2012/TT-BGDĐT ngày 15/02/2012 của Bộ Giáo dục và Đào tạo về việc sửa đổi, bổ sung một số điều của Quy chế đào tạo trình độ tiến sĩ ban hành kèm theo Thông tư số 10/2009/TT-BGDĐT ngày 07/5/2009 của Bộ trưởng Bộ Giáo dục và Đào tạo;

Xét nhu cầu công tác và khả năng cán bộ;

Xét đề nghị của Trưởng phòng Đào tạo,

### QUYẾT ĐỊNH:

**Điều 1.** Giao đề tài luận án tiến sĩ và người hướng dẫn cho:

Nghiên cứu sinh : **Nguyễn Hoàng Phương**

Ngành : **Kỹ thuật điện**

Khoá: **2017 - 2020**

Tên luận án : **Sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO2 thấp cho các đảo khu vực nhiệt đới**

Người HD thứ nhất (HD chính): **TS. Võ Viết Cường**

Người HD thứ hai : **PGS.TS. Phan Thị Thanh Bình**

Thời gian thực hiện : **17/5/2017 đến 17/5/2020**

**Điều 2.** Giao cho Phòng Đào tạo quản lý, thực hiện theo đúng Quy chế đào tạo trình độ tiến sĩ của Bộ Giáo dục & Đào tạo đã ban hành.

**Điều 3.** Trưởng các đơn vị, phòng Đào tạo, các Khoa quản ngành tiến sĩ và các Ông (Bà) có tên tại Điều 1 chịu trách nhiệm thi hành quyết định này.

Quyết định có hiệu lực kể từ ngày ký./.

**Nơi nhận :**

- BGH (để biết);
- Như điều 2, 3;
- Lưu: VT, SDH (4b).





# LÝ LỊCH CÁ NHÂN

## I. LÝ LỊCH SƠ LƯỢC

Họ & tên: Nguyễn Hoàng Phương

Giới tính: Nam

Ngày, tháng, năm sinh: 10/6/1978

Nơi sinh: Tiền Giang

Quê quán: Tiền Giang

Dân tộc: Kinh

Địa chỉ liên lạc: 92/1 ấp Long Hưng, xã Phước Thạnh, thành phố Mỹ Tho, tỉnh Tiền Giang

Điện thoại: 0982 117730

Email: nguyenhoangphuong@tgu.edu.vn

## II. QUÁ TRÌNH ĐÀO TẠO

### 1. Đại học

Hệ đào tạo: Chính quy

Thời gian đào tạo từ: 1996 - 2001

Nơi học: Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật TP. HCM

Ngành học: Kỹ thuật Điện - Điện tử

Tên đồ án: Ứng dụng MATLAB trong mô phỏng mạng điện

Ngày và nơi bảo vệ đồ án: Năm 2001 - Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật TP. HCM

### 2. Cao học

Hệ đào tạo: Chính quy

Thời gian đào tạo từ: 2005 - 2007

Nơi học: Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật TP. HCM

Ngành học: Thiết bị mạng & Nhà máy điện

Tên đồ án: Giá thành và khí thải vòng đời của phát điện sinh khối với trấu và bã mía

Ngày và nơi bảo vệ luận văn: Năm 2007 - Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật TP. HCM

## III. QUÁ TRÌNH CÔNG TÁC CHUYÊN MÔN TỪ KHI TỐT NGHIỆP ĐẠI HỌC

| Thời gian           | Nơi công tác                      | Công việc đảm nhiệm                                                                                                                  |
|---------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 7/2001 -<br>5/2004  | Trường CĐ Cộng đồng<br>Tiền Giang | Giảng viên Bộ môn Điện Điện tử - Khoa<br>Kỹ thuật Công nghệ - Trường Cao đẳng<br>Cộng đồng Tiền Giang                                |
| 6/2004 -<br>11/2005 | Trường CĐ Cộng đồng<br>Tiền Giang | Giảng viên, Tổ phó Bộ môn Điện Công<br>nghiệp - Khoa Trung học Chuyên nghiệp &<br>Dạy nghề - Trường Cao đẳng Cộng đồng<br>Tiền Giang |

|                      |                              |                                                                               |
|----------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| 12/2005 -<br>01/2008 | Trường Đại học<br>Tiền Giang | Giảng viên Bộ môn Điện Điện tử - Khoa<br>Kỹ Thuật - Trường Đại học Tiền Giang |
| 01/2008 -<br>11/2010 | Trường Đại học<br>Tiền Giang | Trưởng Bộ môn Điện Điện tử - Khoa Kỹ<br>Thuật - Trường Đại học Tiền Giang     |
| 11/2010 -<br>02/2020 | Trường Đại học<br>Tiền Giang | Phó Trưởng khoa Khoa Kỹ thuật Công<br>nghiệp, Trường Đại học Tiền Giang       |
| 03/2020 -<br>2/2021  | Trường Đại học<br>Tiền Giang | Phó Trưởng Phòng Quản trị - Thiết bị,<br>Trường Đại học Tiền Giang            |
| 02/2021 -<br>nay     | Trường Đại học<br>Tiền Giang | Trưởng Phòng Quản lý Cơ sở vật chất,<br>Trường Đại học Tiền Giang             |

#### IV. QUÁ TRÌNH NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

Các bài báo khoa học liên quan luận án đã công bố

[1]. Hoang-Phuong Nguyen, Viet-Cuong Vo, Vinh-Nghi Le, Thi-Thanh-Binh Phan, Thanh-Phong Tran, "Feasibility for solid waste power generation at Phu Quoc Island, Vietnam," *2018 4th International Conference on Green Technology and Sustainable Development (GTSD)*, DOI: 10.1109/GTSD.2018.8595552, pp. 175-180, 2018.

[2]. Hoang-Phuong Nguyen, Viet-Cuong Vo, Van-Quan Vo, Thi-Thanh-Binh Phan, Thanh-Phong Tran, "A feasible proposal for small capacity solar power generation at Phu Quoc, Viet Nam," *2019 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies*, DOI: 10.1109/i-PACT44901.2019.8960125, pp. 1-6, 2019.

[3]. Hoang-Phuong Nguyen, Viet-Cuong Vo, Tan-Dong Le, Thi-Thanh-Binh Phan, Thanh-Phong Tran, Le-Duy-Luan Nguyen, "CO<sub>2</sub> reduction potential by putting electric vehicles into operation in Phu Quoc island, Viet Nam," *2019 International Conference on System Science and Engineering (ICSSE)*, DOI: 10.1109/ICSSE.2019.8823377, pp. 229-234, 2019.

[4]. Nguyễn Hoàng Phương, Nguyễn Phước Tín, Võ Viết Cường, Trần Thanh Phong, Võ Văn Quân, "Hiệu quả kinh tế hệ thống điện mặt trời áp mái," *Kỷ yếu hội thảo Quốc gia 2019 Tài nguyên Thiên nhiên và môi trường trong tình hình mới, biến đổi khí hậu*, NXB Khoa học Kỹ thuật, ISBN 978-604-67-1585-6, pp. 80-93, 2020.

[5]. Nguyễn Hoàng Phương, Võ Viết Cường, Nguyễn Ngọc Âu, Trần Thái An, "A new proposed operating mode of diesel - wind power generation system for Phu Quy island," *Tạp chí Khoa học và Công nghệ - Đại học Đà Nẵng*, vol. 19, no. 5.1, pp. 29-34, 2021.

[6]. Nguyen H. Phuong, Luan D. L. Nguyen, Vu H. M. Nguyen, Vo. V. Cuong, Tran M. Tuan, Pham A. Tuan, "A new approach in daylighting design for buildings," *Engineering, Technology & Applied Science Research*, <https://doi.org/10.48084/etasr.5798>, vol. 13, no. 4, pp. 11344-11354, 2023. (ESCI/Scopus Q2).

[7]. Nguyen Hoang Phuong, Vo Viet Cuong, Truong Phuc Khanh Nguyen, Tran Quoc Cuong, "Energy and energy models for tropical islands in VietNam," *TNU Journal of Science and Technology*, DOI: <https://doi.org/10.34238/tnu-jst.9833>, vol. 229, no. 06, pp. 149-159, 2024.

[8]. Hoang Phuong Nguyen, Le Duy Luan Nguyen, Hoang Minh Vu Nguyen, Truong Phuc Khanh Nguyen, Viet Cuong Vo, Thi Thanh Binh Phan, " Green Power Generation for Phu Quy Island to 2040," *GMSARN International Journal*, vol. 19, pp. 540-552, 2025. (Scopus Q4).



## LỜI CAM ĐOAN

Tôi cam đoan đây là công trình nghiên cứu của tôi.

Các số liệu, kết quả nêu trong luận án là trung thực và chưa từng được ai công bố trong bất kỳ công trình nào khác.

*Tp. Hồ Chí Minh, ngày 20 tháng 3 năm 2025*

Nghiên cứu sinh

NGUYỄN HOÀNG PHƯƠNG

# LỜI CẢM ƠN

Xin tôi xin gửi lời cảm ơn chân thành và sâu sắc đến Thầy PGS. TS. Võ Viết Cường và Cô PGS. TS. Phan Thị Thanh Bình. Nhờ sự tận tình hướng dẫn, những lời chỉ bảo quý báu và sự động viên không ngừng nghỉ của Thầy Cô, tôi mới có thể hoàn thành luận án nghiên cứu của mình.

Tôi xin gửi lời tri ân sâu sắc đến Ban Giám hiệu, Phòng Đào tạo và Bộ phận Quản lý Sau đại học, Khoa Điện - Điện tử, Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật thành phố Hồ Chí Minh. Chính những điều kiện thuận lợi mà quý Thầy Cô đã tạo ra trong suốt quá trình học tập và nghiên cứu đã giúp tôi vượt qua mọi khó khăn và thử thách.

Một lời cảm ơn chân thành cũng xin được gửi tới Quý Thầy giáo, Cô giáo trong các Hội đồng chuyên đề, những người đã dành thời gian quý báu để đưa ra những góp ý sắc bén, động viên tôi, từ đó giúp tôi hoàn thiện luận án này.

Tôi cũng xin bày tỏ lòng biết ơn sâu sắc tới các Anh, Chị nghiên cứu sinh, những người bạn đồng hành đáng quý đã luôn sẵn sàng chia sẻ kiến thức và kinh nghiệm, giúp đỡ tôi trong suốt quá trình nghiên cứu và hoàn thiện luận án.

Cuối cùng, tôi xin gửi lời cảm ơn chân thành đến Ban Giám hiệu và Quý Thầy Cô Trường Đại học Tiền Giang, nơi đã tạo điều kiện về thời gian và tinh thần giúp tôi yên tâm nghiên cứu và hoàn thành luận án.

Đặc biệt, tôi xin gửi lời cảm ơn sâu sắc đến gia đình, những người luôn ở bên tôi, ủng hộ và động viên, gánh vác công việc để tôi có thể yên tâm hoàn thành nghiên cứu và thực hiện luận án của mình.

Nghiên cứu sinh

NGUYỄN HOÀNG PHƯƠNG

# TÓM TẮT

Các đảo trên thế giới, bao gồm Việt Nam, đang đối mặt với nhu cầu điện ngày càng tăng trong khi vẫn phụ thuộc nhiều vào diesel, một nguồn năng lượng đắt đỏ và gây ô nhiễm. Dù có tiềm năng lớn về năng lượng tái tạo, việc khai thác vẫn còn hạn chế do thiếu giải pháp tối ưu. Một số đảo như Phú Quốc, Côn Đảo, Phú Quý, Lý Sơn đã có nguồn điện từ lưới quốc gia hoặc kết hợp năng lượng tái tạo, nhưng chưa đáp ứng đủ nhu cầu dài hạn.

Mục tiêu của luận án này là đề xuất và minh chứng tính khả thi của các nhóm giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, cùng việc xác định cấu trúc hệ thống phát điện - dạng năng lượng chính yếu, tối ưu về chi phí phát điện, áp dụng cho các đảo khu vực nhiệt đới nói chung và Việt Nam nói riêng.

Các nhóm giải pháp đề xuất được đánh giá dựa trên tiêu chí chi phí năng lượng cạnh tranh; cấu trúc phát điện lấy hàm mục tiêu là tối thiểu chi phí phát điện khi có sự tham gia của các nguồn năng lượng tái tạo cùng các biện pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, các ràng buộc đi với hàm mục tiêu là sự kết hợp của: (1) bài toán quy hoạch như: giới hạn max, min của công suất và sản lượng các nguồn phát; (2) bài toán vận hành như: cân bằng công suất, công suất dự trữ, hệ số công suất, phạm vi thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp, công suất phát cực đại theo giờ của điện mặt trời, giới hạn dung lượng xả và sạc của hệ thống lưu trữ.

Yếu tố giảm phát thải CO<sub>2</sub> được hình thành khi luận án đề xuất các kịch bản phát điện xanh (GREEN) và xanh hơn (HIGHER GREEN) trong đó có sự tham gia ở các mức độ khác nhau của năng lượng tái tạo.

Kết quả cho thấy:

- **Nhóm giải pháp sử dụng hiệu quả năng lượng:** có 05 đề xuất và tính toán:

(1) Tính toán khả thi phát điện từ rác thải rắn trên đảo Phú Quốc giai đoạn 2020 - 2030: công suất nhà máy phát điện tăng từ 4,7 MW lên 7,0 MW. Các chỉ số tài chính gồm giá trị hiện tại ròng (NPV) đạt 5,1 triệu USD với tỷ lệ chiết khấu 7%, tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) đạt 10,5% và thời gian thu hồi vốn là 13,01 năm. Tổng lượng khí CO<sub>2</sub> giảm thiểu là 23.118 - 34.220 tấn CO<sub>2</sub>/năm. Với vòng đời dự án khoảng 25 năm thì dự án cơ bản đáp ứng các chỉ tiêu kinh tế để có thể đầu tư.

(2) Tính toán khả thi hệ thống điện mặt trời áp mái tại Phú Quốc đến năm 2030 được đánh giá qua 03 kịch bản, với tổng công suất lắp đặt lần lượt là 806, 1.219 và

1.931 MWp. Các chỉ số tài chính cho các hệ điện mặt trời mái nhà lần lượt là: tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) đạt 10,5%, 11,88% và 15,41%; thời gian thu hồi vốn là: 8, 7,5 và 6 năm. Tổng lượng khí CO<sub>2</sub> giảm thiểu lần lượt là 193.844, 293.287 và 464.473 tấn CO<sub>2</sub>/năm. Với vòng đời dự án là 20 năm thì dự án đáp ứng tốt các chỉ tiêu kinh tế để có thể đầu tư.

(3) Tính toán giải pháp khả thi giảm phát thải CO<sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động đảo Phú Quốc, theo 03 kịch bản của sự thay thế xe động cơ đốt trong bằng xe điện ở mức tỷ lệ tăng dần, lần lượt là 5, 10 và 15%. Kết quả là tỷ lệ giảm CO<sub>2</sub> vào năm 2030 lần lượt là khoảng 17%, 18% và 21%, tương ứng với 03 kịch bản. Các kịch bản trên hoàn toàn khả thi, ít nhất cho Việt Nam khi thị trường xe điện đang phát triển nhanh chóng.

(4) Phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió hiện hữu tại đảo Phú Quý mang lại những hiệu quả đáng kể, cụ thể: sản lượng phát điện từ năng lượng gió tăng 81,69% so với phương thức vận hành hiện tại; lượng diesel tiêu thụ giảm 31,23%; lượng giảm phát thải CO<sub>2</sub> tương ứng lượng giảm diesel.

(5) Thiết kế tận dụng chiếu sáng tự nhiên cho tòa nhà, có các kết quả chính sau: giảm 34% điện năng tiêu thụ năng lượng; tiết giảm khoảng 1,56 tấn CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup>/năm; thời gian hoàn vốn chỉ hơn 9 tháng.

• **Với cấu trúc phát điện tối ưu áp dụng cho đảo Phú Quý:**

- Xây dựng các kịch bản phát điện xanh: đề xuất 03 kịch bản: BAU - Business As Usual - là kịch bản không tác động gì và 02 kịch bản giảm phát thải CO<sub>2</sub> là GREEN và HIGHER GREEN với các giả định nhu cầu điện từ hệ thống giảm nhẹ do điện mặt trời áp mái, cùng công suất nguồn tái tạo tăng.

- Dù vẫn còn huy động nguồn phát diesel cho kịch bản BAU và kịch bản GREEN nhưng tỷ trọng sử dụng giảm dần, giúp giảm chi phí phát điện của hệ thống và giảm phát thải CO<sub>2</sub>.

- Chi phí phát điện trong kịch bản HIGHER GREEN thấp hơn kịch bản BAU từ 3 đến 6 UScent/kWh, tương ứng từ 81,9% đến 60% chi phí phát điện kịch bản BAU; kịch bản HIGHER GREEN giúp giảm phát thải CO<sub>2</sub> nhiều nhất, thấp hơn kịch bản BAU lần lượt là: 5,2 ktCO<sub>2</sub>, 9,8 ktCO<sub>2</sub> và 16,2 ktCO<sub>2</sub>, tương ứng tỷ lệ 82,1% 73,03% và 68,20% cho các năm 2030, 2035 và 2040.

Kết quả của nghiên cứu cấu trúc tối ưu hệ thống phát điện cho đảo Phú Quý đã khẳng định tính khả thi về kinh tế khi chi phí phát điện của hệ thống giảm nhiều và ở mức rất cạnh tranh; cùng với đó là giảm phát thải CO<sub>2</sub> lớn.

# ABSTRACT

Islands worldwide, including those in Vietnam, are facing increasing electricity demand while still relying heavily on diesel - a costly and polluting energy source. Despite significant renewable energy potential, the exploitation remains limited due to a lack of optimal solutions. Some islands, such as Phú Quốc, Côn Đảo, Phú Quý, and Lý Sơn, have electricity supplied from the national grid or a combination of renewable energy sources, but they have yet to meet long-term demand adequately.

The objective of this dissertation is to propose and demonstrate the feasibility of energy efficiency solutions while determining the optimal power generation system structure - the primary energy forms that minimize electricity generation costs - applicable to tropical islands in general and Vietnam in particular.

The proposed solutions are evaluated based on the criterion of competitive energy costs. The power generation structure is formulated with the objective function of minimizing electricity generation costs, considering the integration of renewable energy sources and energy efficiency measures. The constraints associated with this objective function include a combination of: (1) Planning constraints – Maximum and minimum limits on capacity and generation output of power sources. (2) Operational constraints – Power balance, reserve capacity, power factor, the range of power generation changes between two consecutive hours, hourly maximum solar power generation, and charging/discharging capacity limits of the energy storage system.

CO<sub>2</sub> emission reduction is incorporated through the proposal of green (GREEN) and higher green (HIGHER GREEN) power generation scenarios, where renewable energy participates at different levels.

The results indicate:

- **Energy efficiency solutions** – Five proposals and calculations:

(1) Feasibility of waste-to-energy generation on Phú Quốc Island (2020 - 2030): Power plant capacity increases from 4.7 MW to 7.0 MW. Financial indicators include a net present value (NPV) of \$5.1 million (7% discount rate), internal rate of return (IRR) of 10.5%, and payback period of 13.01 years. CO<sub>2</sub> emissions are reduced by

23,118 - 34,220 tons per year. With a project lifespan of approximately 25 years, the project meets the economic criteria for investment.

(2) Feasibility of rooftop solar systems on Phú Quốc by 2030: Evaluated across three scenarios with installed capacities of 806 MWp, 1,219 MWp, and 1,931 MWp. Financial indicators include IRRs of 10.5%, 11.88%, and 15.41% with payback periods of 8, 7.5, and 6 years, respectively. CO<sub>2</sub> emissions are reduced by 193,844, 293,287, and 464,473 tons per year, making the project economically viable over a 20-year lifespan.

(3) Feasibility of CO<sub>2</sub> reduction through EV adoption on Phú Quốc Island: Across three scenarios, where internal combustion vehicles are replaced with EVs at rates of 5%, 10%, and 15%. CO<sub>2</sub> reductions by 2030 are approximately 17%, 18%, and 21%, respectively, making these scenarios highly feasible, especially as Vietnam's EV market grows rapidly.

(4) New operating method for existing diesel-wind power systems on Phú Quý Island: Electricity generation from wind energy increases by 81.69%, diesel consumption decreases by 31.23%, and CO<sub>2</sub> emissions are proportionally reduced.

(5) Natural lighting designs for buildings: Results include a 34% reduction in energy consumption, approximately 1.56 tons of CO<sub>2</sub> reduction per square meter annually, and a payback period of just over 9 months.

- **For optimal power generation structures on Phú Quý Island:**

Three power generation scenarios are developed: BAU (Business As Usual), GREEN, and HIGHER GREEN. In the GREEN and HIGHER GREEN scenarios, rooftop solar and renewable capacity are increased, reducing reliance on diesel generation.

- In the HIGHER GREEN scenario, generation costs are 3 - 6 US cents/kWh lower than BAU, representing 81.9% - 60.0% of BAU costs.

- CO<sub>2</sub> reductions are most significant in the HIGHER GREEN scenario, with emissions lower than BAU by 5.2 ktCO<sub>2</sub>, 9.8 ktCO<sub>2</sub>, and 16.2 ktCO<sub>2</sub> for 2030, 2035, and 2040, respectively, corresponding to reductions of 82.1%, 73.03%, and 68.20%.

The results confirm the economic feasibility of the optimized power generation structures for Phú Quý Island, significantly reducing electricity costs and CO<sub>2</sub> emissions.

# MỤC LỤC

|                                                                                  |     |
|----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| LÝ LỊCH CÁ NHÂN .....                                                            | i   |
| LỜI CAM ĐOAN .....                                                               | v   |
| LỜI CẢM ƠN .....                                                                 | vi  |
| TÓM TẮT .....                                                                    | vii |
| ABSTRACT .....                                                                   | ix  |
| CHƯƠNG 1. GIỚI THIỆU .....                                                       | 1   |
| 1.1. Lý do chọn đề tài.....                                                      | 1   |
| 1.2. Đối tượng nghiên cứu.....                                                   | 8   |
| 1.3. Phạm vi nghiên cứu.....                                                     | 8   |
| 1.4. Mục tiêu nghiên cứu.....                                                    | 8   |
| 1.5. Nhiệm vụ nghiên cứu .....                                                   | 8   |
| 1.6. Phương pháp nghiên cứu.....                                                 | 9   |
| 1.7. Giá trị thực tiễn của luận án .....                                         | 10  |
| 1.8. Bố cục của luận án .....                                                    | 13  |
| CHƯƠNG 2. TỔNG QUAN VÀ MÔ HÌNH NĂNG LƯỢNG CỦA CÁC ĐẢO<br>KHU VỰC NHIỆT ĐỚI ..... | 14  |
| 2.1. Tổng quan.....                                                              | 14  |
| 2.1.1 Khái niệm, thuật ngữ về sử dụng năng lượng hiệu quả .....                  | 14  |
| 2.1.2. Hiệu quả năng lượng .....                                                 | 14  |
| 2.1.3. Nguyên nhân phát thải CO <sub>2</sub> .....                               | 15  |
| 2.1.4. Ý nghĩa của giảm phát thải CO <sub>2</sub> .....                          | 16  |
| 2.2. Mô hình năng lượng của các đảo khu vực nhiệt đới trên thế giới .....        | 17  |
| 2.2.1. Nhóm đảo ở Địa Trung Hải.....                                             | 17  |
| 2.2.2. Nhóm đảo ở Đại Tây Dương.....                                             | 22  |
| 2.2.3. Nhóm đảo ở Ấn Độ Dương .....                                              | 32  |
| 2.2.4. Nhóm đảo ở Đông Nam Á .....                                               | 40  |

|                                                                                                   |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.3. Tình hình cung cấp năng lượng cho các đảo nhiệt đới của Việt Nam .....                       | 45        |
| 2.3.1. Phú Quốc - Kiên Giang .....                                                                | 45        |
| 2.3.2. Côn Đảo - Bà Rịa - Vũng Tàu.....                                                           | 46        |
| 2.3.3. Đảo Phú Quý - Bình Thuận.....                                                              | 47        |
| 2.3.4. Lý Sơn - Quảng Ngãi .....                                                                  | 53        |
| 2.4. Tiểu kết chương 2.....                                                                       | 55        |
| <b>CHƯƠNG 3. CÁC GIẢI PHÁP SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG HIỆU QUẢ VÀ CẤU TRÚC PHÁT ĐIỆN TỐI ƯU.....</b>      | <b>59</b> |
| 3.1. Dẫn nhập.....                                                                                | 59        |
| 3.2. Đề xuất mô hình năng lượng cho các đảo nhiệt đới.....                                        | 60        |
| 3.2.1. Chính sách là yếu tố quyết định mức độ thành công của kịch bản phát thải Carbon thấp ..... | 62        |
| 3.2.2. Giải pháp cho ngành dân dụng và thương mại.....                                            | 63        |
| 3.2.3. Giải pháp cho ngành công nghiệp .....                                                      | 78        |
| 3.2.4. Giải pháp cho ngành điện lực.....                                                          | 80        |
| 3.2.5. Giải pháp cho ngành giao thông.....                                                        | 100       |
| 3.2.6. Giải pháp lĩnh vực nông nghiệp, lâm nghiệp và sử dụng đất (AFOLU).....                     | 111       |
| 3.3. Xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo khi áp dụng Mô hình năng lượng                    | 113       |
| 3.3.1. Xây dựng các kịch bản phát điện cho đảo.....                                               | 115       |
| 3.3.2. Dự báo các chỉ tiêu xã hội .....                                                           | 118       |
| 3.3.3. Các số liệu Kinh tế - Kỹ thuật của các nhà máy điện .....                                  | 120       |
| 3.3.4. Dự báo nhu cầu phụ tải.....                                                                | 127       |
| 3.3.5. Ảnh hưởng của điện mặt trời áp mái đối với nhu cầu điện từ lưới điện phân phối             | 127       |
| 3.3.6. Hàm mục tiêu .....                                                                         | 130       |
| 3.3.7. Các ràng buộc của hàm mục tiêu .....                                                       | 133       |
| 3.3.8. Giới hạn công suất lắp đặt của các nguồn phát .....                                        | 139       |
| 3.3.9. Phát thải CO <sub>2</sub> .....                                                            | 140       |
| 3.3.10. Công cụ tối ưu hóa .....                                                                  | 141       |

|                                                                                                                                                      |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.4. Tiểu kết chương 3 .....                                                                                                                         | 150 |
| CHƯƠNG 4. TÍNH KHẢ THI CỦA CÁC GIẢI PHÁP SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG HIỆU QUẢ VÀ CẤU TRÚC PHÁT ĐIỆN TỐI ƯU CHO ĐẢO PHÚ QUỐC VÀ ĐẢO PHÚ QUÝ CỦA VIỆT NAM ..... | 152 |
| 4.1. Dẫn nhập .....                                                                                                                                  | 152 |
| 4.2. Nhóm các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả cho các đảo .....                                                                                | 153 |
| 4.2.1. Tính toán khả thi phát điện từ rác thải rắn trên đảo Phú Quốc giai đoạn 2020 - 2030...                                                        | 153 |
| 4.2.2. Tính toán khả thi hệ thống điện mặt trời áp mái tại Phú Quốc đến năm 2030                                                                     | 157 |
| 4.2.3. Tính toán khả thi giảm phát thải CO <sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động đảo Phú Quốc...                                                | 168 |
| 4.2.4. Phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió hiện hữu tại Phú Quý.                                                            | 176 |
| 4.2.5. Thiết kế tận dụng chiếu sáng tự nhiên cho tòa nhà .....                                                                                       | 184 |
| 4.3. Cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo Phú Quý, Việt Nam .....                                                                                       | 195 |
| 4.3.1. Sơ đồ khối nghiên cứu xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho Phú Quý .....                                                                    | 195 |
| 4.3.2. Xây dựng các kịch bản phát điện cho Phú Quý .....                                                                                             | 197 |
| 4.3.3. Dự báo các chỉ tiêu xã hội của Phú Quý .....                                                                                                  | 199 |
| 4.3.4. Chỉ tiêu Kinh tế các loại nhà máy điện tại Phú Quý .....                                                                                      | 200 |
| 4.3.5. Dự báo nhu cầu phụ tải Phú Quý .....                                                                                                          | 203 |
| 4.3.6. Ảnh hưởng của điện mặt trời áp mái đối với nhu cầu điện từ lưới điện phân phối .....                                                          | 204 |
| 4.3.7. Giới hạn công suất lắp đặt của các nguồn phát .....                                                                                           | 210 |
| 4.3.8. Hàm mục tiêu .....                                                                                                                            | 218 |
| 4.3.9. Các ràng buộc của hàm mục tiêu .....                                                                                                          | 218 |
| 4.3.10. Giải bài toán tối ưu .....                                                                                                                   | 219 |
| 4.3.11. Kết quả .....                                                                                                                                | 221 |
| 4.4. Tiểu kết chương 4 .....                                                                                                                         | 238 |
| CHƯƠNG 5. KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG PHÁT TRIỂN .....                                                                                                         | 241 |
| TÀI LIỆU THAM KHẢO .....                                                                                                                             | 244 |
| PHỤ LỤC .....                                                                                                                                        | 256 |

## DANH SÁCH CÁC HÌNH

|                                                                                   |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Hình 1.1. Quần đảo Canary - Tây Ban Nha .....                                     | 5  |
| Hình 2.1. Đảo Crete.....                                                          | 18 |
| Hình 2.2. Cơ cấu phát điện tại đảo Crete. ....                                    | 18 |
| Hình 2.3. Đảo Síp .....                                                           | 19 |
| Hình 2.4. Mức độ tích hợp NLTT vào hệ thống điện của Síp. ....                    | 20 |
| Hình 2.5. Sơ đồ kết nối lưới điện giữa ba quốc gia Hy Lạp, Síp và Israel .....    | 21 |
| Hình 2.6. Đảo Madeira .....                                                       | 22 |
| Hình 2.7. Hệ thống điện ở đảo Maidena .....                                       | 23 |
| Hình 2.8. Bản đồ bức xạ mặt trời tại Madeira [15] .....                           | 23 |
| Hình 2.9. Đảo El Hierro .....                                                     | 24 |
| Hình 2.10. Hệ thống thủy - gió phát điện [27] .....                               | 24 |
| Hình 2.11. Đảo Gran Canaria.....                                                  | 25 |
| Hình 2.12. Hệ thống điện ở đảo Gran Canaria [6]. ....                             | 26 |
| Hình 2.13. Nhu cầu năng lượng Gran Canaria [6]. ....                              | 27 |
| Hình 2.14. Ví dụ về lưới điện thông minh. ....                                    | 28 |
| Hình 2.15. Mô hình năng lượng trong tương lai của Gran Canaria [6].....           | 30 |
| Hình 2.16. Đảo Mauritius.....                                                     | 33 |
| Hình 2.17. Tỷ lệ đóng góp các dạng nhiên liệu tại Mauritius. ....                 | 33 |
| Hình 2.18. Đảo Reunion - Pháp .....                                               | 34 |
| Hình 2.19. Bản đồ bức xạ mặt trời của đảo Reunion (kWh/m <sup>2</sup> ) [10]..... | 35 |
| Hình 2.20. Cơ cấu phát điện tại Reunion. ....                                     | 35 |
| Hình 2.21. Mô hình sử dụng năng lượng hiện tại ở đảo Reunion.....                 | 37 |
| Hình 2.22. Quần đảo Maldives.....                                                 | 39 |
| Hình 2.23. Đảo Bali - Indonesia.....                                              | 41 |
| Hình 2.24. Nhu cầu năng lượng tại Bali.....                                       | 41 |
| Hình 2.25. Đảo Phuket.....                                                        | 42 |
| Hình 2.26. Sản lượng điện của Thái Lan .....                                      | 43 |
| Hình 2.27. Kịch bản mà Fraunhofer ISE đề xuất cho các tỉnh của Thái Lan. ....     | 44 |
| Hình 2.28. Đảo Phú Quốc. ....                                                     | 46 |
| Hình 2.29. Côn Đảo.....                                                           | 47 |
| Hình 2.30. Đảo Phú Quý. ....                                                      | 48 |
| Hình 2.31. Đồ thị công suất phát của Phú Quý năm 2018. ....                       | 51 |

|                                                                                                                            |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Hình 2.32. Đồ thị công suất phát của Phú Quý năm 2020.....                                                                 | 51  |
| Hình 2.33. Đồ thị công suất phát của Phú Quý năm 2022.....                                                                 | 52  |
| Hình 2.34. Biểu đồ sản lượng điện tại Phú Quý 2018 - 2022.....                                                             | 53  |
| Hình 2.35. Đảo Lý Sơn. ....                                                                                                | 53  |
| Hình 2.36. Bản đồ một số đảo nhiệt đới. ....                                                                               | 58  |
| Hình 3.1. Mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO <sub>2</sub> thấp cho các đảo nhiệt đới. ..                    | 61  |
| Hình 3.2. Phương pháp tiếp cận từ trên xuống để ước tính tiềm năng năng lượng mặt trời. ....                               | 64  |
| Hình 3.3. Lưu đồ nghiên cứu tiềm năng điện mặt trời.....                                                                   | 65  |
| Hình 3.4. Lưu đồ thiết kế chiếu sáng ban ngày.....                                                                         | 72  |
| Hình 3.5. Cấu trúc điều khiển chiếu sáng nhân tạo.....                                                                     | 77  |
| Hình 3.6. Ý tưởng về công nghệ carbon thấp cho các xưởng sản xuất nước đá.....                                             | 79  |
| Hình 3.7. Phối hợp các hình thức phát điện cho một hòn đảo. ....                                                           | 80  |
| Hình 3.8. Lưu đồ giải thuật vận hành hệ thống phát điện diesel - gió.....                                                  | 82  |
| Hình 3.9. Đặc tuyến P-V của turbine Vestas V80. ....                                                                       | 87  |
| Hình 3.10. Lưu đồ lựa chọn số turbine phát điện.....                                                                       | 87  |
| Hình 3.11. Sơ đồ khối các phương pháp phát điện từ đốt rác thải [66]. ....                                                 | 88  |
| Hình 3.12 Sơ đồ khối nghiên cứu khả thi sản xuất điện từ rác thải sinh hoạt .....                                          | 91  |
| Hình 3.13. Sơ đồ khối nghiên cứu tiềm năng giảm CO <sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động. ....                        | 101 |
| Hình 3.14. Sơ đồ khối nghiên cứu xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo. ....                                          | 114 |
| Hình 3.15. Giá xăng dầu thế giới từ 2001 đến 2021 (nguồn AJLabs). ....                                                     | 119 |
| Hình 3.16. Sơ đồ hệ thống lưu trữ phối hợp với điện gió và điện mặt trời.....                                              | 123 |
| Hình 3.17. Ví dụ mô hình điều khiển BESS [101]. ....                                                                       | 124 |
| Hình 3.18. C-rate tổng và chu kỳ thất thoát [101]. ....                                                                    | 125 |
| Hình 3.19. Khả năng duy trì của BESS ở 60 C và C-rate = 0,5 C được biểu thị dưới dạng hàm của thời gian (ngày) [103]. .... | 126 |
| Hình 3.20. Nhu cầu phụ tải và sản lượng điện mặt trời áp mái điển hình.....                                                | 129 |
| Hình 3.21. Đường cong công suất của turbine gió. ....                                                                      | 136 |
| Hình 3.22. Giao diện và cấu trúc các dòng lệnh chương trình LINDO. ....                                                    | 142 |
| Hình 4.1. Chi phí sản xuất điện từ rác thải rắn. ....                                                                      | 155 |
| Hình 4.2. Tỷ suất lợi nhuận thuần/ Lợi tức đầu tư (ROI) .....                                                              | 156 |
| Hình 4.3. Dòng tiền ròng và số tiền tích lũy .....                                                                         | 156 |
| Hình 4.4. Suất đầu tư của 3 công nghệ pin mặt trời.....                                                                    | 160 |
| Hình 4.5. Thời gian thu hồi vốn của 3 công nghệ pin mặt trời.....                                                          | 160 |
| Hình 4.6. IRR của 3 công nghệ pin mặt trời. ....                                                                           | 161 |

|                                                                                                                                           |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Hình 4.7. NVP của 3 công nghệ pin mặt trời.....                                                                                           | 161 |
| Hình 4.8. Giảm phát thải CO <sub>2</sub> - Kịch bản 1.....                                                                                | 170 |
| Hình 4.9. Giảm phát thải CO <sub>2</sub> - Kịch bản 2.....                                                                                | 171 |
| Hình 4.10. Giảm phát thải CO <sub>2</sub> - Kịch bản 3. ....                                                                              | 172 |
| Hình 4.11. Lượng CO <sub>2</sub> giảm của xe điện so với xe truyền thống theo 3 kịch bản. 172                                             |     |
| Hình 4.12. Tỷ lệ giảm CO <sub>2</sub> của xe điện so với xe truyền thống theo 3 kịch bản... 172                                           |     |
| Hình 4.13. Tổng lượng CO <sub>2</sub> giảm đi khi sử dụng xe máy điện so với ô tô truyền thống..... 173                                   |     |
| Hình 4.14. Tỷ lệ giảm CO <sub>2</sub> của xe máy điện so với ô tô truyền thống. .... 173                                                  |     |
| Hình 4.15. Nhóm phụ tải pattern 1 trong trường hợp chia 6 nhóm..... 178                                                                   |     |
| Hình 4.16. Nhóm phụ tải pattern 5 trong trường hợp chia 6 nhóm..... 179                                                                   |     |
| Hình 4.17. Nhóm phụ tải pattern 16 trong trường hợp chia 18 nhóm..... 179                                                                 |     |
| Hình 4.18. Nhóm phụ tải pattern 16 trong trường hợp chia 18 nhóm sau khi loại bỏ nhiều. . 180                                             |     |
| Hình 4.19. Sản lượng điện gió năm 2018 theo thực tế và phương thức vận hành mới. .... 181                                                 |     |
| Hình 4.20. Sản lượng điện diesel năm 2018 theo thực tế và phương thức vận hành mới. .... 182                                              |     |
| Hình 4.21. Biểu đồ phụ tải Phú Quý theo phương thức vận hành mới. .... 183                                                                |     |
| Hình 4.22. Biểu đồ đường đi của mặt trời tại công trường xây dựng vào tháng 6. 184                                                        |     |
| Hình 4.23. Bản vẽ mặt bằng các khu chức năng của tòa nhà..... 185                                                                         |     |
| Hình 4.24. Bản vẽ phối cảnh tòa nhà. .... 187                                                                                             |     |
| Hình 4.25. Giải pháp chiếu sáng ban ngày ở phía đông..... 187                                                                             |     |
| Hình 4.26. Giải pháp chiếu sáng ban ngày ở phía tây..... 188                                                                              |     |
| Hình 4.27. Giải pháp chiếu sáng tự nhiên ở mặt tiền tòa nhà. .... 188                                                                     |     |
| Hình 4.28. Giải pháp bố trí hệ thống quang học mặt trời trên nóc tòa nhà..... 189                                                         |     |
| Hình 4.29. Kết quả mô phỏng tòa nhà lúc 9 giờ sáng. .... 190                                                                              |     |
| Hình 4.30. Cơ chế của hệ thống kiểm soát quang thông được tích hợp với quang học mặt trời. .... 192                                       |     |
| Hình 4.31. Sơ đồ khối nghiên cứu xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho Phú Quý..... 196                                                  |     |
| Hình 4.32. Biểu đồ dân số Phú Quý giai đoạn 2015-2021..... 199                                                                            |     |
| Hình 4.33. Cường độ bức xạ mặt trời tại Phú Quý (nguồn: phần mềm HOMER). 206                                                              |     |
| Hình 4.38. Công suất phát điện hình tháng 11 và tháng 12 của hệ thống điện mặt trời áp mái tại đảo Phú Quý theo đơn vị tương đối..... 206 |     |
| Hình 4.39. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU tháng 11 và tháng 12 - năm 2025..... 208                                                   |     |
| Hình 4.40. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU tháng 11 và tháng 12 - năm 2030..... 208                                                   |     |
| Hình 4.41. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU tháng 11 và tháng 12 - năm 2035..... 208                                                   |     |
| Hình 4.42. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU tháng 11 và tháng 12 - năm 2040..... 208                                                   |     |
| Hình 4.43. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2030. .... 208                                                |     |

|                                                                                                                             |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Hình 4.44. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2035. ....                                      | 209 |
| Hình 4.45. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2040. ....                                      | 209 |
| Hình 4.46. Đồ thị nhu cầu phụ tải KB HIGHER GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2030. ....                                     | 209 |
| Hình 4.47. Đồ thị nhu cầu phụ tải KB HIGHER GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2035. ....                                     | 209 |
| Hình 4.48. Đồ thị nhu cầu phụ tải KB HIGHER GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2040. ....                                     | 209 |
| Hình 4.49. Vận tốc gió theo hướng và theo khu vực của đảo Phú Quý.....                                                      | 211 |
| Hình 4.50. Vận tốc gió trung bình tại Phú Quý (nguồn: phần mềm HOMER). ....                                                 | 211 |
| Hình 4.51. Tương quan giữa công suất đặt và suất đầu tư turbine gió [131]. ....                                             | 211 |
| Hình 4.52. Lưu lượng giao thông đường thủy tại Việt Nam (Nguồn: Marinetraffic).....                                         | 213 |
| Hình 4.53. Bản đồ quy hoạch điện gió cho Phú Quý đến năm 2030. ....                                                         | 214 |
| Hình 4.54. Sản lượng tính toán mẫu cho turbine gió 6 MW tháng 11 và tháng 12 tại đảo Phú Quý.....                           | 216 |
| Hình 4.55. Công suất phát của các loại nguồn theo phụ tải điển hình tháng 5 - 2040 KB GREEN. ....                           | 221 |
| Hình 4.56. Công suất lắp đặt của các nguồn phát và phụ tải cực đại qua các năm. ....                                        | 221 |
| Hình 4.57. Sản lượng phát điện của các nguồn phát theo các kịch bản qua các năm. ....                                       | 229 |
| Hình 4.58. Chi phí phát điện của ba kịch bản.....                                                                           | 233 |
| Hình 4.59. Phát thải CO <sub>2</sub> của các kịch bản qua các năm.....                                                      | 235 |
| Hình PL.1. Công suất phát điển hình theo tháng của hệ thống điện mặt trời áp mái tại đảo Phú Quý theo đơn vị tương đối..... | 256 |
| Hình PL.2. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU năm 2025.....                                                                | 257 |
| Hình PL.3. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU năm 2030. ....                                                               | 258 |
| Hình PL.4. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU năm 2035. ....                                                               | 259 |
| Hình PL.5. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU năm 2040. ....                                                               | 260 |
| Hình PL.6. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN năm 2030. ....                                                             | 261 |
| Hình PL.7. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN năm 2035. ....                                                             | 262 |
| Hình PL.8. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN năm 2040. ....                                                             | 263 |
| Hình PL.9. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản HIGHER GREEN năm 2030. ....                                                      | 264 |
| Hình PL.10. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản HIGHER GREEN năm 2035. ....                                                     | 265 |
| Hình PL.11. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản HIGHER GREEN năm 2040. ....                                                     | 266 |
| Hình PL.12. Sản lượng tính toán mẫu cho turbine gió 6 MW tại đảo Phú Quý. ....                                              | 267 |

## DANH SÁCH CÁC BẢNG

|                                                                                          |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Bảng 2.1. Thống kê dân số và số hộ gia đình tại Phú Quý. ....                            | 48  |
| Bảng 2.2. Dự kiến lượng khách du lịch đến Phú Quý trong tương lai.....                   | 49  |
| Bảng 2.3. Công suất đặt các nhà máy điện Phú Quý.....                                    | 50  |
| Bảng 2.4. Sản lượng theo loại hình phát điện qua các năm tại Phú Quý. ....               | 52  |
| Bảng 2.5. Các chỉ tiêu kinh tế - xã hội và giải pháp năng lượng một số đảo nhiệt đới ... | 57  |
| Bảng 3.1. Các phương án giảm phát thải đối với những thiết bị tiêu thụ điện [58].        | 70  |
| Bảng 3.2. Các phương pháp cải tiến công nghệ ngành công nghiệp cho các đảo [58].....     | 78  |
| Bảng 3.3. Thống kê tình hình sử dụng xăng sinh học tại một số nước trên thế giới. ....   | 106 |
| Bảng 3.4. Thống kê khung chính sách phát triển xe điện một số quốc gia. ....             | 107 |
| Bảng 3.5. Các phương pháp cải tiến công nghệ ngành nông nghiệp cho các đảo [58]. ....    | 112 |
| Bảng 3.6. Dự báo giá dầu 2025 - 2040 và qui đổi theo sức mua tương đương. ....           | 119 |
| Bảng 3.7. Hệ số phát thải CO <sub>2</sub> của các loại hình phát điện ở Việt Nam.....    | 140 |
| Bảng 4.1. Các chỉ số kinh tế và công nghệ phát điện từ chất thải rắn tại Phú Quốc. ....  | 154 |
| Bảng 4.2. NPV, IRR theo tỷ lệ chiết khấu .....                                           | 156 |
| Bảng 4.3. Tổng diện tích nền của Phú Quốc được đến 2030.....                             | 163 |
| Bảng 4.4. Tiềm năng điện mặt trời theo kịch bản phát triển PV mức thấp.....              | 164 |
| Bảng 4.5. Tiềm năng điện mặt trời theo kịch bản phát triển PV mức độ trung bình.....     | 165 |
| Bảng 4.6. Tiềm năng điện mặt trời theo kịch bản phát triển PV mức cao. ....              | 166 |
| Bảng 4.7. Tiềm năng điện mặt trời khả thi cho Phú Quốc đến năm 2030.....                 | 167 |
| Bảng 4.8. Tiêu thụ nhiên liệu và khí thải của xe truyền thống. ....                      | 169 |
| Bảng 4.9. Tiêu thụ điện của xe điện. ....                                                | 169 |
| Bảng 4.10. Sự phát triển của các phương tiện truyền thống ( chiếc). ....                 | 169 |
| Bảng 4.11. CO <sub>2</sub> của các phương tiện truyền thống (tấn CO <sub>2</sub> ).....  | 170 |
| Bảng 4.12. Số lượng xe điện tham gia thị trường - Kịch bản 1 ( chiếc). ....              | 170 |
| Bảng 4.13. Số lượng xe điện tham gia thị trường - Kịch bản 2 (chiếc). ....               | 171 |
| Bảng 4.14. Số lượng xe điện tham gia thị trường - Kịch bản 3 (chiếc). ....               | 171 |
| Bảng 4.15. Sự phát triển của xe điện ( chiếc). ....                                      | 173 |
| Bảng 4.16. Đề xuất khung chính sách cho các loại xe truyền thống. ....                   | 174 |

|                                                                                                                                        |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Bảng 4.17. Đề xuất khung chính sách cho xe điện. ....                                                                                  | 175 |
| Bảng 4.18. Tổng hợp lượng khí thải CO <sub>2</sub> giảm của các loại xe (tấn CO <sub>2</sub> ) .....                                   | 176 |
| Bảng 4.19. Dữ liệu đầu vào.....                                                                                                        | 184 |
| Bảng 4.20. Tiêu chuẩn thiết kế chiếu sáng. ....                                                                                        | 186 |
| Bảng 4.21. Các thông số thiết kế ánh sáng. ....                                                                                        | 189 |
| Bảng 4.22. Kết quả mô phỏng.....                                                                                                       | 191 |
| Bảng 4.23. Phân tích tài chính của giải pháp đề xuất. ....                                                                             | 194 |
| Bảng 4.28. Mô tả tóm tắt các kịch bản phát điện cho Phú Quý.....                                                                       | 198 |
| Bảng 4.29. Dự báo dân số và số hộ gia đình tại đảo Phú Quý trong tương lai. ....                                                       | 200 |
| Bảng 4.30. Các chỉ số kinh tế - kỹ thuật nhà máy điện diesel. ....                                                                     | 200 |
| Bảng 4.31. Các chỉ số kinh tế - kỹ thuật nhà máy điện gió Phú Quý. ....                                                                | 201 |
| Bảng 4.32. Các chỉ số kinh tế nhà máy điện mặt trời Phú Quý (Quy mô nhà máy).....                                                      | 202 |
| Bảng 4.33. Các chỉ số kinh tế kỹ thuật nhà máy điện nhiên liệu chất thải rắn. ....                                                     | 202 |
| Bảng 4.34. Các chỉ số kinh tế kỹ thuật của BESS [129].....                                                                             | 203 |
| Bảng 4.35. Sản lượng điện tại Phú Quý từ năm 2017 đến năm 2022.....                                                                    | 204 |
| Bảng 4.36. Dự báo nhu cầu phụ tải Phú Quý trong những năm tương lai.....                                                               | 204 |
| Bảng 4.37. Tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời áp mái theo các kịch bản. ....                                                                | 205 |
| Bảng 4.38. Dự báo công suất lắp đặt điện mặt trời tối đa cho các kịch bản tại Phú Quý.....                                             | 206 |
| Bảng 4.39. Hệ số công suất phát điện hình theo tháng của hệ thống điện mặt trời áp mái tại đảo Phú Quý theo đơn vị tương đối.....      | 207 |
| Bảng 4.40. Công suất tối đa điện gió lắp mới theo các kịch bản (ĐVT: MW). ....                                                         | 214 |
| Bảng 4.41. Hệ số công suất phát điện gió tại đảo Phú Quý. ....                                                                         | 215 |
| Bảng 4.42. Giả định công suất đặt điện mặt trời cho các kịch bản.....                                                                  | 216 |
| Bảng 4.43. Bảng tổng hợp các giá trị cài đặt cho phần mềm LINDO. ....                                                                  | 220 |
| Bảng 4.44. Kết quả tính toán công suất của các nguồn phát được huy động để đáp ứng nhu cầu phụ tải theo các kịch bản qua các năm. .... | 222 |
| Bảng 4.45. Tỷ lệ dự trữ công suất theo các kịch bản qua các năm.....                                                                   | 228 |
| Bảng 4.46. Chi phí phát điện của các kịch bản qua các năm. ....                                                                        | 232 |
| Bảng 4.47. Lượng phát thải CO <sub>2</sub> của từng loại nguồn theo các kịch bản.....                                                  | 235 |

# DANH SÁCH CÁC TỪ VIẾT TẮT

AFOLU: Nông nghiệp, lâm nghiệp và sử dụng đất.

BESS: Battery Energy Storage System - Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin.

C-rate: Thông số biểu thị tốc độ sạc hoặc xả pin so với dung lượng danh định.

CTR: Chất thải rắn.

DOD: Depth of Discharge - Độ xả sâu.

EV: Electric Vehicle - Xe sử dụng động cơ điện

GHG: Greenhouse Gases - Khí nhà kính.

HOMER: Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources - Phần mềm phân tích, mô phỏng và tối ưu hóa các hệ thống năng lượng.

ICE: Internal Combustion Engine - Xe sử dụng động cơ đốt trong

IRR: Internal Rate of Return - Tỷ suất hoàn vốn nội bộ.

KB: Kịch bản.

LCS: Low Carbon Strategy - Mô hình carbon thấp.

LINDO: Linear Interactive and Discrete Optimizer - Là phần mềm tối ưu hóa

LRT: Light Rail Transit - Đường sắt hạng nhẹ.

NASA: National Aeronautics and Space Administration - Cơ quan Hàng không và Vũ trụ Hoa Kỳ.

NNTT: Năng lượng tái tạo.

NPV: Net Present Value - Giá trị hiện tại ròng.

NREL: National Renewable Energy Laboratory - Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo của Mỹ.

O&M: Operation and Maintenance - Vận hành và Bảo trì.

OHTC: Outdoor heat transfer coefficient - Hệ số truyền nhiệt ngoài trời.

SHGC: Solar heat gain coefficient - Hệ số hấp thụ nhiệt mặt trời.

SOC: State of Charge - Trạng thái sạc hoặc Mức dung lượng pin.

SWH: Solar water heating - Hệ thống máy nước nóng năng lượng mặt trời.

VLТ: Visible light transmission - Tỷ lệ truyền sáng qua kính.

# CHƯƠNG 1. GIỚI THIỆU

## 1.1. Lý do chọn đề tài

Các đảo có vai trò then chốt trong hệ sinh thái và văn hóa toàn cầu, trước hết, đảo là "điểm nóng" về đa dạng sinh học và văn hóa, đồng thời là nền tảng sinh kế của hàng triệu người dân. Sự tồn tại của cư dân đảo từ lâu đã gắn bó mật thiết với tài nguyên địa phương, không gian sinh thái hạn chế và sự gắn kết xã hội bền chặt. Đặc biệt, văn hóa và tri thức truyền thống của họ là những nguồn lực quý giá để phục hồi và thúc đẩy mối quan hệ hài hòa giữa con người và thiên nhiên [1].

Hơn thế nữa, các đảo là "nút giao" kết nối toàn cầu, với vị trí địa lý đặc thù, các đảo tạo thành mạng lưới liên kết giữa các vùng sinh học và không gian văn hóa, trở thành điểm giao thoa quan trọng trong hệ thống văn hóa, chính trị và thương mại thế giới. Điều này không chỉ thể hiện qua sự di cư của các cộng đồng dân cư mà còn qua các mối quan hệ hợp tác và trao đổi trên nhiều lĩnh vực. Đồng thời, các đảo còn là "phòng thí nghiệm sống" lý tưởng, nơi tích hợp kiến thức địa phương và khoa học hiện đại, mở ra cơ hội thử nghiệm và đổi mới bền vững trên phạm vi toàn cầu [1].

Tuy nhiên, đảo đang đối mặt với nhiều thách thức nghiêm trọng, là những khu vực nhạy cảm và dễ tổn thương nhất trên Trái đất, các đảo đang chịu áp lực nặng nề từ biến đổi khí hậu, đặc biệt là mực nước biển dâng, khai thác tài nguyên không bền vững, tình trạng quá tải dân số và ô nhiễm môi trường. Thêm vào đó, sự phụ thuộc lớn vào năng lượng giá rẻ và nền kinh tế toàn cầu khiến các đảo dễ rơi vào trạng thái bất ổn khi có biến động bất ngờ. Đáng tiếc, trong khi các vấn đề này ngày càng gia tăng, các nỗ lực bảo tồn đảo vẫn đang thiếu hụt nghiêm trọng cả về nguồn lực tài chính lẫn tiếng nói trong các chính sách quốc tế [1].

Thách thức ngày càng gia tăng đòi hỏi các hành động khẩn cấp, những mối đe dọa mới, như sự mở rộng của các công trình xây dựng và phát triển du lịch, không chỉ xâm lấn các khu vực tự nhiên mà còn làm gia tăng ô nhiễm, đặc biệt là tại các vùng ven biển. Biến đổi khí hậu càng làm trầm trọng thêm tình trạng này khi các môi trường sống vốn nhỏ và phân mảnh trên đảo không đủ không gian để thích nghi. Sự thâm nhập của loài ngoại lai và nguy cơ cháy rừng cũng gia tăng, gây áp lực lớn lên các hệ sinh thái trên cạn và biển, đặc biệt là các rạn san hô [1].

Do đó, cần nhìn nhận lại vai trò và tiềm năng của các đảo trong bảo tồn môi trường toàn cầu, mặc dù có diện tích nhỏ và dân số khiêm tốn, các đảo giữ vai trò cốt lõi trong hệ sinh thái và là trung tâm của đổi mới khoa học và bảo tồn. Đầu tư vào việc bảo tồn đảo không chỉ là hành động cấp bách mà còn mang lại hiệu quả kinh tế cao. Nếu tiếng nói của cộng đồng dân đảo được công nhận và tích hợp vào các chính sách quốc tế, các đảo hoàn toàn có thể trở thành động lực đổi mới và tiên phong trong công tác bảo tồn toàn cầu [1].

Các đảo trong luận án này bao gồm những đảo nhỏ là một phần của các quốc gia trên lục địa và các đảo lãnh thổ nhỏ nằm trong khu vực nhiệt đới. Những đảo này trải rộng trên các khu vực biển từ Thái Bình Dương, Ấn Độ Dương, Đại Tây Dương và Caribbean. Các đảo khu vực nhiệt đới trên thế giới được xem là đối tượng quan trọng trong phát triển kinh tế du lịch biển; cũng như có giá trị to lớn để xác định quyền, chủ quyền về lãnh hải, lãnh thổ của các quốc gia. Việt Nam với hơn 3.200 km bờ biển, sở hữu hơn 3.000 hòn đảo lớn nhỏ [2]; đây là nhóm đối tượng có tiềm năng rất to lớn về phát triển kinh tế du lịch biển nhưng hiện mới bước đầu được khai thác trong khoảng 10 năm trở lại đây.

Trong bối cảnh khủng hoảng năng lượng toàn cầu thường xuyên xảy ra do các yếu tố bất ổn về địa chính trị trải rộng khắp trên thế giới, cùng với mức độ ấm lên toàn cầu tăng nhanh dẫn tới biến đổi khí hậu ngày càng gia tăng mạnh mẽ; đòi hỏi giới khoa học, công nghệ và quản trị cấp quốc gia, khu vực và quốc tế phải làm việc và đầu tư nghiêm túc hơn nữa trong việc tìm kiếm các cơ hội sử dụng năng lượng hiệu quả có chi phí cạnh tranh, cùng với phát thải CO<sub>2</sub> thấp nhằm cung cấp đủ năng lượng cho nhu cầu phát triển nhanh và bền vững các đảo khu vực nhiệt đới - nơi có lượng khách du lịch cao trong cả năm và cũng là đối tượng bị tác động lớn bởi nước biển dâng cao do biến đổi khí hậu.

Năng lượng đóng vai trò quan trọng trong sự tồn tại và phát triển của con người, tuy nhiên, quá trình khai thác và sử dụng năng lượng hóa thạch hiện nay đang diễn ra với tốc độ mạnh mẽ, không chú trọng đến bảo tồn và tái tạo. Điều này dẫn đến sự cạn kiệt nguồn năng lượng, biến đổi khí hậu và những tác động tiêu cực đến môi trường. Để giải quyết vấn đề này, nhiều quốc gia đã tìm kiếm các nguồn năng lượng thay thế, trong đó năng lượng tái tạo (NLTT) được xem là giải pháp tiềm năng.

Hội nghị COP26 về biến đổi khí hậu, diễn ra vào cuối năm 2021 tại Scotland, đã thông qua Hiệp định Glasgow, với mục tiêu giảm thiểu mức tăng nhiệt độ toàn cầu dưới 1,5°C vào giữa thế kỷ 21. Để đạt mục tiêu này, các quốc gia cam kết giảm đáng kể lượng khí nhà kính và tiến tới mục tiêu "net-zero" vào năm 2050 [3]. Đến nay, 137 quốc gia

chiếm 88% lượng phát thải toàn cầu đã cam kết thực hiện mục tiêu này. Việt Nam cũng cam kết đạt mục tiêu net-zero vào năm 2050, điều này đòi hỏi chuyển đổi mạnh mẽ sang năng lượng tái tạo.

Trong lộ trình hướng tới năm 2050, năng lượng tái tạo sẽ đóng vai trò chủ đạo tại Việt Nam. Theo dự báo, hệ thống điện Việt Nam sẽ cần giảm đáng kể lượng phát thải CO<sub>2</sub> và các nguồn năng lượng hóa thạch chỉ chiếm khoảng 10% tổng công suất. Các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời và năng lượng sinh khối sẽ đóng vai trò quan trọng. Đặc biệt, trong lĩnh vực giao thông, ít nhất 85% phương tiện sẽ chuyển sang sử dụng điện, trong khi trong sản xuất điện, tỷ lệ điện năng từ nguồn tái tạo cần tăng lên 90%, với sự tập trung vào năng lượng ngoài thủy điện.

Mặc dù vậy, đạt mục tiêu net-zero vào năm 2050 là một thách thức lớn đối với Việt Nam. Một trong những vấn đề quan trọng là huy động các nguồn lực quốc gia để thúc đẩy chuyển đổi năng lượng và ứng dụng các công nghệ tiên tiến. Chính phủ cần xây dựng các chính sách và khung pháp lý để thu hút đầu tư và phát triển công nghệ năng lượng tái tạo. Theo Quy hoạch điện VIII, công suất phát điện từ năng lượng tái tạo đến năm 2030 sẽ đạt 6.000 MW từ gió ngoài khơi, 21.880 MW từ gió trên bờ và 29.346 MW từ thủy điện. Đồng thời, năng lượng tái tạo sẽ chiếm 70% tổng công suất vào năm 2050 [3].

Quy hoạch điện VIII còn chú trọng phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản, tự tiêu, nhằm đáp ứng nhu cầu tiêu thụ của hộ gia đình và doanh nghiệp. Chính phủ đã ban hành các cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời mái nhà, tạo điều kiện cho người dân và doanh nghiệp tham gia vào việc sử dụng năng lượng tái tạo [3].

Trong tất cả khu vực trên thế giới, các hòn đảo từ lâu luôn bị xem như những khu vực dễ bị tác động nhất trước những ảnh hưởng của thời tiết và khí hậu. Mặt khác, vì khoảng cách địa lý xa đất liền, khi xảy ra những khủng hoảng toàn cầu như suy thoái kinh tế hoặc các trở ngại khác đối với vận chuyển nguyên liệu, dẫn đến việc tiếp cận các nguồn năng lượng từ nhiên liệu hóa thạch càng trở nên khó khăn hơn. Thay vì trông đợi sự giúp đỡ từ các quốc gia khác, các hòn đảo có thể tự chủ động cân nhắc về nguồn năng lượng, hướng đến mục tiêu sử dụng hiệu quả và phát triển một cách bền vững bằng cách chuyển đổi từ việc sử dụng năng lượng hóa thạch sang sử dụng năng lượng tái tạo.

Ngoài ra, các hòn đảo nhiệt đới với tiềm năng bức xạ mặt trời mạnh, năng lượng gió ổn định và nguồn sinh khối phong phú, có thể chuyển đổi từ sử dụng năng lượng hóa thạch sang sử dụng năng lượng tái tạo. Điều này sẽ giúp giảm sự phụ thuộc vào

năng lượng hóa thạch, giảm phát thải môi trường và cung cấp nguồn năng lượng bền vững cho các đảo. Tuy nhiên, nhiều tiềm năng này vẫn chưa được khai thác đúng mức và việc áp dụng các công nghệ mới chưa được chú trọng.

Các nghiên cứu trước đây chỉ ra rằng các đảo thường gặp tình huống khan hiếm năng lượng và bị cách ly khỏi thị trường năng lượng do vị trí xa xôi, khiến an ninh năng lượng trở thành một thách thức rất lớn. Các đảo không được kết nối với lưới điện quốc gia thì cần có lưới điện độc lập tại chỗ để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ năng lượng của người dân. Nhiều đảo hiện nay vẫn chủ yếu sử dụng năng lượng từ nhiên liệu hóa thạch, đáng lưu ý hơn, trong những tháng mùa hè, nhu cầu năng lượng của người dân tăng cao, tạo thêm nhiều thách thức cho hệ thống cung ứng năng lượng. Sự thay đổi theo mùa trong nhu cầu năng lượng, biến động về giá nhiên liệu, cũng như sự phát triển du lịch ngày càng tăng, đều gây áp lực lớn hơn cho nhu cầu cung cấp năng lượng liên quan đến phát triển bền vững. Việc nghiên cứu, khai thác và ứng dụng các nguồn năng lượng tái tạo tại chỗ trên các đảo, kết hợp với hỗn hợp năng lượng, là yêu cầu cần thiết nhằm giảm chi phí tài chính và phát triển môi trường bền vững đang trở thành một nhu cầu cấp bách. Các nghiên cứu về việc sử dụng hiệu quả năng lượng cho các đảo biệt lập, đảo ngoài khơi đã được giới khoa học trên thế giới chú trọng, có thể kể đến một số nghiên cứu tiêu biểu sau đây:

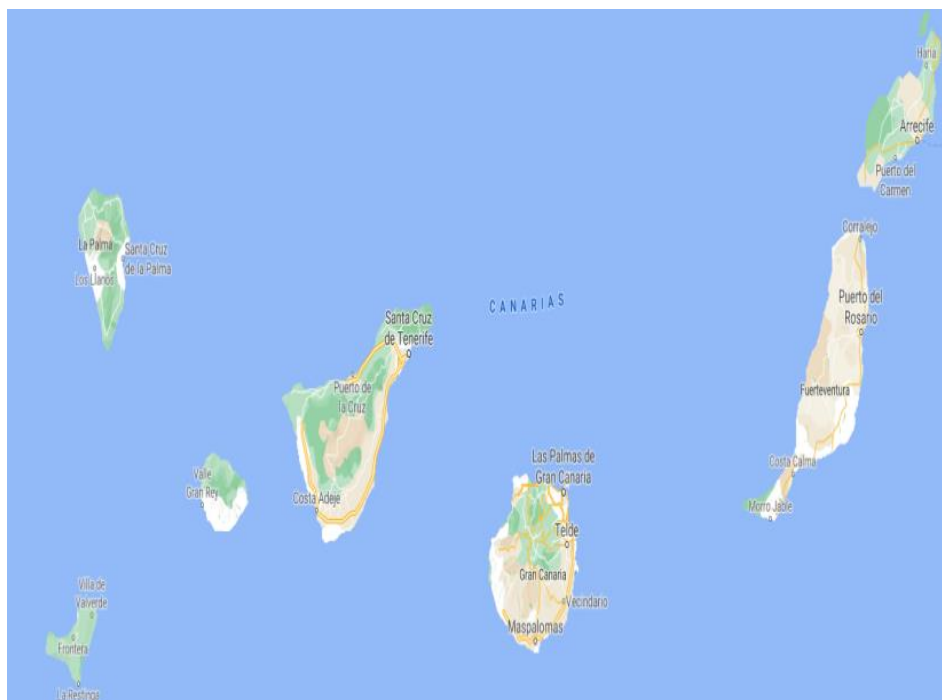
Alexis Ioannidis và Konstantinos J. Chalvatzis đã hướng trọng tâm nghiên cứu vào một loạt các hòn đảo trải dài trên toàn cầu: Malta, Síp, Curacao, Mauritius, Iceland, Jamaica, Trinidad và Tobago và Bahrain [4]. Đây là những quốc đảo rất khác biệt về vị trí địa lý, điều kiện thời tiết, khí hậu và có các mô hình, giải pháp phát triển năng lượng khác nhau. Nghiên cứu này đánh giá sự phụ thuộc vào năng lượng nhập khẩu và sự đa dạng của hỗn hợp năng lượng của các quốc đảo lớn. Nghiên cứu cho thấy rằng việc tăng cường các nguồn năng lượng tái tạo trực tiếp mang lại nhiều lợi ích cho sự độc lập về năng lượng, cải thiện quá trình phát triển bền vững và tăng cường an ninh năng lượng.

Cùng ý tưởng về việc tìm hiểu nhiều hòn đảo trong cùng một nghiên cứu, Jhih - HaoLin và các cộng sự đã tìm hiểu, nghiên cứu và giới thiệu tám hòn đảo xa bờ gồm Samso, Reunion, Síp, Crete, King Island, Agios Efstratios, Utsira và El Hierro và thảo luận về các tình huống, chính sách hiện tại, kinh nghiệm thành công và thách thức về việc phát triển NLTT [5].

Tại khu vực Đại Tây Dương, có một quần đảo được xem là điểm đến lý tưởng cho du lịch, nơi đây cũng thu hút nhiều nghiên cứu đa dạng của các nhà khoa học từ khắp nơi trên thế giới. Đó chính là quần đảo Canary thuộc Tây Ban Nha. Riêng về mặt nghiên

cứu năng lượng, nghiên cứu của Pedro Cabrera và các cộng sự [6], dựa trên khái niệm hệ thống năng lượng thông minh để tăng tỷ lệ thâm nhập năng lượng tái tạo trên các đảo, được áp dụng cho đảo Gran Canaria (Gran Canaria thuộc quần đảo Canary - Tây Ban Nha), trên quan điểm xem xét toàn bộ hệ thống năng lượng của hòn đảo. Một số chiến lược năng lượng tái tạo thông minh được đề xuất theo cách tiếp cận liên ngành giữa điện, sưởi ấm/làm mát, khử muối, ngành vận tải và khí đốt. Các chiến lược năng lượng tái tạo thông minh khác nhau đã được áp dụng nhằm mục đích tìm kiếm sự chuyển đổi từ hệ thống năng lượng hiện tại sang hệ thống sử dụng 100% năng lượng tái tạo.

Một nghiên cứu khác tại quần đảo Canary Tây Ban Nha của Henning Meschedea, Michael Child, Christian Breyer [7] thay vì Gran Canaria, các nhà nghiên cứu hướng sự tìm hiểu đến đảo La Gomera và đảo Fuerteventura. Tuy gần như cùng vị trí địa lý, cùng kiểu thời tiết, nhưng không phải tất cả quần đảo Canary đều có chung tiềm năng về năng lượng gió và sóng bờ biển, đảo La Gomera, không thể sử dụng sóng bờ biển mà phải dùng năng lượng gió và năng lượng mặt trời nếu muốn tự cung, tự cấp năng lượng và bảo vệ môi trường. Nghiên cứu này giúp làm rõ một quan điểm là có thể tham khảo các mô hình năng lượng khác nhau, nhưng khi xây dựng một mô hình cho một đảo cụ thể, phải nghiên cứu các đặc điểm riêng về đảo đó và tùy thuộc vào từng đặc điểm riêng của đảo mà xây dựng phương pháp tiếp cận phù hợp, Quần đảo Canary - Tây Ban Nha, theo Google Maps, được thể hiện như Hình 1.1 [8].



Hình 1.1. Quần đảo Canary - Tây Ban Nha

Tiếp nối chủ đề về quần đảo Canary, các nhà nghiên cứu J.L. Ramos - Suárez, A. Ritterb, J. Mata González, A. Camacho Pérez đã nghiên cứu về việc sản xuất khí sinh học từ phân động vật được sản xuất trong các trang trại ở Quần đảo Canary được xem là nguồn năng lượng bổ sung để sản xuất nhiệt, điện. Nghiên cứu này có thể được xem như nghiên cứu cơ sở cho các nghiên cứu sâu hơn ở các khu vực cùng châu Âu khác có đặc điểm tương tự như Quần đảo Canary, như Madeira và Azores [9].

Trong hai thập kỷ qua, đảo Reunion - Pháp có nhiều những sự phát triển kinh tế dẫn đến những thay đổi to lớn về cơ cấu năng lượng, ngoài ra việc tăng trưởng dân số cũng sẽ là yếu tố góp phần thúc đẩy sự phát triển nhu cầu về năng lượng. Giống như hầu hết các khu vực ngoại vi của Liên minh Châu Âu, Reunion phụ thuộc nhiều vào năng lượng sử dụng nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu. Do đó, phát triển các dạng năng lượng tái tạo khác nhau như điện mặt trời, sinh khối, năng lượng đại dương... đang được ưu tiên quan tâm nhằm đạt được mô hình năng lượng hiệu quả, phát thải CO<sub>2</sub> thấp, hay hướng tới phát thải thuần bằng không và độc lập về về năng lượng. Nghiên cứu này nhằm mục đích trình bày hiện trạng và những thành tựu chính của các chính sách và các mục tiêu tương lai trong việc triển khai các chương trình NLTT [10].

Đông Nam Á là một khu vực khác nổi tiếng trên thế giới về số lượng đảo và quần đảo. Vì vậy nơi đây cũng thu hút rất nhiều các nghiên cứu về phát triển kinh tế bền vững. Có thể kể đến nghiên cứu của L. Yang về nền kinh tế bền vững hơn cho Indonesia, Malaysia và Philippines. So với các khu vực khác, các đảo ở Đông Nam Á dễ bị ảnh hưởng và nhạy cảm hơn với các thách thức môi trường và sự đe dọa các hệ sinh thái. Kết quả cho thấy, điều cần thiết là phải cải thiện hiệu quả năng lượng bằng cách đổi mới công nghệ, loại bỏ trợ cấp cho nhiên liệu hóa thạch và tăng cường kiểm soát ô nhiễm cũng được đề xuất. Các kết quả nghiên cứu cũng đã đề xuất các chính sách để tăng cường tính bền vững về năng lượng của các nền kinh tế đảo, có thể áp dụng cho các đảo tương tự [11].

Các hòn đảo trên thế giới thu hút được nhiều các bài báo phân tích, nghiên cứu, đề xuất các mô hình năng lượng bền vững. Các giải pháp thường có tính đặc thù theo điều kiện về tự nhiên, kinh tế, văn hóa và xã hội. Do đó, việc phân tích tìm hiểu có thể phân theo các khu vực khác nhau.

Các đảo của Việt Nam, bao gồm Phú Quốc, từ năm 2014 đã được cấp điện từ lưới điện quốc gia qua cáp ngầm 110 kV dài 64 km, với trạm biến áp công suất 2x40 MVA, nguồn điện diesel chỉ được sử dụng cho tải đỉnh và dự trữ công suất. Dự báo nhu cầu

điện bình quân năm 2030 tại Phú Quốc sẽ đạt hơn 4.200 kWh/người/năm, cho thấy công suất hiện tại không thể đáp ứng được nhu cầu phụ tải của đảo. Côn Đảo hiện đang cấp điện chính từ 9 tổ máy diesel, tổng công suất 11.820 kW, cùng với nguồn điện mặt trời nhỏ hỗ trợ, tổng công suất 136 kWp chủ yếu phát vào ban ngày. Nhu cầu điện ở Côn Đảo tăng trung bình 23,4% mỗi năm trong giai đoạn 2015-2020 và điện lực địa phương đã khuyến khích các cơ sở lớn đầu tư máy phát điện riêng để dự phòng. Với xu hướng này, việc tăng nguồn cung cấp điện là cần thiết để đáp ứng nhu cầu phụ tải trong tương lai. Tại Phú Quý nguồn điện chủ yếu là diesel với tổng công suất 9,7 MW, hệ thống điện gió 6 MW và điện mặt trời 0,732 MW, cung cho thấy khả năng cung ứng điện cho tương lai là một vấn đề nan giải nếu không có giải pháp phù hợp. Lý Sơn, từ năm 2014, đã hoàn thành dự án cấp điện từ lưới điện quốc gia qua cáp ngầm xuyên biển, với công suất 16,5 MVA, tuy nhiên, nếu xảy ra sự cố trên cáp ngầm, Lý Sơn có thể phải đối mặt với tình trạng mất điện kéo dài.

Từ đó, có thể nhận thấy rằng các đảo đều đối mặt với nhu cầu năng lượng ngày càng tăng, trong khi nguồn cung cấp điện hiện tại chủ yếu dựa vào diesel và các giải pháp bổ sung còn hạn chế. Điều này làm nổi bật tầm quan trọng của việc tìm kiếm và áp dụng các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, kết hợp phát triển nguồn năng lượng tái tạo, nhằm đảm bảo phát triển bền vững.

Việt Nam, với khu vực nhiệt đới, bờ biển dài và rất nhiều đảo, đặc biệt là các đảo có dân cư sinh sống đông đúc và nền kinh tế ngày càng phát triển, sở hữu tiềm năng lớn để phát triển năng lượng tái tạo. Các đảo này có lợi thế vượt trội nhờ điều kiện khí hậu đặc biệt, thích hợp cho việc khai thác năng lượng mặt trời, gió và sinh khối. Tuy nhiên, hiện nay phần lớn các đảo vẫn chủ yếu phụ thuộc vào nguồn năng lượng diesel, một nguồn năng lượng không chỉ có chi phí cao mà còn phát thải lượng lớn khí CO<sub>2</sub>, góp phần làm trầm trọng thêm biến đổi khí hậu [12].

Dù Chính phủ Việt Nam đã có nhiều chính sách khuyến khích và hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo, tiềm năng này vẫn chưa được tiếp cận và khai thác đầy đủ. Các giải pháp như năng lượng mặt trời, gió và sinh khối, vốn có lợi thế lớn tại khu vực hải đảo, vẫn chưa được phát triển tương xứng tiềm năng do thiếu phương pháp tiếp cận, chưa có giải pháp tối ưu. Đây là một cơ hội chưa được tận dụng triệt để, mặc dù các nguồn năng lượng tái tạo này có thể giúp giảm phát khí thải nhà kính, nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng. Với số lượng đảo lớn như vậy, các đảo có thể có nhiều lựa chọn trong việc tìm kiếm mô hình sử dụng hiệu quả năng lượng, giảm phát thải CO<sub>2</sub>, giảm phát thải khí nhà kính.

Với tất cả những lý do nêu trên, luận án “Sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo khu vực nhiệt đới” là vô cùng cấp thiết, có ý nghĩa đặc biệt quan trọng. Luận án không chỉ dừng lại ở việc đề xuất các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả thông qua mô hình sử dụng năng lượng cho riêng các đảo của Việt Nam mà còn có thể xem xét áp dụng cho các đảo nhiệt đới khác trên toàn thế giới. Kết quả nghiên cứu của luận án này có thể sẽ là hình mẫu tiêu biểu, là cách thức thực hiện để các đảo nhiệt đới khác trên toàn thế giới có thể áp dụng, đạt được mục tiêu kép: (1) phát triển bền vững; (2) góp phần giảm phát thải, hướng thế giới đến mục tiêu giới hạn sự nóng lên toàn cầu.

## **1.2. Đối tượng nghiên cứu**

- Các phương pháp tiếp cận và khai thác tiềm năng năng lượng tái tạo tại chỗ cho các đảo nhiệt đới.

- Các giải pháp nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng trong hệ thống điện của đảo.

- Các giải pháp giảm thiểu nhu cầu điện từ hệ thống điện hiện tại và tối ưu hóa việc cung cấp năng lượng.

- Các phương án giảm sử dụng năng lượng hóa thạch và tăng cường áp dụng năng lượng tái tạo.

- Các giải pháp thúc đẩy sự phát triển và thâm nhập của năng lượng tái tạo vào hệ thống điện của các đảo nhiệt đới.

## **1.3. Phạm vi nghiên cứu**

- Nghiên cứu các giải pháp năng lượng hiệu quả và khả thi áp dụng cho các đảo nhiệt đới trên toàn cầu và tại Việt Nam.

- Áp dụng cụ thể các giải pháp và mô hình năng lượng cho các đảo nhiệt đới của Việt Nam, nhằm tối ưu hóa việc sử dụng và phát triển năng lượng tái tạo.

## **1.4. Mục tiêu nghiên cứu**

Mục tiêu của luận án này là đề xuất và chứng minh tính khả thi của các nhóm giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, đồng thời xác định cấu trúc hệ thống phát điện tối ưu về chi phí, áp dụng các nguồn năng lượng chính yếu cho các đảo khu vực nhiệt đới, đặc biệt là Việt Nam.

## **1.5. Nhiệm vụ nghiên cứu**

- Nghiên cứu phương pháp tiếp cận và khả năng khai thác tối đa tiềm năng năng lượng tái tạo tại chỗ cho các đảo nhiệt đới.

- Phân tích và đề xuất các giải pháp nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng trong các hệ thống điện của đảo.

- Đưa ra các giải pháp giảm thiểu nhu cầu điện từ hệ thống điện hiện tại, tối ưu hóa việc cung cấp năng lượng.

- Nghiên cứu và đề xuất phương án giảm sử dụng năng lượng hóa thạch, đồng thời tăng cường áp dụng năng lượng tái tạo.

- Tìm kiếm giải pháp nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng, khuyến khích sự phát triển và thâm nhập của năng lượng tái tạo vào hệ thống điện.

- Đề xuất và chứng minh tính khả thi của các nhóm giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả cho các đảo nhiệt đới nói chung và Việt Nam nói riêng.

## **1.6. Phương pháp nghiên cứu**

### **• Phương pháp nghiên cứu tài liệu**

- Tìm hiểu các nghiên cứu, báo cáo và tài liệu khoa học liên quan đến năng lượng tái tạo, hiệu quả năng lượng và giảm phát thải CO<sub>2</sub> cho các khu vực đảo nhiệt đới.

- Tổng hợp các mô hình năng lượng và công nghệ tiết kiệm năng lượng từ các nghiên cứu trước đó, từ đó xác định các mô hình và công nghệ phù hợp với điều kiện của các đảo nhiệt đới.

- Phân tích các chiến lược và giải pháp đã được áp dụng tại các đảo khác trên thế giới để rút ra bài học kinh nghiệm cho đề tài.

### **• Phương pháp thu thập số liệu thực địa**

- Tiến hành khảo sát và thu thập các số liệu thực tế về điều kiện khí hậu, nguồn năng lượng tái tạo sẵn có, nhu cầu năng lượng và lượng phát thải CO<sub>2</sub> trên đảo.

- Thu thập các thông tin liên quan đến chi phí và khả năng triển khai các công nghệ năng lượng tái tạo.

### **• Phương pháp mô phỏng và tối ưu hóa**

- Sử dụng các phần mềm mô phỏng, công cụ tối ưu hóa như HOMER, LINDO... để tối ưu hóa chi phí phát điện theo các kịch bản phát triển hệ thống năng lượng cho đảo, bao gồm việc kết hợp các nguồn năng lượng tái tạo và hệ thống lưu trữ năng lượng.

- Dựa vào các dữ liệu đã thu thập, tiến hành mô phỏng, tối ưu hóa các kịch bản để đánh giá hiệu quả của từng mô hình về chi phí, độ ổn định cung cấp, khả năng đáp ứng nhu cầu và phát thải CO<sub>2</sub>.

- Áp dụng các phương pháp tối ưu hóa để tìm ra mô hình cung cấp năng lượng tối ưu, nhằm tối thiểu hóa chi phí và lượng phát thải CO<sub>2</sub>, đồng thời tối đa hóa hiệu quả năng lượng.

- Phương pháp phân tích chi phí

- Thực hiện phân tích chi phí - lợi ích của các giải pháp năng lượng đề xuất, bao gồm cả chi phí đầu tư ban đầu, chi phí vận hành và bảo dưỡng, cũng như các lợi ích về kinh tế, môi trường và xã hội.

- Đánh giá tính khả thi của các giải pháp thông qua việc so sánh chi phí và lợi ích thu được, từ đó đề xuất các phương án tối ưu về kinh tế và hiệu quả trong thực tiễn.

- Phương pháp dự báo và xây dựng kịch bản

- Áp dụng các phương pháp dự báo để ước tính nhu cầu năng lượng của đảo trong tương lai, bao gồm tăng trưởng dân số, phát triển kinh tế và mức tiêu thụ năng lượng.

- Xây dựng các kịch bản phát triển hệ thống năng lượng dựa trên các yếu tố như sự thay đổi của công nghệ, chi phí của năng lượng tái tạo và các chính sách về bảo vệ môi trường và giảm phát thải.

- Các kịch bản này sẽ giúp đánh giá hiệu quả của các giải pháp năng lượng trong các điều kiện biến đổi khác nhau.

### **1.7. Giá trị thực tiễn của luận án**

Luận án đã đề xuất và minh chứng tính khả thi của các nhóm giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, cùng việc xác định cấu trúc hệ thống phát điện, lựa chọn dạng năng lượng chính yếu, tối ưu về chi phí phát điện, áp dụng cho các đảo khu vực nhiệt đới nói chung và Việt Nam nói riêng:

- Phát triển bền vững cho đảo: luận án cung cấp giải pháp hướng tới việc tiếp cận và sử dụng năng lượng hiệu quả, giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub>, giúp bảo vệ môi trường, hạn chế các tác động tiêu cực của biến đổi khí hậu, giúp các đảo nhiệt đới đạt được sự phát triển bền vững. Yếu tố giảm phát thải CO<sub>2</sub> được hình thành khi luận án đề xuất các kịch bản phát điện xanh (GREEN) và xanh hơn (HIGHER GREEN), trong đó có sự tham gia ở các mức độ khác nhau của năng lượng tái tạo.

- Tối ưu hóa nguồn năng lượng tại chỗ và giảm chi phí năng lượng: luận án đề xuất và minh chứng tính khả thi của các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, với 05 đề xuất và tính toán trong luận án gồm: phát điện từ rác thải sinh hoạt, hệ thống điện mặt trời áp mái, phương tiện giao thông điện (EV), phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió, thiết kế tận dụng chiếu sáng tự nhiên cho công trình. Điều này sẽ giúp các đảo chủ động về năng lượng, giảm phụ thuộc vào nguồn năng lượng từ bên

ngoài. Sử dụng năng lượng hiệu quả và giảm phát thải không chỉ giúp tiết kiệm chi phí vận hành hệ thống năng lượng mà còn hỗ trợ phát triển kinh tế:

(1) Tính toán khả năng phát điện từ rác thải rắn trên đảo Phú Quốc giai đoạn 2020 - 2030: Căn cứ vào quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội của đảo, theo đó dân số dự kiến sẽ tăng từ 360.000 người lên 532.888 người trong giai đoạn này. Từ đó, lượng rác thải sinh hoạt sẽ tăng từ 283 tấn/năm lên 419 tấn/năm; khi đó, Công suất nhà máy phát điện tăng từ 4,7 MW lên 7,0 MW. Các chỉ số tài chính gồm giá trị hiện tại ròng (NPV) đạt 5,1 triệu USD với tỷ lệ chiết khấu 7%, tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) đạt 10,5% và thời gian thu hồi vốn là 13,01 năm. Tổng lượng khí CO<sub>2</sub> giảm thiểu dao động từ 23.118 đến 34.220 tấn CO<sub>2</sub>/năm. Với vòng đời dự án khoảng 25 năm thì dự án cơ bản đáp ứng các chỉ tiêu kinh tế để có thể đầu tư.

(2) Tính toán khả năng phát triển hệ thống điện mặt trời áp mái tại Phú Quốc đến năm 2030 được đánh giá qua ba kịch bản. Các kịch bản này được xây dựng dựa trên diện tích sàn xây dựng theo quy hoạch Phú Quốc giai đoạn 2020 - 2030. Theo đó, tổng công suất lắp đặt tăng dần và lần lượt là 805 MWp, 1.219 MWp và 1.931 MWp. Các chỉ số tài chính cho các hệ điện mặt trời mái nhà lần lượt là: tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) đạt 10,5%, 11,88% và 15,41%; thời gian thu hồi vốn là: 8, 7,5 và 6 năm. Tổng lượng khí CO<sub>2</sub> giảm thiểu lần lượt là 193.844, 293.287, 464.473 tấn CO<sub>2</sub>/năm. Với vòng đời dự án là 20 đến 25 năm thì dự án đáp ứng tốt các chỉ tiêu kinh tế để có thể đầu tư.

(3) Tính toán giải pháp khả thi giảm phát thải CO<sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động đảo Phú Quốc, theo 03 kịch bản của sự thay thế xe động cơ đốt trong bằng xe điện ở mức tỷ lệ tăng dần, lần lượt là 5, 10 và 15%. Các kịch bản trên hoàn toàn khả thi, ít nhất cho Việt Nam khi thị trường xe điện đang phát triển nhanh chóng. Kết quả là tỷ lệ giảm CO<sub>2</sub> vào năm 2030 lần lượt là khoảng 17%, 18% và 21%, tương ứng với 03 kịch bản.

(4) Phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió hiện hữu tại đảo Phú Quý mang lại những hiệu quả đáng kể, cụ thể: sản lượng phát điện từ năng lượng gió tăng 81,69% so với phương thức vận hành hiện tại; lượng diesel tiêu thụ giảm 31,23%; nếu chỉ cần đạt 70% hiệu quả của phương án đề xuất, chi phí diesel tiết kiệm 12,5 tỷ đồng chi phí phát điện; lượng giảm phát thải CO<sub>2</sub> theo tỷ lệ tương ứng.

(5) Thiết kế tận dụng ánh sáng tự nhiên cho tòa nhà với kích thước 80m x 32m x 14m, gồm 1 tầng. Tòa nhà đa chức năng, bao gồm văn phòng, xưởng cơ khí nhỏ và khu

vực dịch vụ thương mại. Các kết quả chính như sau: giảm 34% điện năng tiêu thụ năng lượng; tiết giảm khoảng 1,56 tấn CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup>/y; thời gian hoàn vốn chỉ hơn 9 tháng.

- Cung cấp mô hình năng lượng: kết quả nghiên cứu từ luận án cung cấp mô hình năng lượng, kịch bản phát triển năng lượng tối ưu và phương pháp đánh giá, bằng việc xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo, áp dụng cụ thể cho đảo Phú Quý đã minh chứng cho bài toán quy hoạch và vận hành hệ thống điện độc lập hợp lý, qua đó giúp các nhà quản lý, nhà hoạch định chính sách, giúp các nhà nghiên cứu có cơ sở tham khảo để xây dựng các giải pháp năng lượng bền vững cho các đảo nhiệt đới khác:

+ Xây dựng các kịch bản phát điện xanh: đề xuất 03 kịch bản: BAU - Business As Usual - là kịch bản không tác động gì và 02 kịch bản giảm phát thải CO<sub>2</sub> là GREEN và HIGHER GREEN với các giả định nhu cầu điện từ hệ thống giảm nhẹ do điện mặt trời áp mái, cùng công suất nguồn tái tạo tăng.

+ Dù vẫn còn huy động nguồn phát diesel cho kịch bản BAU và kịch bản GREEN nhưng tỷ trọng sử dụng giảm dần, giúp giảm chi phí phát điện của hệ thống và giảm phát thải CO<sub>2</sub>.

+ Chi phí phát điện trong kịch bản HIGHER GREEN thấp hơn kịch bản BAU từ 3 đến 6 UScent/kWh, tương ứng từ 81,9% đến 60% chi phí phát điện kịch bản BAU; kịch bản HIGHER GREEN giúp giảm phát thải CO<sub>2</sub> nhiều nhất, thấp hơn kịch bản BAU lần lượt là: 5,2 ktCO<sub>2</sub>, 9,8 ktCO<sub>2</sub> và 16,2 ktCO<sub>2</sub>, tương ứng tỷ lệ 82,1% 73,03% và 68,20% cho các năm 2030, 2035 và 2040.

- Góp phần vào mục tiêu quốc gia và quốc tế về giảm phát thải: luận án có thể đóng góp vào các cam kết quốc gia trong việc cắt giảm phát thải CO<sub>2</sub> và các mục tiêu phát triển bền vững của Liên Hợp Quốc. Các quốc gia có thể ứng dụng kết quả nghiên cứu để thiết lập các chính sách và quy hoạch năng lượng hiệu quả hơn cho các khu vực đảo, hướng tới Net Zero theo cam kết của Việt Nam.

- Nâng cao nhận thức cộng đồng: thông qua các giải pháp năng lượng hiệu quả và giảm phát thải, luận án không chỉ mang lại giá trị về mặt kỹ thuật mà còn có khả năng nâng cao nhận thức của người dân và các doanh nghiệp địa phương về tầm quan trọng của việc sử dụng năng lượng hiệu quả và bảo vệ môi trường. Thúc đẩy sự tham gia của cộng đồng vào các dự án năng lượng sạch và hình thành thói quen tiết kiệm năng lượng trong sinh hoạt và sản xuất.

### **1.8. Bố cục của luận án**

Chương 1. Giới thiệu.

Chương 2. Tổng quan và mô hình năng lượng của các đảo khu vực nhiệt đới.

Chương 3. Các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả và Cấu trúc phát điện tối ưu.

Chương 4. Tính khả thi của các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả và Cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo Phú Quốc và đảo Phú Quý của Việt Nam.

Chương 5. Kết luận và hướng phát triển.

## **CHƯƠNG 2.**

# **TỔNG QUAN VÀ MÔ HÌNH NĂNG LƯỢNG CỦA CÁC ĐẢO KHU VỰC NHIỆT ĐỚI**

### **2.1. Tổng quan**

#### **2.1.1 Khái niệm, thuật ngữ về sử dụng năng lượng hiệu quả**

Căn cứ Luật số 50/2010/QH12 về Luật sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, được Quốc Hội thông qua ngày 17/6/2010, có giải thích các khái niệm, thuật ngữ về sử dụng năng lượng, cụ thể [13]:

- Năng lượng bao gồm nhiên liệu, điện năng, nhiệt năng thu được trực tiếp hoặc thông qua chế biến từ các nguồn tài nguyên năng lượng không tái tạo và tái tạo.
- Tài nguyên năng lượng không tái tạo gồm than đá, khí than, dầu mỏ, khí thiên nhiên, quặng urani và các tài nguyên năng lượng khác không có khả năng tái tạo.
- Tài nguyên năng lượng tái tạo gồm sức nước, sức gió, ánh sáng mặt trời, địa nhiệt, nhiên liệu sinh học và các tài nguyên năng lượng khác có khả năng tái tạo.
- Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả là việc áp dụng các biện pháp quản lý và kỹ thuật nhằm giảm tổn thất, giảm mức tiêu thụ năng lượng của phương tiện, thiết bị mà vẫn bảo đảm nhu cầu, mục tiêu đặt ra đối với quá trình sản xuất và đời sống.

#### **2.1.2. Hiệu quả năng lượng**

Hiệu quả năng lượng là việc sử dụng ít năng lượng hơn để đạt được cùng một kết quả hoặc thực hiện cùng một công việc, mà không làm giảm chất lượng cuộc sống. Điều này đòi hỏi tối ưu hóa việc sử dụng năng lượng trong các quy trình, thiết bị hoặc hệ thống để giảm lãng phí và tăng hiệu suất [14]. Lợi ích của hiệu quả năng lượng:

- Tiết kiệm năng lượng và chi phí: sử dụng năng lượng hiệu quả giúp giảm tiêu thụ tài nguyên, từ đó giảm chi phí năng lượng cho các cá nhân và doanh nghiệp. Điều này thúc đẩy phát triển kinh tế bền vững [15].
- Tốt hơn cho môi trường: hiệu quả năng lượng đóng vai trò quan trọng trong việc giảm phát thải khí nhà kính, qua đó giúp hạn chế tác động tiêu cực của biến đổi khí hậu. Các biện pháp nâng cao hiệu quả năng lượng không chỉ giảm thiểu mức tiêu thụ năng lượng mà còn góp phần làm giảm lượng khí CO<sub>2</sub> thải ra môi trường [15].
- Cải thiện nguồn cung năng lượng: việc tối ưu hóa sử dụng tài nguyên thiên nhiên cho phép giảm áp lực lên hệ thống cung cấp năng lượng, đồng thời tạo điều kiện phát triển kinh tế địa phương thông qua tiêu dùng có trách nhiệm [16].

### 2.1.3. Nguyên nhân phát thải CO<sub>2</sub>

- Đốt nhiên liệu hóa thạch:

+ Sản xuất điện: Các nhà máy điện sử dụng than đá, dầu mỏ và khí tự nhiên để đốt cháy và chuyển đổi thành năng lượng điện. Quá trình đốt cháy này tạo ra lượng CO<sub>2</sub> lớn thải vào khí quyển. Điện gió, điện mặt trời cũng phát thải CO<sub>2</sub> trong quá trình khai thác nguyên liệu, sản xuất và vận chuyển vật liệu, và lắp đặt, việc bảo trì các hệ thống, ví dụ, thay thế các bộ phận của tua-bin hoặc tấm pin, làm sạch tấm pin có thể gián tiếp phát thải CO<sub>2</sub> do cần sử dụng phương tiện hoặc thiết bị. Khi các thiết bị đến cuối vòng đời, việc tháo dỡ, tái chế, hoặc xử lý chúng cũng tiêu thụ năng lượng và có thể phát thải CO<sub>2</sub>.

+ Giao thông vận tải: Các phương tiện giao thông như ô tô, xe máy, máy bay, tàu thủy... sử dụng xăng, dầu diesel hoặc các loại nhiên liệu hóa thạch khác, thải CO<sub>2</sub> trong quá trình đốt nhiên liệu.

+ Công nghiệp: Các ngành công nghiệp như sản xuất xi măng, thép, hóa chất và sản xuất nhựa cũng thải ra CO<sub>2</sub> khi sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong quy trình sản xuất.

- Phá rừng và sử dụng đất:

+ Khi rừng bị chặt phá, lượng carbon được lưu trữ trong cây cối bị giải phóng vào khí quyển dưới dạng CO<sub>2</sub>.

+ Việc chuyển đổi rừng thành đất canh tác nông nghiệp hay đô thị hóa cũng làm giảm khả năng hấp thụ CO<sub>2</sub> từ môi trường của hệ sinh thái rừng.

- Nông nghiệp:

+ Trong quá trình phát triển, cây trồng hấp thụ CO<sub>2</sub> từ khí quyển qua quang hợp. Tuy nhiên, khi cây được thu hoạch và chế biến, nếu không được xử lý đúng cách (ví dụ như đốt rơm, thân cây), CO<sub>2</sub> có thể được giải phóng lại vào khí quyển.

+ Các hoạt động như chăn nuôi, trồng trọt có thể phát thải khí nhà kính khác (như CH<sub>4</sub>) nhưng cũng liên quan đến CO<sub>2</sub> qua quá trình sử dụng nhiên liệu cho máy móc và phương tiện, hay sự phân hủy các chất hữu cơ trong đất.

- Quá trình sản xuất và tiêu dùng:

+ Sử dụng năng lượng: Nhiều ngành sản xuất sử dụng năng lượng từ nhiên liệu hóa thạch như than, dầu mỏ và khí tự nhiên. Việc đốt các nhiên liệu này để cung cấp năng lượng cho máy móc, lò nung, động cơ... tạo ra CO<sub>2</sub>.

+ Các sản phẩm tiêu dùng, từ thực phẩm đến hàng hóa công nghiệp, đều có một lượng carbon nhất định thải ra trong suốt vòng đời sản xuất và tiêu thụ. Ví dụ: sản xuất và vận chuyển hàng hóa, bao bì...

- Hoạt động năng lượng và hệ thống hạ tầng:

+ Các hệ thống sưởi ấm, làm mát, chiếu sáng trong các tòa nhà, cùng với các hoạt động khác liên quan đến sử dụng điện năng từ nguồn nhiên liệu hóa thạch, cũng góp phần vào phát thải CO<sub>2</sub>.

+ Quá trình xây dựng các công trình hạ tầng (như tòa nhà, cầu, đường sá..) sử dụng năng lượng và vật liệu phát thải CO<sub>2</sub>.

Tóm lại, nguyên nhân phát thải CO<sub>2</sub> chủ yếu là do việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch đặc biệt là trong sản xuất điện, giao thông và công nghiệp, sự thay đổi sử dụng đất, và các hoạt động nông nghiệp, công nghiệp và tiêu dùng khác.

Theo đánh giá của tạp chí năng lượng và môi trường Việt Nam mức phát thải CO<sub>2</sub> bình quân đầu người toàn thế giới năm 2022 là 4,308 tấn/người. Tháng 3 năm 2024 Hiệp hội hạt nhân thế giới đánh giá hơn 40% lượng khí thải carbon dioxide - CO<sub>2</sub> liên quan đến năng lượng là do đốt nhiên liệu hóa thạch để phát điện.

#### **2.1.4. Ý nghĩa của giảm phát thải CO<sub>2</sub>**

Giảm phát thải CO<sub>2</sub> là quá trình giảm thiểu lượng khí carbon dioxide được thải ra môi trường, chủ yếu từ việc đốt nhiên liệu hóa thạch trong các hoạt động công nghiệp, giao thông vận tải và sản xuất năng lượng. Để đạt được mục tiêu này, các quốc gia và tổ chức cần thực hiện các biện pháp nhằm cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng, giảm mức tiêu thụ năng lượng và chuyển đổi sang các nguồn năng lượng tái tạo hoặc ít carbon hơn. Các biện pháp này có thể áp dụng cả trong quy trình sản xuất và trong hành vi tiêu dùng của con người. Việc giảm phát thải CO<sub>2</sub> không chỉ có lợi cho môi trường mà còn góp phần vào việc giảm thiểu tác động của biến đổi khí hậu toàn cầu, là mục tiêu chiến lược của nhiều quốc gia, bao gồm cả Việt Nam [17].

Tác động của CO<sub>2</sub> đến môi trường: tăng cường hiệu ứng nhà kính và biến đổi khí hậu, lượng CO<sub>2</sub> trong khí quyển gia tăng là nguyên nhân chính gây ra hiệu ứng nhà kính, làm tăng nhiệt độ toàn cầu. Hiện tượng này dẫn đến một loạt các tác động tiêu cực như tăng tần suất và mức độ nghiêm trọng của các hiện tượng thời tiết cực đoan như bão, lũ, hạn hán và nhiệt độ trung bình toàn cầu cao hơn. Điều này không chỉ ảnh hưởng đến các hệ sinh thái tự nhiên mà còn gây ra những tác động trực tiếp đến đời sống con người, đặc biệt là ở các vùng dễ bị tổn thương [18].

Tác động đến môi trường biển: khí CO<sub>2</sub> được hấp thụ vào đại dương, nó dẫn đến quá trình axit hóa đại dương, làm giảm pH của nước biển. Quá trình này ảnh hưởng xấu đến các sinh vật biển, đặc biệt là những loài có vỏ làm từ calcium carbonate như san hô, động vật thân mềm và một số loài sinh vật phù du. Sự thay đổi này không chỉ làm tổn

thương đa dạng sinh học biển mà còn gây gián đoạn hệ thống thức ăn biển, ảnh hưởng đến nguồn lợi thủy sản [19].

Rối loạn hệ sinh thái và mất đa dạng sinh học: biến đổi khí hậu làm thay đổi các điều kiện khí hậu, buộc nhiều loài động vật và thực vật phải di chuyển đến các khu vực khác, dẫn đến rối loạn hệ sinh thái. Một số loài không thể thích nghi hoặc di chuyển, điều này làm tăng nguy cơ tuyệt chủng và mất đa dạng sinh học. Hệ quả là các mối quan hệ sinh thái bị xáo trộn, ảnh hưởng nghiêm trọng đến cấu trúc và chức năng của các hệ sinh thái [20].

Tác động đến sức khỏe con người: nồng độ CO<sub>2</sub> cao trong không khí là một yếu tố quan trọng góp phần làm suy giảm chất lượng không khí, qua đó làm gia tăng nguy cơ chữa các bệnh lý về hô hấp như hen suyễn, mức độ CO<sub>2</sub> tăng cao có thể làm trầm trọng thêm các bệnh lý hô hấp, bởi vì khí CO<sub>2</sub> làm giảm khả năng trao đổi chất. Ngoài ra, sự tăng nhiệt độ toàn cầu còn gây ra biến đổi khí hậu, dẫn đến nồng độ ozone ở tầng mặt đất cao CO<sub>2</sub> hơn, có thể gây ra các vấn đề sức khỏe nghiêm trọng như các bệnh tim mạch và tình trạng suy giảm chức năng thở. Cả hai yếu tố này đều là những yếu tố nguy hại ảnh hưởng đến sức khỏe cộng đồng, đòi hỏi các giải pháp giảm thiểu khí thải CO<sub>2</sub> và kiểm soát ô nhiễm ozone để bảo vệ sức khỏe con người [21]

Việc giảm phát thải CO<sub>2</sub> là một trong những biện pháp thiết yếu để bảo vệ môi trường và giảm thiểu các tác động tiêu cực của biến đổi khí hậu. Các quốc gia cần tiếp tục cải thiện công nghệ, thúc đẩy năng lượng tái tạo và phát triển các chính sách khuyến khích giảm phát thải để đạt được các mục tiêu phát triển bền vững [21].

## **2.2. Mô hình năng lượng của các đảo khu vực nhiệt đới trên thế giới**

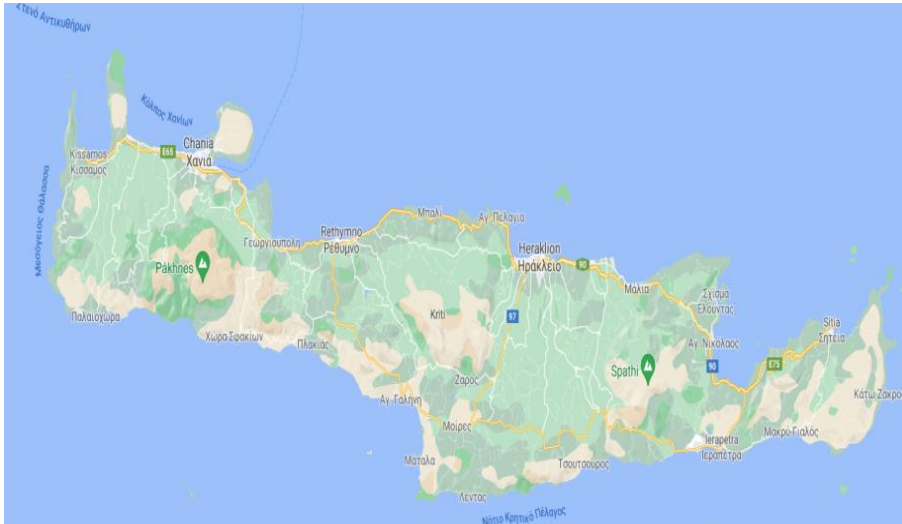
### **2.2.1. Nhóm đảo ở Địa Trung Hải**

Địa Trung Hải là một phần của Đại Tây Dương được vây quanh bởi đất liền, phía nam bởi châu Phi, phía bắc bởi châu Âu và phía đông bởi châu Á. Địa Trung Hải được chọn để nghiên cứu vì khí hậu nơi đây thuộc dạng cận nhiệt đới và nhiệt đới. Ngoài ra, Địa Trung Hải có rất nhiều đảo, với dân số đông đảo, đảo lớn nhất là Sicily. Các đảo lớn khác có thể kể đến như Cộng hòa Síp, Crete, Sardegna, Corse, Mallorca, Malta.

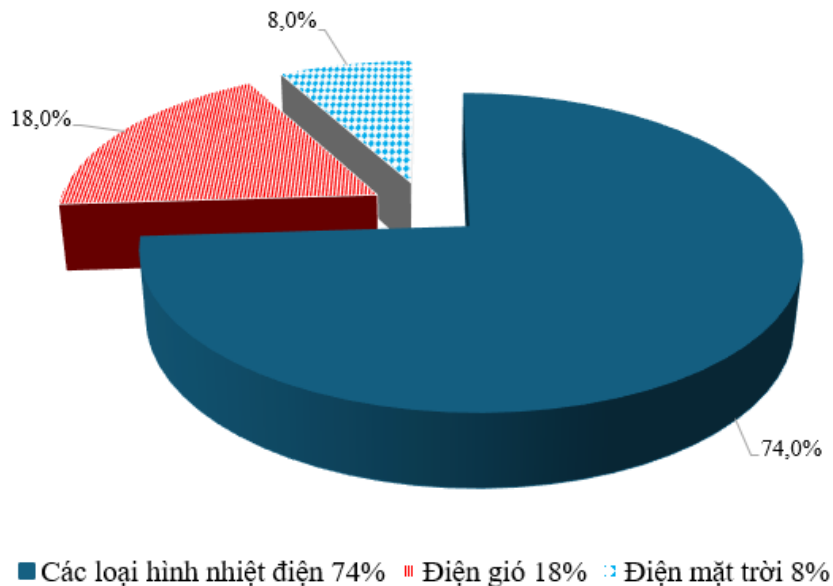
#### **• Đảo Crete - Hy Lạp**

Đảo Crete nằm trong quần đảo Aegean trên Biển Aegean, được bao quanh bởi lục địa Hy Lạp ở phía tây và bắc, bản đồ Crete như Hình 2.1, Thổ Nhĩ Kỳ ở phía đông và biển phân định ở phía nam. Kinh tế của đảo chủ yếu dựa vào nông nghiệp và khác với nhiều hòn đảo khác của Hy Lạp, Crete có một nền kinh tế tương đối tự chủ, vào những năm 1970, ngành du lịch bắt đầu phát triển mạnh và đóng vai trò ngày càng quan trọng trong

nền kinh tế. Dù nông nghiệp và chăn nuôi vẫn có giá trị, nhưng điều kiện khí hậu và thổ nhưỡng trên đảo đã dẫn đến sự giảm sút trong sản xuất. Đồng thời, sự phát triển của các ngành dịch vụ và nhu cầu năng lượng gia tăng đã thúc đẩy sự mở rộng kinh tế đáng kể trên đảo. [22].



Hình 2.1. Đảo Crete



Hình 2.2. Cơ cấu phát điện tại đảo Crete.

Vấn đề đảo Crete gặp phải cũng như nhiều nơi khác trên thế giới, việc sản xuất NLTT liên quan đến thời tiết nên rất khó khăn để có thể kiểm soát và không đồng bộ với nhu cầu tiêu thụ, dẫn đến thâm hụt và thặng dư năng lượng cao. Trong trường hợp đó, các nhà nghiên cứu vẫn phải tính toán đến việc sử dụng những nguồn năng lượng có thể kiểm soát được như thủy điện, thủy điện tích năng, sinh khối và địa nhiệt để đưa ra một mô hình năng lượng hình mẫu và có thể dùng tham khảo cho các đảo khác. Hiện tại, sản xuất điện ở Crete được thực hiện bởi ba nhà máy nhiệt điện, được trang bị turbine hơi nước,

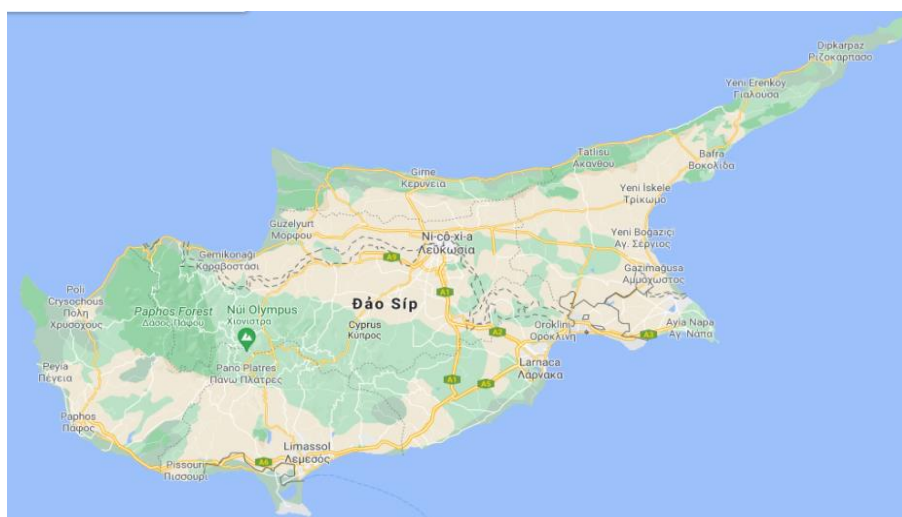
turbine khí và một chu trình hỗn hợp, với tổng công suất danh định của loại hình nhiệt điện khoảng 800 MW, điện gió khoảng 220 MW và 88 MW về điện mặt trời, cơ cấu phát điện tại đảo Crete được thể hiện như Hình 2.2 [22].

Vào năm 2022, khoảng 43% điện năng của Hy Lạp đến từ các nguồn năng lượng tái tạo, trong đó năng lượng gió và mặt trời đóng góp lần lượt 21% và 14%. Crete, là một phần của Hy Lạp, được hưởng lợi từ những phát triển này nhưng vẫn phải đối mặt với những thách thức do cơ sở hạ tầng đặc thù của hòn đảo và nhu cầu du lịch theo mùa [23].

Crete cũng là trọng tâm trong những nỗ lực đang diễn ra của Hy Lạp nhằm tăng công suất năng lượng tái tạo. Các dự án chính bao gồm lắp đặt năng lượng mặt trời và năng lượng gió, với mục tiêu của Hy Lạp là đạt 50% điện tái tạo vào năm 2030. Bất chấp những nỗ lực này, lưới điện của Crete vẫn bị cô lập một phần, điều này hạn chế khả năng sử dụng năng lượng tái tạo hoàn toàn và đòi hỏi phải tiếp tục phụ thuộc vào các nhà máy nhiên liệu hóa thạch [23].

#### • Đảo Síp

Đảo Síp nằm ở Địa Trung Hải (Hình 2.3), cách khoảng 80 km về phía nam bờ biển Thổ Nhĩ Kỳ, là một quốc đảo có nền kinh tế thị trường tự do, chủ yếu dựa vào các ngành dịch vụ, đặc biệt là du lịch. Trước đây, nông nghiệp từng là ngành kinh tế chủ lực, chiếm 1/3 lực lượng lao động và đóng góp 1/3 giá trị xuất khẩu của Síp. Tuy nhiên, trong những năm gần đây du lịch và các dịch vụ khác đã trở nên quan trọng hơn, đóng góp tới 78% GDP và thu hút hơn 70% lực lượng lao động. Kinh tế của Síp ngày càng phát triển và đa dạng hóa, từ đó dẫn đến sự gia tăng đáng kể nhu cầu về năng lượng [24].

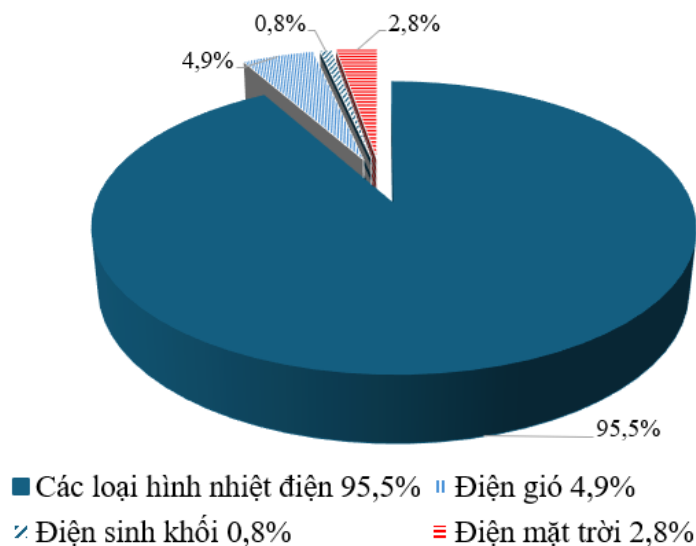


Hình 2.3. Đảo Síp

Tuy nhiên, hệ thống điện ở Síp bị cô lập, do đó việc sản xuất điện của đảo hoàn toàn dựa vào nhập khẩu nhiên liệu hóa thạch. Síp đã đưa ra một kế hoạch nhằm thúc đẩy NLTT trong giai đoạn 2002 - 2010 đã được phát triển để thúc đẩy đầu tư vào lĩnh vực tiết kiệm năng lượng thông qua các biện pháp khuyến khích tài chính. Một kế hoạch khác trong những năm 2009 - 2013 đã được phê duyệt để thúc đẩy các cơ sở NLTT lớn, thúc đẩy hơn nữa việc bảo tồn năng lượng và lắp đặt NLTT [24].

Síp là thành viên châu Âu từ năm 2004 và nơi đây là đặc trưng cho những quốc đảo có hệ thống cung cấp năng lượng biệt lập. Hệ thống năng lượng hiện tại chưa bền vững, vẫn phụ thuộc phần lớn vào việc nhập khẩu nhiên liệu hóa thạch, trong khi tỷ lệ năng lượng tái tạo chỉ chiếm dưới 5%, có thể thấy mức độ đóng góp của NLTT trong cơ cấu phát điện của Síp còn thấp hơn rất nhiều so với Crete [24].

Hệ thống cung cấp điện của Síp hiện dựa trên việc phát điện chạy bằng dầu. Síp có ba nhà máy nhiệt điện với tổng công suất lắp đặt đạt 1.478 MW. Ngoài ra, các cơ sở năng lượng tái tạo bao gồm 14 nhà máy sinh học/sinh khối với công suất 9.714 kW cũng đã được lắp đặt trên đảo, hệ thống quang điện với công suất 70.322 kW và 5 công ty điện gió với công suất 157.500 kW [24] được thể hiện như Hình 2.4.



Hình 2.4. Mức độ tích hợp NLTT vào hệ thống điện của Síp.

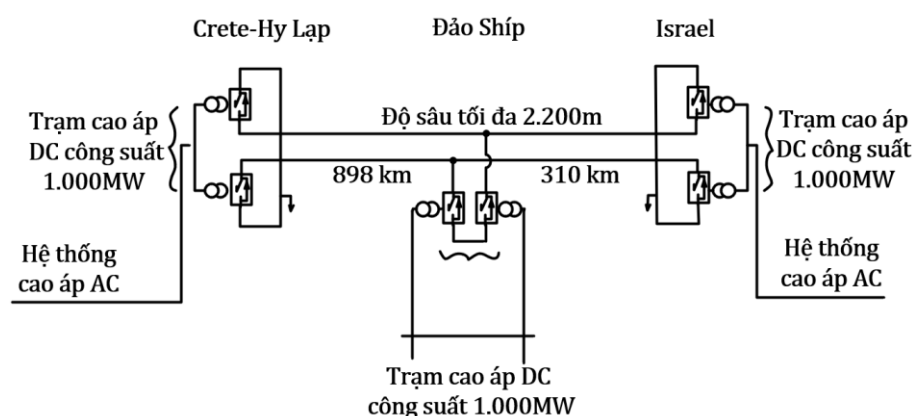
#### • Mô hình năng lượng nhóm đảo ở Địa Trung Hải

Đa số những hòn đảo ở Địa Trung Hải đều tồn tại những khó khăn, có thể kể đến như trường hợp của đảo Síp, Síp là một quốc gia dễ bị tác động bởi các vấn đề liên quan đến an ninh năng lượng do sự phụ thuộc lớn vào nguồn nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu [24]. Do những quy định hạn chế về nhập khẩu nhiên liệu hóa thạch từ các quốc gia trong Liên minh Châu Âu, Síp gặp khó khăn trong việc sử dụng các loại nhiên liệu này

một cách linh hoạt, dẫn đến việc trở thành một trong những quốc gia phụ thuộc nhiều nhất vào năng lượng trong khu vực Liên minh.

Tại Crete hệ thống điện của Crete đòi hỏi khắc khe vì đặc trưng bởi tốc độ tăng trưởng nhu cầu cao và hệ số phụ tải thấp, do đó Crete gặp phải các vấn đề về hiệu quả sử dụng điện. Môi trường độc đáo của hòn đảo giúp sự phát triển của các lĩnh vực du lịch và dịch vụ, góp phần đẩy cao nhu cầu sử dụng điện, nhưng cũng gây ra những xung đột bởi sự gia tăng sử dụng nhiên liệu hóa thạch sẽ tác động đến môi trường. Do đó, dư luận trên đảo phản ứng gay gắt việc bổ sung các nhà máy nhiệt điện mới trong khi các nguồn năng lượng tái tạo có xu hướng được người dân đảo Crete đánh giá tích cực hơn [22].

Giải pháp chung cho nhóm đảo này là một mạng lưới liên kết cáp điện ngầm DC (Hình 2.5) có tên EuroAsia interconnector kết nối Hy Lạp, Síp và Israel với cáp điện ngầm 310 km từ Israel đến Síp và 898 km từ đảo Síp đến Hy Lạp. Tuyến cáp này sẽ có khả năng truyền tải 2.000 MW điện theo một trong hai hướng. Interconnector sẽ chấm dứt sự cô lập về năng lượng điện của Síp và Crete [4].



Hình 2.5. Sơ đồ kết nối lưới điện giữa ba quốc gia Hy Lạp, Síp và Israel

Về lâu dài, hệ thống năng lượng của các đảo tại Địa Trung Hải khó có thể đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế nếu không có sự chuyển đổi mạnh mẽ. Hiện nay, các đảo này chưa tận dụng tối đa tiềm năng năng lượng tái tạo để xây dựng một hệ thống điện bền vững. Việc mở rộng quy mô điện mặt trời thông qua lắp đặt hệ thống áp mái cho hộ gia đình, khách sạn và phát triển các trang trại điện mặt trời quy mô lớn là một giải pháp quan trọng. Bên cạnh đó, khai thác điện gió cả trên bờ và ngoài khơi, kết hợp với việc ứng dụng sinh khối và khí sinh học từ rác thải nông nghiệp, sẽ giúp đa dạng hóa nguồn cung năng lượng sạch. Để đảm bảo cung cấp điện ổn định, các hệ thống lưu trữ như thủy điện tích năng và pin lưu trữ - BESS đóng vai trò quan trọng trong việc cân bằng cung - cầu điện.

Ngoài ra, việc kết nối với lưới điện khu vực thông qua các dự án như EuroAsia Interconnector sẽ giúp ổn định nguồn điện và nâng cao tính bền vững của hệ thống năng lượng. Đồng thời, cần đẩy mạnh các giải pháp nâng cao hiệu suất sử dụng điện trong ngành dịch vụ và du lịch, khuyến khích sử dụng phương tiện giao thông sạch như xe điện, tàu chạy bằng năng lượng tái tạo. Bên cạnh đó, các chính sách hỗ trợ tài chính như giảm thuế và cung cấp ưu đãi cho các dự án NLTT cũng sẽ thúc đẩy quá trình chuyển đổi năng lượng bền vững.

Nhìn chung, nếu được triển khai đồng bộ, chiến lược phát triển năng lượng tái tạo tại chỗ sẽ giúp các đảo Địa Trung Hải giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch, đảm bảo an ninh năng lượng, bảo vệ môi trường và thúc đẩy ngành du lịch bền vững, hướng tới một hệ thống năng lượng tự chủ và thân thiện với môi trường.

### 2.2.2. Nhóm đảo ở Đại Tây Dương

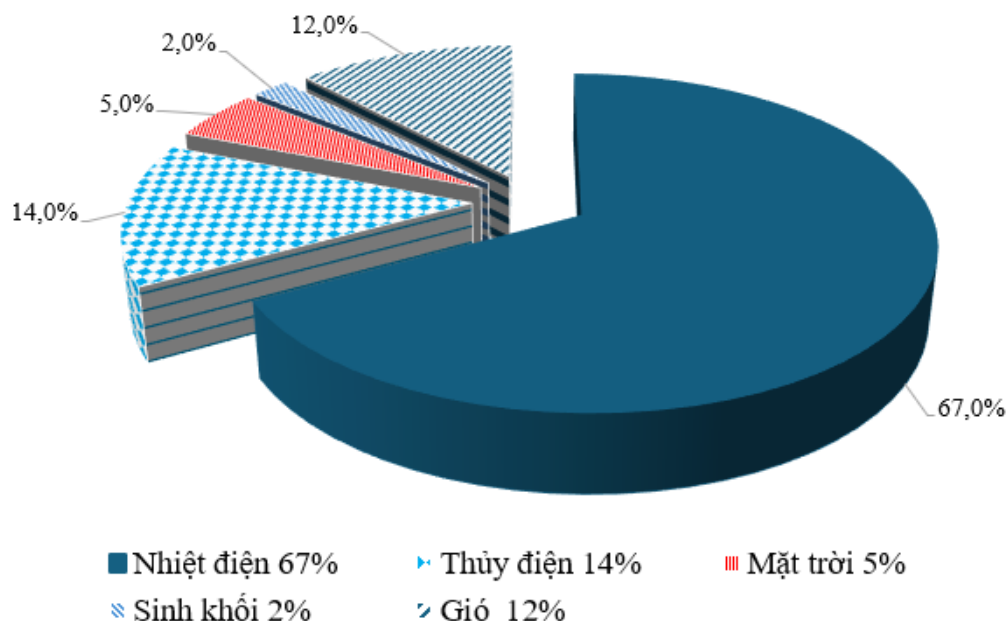
- **Đảo Madeira**

Quần đảo Madeira, thuộc lãnh thổ Bồ Đào Nha, nằm ở Đại Tây Dương, bản đồ Madeira như Hình 2.6. Madeira nổi bật với cảnh quan thiên nhiên hùng vĩ, khí hậu ôn hòa và nền văn hóa phong phú. Quần đảo này cách bờ biển châu Phi khoảng 520 km và cách lục địa châu Âu khoảng 1.000 km, tạo ra một môi trường sống độc đáo, kết hợp giữa các yếu tố văn hóa châu Âu và châu Phi. Với diện tích 741 km<sup>2</sup>, Madeira nổi tiếng với nhiều đặc sản, trong đó có rượu vang đặc trưng và phong cảnh thiên nhiên tuyệt đẹp. Rừng nguyệt quế trên đảo được UNESCO công nhận là Di sản thế giới vào năm 1999. Nhờ những giá trị văn hóa và thiên nhiên độc đáo này, quần đảo Madeira đã trở thành một điểm đến du lịch và nghỉ dưỡng nổi tiếng [25].



Hình 2.6. Đảo Madeira

Hệ thống điện của Madeira chủ yếu dựa vào nhiên liệu hóa thạch, bên cạnh đó còn sử dụng thủy điện, năng lượng gió và một lượng nhỏ năng lượng mặt trời (Hình 2.7) [25].



Hình 2.7. Hệ thống điện ở đảo Madeira



Hình 2.8. Bản đồ bức xạ mặt trời tại Madeira [15]

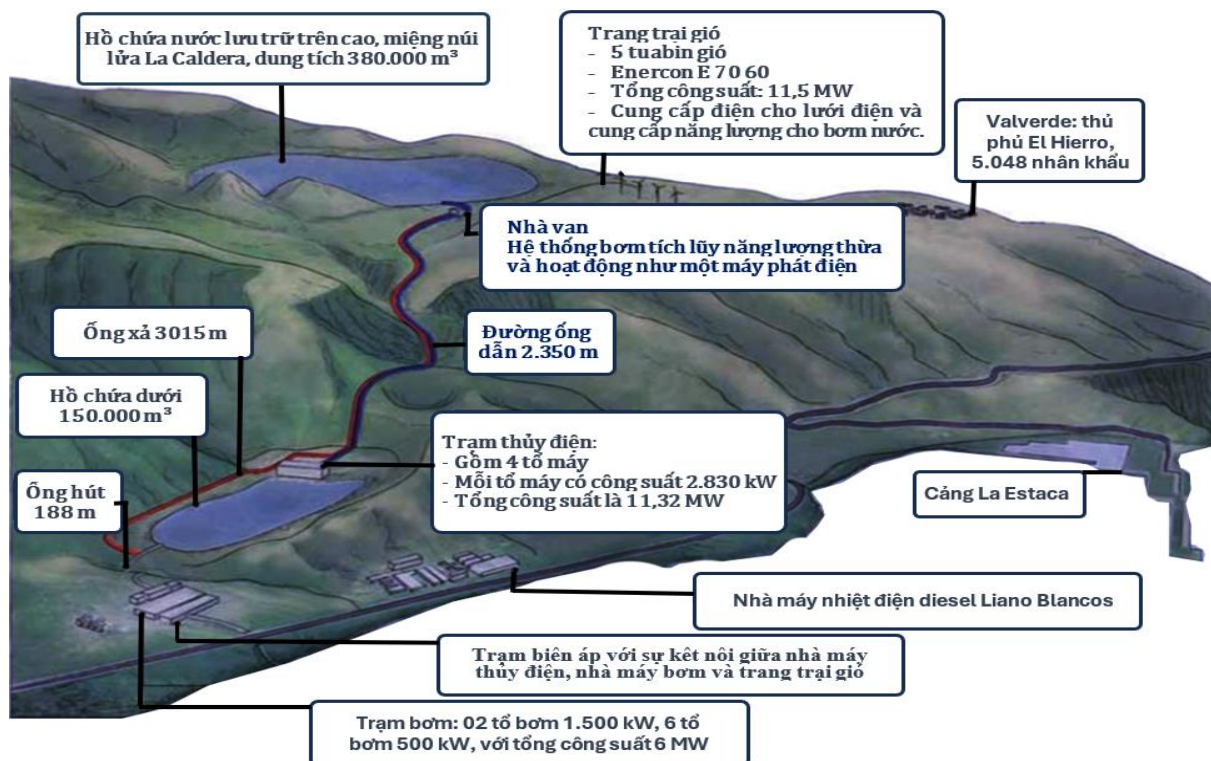
Mục tiêu của châu Âu về việc sử dụng năng lượng tái tạo được đặt ra là 20% cho năm 2020. Theo định hướng này, Madeira đã xác định mục tiêu riêng, cụ thể là đạt 20% vào năm 2010, 30% vào năm 2017 và 50% vào năm 2020 [25]. Từ năm 2012, Madeira đã liên tục vượt qua các mục tiêu đã đề ra. Tuy nhiên, trong hệ thống phát điện của Madeira, năng lượng mặt trời chỉ chiếm 5%, tương đương với 10 MW công suất đã được lắp đặt. Con số này chưa phản ánh đúng tiềm năng của hòn đảo, khi mà hầu hết các khu vực tại Madeira nhận trung bình 300 ngày nắng mỗi năm (Hình 2.8), điều này chứng tỏ đây là một địa điểm tiềm năng cho việc phát triển năng lượng mặt trời [26].

Ngoài ra, Renault SA đang thực hiện thí điểm về giao thông thông minh và hứa hẹn sẽ mang đến những giải pháp sử dụng 100% NLTT, không còn phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch cho Madeira [26].

### • Đảo El Hierro - Tây Ban Nha



Hình 2.9. Đảo El Hierro



Hình 2.10. Hệ thống thủy - gió phát điện [27]

Như nhiều quần đảo khác ở Đại Tây Dương, El Hierro là một điểm đến du lịch hấp dẫn. Hòn đảo này đã được UNESCO công nhận là Khu Dự trữ Sinh quyển Thế giới. El Hierro đã giới hạn xây dựng trên dưới một nửa tổng diện tích và duy trì nét kiến trúc truyền thống cho các tòa nhà. Đây vừa là thế mạnh vừa là hạn chế của El Hierro. Khi được UNESCO công nhận, El Hierro thu hút được nhiều du khách hơn, góp phần phát triển

kinh tế của đảo. Tuy nhiên, việc hạn chế xây dựng đã gây khó khăn cho phát triển năng lượng tái tạo vốn cần nhiều diện tích, đảo El Hierro trên Google Maps như Hình 2.9 [27].

Trong số các đảo thuộc quần đảo Canary, El Hierro đã áp dụng những cách tiếp cận độc đáo để hiện thực hóa mục tiêu tăng cường năng lượng tái tạo và xây dựng một hệ thống năng lượng bền vững 100%. Để thúc đẩy sự thâm nhập của các nguồn năng lượng tái tạo, vốn thường không ổn định trong hệ thống, một dự án đầy tham vọng đã được khởi động vào năm 2004 nhằm chuyển đổi hệ thống điện của El Hierro thành hệ thống phát điện thủy - gió hỗn hợp như Hình 2.10 [27]. Hệ thống này chuyển đổi nguồn năng lượng không liên tục thành nguồn cung cấp điện ổn định và liên tục.

Hầu hết năng lượng trên đảo được tạo ra bởi nhà máy thủy điện, trong khi phần lớn năng lượng gió được sử dụng để bơm nước từ hồ chứa phía dưới lên hồ chứa phía trên dưới dạng năng lượng tích năng. Nhà máy điện diesel chỉ hoạt động trong các tình huống đặc biệt hoặc khẩn cấp khi không đủ năng lượng gió. Hiện tại, hệ thống thủy - gió hỗn hợp đáp ứng khoảng 77% nhu cầu năng lượng hàng năm của El Hierro

#### • Đảo Gran Canaria

Về vị trí địa lý, Gran Canaria là một phần của Quần đảo Canary, Tây Ban Nha. Gran Canaria nằm ở Đại Tây Dương, khoảng 150 km ngoài khơi bờ biển phía tây bắc của châu Phi và khoảng 1.350 km từ châu Âu. Tổng diện tích bề mặt của nó là 1.560,1 km<sup>2</sup>, tương ứng với 20,95% lãnh thổ của Quần đảo Canary, bản đồ đảo Gran Canaria thể hiện như Hình 2.11 [6].



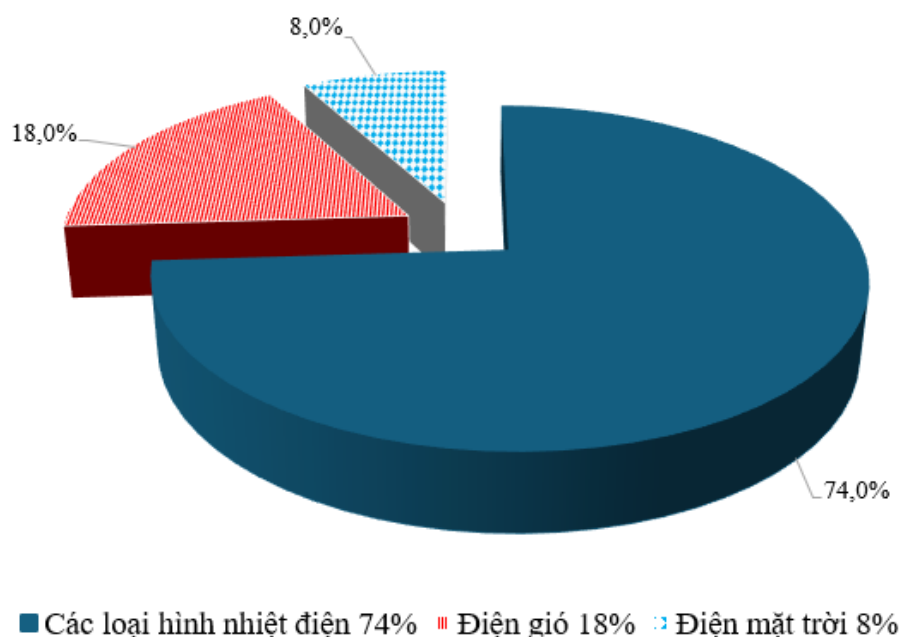
Hình 2.11. Đảo Gran Canaria.

Tuy gần nhau về địa lý, có kiểu khí hậu và trình độ kinh tế tương đồng, nhưng hệ thống điện ở đảo Madeira và Gran Canaria khá khác biệt. Theo dữ liệu năm 2014, nhu cầu năng lượng tại đảo Gran Canaria bao gồm: (1) nhu cầu điện là 2,63 TWh, (2) nhu cầu nhiệt là 0,63 TWh (đun nước, sưởi ấm), (3) nhu cầu làm mát là 0,39 TWh, (4) nhu cầu khử muối/lọc nước là 0,39 TWh, (5) nhu cầu giao thông vận tải là 5,14 TWh.

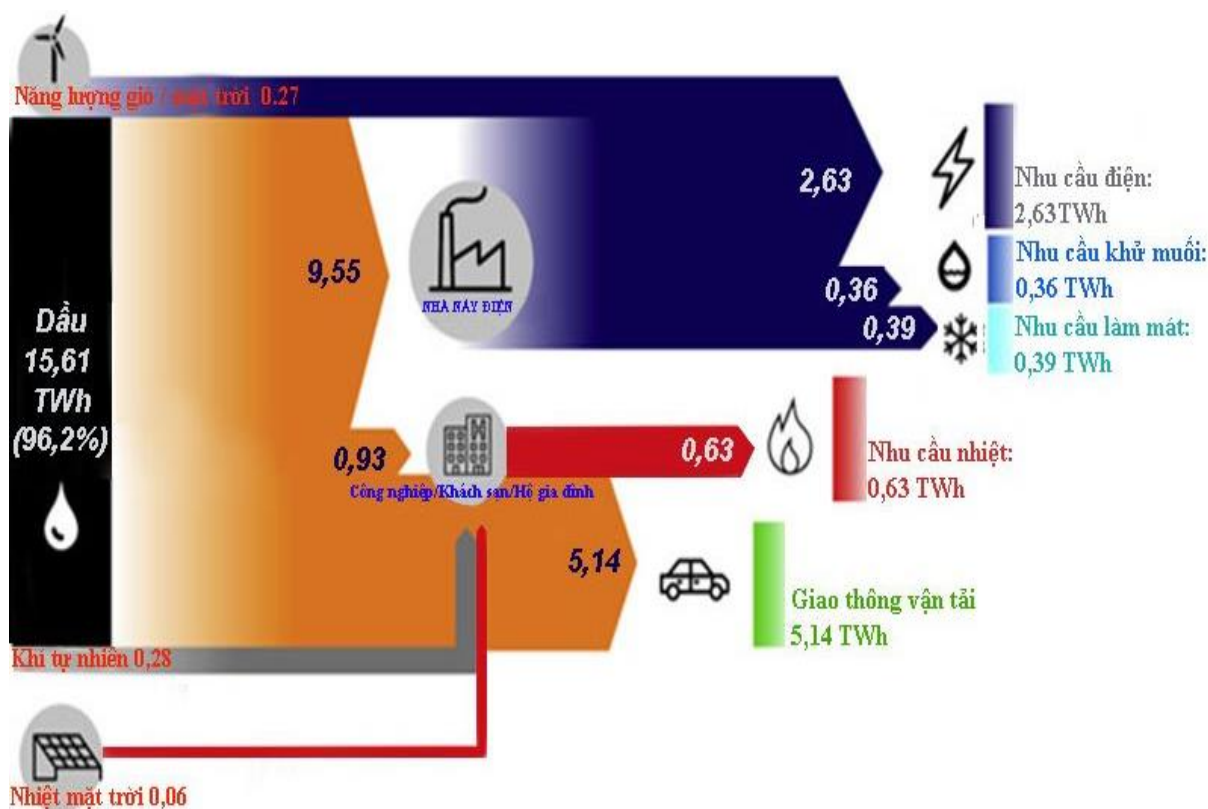
Do vấn đề nước ngọt ở Gran Canaria khá hiếm hoi, việc xây dựng các nhà máy thủy điện nhỏ gặp nhiều khó khăn. Vì vậy, hệ thống điện ở Gran Canaria phụ thuộc khá nhiều vào nhiệt điện với hai nhà máy nhiệt điện và 42 trạm biến áp, tổng công suất điện thực tế lắp đặt là 1.036,95 MW, hệ thống điện gió và điện mặt trời chỉ đáp ứng được 0,27 TWh, Hệ thống điện ở đảo Gran Canaria 2014 được thể hiện ở Hình 2.12 [6].

Các nhu cầu năng lượng của đảo Gran Canaria năm 2014 được tóm tắt trong Hình 2.13. Từ dữ liệu năm 2014, có thể thấy nhiên liệu hóa thạch chiếm tỷ trọng lớn. Đây là lý do các nhà nghiên cứu cần tìm kiếm những giải pháp chuyển đổi nhu cầu từ năng lượng hóa thạch sang năng lượng tái tạo [6].

Trong khi đó, Madeira đã vượt qua mục tiêu của châu Âu về sử dụng năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, với Gran Canaria nói riêng và quần đảo Canary nói chung, việc đạt được mục tiêu đó vẫn còn rất khó khăn. Do đó, Gran Canaria cần có những cách tiếp cận bài bản và mạnh mẽ hơn bằng cách rà soát toàn bộ nhu cầu năng lượng sơ cấp tại đây và đề ra những chiến lược phù hợp.



Hình 2.12. Hệ thống điện ở đảo Gran Canaria [6].



Hình 2.13. Nhu cầu năng lượng Gran Canaria [6].

Một nghiên cứu khác về Canary có tiêu đề: "Đánh giá hệ thống phát điện hoàn toàn tái tạo với lưu trữ đáp ứng nhu cầu điện của hệ thống độc lập, trường hợp Quần đảo Canary vào năm 2040", do Yago Rivera - Durán và cộng sự thực hiện. Nghiên cứu tập trung đánh giá khả năng chuyển đổi hệ thống điện của quần đảo Canary sang một hệ thống hoàn toàn dựa trên năng lượng tái tạo, kết hợp các giải pháp lưu trữ để đáp ứng nhu cầu điện một cách hiệu quả về chi phí.

Nghiên cứu đề xuất ba kịch bản: (1) kịch bản cơ sở dữ liệu - Hệ thống hiện tại. (2) kịch bản trung gian năng lượng tái tạo - Sử dụng một phần năng lượng tái tạo. (3) kịch bản hoàn toàn năng lượng tái tạo - Chuyển đổi hoàn toàn sang năng lượng tái tạo [28].

Đề xuất giải pháp: (1) tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo chính như năng lượng gió và mặt trời, tận dụng nguồn tài nguyên phong phú tại địa phương. (2) sử dụng hệ thống lưu trữ năng lượng, bao gồm pin, để cân bằng giữa cung và cầu, đồng thời đảm bảo tính ổn định cho mạng lưới điện. (3) chuyển đổi sang năng lượng tái tạo nhằm tối ưu hóa hiệu suất hệ thống, giảm chi phí dài hạn và đáp ứng các mục tiêu về môi trường [28].

Phương pháp nghiên cứu: (1) sử dụng phần mềm Homer để mô phỏng và phân tích các kịch bản kết hợp giữa năng lượng tái tạo và các giải pháp lưu trữ. (2) đánh giá hiệu quả về chi phí, tính khả thi kỹ thuật và khả năng đáp ứng nhu cầu năng lượng tương lai.

Giải pháp sản xuất: (1) phát triển hệ thống năng lượng tái tạo phù hợp với điều kiện khí hậu và địa lý của quần đảo. (2) ứng dụng thuật toán dự đoán và tối ưu hóa lưu trữ để tăng hiệu quả sử dụng năng lượng và giảm thiểu chi phí [28].

Kết quả nghiên cứu chỉ ra: (1) hệ thống năng lượng tái tạo hoàn toàn cho Quần đảo Canary được xác nhận là khả thi, giúp giảm đáng kể sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch. (2) Đầu tư vào công nghệ lưu trữ năng lượng là yếu tố then chốt để đảm bảo tính ổn định, đặc biệt trong những giai đoạn sản xuất năng lượng tái tạo thấp.

Nghiên cứu cung cấp các định hướng thực tế và khả thi để chuyển đổi các hệ thống điện độc lập sang năng lượng tái tạo [28].

- **Mô hình năng lượng nhóm đảo ở Đại Tây Dương**

Nhóm đảo này sở hữu tiềm năng kinh tế mạnh mẽ, cho phép áp dụng các giải pháp công nghệ tiên tiến nhằm giảm thiểu sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và nâng cao tính bền vững. Việc phát triển các giải pháp dựa trên sự sẵn có của nguồn năng lượng tái tạo tại địa phương là rất cần thiết.

Tuy nhiên, một số nguồn năng lượng tái tạo có tính không ổn định và tỷ lệ thâm nhập cao có thể ảnh hưởng đến sự ổn định của lưới điện. Vì vậy, việc phát triển lưới điện thông minh trở thành điều kiện tiên quyết để tiến tới một hệ thống năng lượng sạch và đáng tin cậy.



Hình 2.14. Ví dụ về lưới điện thông minh.

Lưới điện thông minh có khả năng giảm tải trong các giờ cao điểm và duy trì sự ổn định cho lưới điện. Do đó, việc phát triển các công nghệ sẵn sàng cho thị trường là vô cùng quan trọng trong quá trình chuyển đổi này. Hình 2.14 minh họa một ví dụ về

lưới điện thông minh, đây là mạng lưới có khả năng giám sát tất cả các dòng năng lượng và điều chỉnh linh hoạt để phù hợp với những thay đổi trong cung và cầu năng lượng.

Hệ thống năng lượng thông minh tại Madeira và Gran Canaria: Madeira là một trong những đảo đang triển khai chương trình Hệ thống năng lượng thông minh (Smart Islands Energy Systems - SMILE) dành cho các hòn đảo. Tuy nhiên, Madeira không được kết nối lưới điện với đất liền. Do đó, hệ thống SMILE tại Madeira bao gồm: hệ thống pin, hệ thống quản lý năng lượng, đồng hồ thông minh, bơm nhiệt, lưu trữ nước nóng, xe điện, điểm sạc xe điện, cùng phần mềm thuật toán đo lường và phân tích hành vi người dùng trên lưới điện.

Trong khi đó, tại đảo Gran Canaria, ý tưởng của mô hình năng lượng tương lai là quy đổi toàn bộ nhu cầu về năng lượng sơ cấp và năng lượng hóa thạch thành nhu cầu điện năng. Phần điện năng này sẽ được cung cấp từ các nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng gió, mặt trời, sinh khối và thủy điện tích năng.

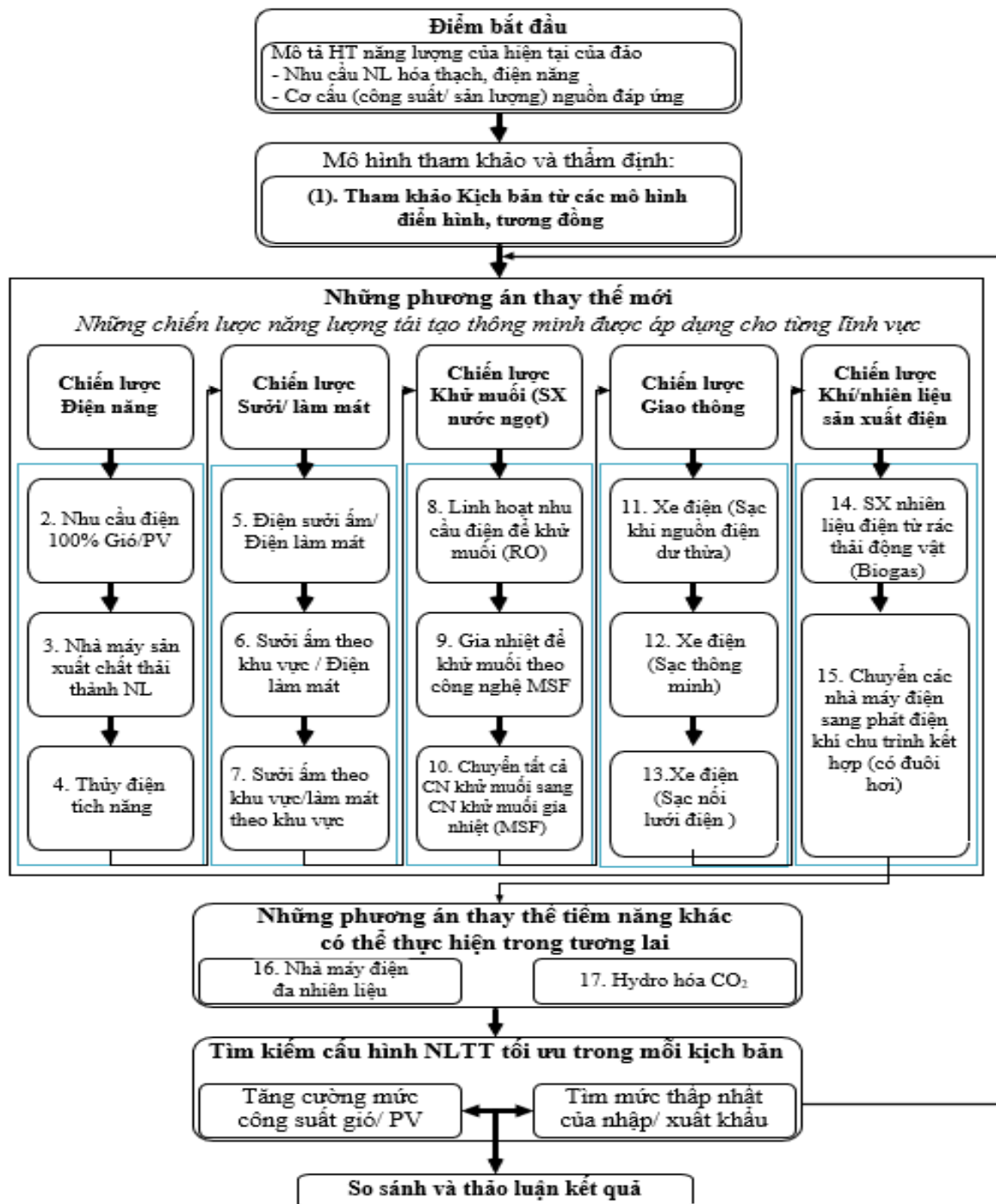
Do tiềm năng NLTT tại Gran Canaria là có hạn, mỗi lĩnh vực sẽ được áp dụng các chiến lược để tăng hiệu quả sử dụng năng lượng sau khi chuyển đổi từ năng lượng hóa thạch sang năng lượng điện. Chiến lược này nhằm tiến đến sử dụng gần như 100% NLTT trong tương lai. Hình 2.15 minh họa toàn bộ chiến lược phát triển mô hình năng lượng tương lai của đảo Gran Canaria.

Về chiến lược điện năng: (1) dữ liệu đầu vào của đảo Gran Canaria sử dụng từ số liệu thực tế năm 2014. (2) từ số liệu đầu vào, công suất đặt của điện gió và điện mặt trời được giả định tăng lên tuần tự trong hệ thống. (3) ngoài điện gió và mặt trời, một nhà máy điện sinh khối (chuyển hóa chất thải thành năng lượng) được thêm vào kịch bản để tận dụng lượng sinh khối của hòn đảo. (4) để tăng thêm lượng cung cấp điện từ nguồn NLTT, một nhà máy thủy điện tích năng cũng được tích hợp [6].

Nhận xét: Chiến lược điện năng được đặt ra với mục tiêu rà soát tất cả các nguồn NLTT có sẵn tại hòn đảo nhằm sử dụng tối đa nhu cầu sử dụng điện với nguồn NLTT. Từ mục tiêu đó, việc đưa vào nhà máy điện sinh khối không chỉ giúp tăng thêm lượng phát điện từ NLTT mà còn giúp hòn đảo ở nhiều khía cạnh khác như xử lý chất thải và có thể được sử dụng để phát nhiệt trong các chiến lược sưởi ấm trong tương lai. Cuối cùng việc thêm thủy điện tích năng ngoài việc tăng nguồn phát từ NLTT còn tăng khả năng điều tiết và dự trữ năng lượng của hệ thống điện lên mức tối ưu và khả thi.

Chiến lược sưởi ấm/làm mát: (5) sau khi có kịch bản tối ưu từ (4), tất cả nhu cầu sưởi ấm/làm mát được chuyển thành nhu cầu điện. (6) sau đó, tất cả nhu cầu sưởi ấm

được chuyển thành nhu cầu sưởi ấm theo khu vực, nhu cầu làm mát được giữ nguyên như nhu cầu điện. (7) cuối cùng, tất cả nhu cầu sưởi ấm/làm mát được chuyển thành sưởi ấm/làm mát khu vực [6].



Hình 2.15. Mô hình năng lượng trong tương lai của Gran Canaria [6].

Nhận xét: với mô hình năng lượng này, ban đầu tất cả nhu cầu về nhiệt (sưởi ấm, đun nấu...) được cung cấp từ điện năng, để giảm bớt sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch do toàn bộ điện năng đã được sản xuất từ các nguồn NLTT. Nhu cầu điện năng cũng được giả định tăng tối đa để phân tích xem liệu chiến lược 100% điện từ NLTT có đáp

ứng được hay không? bước tiếp theo chiến lược sẽ tận dụng nhiệt do nhà máy năng lượng sinh khối tạo ra và kết nối nó với hệ thống sưởi của khu vực. Điều tương tự đối với làm mát, cũng hướng đến việc làm mát hoàn toàn theo khu vực để giảm nhu cầu điện.

Chiến lược khử muối: đây là đặc thù riêng của đảo Gran Canaria, lượng nước ngọt trên đảo không dồi dào, nên họ phải dùng các công nghệ khử muối trong nước biển để tạo ra nước ngọt. (8) ở bước này, nhu cầu nước hàng giờ được điều chỉnh cho phù hợp với năng lượng gió theo giờ. (9) chuyển đổi một phần hệ thống khử muối sang công nghệ gia nhiệt. (10) tất cả công nghệ khử muối được chuyển sang công nghệ gia nhiệt [6].

Nhận xét: ban đầu, việc xử lý khử muối dùng điện năng, tuy nhiên để linh hoạt hơn họ sẽ điều chỉnh việc khử muối diễn ra theo công suất phát điện gió trong ngày. Bước tiếp theo, chuyển sang công nghệ gia nhiệt để chuyển một phần nhu cầu điện thành nhu cầu nhiệt. Và cuối cùng chuyển đổi tất cả công nghệ khử muối sang gia nhiệt để chuyển đổi tất cả nhu cầu điện dùng cho khử muối sang nhu cầu nhiệt.

Chiến lược giao thông: (11) tất cả phương tiện giao thông đường bộ được chuyển sang xe điện. Các phương tiện này sẽ được sạc thoải mái mà không cần bất kỳ chiến lược nào. (12) tiếp theo, các phương tiện sẽ được sạc theo phương pháp sạc thông minh. (13) cuối cùng, tất cả vận tải đường bộ được chuyển sang phương pháp sạc nối lưới [6].

Nhận xét: giống như trong nhiều lĩnh vực sử dụng năng lượng khác, ban đầu, tất cả các phương tiện chạy bằng nhiên liệu hóa thạch đã được chuyển đổi sang sử dụng điện. Tiếp theo, các công nghệ mới, đặc biệt là công nghệ sạc, đã được áp dụng dần dần nhằm phù hợp với biểu đồ sản xuất điện trong ngày của đảo và tối ưu hóa việc tiết kiệm điện. Mặc dù chiến lược này đòi hỏi chi phí đầu tư lớn do chi phí của hệ thống lưu trữ năng lượng hiện nay vẫn còn cao, các quốc gia phát triển ở Châu Âu hoàn toàn có khả năng kinh tế để thực hiện và thu được kết quả khả quan trong tương lai. Đây cũng chính là mô hình mà các nước đang phát triển có thể từng bước áp dụng.

Chiến lược khí và nhiên liệu sản xuất điện: (14) tất cả lượng chất thải động vật trên đảo được sử dụng để sản xuất khí sinh học. (15) xem xét khả năng dùng các turbine khí chu trình kết hợp để nâng cao tính linh hoạt, trong đó có tính đến những turbine hơi nước phát triển mới nhất [6].

Nhận xét: Gran Canaria đã sử dụng biogas trong việc sản xuất nhiên liệu sinh học và đáp ứng một phần nhu cầu khí đốt. NLTT như điện gió và mặt trời là nguồn phát không ổn định, vì vậy, trong chiến lược của mình, đảo Gran Canaria ngoài việc sử dụng thủy

điện tích năng như chiến lược trên còn sử dụng turbine khí chu trình hỗn hợp để tìm kiếm khả năng phát điện thích ứng tốt hơn với sự gián đoạn/biến đổi của nguồn NLTT.

Các giải pháp thay thế: sau khi tập hợp tất cả các nhu cầu điện của đảo, nguồn năng lượng dư thừa sẽ được sử dụng cho những giải pháp tiên tiến trong tương lai như giải pháp thu giữ CO<sub>2</sub> được thực hiện để sản xuất hydro. Hydro không chỉ mang lại nguồn lợi kinh tế mà còn có thể làm nhiên liệu khí đốt và là nhiên liệu sản xuất các loại pin có thể được sử dụng làm hệ thống lưu trữ và nguồn cung cấp trong tương lai [6].

Có thể đánh giá: chiến lược năng lượng tại Gran Canaria là mô hình toàn diện, khai thác tối đa tiềm năng NLTT sẵn có, đồng thời áp dụng các giải pháp công nghệ tiên tiến. Hệ thống không chỉ đáp ứng nhu cầu năng lượng mà còn đảm bảo phát triển bền vững trong tương lai, trở thành mô hình tham khảo cho các đảo và quốc gia khác.

- **Đánh giá chung:** Các nhóm đảo ở Đại Tây Dương vẫn còn nhiều vấn đề cần nghiên cứu về mô hình năng lượng bền vững, đặc biệt là thiếu giải pháp khai thác hiệu quả tiềm năng NLTT tại chỗ. Hầu hết các nghiên cứu tại đây tập trung vào điện mặt trời và điện gió, chưa có giải pháp tích hợp linh hoạt giữa các nguồn NLTT để đảm bảo sự ổn định của hệ thống điện. Nhiều nghiên cứu chỉ đánh giá tiềm năng từng nguồn riêng lẻ mà chưa đề xuất phương án phối hợp tối ưu. Bên cạnh đó, chiến lược lưu trữ năng lượng dài hạn vẫn chưa được tối ưu hóa để đảm bảo nguồn cung trong mùa thấp điểm của NLTT. Đối với các đảo nhỏ chưa kết nối lưới điện chính, vẫn thiếu các mô hình điện vi mô hiệu quả, phù hợp với điều kiện thực tế.

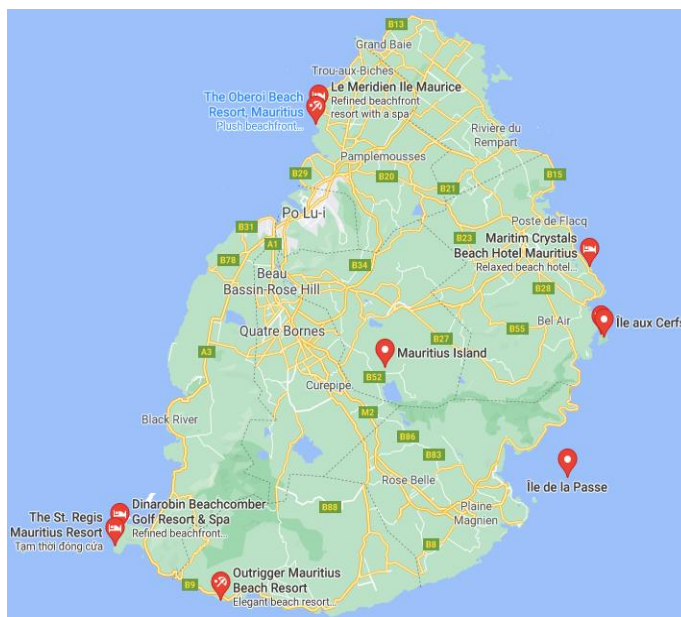
### 2.2.3. Nhóm đảo ở Ấn Độ Dương

- **Đảo quốc Mauritius**

Mauritius là một quốc đảo nằm ở Ấn Độ Dương, bản đồ của hòn đảo này được thể hiện trong Hình 2.16. Mauritius cách bờ biển đông nam của lục địa Châu Phi khoảng 2.000 km. Đất nước này có diện tích đất liền 2.040 km<sup>2</sup> và vùng đặc quyền kinh tế rộng 2,3 triệu km<sup>2</sup>.

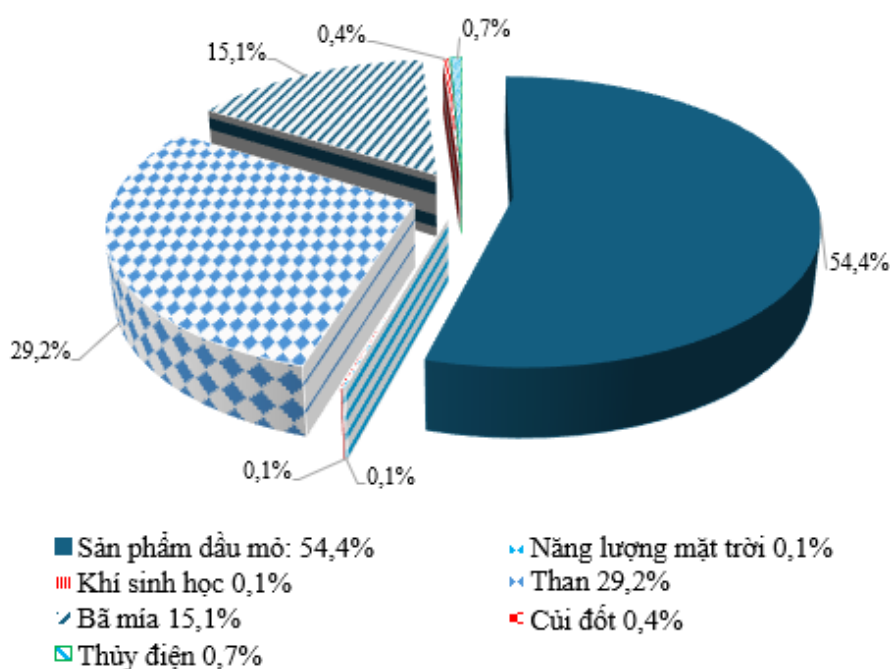
Mauritius có khí hậu nhiệt đới, được chia thành hai mùa: mùa hè ẩm áp và ẩm ướt từ tháng 11 đến tháng 4 với nhiệt độ trung bình khoảng 24,7 °C và mùa đông khô ráo, tương đối mát mẻ từ tháng 6 đến tháng 9 với nhiệt độ trung bình khoảng 20,4 °C. Sự chênh lệch nhiệt độ giữa hai mùa chỉ là 4,3 °C. Là một điểm đến du lịch nổi tiếng, ngành du lịch đóng góp lớn vào nền kinh tế của Mauritius, đứng thứ tư trong các lĩnh vực kinh tế chính.

Tuy nhiên, đảo quốc này không có trữ lượng nhiên liệu hóa thạch để khai thác, nên phải phụ thuộc nhiều vào các sản phẩm dầu mỏ nhằm đáp ứng nhu cầu năng lượng quốc gia.



Hình 2.16. Đảo Mauritius.

Theo thống kê, nhu cầu năng lượng tại đảo Mauritius năm 2015 chủ yếu dựa vào nhiên liệu hóa thạch, chiếm 83,6% tổng tiêu thụ năng lượng, bao gồm than và các sản phẩm dầu mỏ. Chỉ 16,4% năng lượng được cung cấp từ các nguồn tái tạo như bã mía, thủy điện, củi đốt, năng lượng mặt trời và khí sinh học, được minh họa trong Hình 2.17 [29].



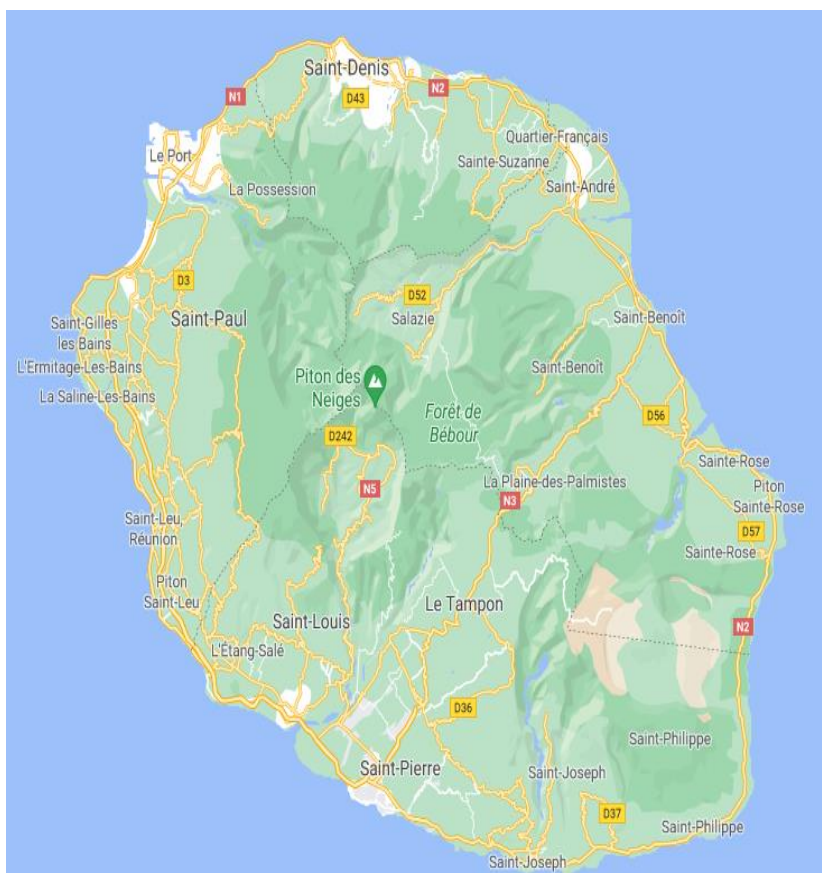
Hình 2.17. Tỷ lệ đóng góp các dạng nhiên liệu tại Mauritius.

Trong cùng năm, 77,1% tổng sản lượng điện của Mauritius được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch, than chiếm 40,0%, dầu diesel, nhiên liệu lỏng 37,0% và dầu hỏa 0,1%. Phần còn lại (22,9%) được tạo ra từ các nguồn năng lượng tái tạo. Những số liệu này cho thấy Mauritius vẫn chưa đạt được tiến bộ đáng kể trong việc giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch, đi ngược lại chiến lược năng lượng mà chính quyền đã đề ra. Với tốc độ phát triển đó, các mục tiêu đề ra cho năm 2020 và 2025 khó có thể đạt được [29].

Để khắc phục, nhiều nghiên cứu đã được tiến hành nhằm đánh giá lại tiềm năng thực tế của các nguồn năng lượng tái tạo trên đảo. Điều này nhằm thúc đẩy việc phát triển bền vững các nguồn năng lượng tái tạo, hướng tới một hệ thống năng lượng bền vững và phù hợp với tiềm năng sẵn có của Mauritius.

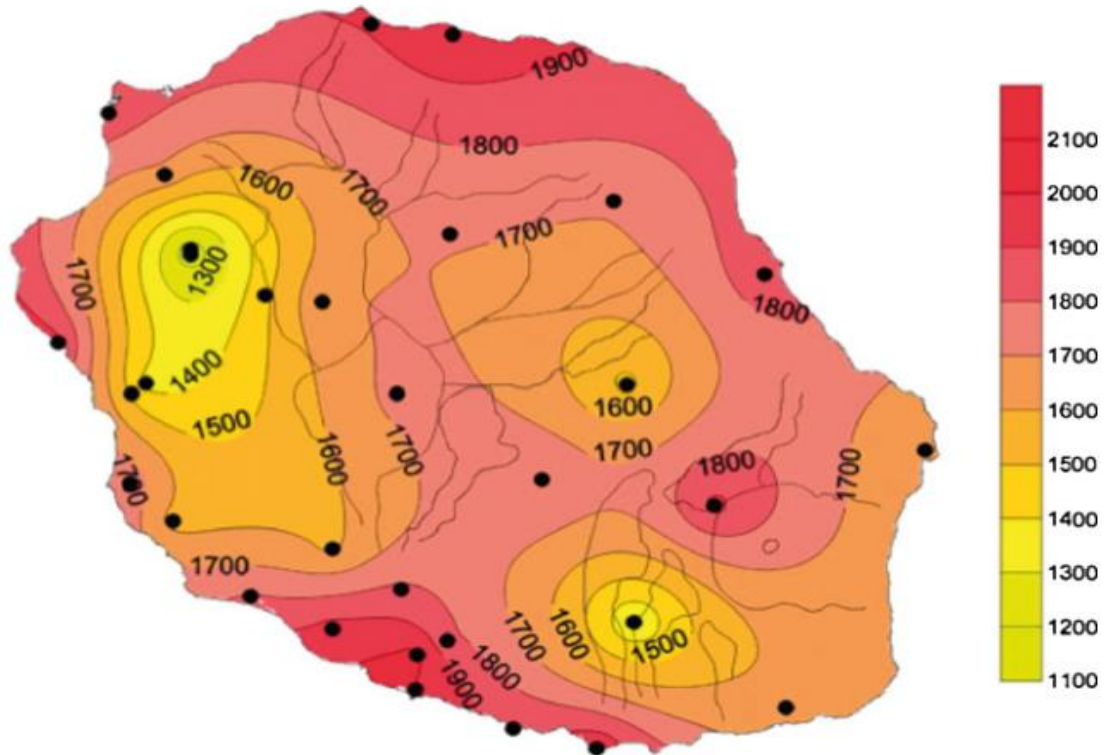
- **Đảo Reunion - Pháp ở Ấn Độ Dương**

Một trong những hòn đảo trên thế giới được lựa chọn để thảo luận trong nghiên cứu này là đảo Reunion của Pháp, bản đồ đảo Reunion được thể hiện trong Hình 2.18. Tuy thuộc về Pháp, hòn đảo này là một lãnh thổ hải ngoại, khu vực duy nhất của châu Âu nằm ở Nam bán cầu và được xem là một vùng ngoại vi của châu Âu. Với quy mô lãnh thổ nhỏ và khí hậu nhiệt đới ẩm, đảo Reunion là một mô hình tham khảo thú vị cho các nghiên cứu liên quan.

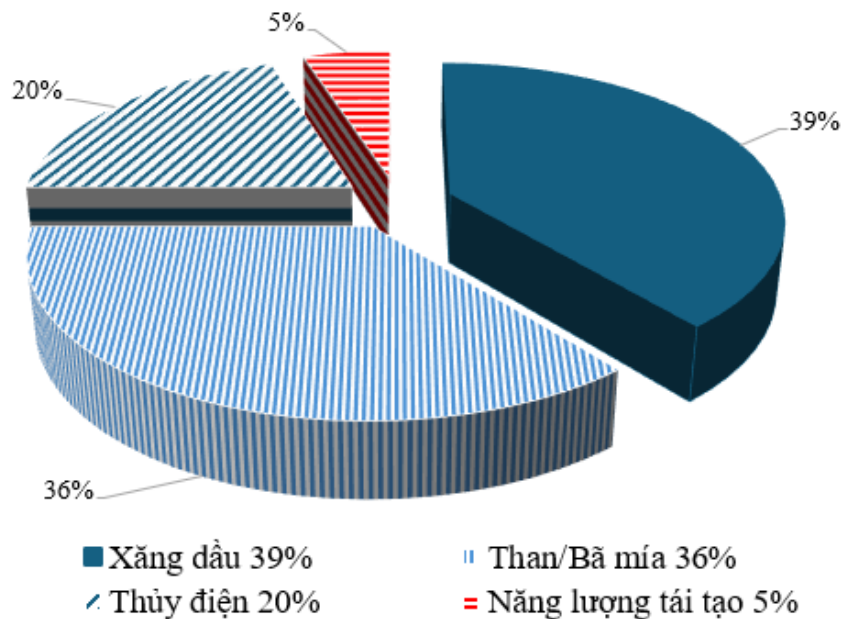


Hình 2.18. Đảo Reunion - Pháp

Reunion có tổng diện tích 2.512 km<sup>2</sup> với dân số ước tính khoảng 833.000 người vào năm 2010. Đây là một hòn đảo đông dân cư với mật độ 331 người/km<sup>2</sup>. Trong hai thập kỷ qua, tốc độ tăng trưởng kinh tế đạt 5%, tương ứng với sự gia tăng nhu cầu năng lượng tương đương [10].



Hình 2.19. Bản đồ bức xạ mặt trời của đảo Reunion (kWh/m<sup>2</sup>) [10].



Hình 2.20. Cơ cấu phát điện tại Reunion.

Vào năm 2009, chỉ có hai trang trại gió được thành lập trên đảo với công suất lần lượt là 8,4 MW và 6,3 MW. Sinh khối trên đảo Reunion rất đa dạng và mang lại tiềm

năng năng lượng đáng kể. Đặc biệt, bã mía từ quy trình công nghiệp đã được khai thác để sản xuất năng lượng. Ngoài ra, còn có hai nhà máy xử lý rác bằng phương pháp chôn lấp trên đảo.

Cũng trong năm 2009, tổng sản lượng điện đạt 2.618,2 GWh, trong đó 67,5% được sản xuất từ năng lượng hóa thạch sơ cấp (dầu mỏ, than đá) và 32,5% từ năng lượng tái tạo. Do điều kiện khí hậu nhiệt đới, đảo Reunion không có nhu cầu sưởi ấm trong mùa đông [10].

Tiềm năng năng lượng mặt trời ở Reunion: theo Hình 2.19, tiềm năng năng lượng mặt trời trên đảo Reunion khá cao. Bức xạ mặt trời hàng ngày có thể đạt hơn 6,5 kWh/m<sup>2</sup> trong mùa mưa tại một số vùng ven biển (độ cao dưới 300 m). Đây là một con số ấn tượng, mang lại nguồn năng lượng dồi dào cho cả việc chuyển hóa thành điện năng và ứng dụng nhiệt mặt trời. Cơ cấu hệ thống điện của Reunion được thể hiện trong Hình 2.20 [10].

Chiến lược phát triển năng lượng quang điện tại đảo Reunion: năng lượng quang điện đã được giới thiệu từ khá sớm trên đảo Reunion, với hệ thống độc lập đầu tiên được triển khai vào đầu những năm 1980 [10]. Tuy nhiên, sự phát triển ban đầu của công nghệ này gặp nhiều hạn chế.

Đến năm 2002, Chính phủ Pháp đã ban hành chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời nối lưới, với giá bán điện từ nguồn điện này là 0,305 €/kWh. Năm 2006, giá bán điện tại các vùng lãnh thổ hải ngoại của Pháp, bao gồm Reunion, được điều chỉnh tăng lên 0,55 €/kWh, gấp năm lần giá điện tại Pháp đại lục. Các biện pháp hỗ trợ tài chính và giảm thuế cũng đã được áp dụng, giúp giảm thời gian hoàn vốn của hệ thống nối lưới xuống còn khoảng 6 năm.

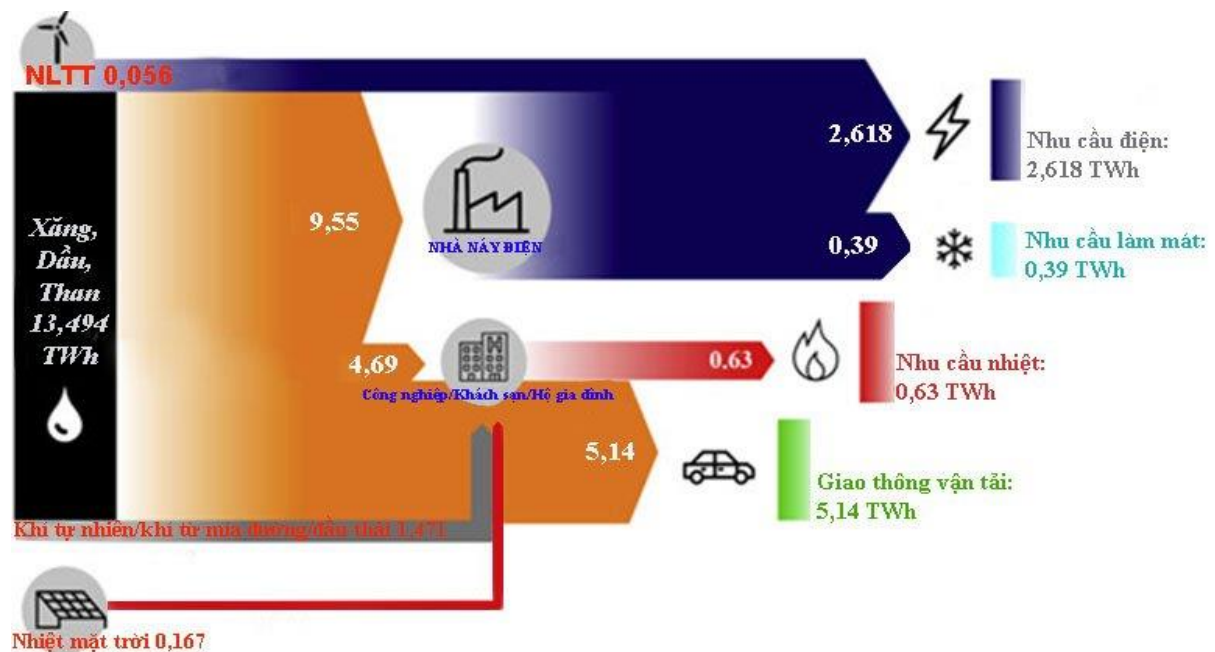
Kể từ đó, chính sách khuyến khích này đã thúc đẩy mạnh mẽ việc lắp đặt các hệ thống điện mặt trời nối lưới trên đảo. Đến năm 2009, khoảng 649 kWp công suất từ các hệ thống điện mặt trời độc lập đã được triển khai trên 650 hộ gia đình. Đến cuối năm 2010, tổng công suất điện mặt trời tại Reunion đạt khoảng 80 MWp, tương đương với sản lượng điện 60 GWh [10].

Đến năm 2016, công suất lắp đặt năng lượng quang điện tại Reunion đã tăng lên 130 MWp. Những thành tựu này cho thấy chiến lược phát triển năng lượng mặt trời của Pháp tại Reunion đã rất hiệu quả. Xu hướng phát triển tương tự cũng đang diễn ra tại Việt Nam kể từ năm 2017 [10].

Chiến lược nhiệt mặt trời: kể từ năm 2009, chính quyền đã yêu cầu thúc đẩy năng lượng tái tạo bằng hệ thống làm nóng nước sinh hoạt bằng nhiệt mặt trời (solar water

heating - SWH) cho tất cả các ngôi nhà mới trên đảo. SWH được sử dụng cho sinh hoạt như tắm, nấu ăn hoặc làm sạch. Cuối năm 2009 Reunion có 102.666 hệ thống SWH, dung tích tương đương 300 lít đã hoạt động trên đảo. Tổng diện tích lắp đặt bộ thu năng lượng mặt trời trên đảo Reunion đạt 410.664 m<sup>2</sup>, với sản lượng nhiệt 154 GWh. Hệ thống nước nóng năng lượng mặt trời (SWH) cho hộ gia đình có khả năng tiết kiệm 1.167,7 GWh điện mỗi năm. Đối với hệ thống SWH tập thể, như tòa nhà thương mại đã được lắp đặt 22.796 m<sup>2</sup> vào cuối năm 2009, tiết kiệm được 13,7 GWh điện. Năng lượng nhiệt mặt trời cũng cung cấp nhiều ứng dụng khả thi khác; hai ví dụ đáng chú ý tại Reunion. bao gồm: (1) sấy khô bằng năng lượng mặt trời và (2) hệ thống làm mát bằng năng lượng mặt trời. Hiện nay, có bốn cơ sở lắp đặt điều hòa không khí sử dụng năng lượng mặt trời tại Reunion. Sản lượng trung bình của hệ thống lắp đặt là gần 120 kWh/ngày, tương ứng với tổng lượng điện tiết kiệm được trong mùa hè là 20,16 MWh. Như vậy, nhà máy làm mát đã tiết kiệm được 16,5 tấn CO<sub>2</sub> phát thải hàng năm [10].

Năng lượng gió: vào năm 2009, chỉ có hai trang trại gió được thành lập ở Reunion có công suất lần lượt 8,4 MW và 6,3 MW. Tiềm năng sản xuất điện gió ước tính khoảng 60 MW cho hòn đảo [8]. Chính quyền đảo đang xúc tiến những dự án mới để đạt được tối đa tiềm năng lý thuyết này. Tuy nhiên cần những giải pháp về mặt công nghệ để các nhà máy điện gió tại đảo vẫn đáp ứng được nhu cầu phát điện vào những mùa gió bão.



Hình 2.21. Mô hình sử dụng năng lượng hiện tại ở đảo Reunion.

Thủy điện: thủy điện là nguồn tài nguyên tái tạo chính và đầu tiên của đảo Reunion. Năm 1982, thủy điện đã có khả năng cung cấp 100% nhu cầu, nhưng đến năm 2008 nó

chỉ chiếm 1/4 tổng sản lượng của hòn đảo [10]. Thủy điện với công suất lắp đặt 146 MW trải rộng trên sáu địa điểm là nguồn tài nguyên tái tạo chính của hòn đảo. Công suất bổ sung 50 MW sẽ được triển khai vào năm 2020.

Sinh khối: sinh khối của Reunion rất đa dạng và cung cấp một nguồn năng lượng tiềm năng đáng kể. Bã mía thu được từ quy trình công nghiệp đã được quan tâm để sản xuất năng lượng. Bã mía hoàn toàn có giá trị năng lượng trong hai nhà máy nhiệt điện than bã mía là “Bois rouge” và “Le Gol” với tổng công suất 108 MW vào năm 2005. Các dạng năng lượng khác: có hai nhà máy chôn lấp rác ở Reunion. Vào cuối năm 2004, bãi chôn lấp Sainte Suzanne đã tích trữ 1,24 triệu tấn chất thải rắn [10].

Mô hình sử dụng năng lượng hiện tại ở đảo Reunion được thể hiện trong Hình 2.21. Tiêu thụ năng lượng hóa thạch để sản xuất điện chiếm 44,5%. Phần lớn năng lượng sơ cấp của đảo được tiêu thụ trong lĩnh vực giao thông, chiếm 49,7% [10].

Tại đảo Reunion, phát thải CO<sub>2</sub> liên quan đến năng lượng chiếm tỷ trọng lớn nhất trong tổng phát thải khí nhà kính. Hiện tại, 94,6% lượng khí thải CO<sub>2</sub>, tương ứng với 3.980.867 tấn, được tạo ra bởi ngành năng lượng. Sản xuất điện đóng góp 49,1% tổng lượng khí thải CO<sub>2</sub> tại Reunion [10].

Dựa trên việc phân tích tình hình năng lượng của Reunion, có thể kết luận rằng phát triển công nghệ năng lượng tái tạo đóng vai trò thiết yếu trong việc hướng tới mục tiêu phát triển kinh tế bền vững và giảm phát thải CO<sub>2</sub>. Chính quyền đảo đang thực hiện nhiều biện pháp nhằm đạt được tỷ lệ 100% năng lượng tái tạo vào năm 2025. Các biện pháp khuyến khích bao gồm miễn thuế, cung cấp trợ cấp trực tiếp và áp dụng thuế nhập khẩu ưu đãi cho các dự án liên quan đến năng lượng tái tạo.

#### • Quần đảo Maldives

Cộng hòa Maldives bao gồm 1.192 hòn đảo nhỏ nằm ở trung tâm Ấn Độ Dương. Bản đồ của quần đảo được thể hiện trong Hình 2.22. Dân số của quốc gia này ước tính khoảng 533.941 người vào năm 2019. Trong những thập kỷ gần đây, Maldives đã đạt được những thành tựu đáng kể trong phát triển kinh tế, chủ yếu nhờ vào doanh thu từ ngành du lịch, ngành đóng góp khoảng 25% vào GDP của đất nước [30].

Nguồn năng lượng của quần đảo Maldives phụ thuộc chủ yếu vào dầu diesel nhập khẩu. Tổng cộng khoảng 290 MW công suất máy phát điện diesel đã được lắp đặt tại 186 hòn đảo có người sinh sống. Các đảo nghỉ dưỡng có thêm 144 MW điện diesel, trong khi các đảo công nghiệp có khoảng 20 MW [30].



Hình 2.22. Quần đảo Maldives.

Hệ thống điện ở các đảo quy mô vừa và nhỏ thường bao gồm một vài máy phát điện chạy dầu diesel, thường được lắp đặt với công suất dự trữ đáng kể, hoạt động ở tải rất thấp trong giờ thấp điểm để trang trải cho các sự cố mất điện bắt buộc. Tổng cộng 21,5 MW năng lượng tái tạo đã được lắp đặt trên cả nước.

Ngân hàng Phát triển châu Á đã thực hiện một nghiên cứu về tình hình sử dụng năng lượng tại quần đảo Maldives. Hệ thống điện ở các đảo có quy mô vừa và nhỏ chủ yếu dựa vào một số máy phát điện chạy bằng dầu diesel. Gần đây, việc lắp đặt các tấm pin năng lượng mặt trời trên mái nhà ở Greater's Man đã gia tăng đáng kể, với tổng công suất đạt hơn 3.000 kWp vào đầu năm 2020 [30].

Tuy nhiên, ngành du lịch vẫn là nguồn thu nhập chính của Maldives và đại dịch Covid-19 đã gây ảnh hưởng lớn đến nền kinh tế quốc đảo này. Đây là một vấn đề thời sự quan trọng và cũng là yếu tố cần cân nhắc khi các quốc gia khác xây dựng mô hình năng lượng cho riêng mình, đặc biệt là liên quan đến nhu cầu tiêu thụ năng lượng.

Như nhiều quốc gia đang phát triển khác, Cộng hòa Maldives được thiên nhiên ưu đãi với nguồn năng lượng tái tạo phong phú, nhưng lại hoàn toàn phụ thuộc vào việc nhập khẩu dầu mỏ để sản xuất điện. Với nhu cầu năng lượng ngày càng gia tăng, mức tiêu thụ năng lượng đã tăng khoảng 11% mỗi năm trong thập kỷ qua. Có nhiều ý kiến cho rằng Maldives cần giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và

hướng tới một xã hội sử dụng công nghệ năng lượng tái tạo để đáp ứng nhu cầu năng lượng. Điều này sẽ giúp quốc đảo này thu được lợi ích từ sản xuất và tiêu thụ năng lượng bền vững. Tuy nhiên, việc triển khai các dự án năng lượng tái tạo ở Maldives không chỉ phụ thuộc vào tiềm năng kinh tế và kỹ thuật, mà còn gặp phải nhiều rào cản phi kỹ thuật cản trở việc thực hiện.

- **Đánh giá chung:** Về việc triển khai các giải pháp khai thác năng lượng tái tạo tại các quốc đảo này, cả Mauritius và Maldives đều đã thực hiện các bước quan trọng trong việc áp dụng năng lượng tái tạo và giảm phát thải CO<sub>2</sub>, nhằm hướng tới phát triển bền vững và bảo vệ môi trường. Tuy nhiên, các đảo chưa xây dựng mô hình năng lượng hoàn thiện để có thể áp dụng lâu dài.

#### 2.2.4. Nhóm đảo ở Đông Nam Á

- **Đảo Bali - Indonesia**

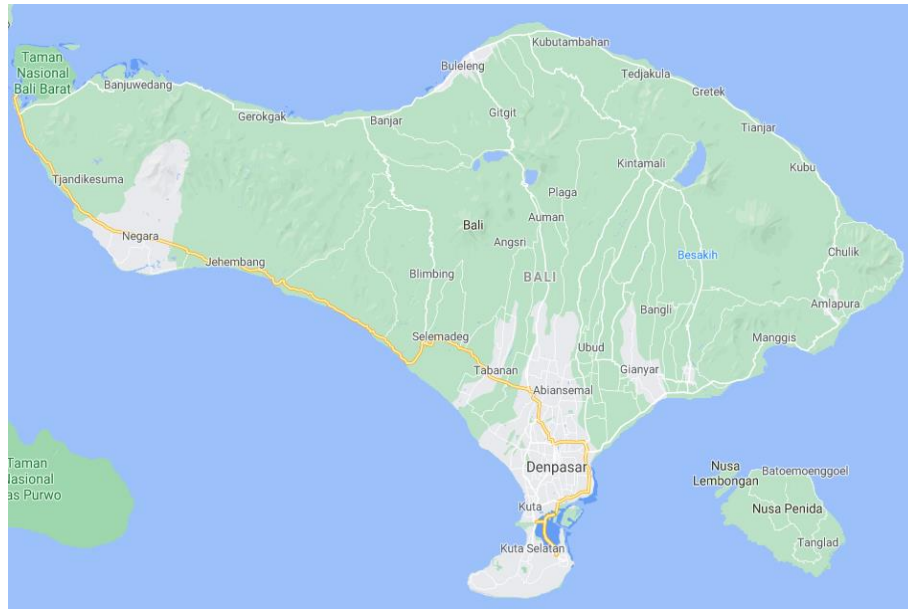
Indonesia nổi tiếng với tên gọi "quốc gia vạn đảo," bao gồm hơn 13.000 hòn đảo, bản đồ Bali như Hình 2.23. Theo ước tính năm 2020, dân số của Indonesia đã vượt qua 274,1 triệu người, xếp thứ tư thế giới và thứ ba châu Á. Trong số các hòn đảo của Indonesia, Bali là hòn đảo nổi tiếng nhất. Bali nằm cách Java khoảng 3,2 km về phía đông, được tách biệt bởi eo biển Bali, đảo dài khoảng 112 km theo hướng bắc - nam và rộng khoảng 153 km từ đông sang tây [31].

Bali có diện tích 5.780 km<sup>2</sup> và bao gồm ba hòn đảo nhỏ nằm ngoài khơi bờ biển phía đông nam. Tính đến năm 2020, mật độ dân số trên đảo đạt khoảng 747 người/km<sup>2</sup>, trong đó khoảng 80% nền kinh tế của Bali phụ thuộc vào ngành du lịch.

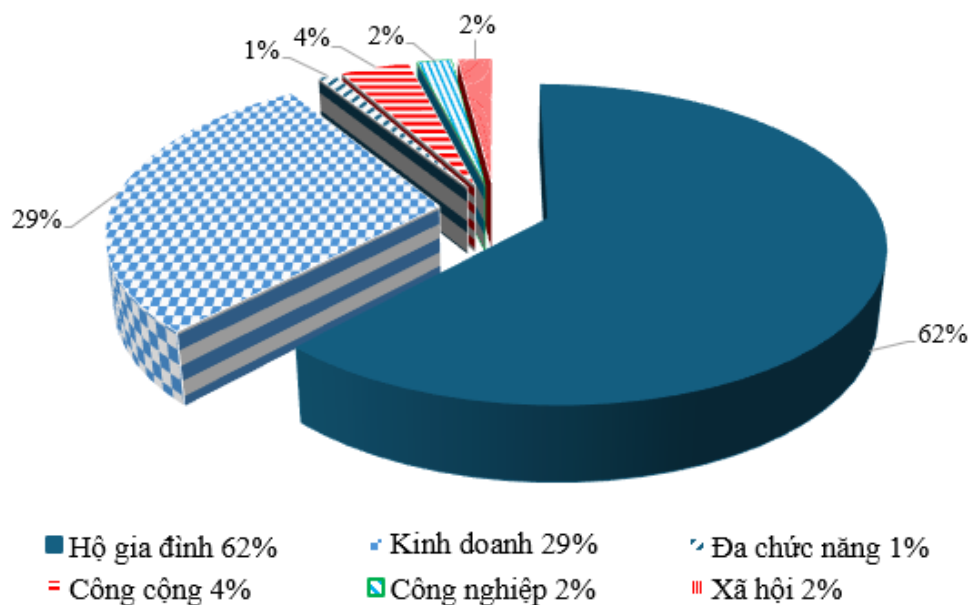
Không có tiềm năng thủy điện lớn ở Bali, nhưng có rất nhiều nguồn thủy điện nhỏ có thể được phát triển, như hệ thống thủy điện nhỏ. Tiềm năng gió ở Indonesia tương đối nhỏ, không có nhiều tiềm năng về năng lượng gió ở Bali, nhưng từ phía nam của đảo Bali đến Nusa Tenggara có tiềm năng về năng lượng vượt quá tốc độ gió cắt là 3m/s. Hầu hết các khu vực ở Bali nhận được khoảng 6 - 6,5 kWh/m<sup>2</sup>/ngày bức xạ mặt trời, đây được Hiệp hội Năng lượng tái tạo Indonesia coi là bức xạ nhiệt cao, nên năng lượng mặt trời được xem là điều kiện tối ưu để phát triển năng lượng. Trấu là một trong những sinh khối có tiềm năng đã được xác định ở Bali, trấu có thể được coi là nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai [31].

Kể từ năm 1950, Indonesia có một công ty năng lượng thuộc sở hữu nhà nước, được giao nhiệm vụ sản xuất, truyền tải và phân phối điện. Theo dữ liệu công khai từ

Bali, phần lớn điện bán ở Denpasar là từ khu vực hộ gia đình và lĩnh vực kinh doanh, điều này được tóm tắt trong Hình 2.24 [31].



Hình 2.23. Đảo Bali - Indonesia.



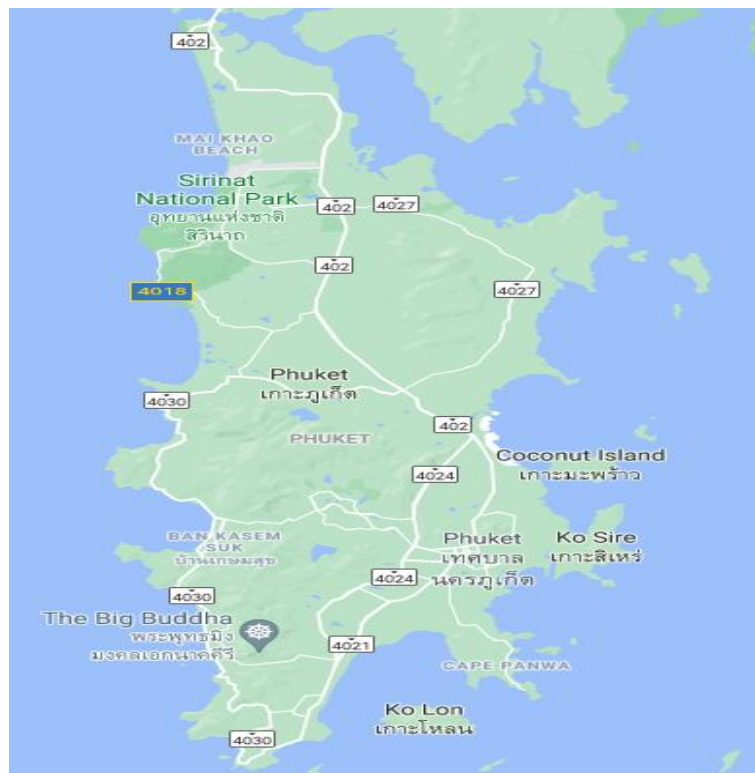
Hình 2.24. Nhu cầu năng lượng tại Bali.

Theo Quy hoạch Tổng thể Điện lực Quốc gia, sự tham gia của các công ty tư nhân trong lĩnh vực điện lực (IPP - Independent Power Producer) dự kiến sẽ tăng lên. Đối với một số con số về chia sẻ công suất phát điện, các nhà máy của PLN (Perusahaan Listrik Negara - Công ty Điện lực Quốc gia Indonesia) đã tạo ra hơn 70% tổng sản lượng điện từ năm 2000 đến 2008. Năm 2008, từ tổng sản lượng 149 TWh, PLN đã tạo ra 118 TWh, trong khi phần còn lại được tạo ra bởi IPP [31].

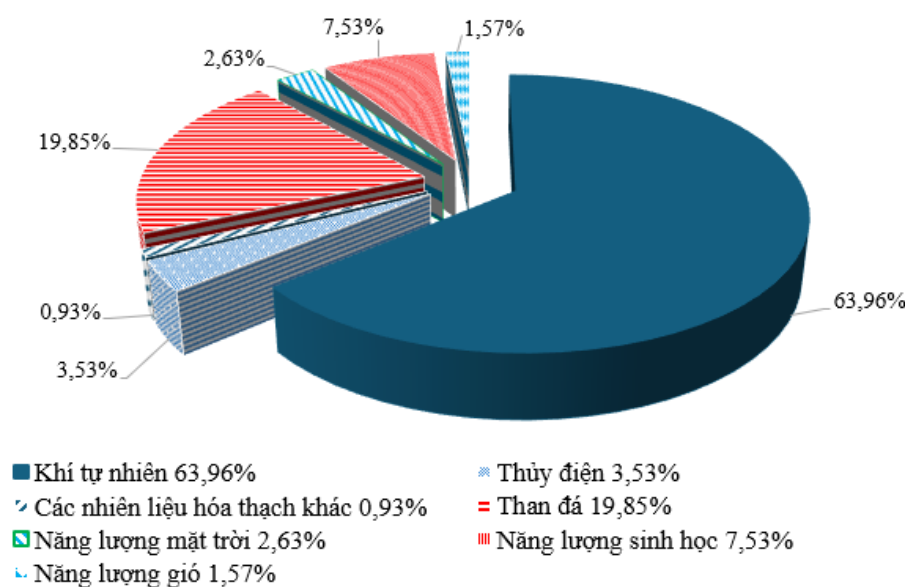
### • Đảo Phuket - Thái Lan

Phuket là hòn đảo lớn nhất Thái Lan, có diện tích gần 540 km<sup>2</sup> và nằm ở biển Andaman, miền Nam Thái Lan. Khí hậu của Phuket là nhiệt đới gió mùa, với nhiệt độ trung bình hàng năm dao động từ 25°C đến 32°C. Là một điểm đến du lịch nổi tiếng, Phuket thu hút đông đảo khách du lịch quốc tế. Theo thống kê năm 2017, đảo này đón khoảng 10 triệu du khách, chủ yếu là người nước ngoài và tạo ra doanh thu khoảng 385 tỷ baht, tương đương gần 14% tổng doanh thu 2,77 nghìn tỷ baht của toàn quốc, hình ảnh Phuket trên Google Maps như Hình 2.25 [32].

Nghiên cứu của Dharmawit Paisiripas và các cộng sự với tiêu đề "Tích hợp các lò phản ứng mô đun nhỏ với năng lượng tái tạo để đạt được tính trung hòa carbon: nghiên cứu trường hợp tại Phuket, Thái Lan" trình bày một mô hình năng lượng lai kết hợp các nguồn năng lượng tái tạo với lò phản ứng mô đun nhỏ (Small Modular Reactors - SMRs). Mục tiêu của nghiên cứu là đạt được tính trung hòa carbon tại Phuket thông qua việc tối ưu hóa cơ cấu năng lượng. Nội dung chính của nghiên cứu nhằm đạt được cấu hình tối ưu, bao gồm 150 MW điện mặt trời (PV), 150 MW tuabin gió, 308 MW SMR và hệ thống lưu trữ năng lượng (Battery Energy Storage System - BESS), sản lượng điện của Thái Lan được thể hiện như Hình 2.26.



Hình 2.25. Đảo Phuket



Hình 2.26. Sản lượng điện của Thái Lan

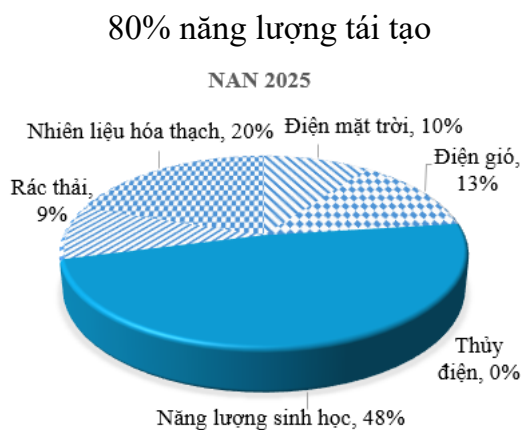
Hiệu quả kinh tế: hệ thống này đạt chi phí điện quy dẫn (LCOE) là 0,0939 USD/kWh, thấp hơn so với các kịch bản khác. Hiệu quả môi trường: giảm hơn 58% lượng khí thải CO<sub>2</sub> so với lưới điện hiện tại trên đảo. Mô hình này được kỳ vọng sẽ giúp Phuket đạt mục tiêu trung hòa carbon vào năm 2050, đồng thời cung cấp hướng dẫn thiết kế hệ thống năng lượng tái tạo cho các khu vực khác [33].

Mô hình năng lượng nhóm đảo ở Ấn Độ Dương và Đông Nam Á: các đảo ở Ấn Độ Dương và Đông Nam Á có nhiều điểm tương đồng. Như nhiều quốc gia đang phát triển khác, các đảo này được thiên nhiên ưu đãi với nguồn năng lượng tái tạo phong phú nhưng vẫn phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch. Do đó, với sự hỗ trợ từ chính phủ các nước, việc tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo, đặc biệt là năng lượng mặt trời, vào hệ thống điện đang gia tăng mạnh mẽ. Tuy nhiên, nhiều quốc gia vẫn chưa khai thác triệt để tiềm năng năng lượng mặt trời hoặc sự phát triển nhanh chóng của các nguồn năng lượng tái tạo có thể gây ra những vấn đề nghiêm trọng liên quan đến điều độ phụ tải [31]. Tuy nhiên, các quốc gia này dường như vẫn đang loay hoay với việc nghiên cứu và phát triển năng lượng tái tạo như thế nào để đạt được sự phát triển bền vững.

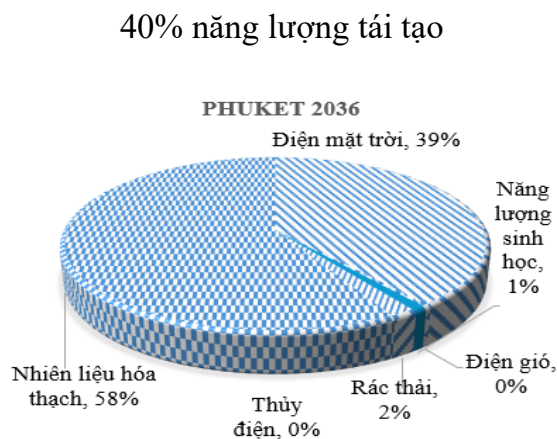
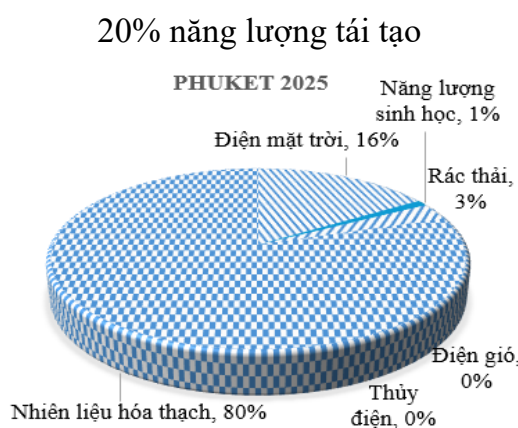
Thông qua các nghiên cứu, có thể thấy riêng tại Thái Lan, cụ thể là tại đảo Phuket, các chuyên gia từ viện nghiên cứu Fraunhofer (Đức) [32] đã đưa ra một chiến lược phát triển NLTT bài bản với việc sử dụng mô hình năng lượng KomMod. Mô hình KomMod sẽ giúp tìm ra tỷ lệ NLTT tối ưu để có hỗn hợp năng lượng hiệu quả nhất về chi phí,

cũng như dung lượng lưu trữ điện cần thiết để đảm bảo an ninh năng lượng. Đây là mô hình mà các quốc gia ở Đông Nam Á và Ấn Độ Dương có thể tham khảo, bắt đầu từ việc thu thập dữ liệu đầu vào.

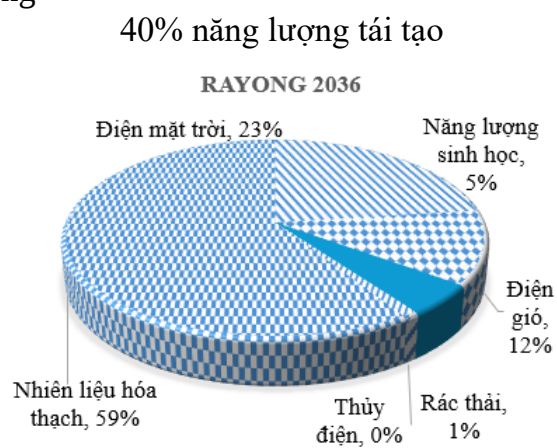
#### Nan



#### Phuket



#### Rayong



Hình 2.27. Kịch bản mà Fraunhofer ISE đề xuất cho các tỉnh của Thái Lan.

Sau khi có số liệu về nhu cầu điện, các nhà nghiên cứu tiếp tục tìm ra tiềm năng kỹ thuật, hay còn gọi là khả năng đáp ứng của các loại hình NLTT tại địa phương. Từ dữ liệu đầu vào và khảo sát tiềm năng NLTT, các mô hình sẽ được chạy với những kịch bản khác

nhau để đưa ra dự báo và mô hình năng lượng tối ưu nhất về chi phí cho địa phương đó. Ví dụ, Hình 2.27 cho thấy kịch bản mà Fraunhofer ISE đề xuất. Có thể thấy, cho đến năm 2025, Phuket vẫn phụ thuộc khá nhiều vào năng lượng hóa thạch và đến năm 2036, năng lượng hóa thạch vẫn chiếm đến 58% trong cơ cấu phát điện tại Phuket [32].

- **Đánh giá chung:**

Bali có tiềm năng lớn về năng lượng mặt trời và sinh khối từ trấu và chất thải nông nghiệp. Chính phủ Indonesia đặt mục tiêu nâng tỷ lệ năng lượng tái tạo lên 23% vào năm 2025, nhưng hiện tại con số này vẫn còn thấp. Tuy nhiên, việc tích hợp năng lượng tái tạo vào hệ thống điện chưa được triển khai hiệu quả, và vẫn chưa có kế hoạch chi tiết để tối ưu hóa nguồn năng lượng mặt trời và sinh khối trong lưới điện Bali. Hiện chưa có chiến lược lưu trữ năng lượng và nguồn sinh khối từ trấu cùng chất thải nông nghiệp vẫn chưa được khai thác tối đa. Nếu tận dụng tốt, nguồn sinh khối này có thể cung cấp điện cho các khu vực nông thôn, giúp giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch.

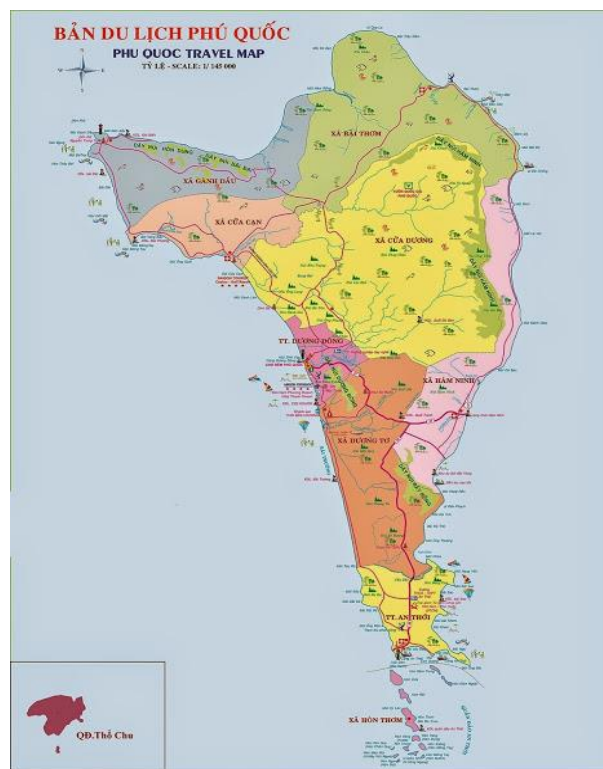
Phuket sở hữu tiềm năng phát triển năng lượng tái tạo đáng kể, với nguồn năng lượng mặt trời dồi dào nhờ bức xạ cao quanh năm và tiềm năng điện gió ngoài khơi nhờ tốc độ gió ổn định. Mô hình "Kommod" triển khai tại đảo Phuket, Thái Lan, đã chứng minh hiệu quả trong việc xác định cơ cấu phát điện tối ưu, đồng thời đưa ra định hướng quản lý và khai thác năng lượng bền vững cho các đảo có tiềm năng du lịch

## **2.3. Tình hình cung cấp năng lượng cho các đảo nhiệt đới của Việt Nam**

### **2.3.1. Phú Quốc - Kiên Giang**

Phú Quốc là quần đảo nằm ở phía tây nam vịnh Thái Lan, giữ vị trí quan trọng trong lĩnh vực an ninh quốc phòng và phát triển kinh tế - xã hội. Quần đảo này bao gồm đảo chính Phú Quốc, cùng với quần đảo An Thới, quần đảo Thổ Châu và nhiều đảo nhỏ khác, tổng cộng có 36 đảo lớn và nhỏ, thuộc huyện đảo Phú Quốc, tỉnh Kiên Giang.

Tổng diện tích huyện đảo Phú Quốc đạt 593 km<sup>2</sup>, trong đó diện tích đảo Phú Quốc và các đảo lân cận ở phía Nam là 566,7 km<sup>2</sup>, còn quần đảo Thổ Châu có diện tích 26,34 km<sup>2</sup>. Đảo Phú Quốc có chiều dài lớn nhất theo đường Bắc - Nam là 49 km, chiều rộng lớn nhất ở Bắc đảo là 27 km, chiều rộng chỗ hẹp nhất là 3 km, chu vi đảo khoảng 150 km. Đảo Phú Quốc cách thị xã Hà Tiên, tỉnh Kiên Giang khoảng 46 km, cách thị xã Rạch Giá, tỉnh Kiên Giang khoảng 115 km về phía đông, bản đồ Phú Quốc như Hình 2.28 [34], [36-37].



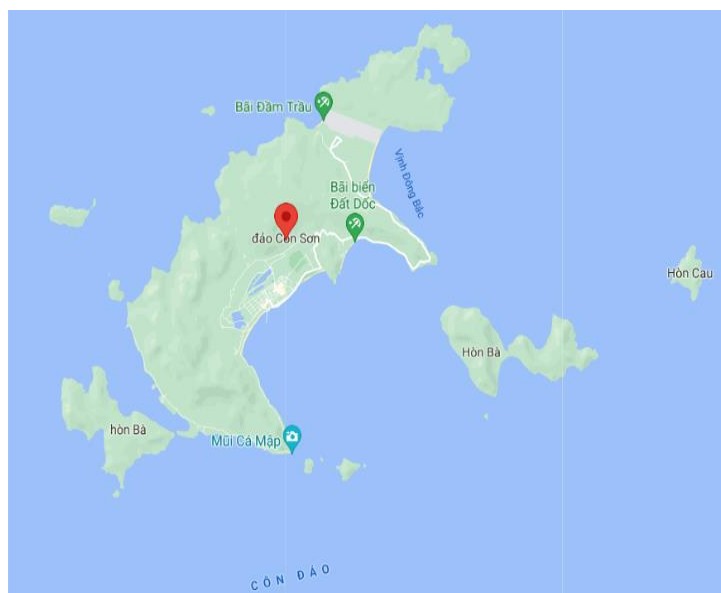
Hình 2.28. Đảo Phú Quốc.

Huyện đảo Phú Quốc chủ yếu tiêu thụ năng lượng từ các sản phẩm điện năng và dầu mỏ. Năm 2014, Phú Quốc nhận điện từ lưới điện quốc gia thông qua cáp ngầm 110 kV, có chiều dài 64 km, sử dụng trạm biến áp công suất 2x40 MVA đang mang tải khoảng trên 76%. Các tổ máy diesel chỉ phục vụ đáp ứng phần tải đỉnh và dự trữ công suất.

Trong giai đoạn 2020 - 2030, chiến lược phát triển nguồn năng lượng cho Phú Quốc sẽ tập trung vào việc phát triển và áp dụng công nghệ khai thác năng lượng tái tạo, bao gồm năng lượng gió, năng lượng mặt trời và năng lượng thủy triều ở nhiều cấp độ khác nhau. Dự báo, nhu cầu tiêu thụ điện thương phẩm bình quân trên đảo Phú Quốc sẽ đạt 2.614 kWh/người/năm vào năm 2020, so với mức 1.897 kWh/người/năm của cả nước và ước tính sẽ tăng lên hơn 4.200 kWh/người/năm vào năm 2030.

### 2.3.2. Côn Đảo - Bà Rịa - Vũng Tàu

Côn Đảo, một quần đảo nằm ngoài khơi bờ biển miền nam Việt Nam, là đơn vị hành chính cấp huyện thuộc tỉnh Bà Rịa - Vũng Tàu. Quần đảo này bao gồm 16 hòn đảo lớn nhỏ và nằm cách Vũng Tàu khoảng 185 km, Thành phố Hồ Chí Minh 230 km và cửa sông Hậu của Cần Thơ khoảng 83 km. Diện tích tự nhiên toàn huyện ước tính khoảng 76 km<sup>2</sup>, trong đó hòn đảo lớn nhất, có tên gọi là Côn Lôn hay Côn Đảo, chiếm 51,52 km<sup>2</sup> và là trung tâm kinh tế, văn hóa, chính trị và xã hội của huyện. Bản đồ Côn Đảo được thể hiện trong Hình 2.29 [38-40].



Hình 2.29. Côn Đảo.

Theo kế hoạch phát triển năng lượng của huyện Côn Đảo đến năm 2020 và định hướng đến năm 2030, mức tiêu thụ điện bình quân hàng năm trong giai đoạn 2015 - 2020 dự kiến tăng trưởng 23,4%. Hiện tại, nguồn cung cấp điện chính cho huyện là từ 9 tổ máy phát điện diesel với tổng công suất đạt 11.820 kW. Hệ thống này vận hành dựa trên nhu cầu thực tế của phụ tải, trong đó công suất trung bình khoảng 4.400 kW và đạt gần 6.400 kW vào giờ cao điểm.

Ngoài ra, huyện Côn Đảo còn sử dụng hệ thống điện mặt trời với tổng công suất 136 kWp. Tuy nhiên, nguồn năng lượng này chỉ chiếm tỷ lệ nhỏ so với điện diesel và chủ yếu hỗ trợ hiệu quả vào ban ngày khi có nắng. Trước thực trạng nhu cầu sử dụng điện ngày càng tăng, trong khi nguồn cung hiện tại chủ yếu đáp ứng nhu cầu cơ bản, ngành điện đã khuyến khích các khu nghỉ dưỡng và khách sạn lớn trên địa bàn đầu tư hệ thống máy phát điện riêng. Điều này nhằm bổ sung nguồn điện trong các trường hợp phụ tải tăng đột biến hoặc khi hệ thống chính gặp sự cố.

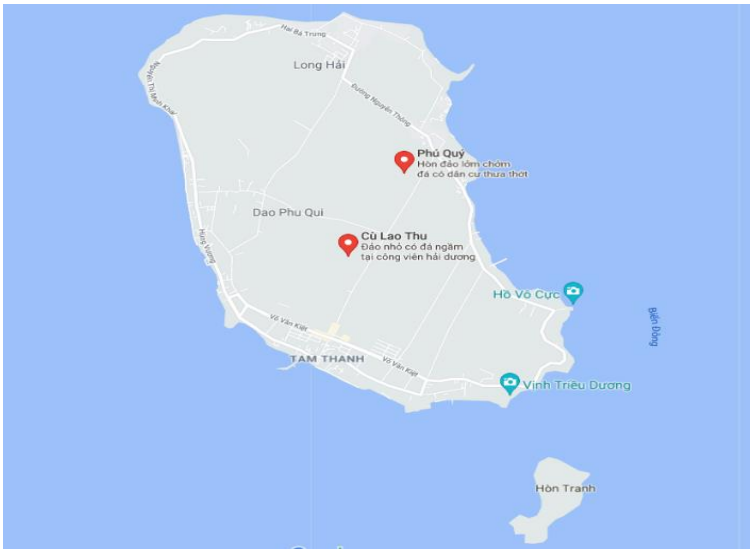
### 2.3.3. Đảo Phú Quý - Bình Thuận

#### **Đặc điểm địa lý:**

Phú Quý là một huyện đảo thuộc tỉnh Bình Thuận, nằm cách thành phố Phan Thiết khoảng 110 km về phía đông nam, cách quần đảo Trường Sa 540 km về phía đông, cách Cam Ranh (tỉnh Khánh Hòa) 150 km về phía bắc, cách Côn Đảo 330 km về phía tây nam và cách Vũng Tàu 200 km về phía tây.

Huyện đảo Phú Quý bao gồm sáu hòn đảo: Phú Quý, Hòn Tranh, Hòn Trùng (phía nam) và Hòn Đỏ, Hòn Đen, Hòn Giữa (phía bắc). Trong số này, đảo Phú Quý là lớn

nhất, với diện tích 17,4 km<sup>2</sup>, chiếm khoảng 97% diện tích nổi của toàn huyện và khoảng 0,2% diện tích toàn tỉnh. Bản đồ Phú Quý được thể hiện như Hình 2.30 [41].



Hình 2.30. Đảo Phú Quý.

**Đặc điểm khí hậu**

Phú Quý có khí hậu gió mùa với hai mùa rõ rệt: mùa gió Nam từ tháng 5 đến tháng 8 và mùa gió Bắc từ tháng 9 đến tháng 4 năm sau. Các thông số khí hậu chính: Lượng mưa trung bình hằng năm: 1.000 - 1.100 mm. Nhiệt độ không khí trung bình: 22°C - 28°C. Độ ẩm không khí: 72% - 88%. Tốc độ gió lớn, thường xuyên chịu ảnh hưởng của áp thấp nhiệt đới. Thủy triều hỗn hợp với độ lớn trung bình 1,6 m (lớn nhất 2,2 m, nhỏ nhất 0,3 m). Độ mặn nước biển: 34 - 34,2‰.

**Dân số và số hộ gia đình**

Bảng 2.1. Thống kê dân số và số hộ gia đình tại Phú Quý.

| TT | Năm  | Dân số (người) | Số hộ gia đình (hộ) |
|----|------|----------------|---------------------|
| 1  | 2015 | 26.439         | 6.319               |
| 2  | 2016 | 26.566         | 6.350               |
| 3  | 2017 | 26.693         | 6.380               |
| 4  | 2018 | 26.821         | 6.411               |
| 5  | 2019 | 26.950         | 6.441               |
| 6  | 2020 | 27.080         | 6.472               |
| 7  | 2021 | 27.234         | 6.509               |

Theo số liệu thu thập từ Niên giám thống kê của Cục Thống kê tỉnh Bình Thuận [42], dân số tại huyện đảo Phú Quý qua các năm được thể hiện như Bảng 2.1. Theo số liệu của Đảng bộ Huyện ủy Phú Quý, năm 2017 Phú Quý có 6.380 hộ dân, trung bình cứ một hộ gia đình sẽ có khoảng 4,18 thành viên.

### **Tình hình kinh tế**

Huyện đảo Phú Quý gồm ba xã: Long Hải, Ngũ Phụng và Tam Thanh. Người dân trên đảo chủ yếu sống trong điều kiện khép kín, tự cung tự cấp với các ngành nghề chính: Ngư nghiệp hoạt động đánh bắt hải sản giữ vai trò chủ đạo. Trồng trọt một số cây trồng thích nghi với khí hậu đảo. Tiểu thủ công nghiệp gồm có dệt vải, đan võng, ép dầu, chế biến thủy sản. Du lịch gần đây phát triển mạnh nhưng chủ yếu theo hướng tự phát, chưa có sự quản lý đồng bộ. Ngoài ra, đảo Phú Quý giữ vai trò chiến lược quan trọng trong bảo vệ chủ quyền biên đảo của Việt Nam.

### **Tình hình du lịch**

Từ năm 2017 đến nay, du lịch tại đảo Phú Quý đã có sự tăng trưởng mạnh mẽ, từ 16.600 lượt khách năm 2017 lên 20.000 vào năm 2018, khoảng 34.000 năm 2019, 40.150 năm 2021, 95.300 năm 2022 và bùng nổ lên 165.000 lượt khách vào năm 2023. Đặc biệt, chỉ trong 6 tháng đầu năm 2023, đảo đã đón gần 97.000 lượt khách, vượt xa dự báo của UBND tỉnh Bình Thuận, vốn đặt mục tiêu đến năm 2025 đạt 45.000 lượt và đến năm 2030 đạt 74.000 lượt khách. Trước sự phát triển này, UBND tỉnh Bình Thuận đã phê duyệt Quy hoạch Khu du lịch Phú Quý đến năm 2030, đặt mục tiêu đưa Phú Quý trở thành khu du lịch trọng điểm của tỉnh vào năm 2025, đón khoảng 45.000 lượt khách/năm, trong đó có 3.000 khách quốc tế, tiến tới đáp ứng tiêu chí khu du lịch cấp tỉnh vào năm 2030 với 74.000 lượt khách và dự báo vượt 200.000 lượt khách/năm vào năm 2040. Sự tăng trưởng nhanh chóng đặt ra thách thức về hạ tầng và dịch vụ, đòi hỏi chính quyền địa phương phải đầu tư nâng cấp cơ sở hạ tầng, quản lý chặt chẽ các điểm du lịch và bảo tồn vẻ đẹp tự nhiên của đảo. Dự kiến lượng khách du lịch tại Phú Quý trong tương lai theo mục tiêu mà UBND tỉnh Bình Thuận đã đề ra được trình bày trong Bảng 2.2.

Bảng 2.2. Dự kiến lượng khách du lịch đến Phú Quý trong tương lai.

| Năm                   | 2025   | 2030   | 2035    | 2040    |
|-----------------------|--------|--------|---------|---------|
| Khách du lịch (người) | 45.000 | 74.000 | 121.692 | 200.119 |

### **Đặc điểm hệ thống điện hiện hữu tại đảo Phú Quý**

Hệ thống điện tại huyện đảo Phú Quý được xây dựng từ năm 1999 với nguồn điện ban đầu gồm 6 tổ máy diesel, mỗi máy có công suất 450 kW, tổng công suất 3 MW. Đến năm 2015, Nhà máy diesel Phú Quý được bổ sung thêm 2 máy phát Perkins, mỗi máy có công suất 1 MW, nâng tổng công suất nguồn diesel lên 5 MW. Đến cuối năm 2018, dự án mở rộng nguồn điện diesel đã đầu tư thêm 5 máy phát Caterpillar, mỗi máy 1 MW, nâng tổng công suất nguồn diesel hiện hữu lên 9,7 MW, đáp ứng tốt hơn nhu cầu điện trên đảo.

Ngoài nguồn điện diesel, Phú Quý cũng khai thác điện gió để giảm bớt sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch. Năm 2013, hệ thống điện gió với công suất lắp đặt 6 MW, gồm 3 turbine gió, chính thức đi vào hoạt động, cung cấp khoảng 25,4 triệu kWh mỗi năm. Việc kết hợp điện gió với nhà máy diesel 3 MW đã giúp đảo đảm bảo nguồn điện ổn định. Từ ngày 01/07/2014, thời gian cung cấp điện tại Phú Quý được nâng lên 24 giờ/ngày, với giá điện tương đương trên đất liền, đánh dấu bước tiến quan trọng trong phát triển kinh tế - xã hội của địa phương.

Bên cạnh tiềm năng gió, Phú Quý còn có nguồn tài nguyên mặt trời dồi dào với số giờ nắng cao và bức xạ tốt. Tuy nhiên, điện mặt trời chưa được khai thác tương xứng với tiềm năng. Theo số liệu của Điện lực tỉnh Bình Thuận, đến năm 2022, công suất lắp đặt điện mặt trời trên đảo chỉ đạt 732 kWp, một con số còn khá khiêm tốn so với điều kiện tự nhiên thuận lợi của địa phương.

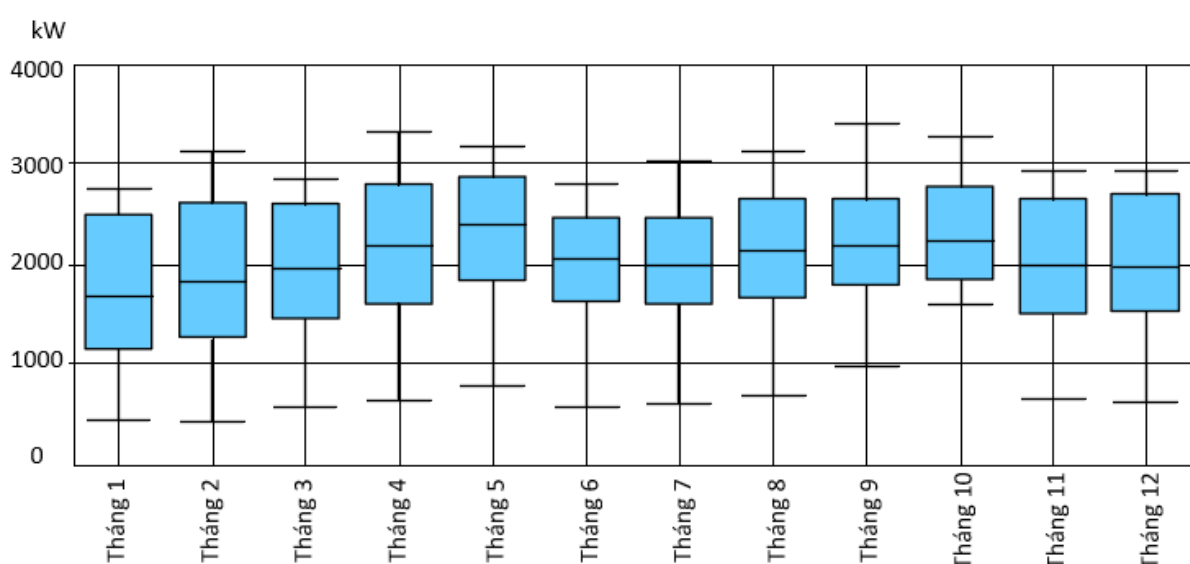
**Bảng 2.3. Công suất đặt các nhà máy điện Phú Quý.**

| TT | Nhà máy điện  | Công suất (kW) | Năm lắp đặt |
|----|---------------|----------------|-------------|
| 1  | Diesel        | 06 x 450       | 2011        |
|    |               | 05 x 1.000     | 2018        |
|    |               | 02 x 1.000     | 2020        |
| 2  | Gió           | 03 x 2000      | 2013        |
| 3  | Điện mặt trời | 0,732          | 2021        |

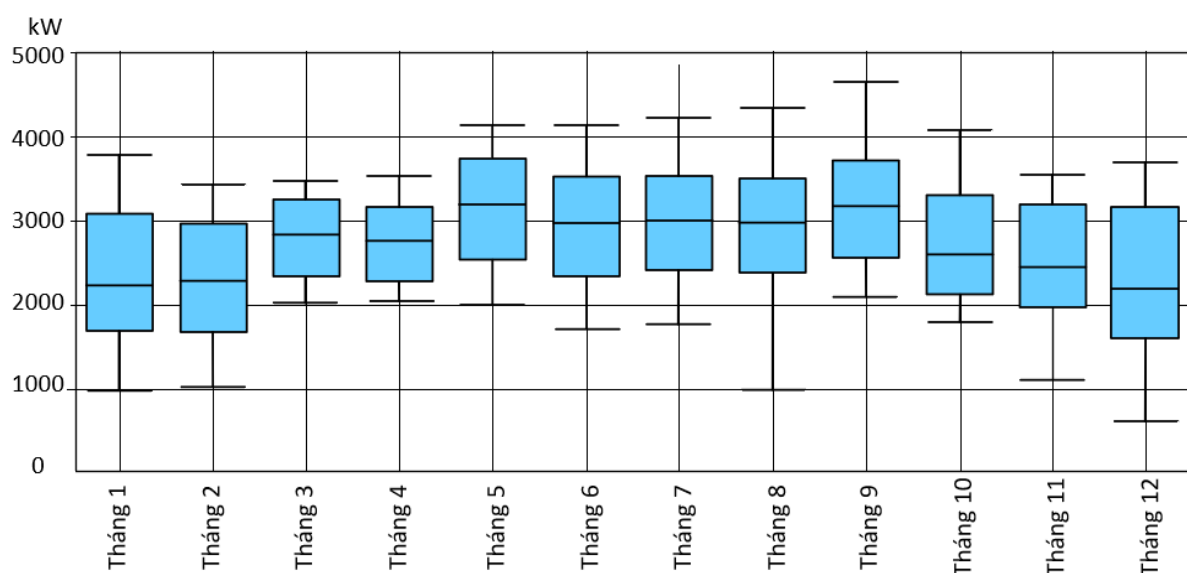
(Nguồn: Điện lực Bình Thuận)

Trong tương lai, Phú Quý định hướng phát triển điện mặt trời theo hai quy mô chính: điện mặt trời áp mái phục vụ hộ gia đình và các nhà máy điện mặt trời (solar farm). Điều này sẽ khả thi nếu chính phủ, Bộ Công Thương và EVN tiếp tục có chính sách hỗ trợ phát triển điện mặt trời như giai đoạn 2018 - 2020. Đặc biệt, điện mặt trời áp mái có thể góp phần giảm áp lực lên hệ thống điện hiện hữu và tối ưu hóa nguồn cung cấp điện cho đảo, giúp Phú Quý ngày càng phát triển bền vững.

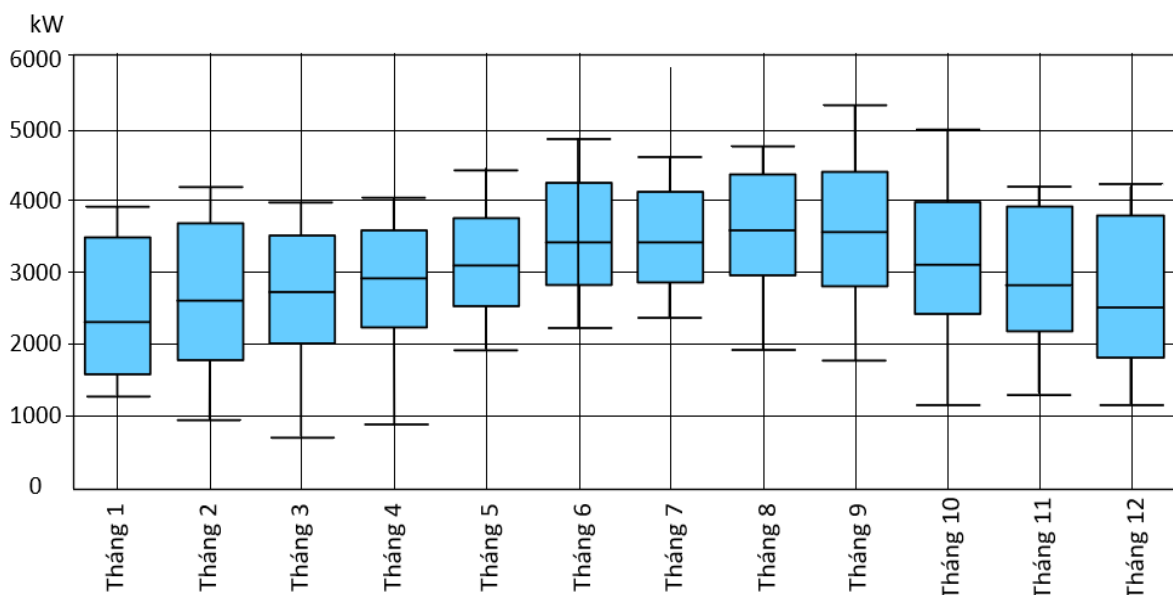
Công suất phát: Hình 2.31 thể hiện đồ thị công suất phát của hệ thống điện đảo Phú Quý năm 2018. Tương tự, các Hình 2.32 và Hình 2.33 thể hiện đồ thị công suất phát theo tháng của các năm 2020 và 2022.



Hình 2.31. Đồ thị công suất phát của Phú Quý năm 2018.



Hình 2.32. Đồ thị công suất phát của Phú Quý năm 2020.

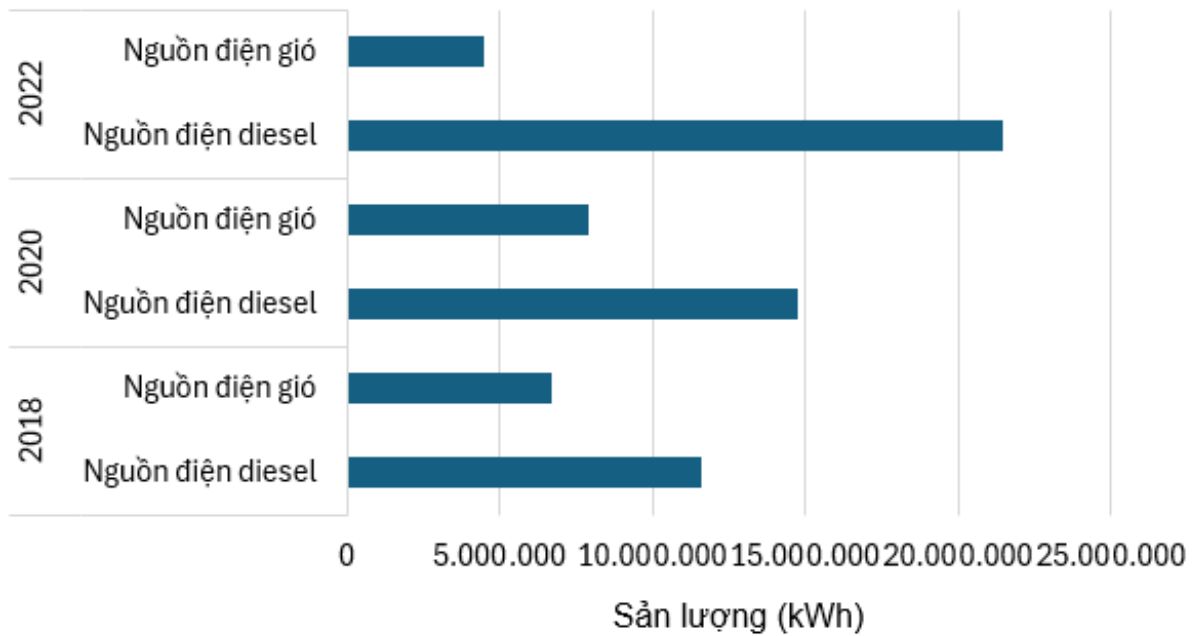


Hình 2.33. Đồ thị công suất phát của Phú Quý năm 2022.

Sản lượng điện tại Phú Quý: Bảng 2.4 thể hiện sản lượng theo loại hình phát điện qua các năm tại Phú Quý, Hình 2.34 thể hiện biểu đồ sản lượng điện tại Phú Quý các năm 2018, 2020 và 2022. Mặc dù đã bổ sung các loại hình phát điện năng lượng tái tạo, nhưng khả năng thâm nhập vẫn chưa cao. Điện gió tại Phú Quý còn khá hạn chế với công suất đặt 6 MW nhưng và sản lượng điện mặt trời tại đảo là không đáng kể. Vì vậy, hệ thống điện tại Phú Quý vẫn phụ thuộc rất nhiều vào nguồn phát diesel, kéo theo những ảnh hưởng tiêu cực trong việc giảm phát thải cũng như khả năng phát triển bền vững cho hòn đảo này. Điều chỉnh cơ cấu phát điện và tìm ra các cấu hình phát điện tối ưu là việc làm cần thiết để Phú Quý đối phó với những thách thức về an toàn năng lượng và phát triển bền vững.

Bảng 2.4. Sản lượng theo loại hình phát điện qua các năm tại Phú Quý.

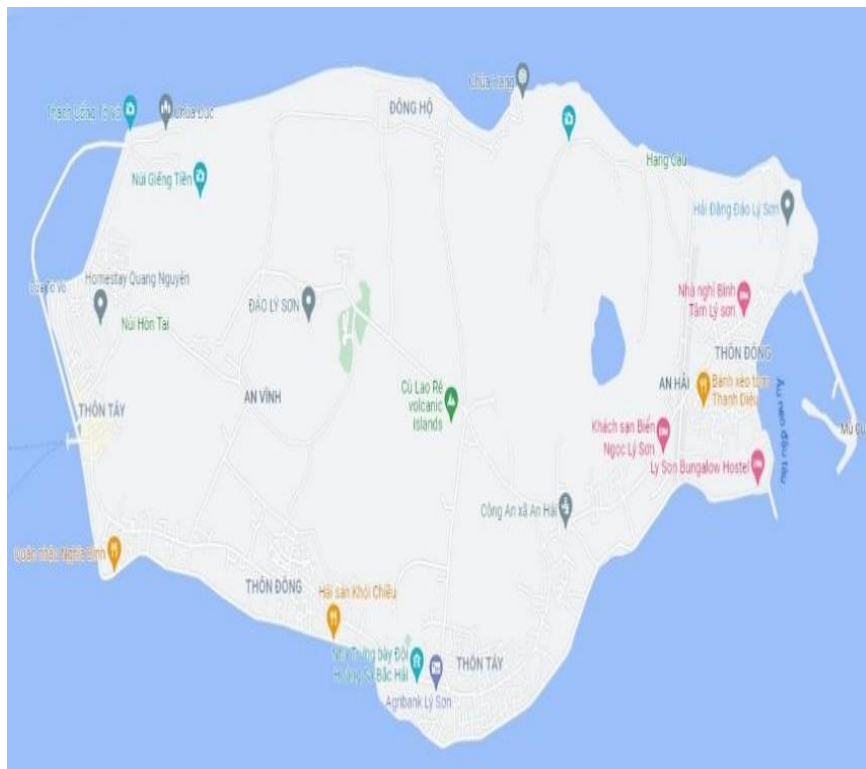
| Năm  | Nhà máy điện      | Sản lượng năm (kWh) |
|------|-------------------|---------------------|
| 2018 | Nguồn điện diesel | 11.627.395          |
|      | Nguồn điện gió    | 6.671.700           |
| 2020 | Nguồn điện diesel | 14.769.300          |
|      | Nguồn điện gió    | 7.942.100           |
| 2022 | Nguồn điện diesel | 21.453.600          |
|      | Nguồn điện gió    | 4.489.300           |



Hình 2.34. Biểu đồ sản lượng điện tại Phú Quý 2018 - 2022.

#### 2.3.4. Lý Sơn - Quảng Ngãi

Lý Sơn là huyện đảo duy nhất thuộc tỉnh Quảng Ngãi, nằm ở phía đông bắc của tỉnh và cách đất liền khoảng 28 km. Huyện đảo này tọa lạc trên con đường biển huyết mạch từ bắc vào nam, đồng thời là cửa ngõ của khu kinh tế Dung Quất, cũng như khu vực kinh tế trọng điểm miền Trung. Vị trí địa lý này giúp Lý Sơn có sự kết nối chặt chẽ với các khu vực kinh tế phát triển chủ yếu trong tỉnh, Bản đồ Lý Sơn như Hình 2.35 [43-44].



Hình 2.35. Đảo Lý Sơn.

Lý Sơn, cùng với khu du lịch Mỹ Khê và khu du lịch Sa Huỳnh, tạo thành một tam giác du lịch biển tiềm năng cho tỉnh Quảng Ngãi, hứa hẹn sẽ phát triển mạnh mẽ trong tương lai. Với vị thế này, huyện đảo đã trở thành đơn vị hành chính tiên tiêu của đất nước, đóng vai trò quan trọng trong việc bảo vệ an ninh chủ quyền quốc gia trên biển [43].

Năm 1999, xã An Vĩnh và An Hải trên đảo Lớn bắt đầu được cấp điện từ tổ máy phát diesel 340 kW và hai trạm biến áp phụ tải 160 kVA do Ủy ban nhân dân huyện Lý Sơn quản lý. Tuy nhiên, nguồn điện chỉ được cung cấp luân phiên, mỗi xã có điện một đêm và không có điện vào đêm kế tiếp, với thời gian sử dụng hàng đêm chỉ từ 4 đến 5 giờ.

Đến năm 2002, hệ thống điện trên huyện đảo được bàn giao cho ngành điện quản lý. Tại đây, Lý Sơn đã lắp thêm 8 tổ máy phát điện với tổng công suất 3.000 kW, đồng thời cải tạo và nâng cấp 9,6 km đường dây trung áp, 18,7 km đường dây hạ áp cùng 14 trạm biến áp có tổng dung lượng 3.520 kVA. Dù có những cải thiện này, người dân của hai xã trên đảo Lớn vẫn chỉ được sử dụng điện 6 giờ mỗi ngày vào ban đêm, chủ yếu phục vụ nhu cầu chiếu sáng.

Năm 2014, huyện Lý Sơn tổ chức lễ khánh thành dự án cấp điện từ hệ thống điện quốc gia thông qua cáp ngầm xuyên biển, với công suất 16,5 MVA. Dự án này không chỉ góp phần phát triển kinh tế - xã hội và nâng cao đời sống người dân mà còn hỗ trợ bảo vệ chủ quyền biển đảo của Tổ quốc.

**Đánh giá chung về mô hình năng lượng của các đảo Việt Nam:** Phú Quốc, đã được kết nối với lưới điện quốc gia thông qua hệ thống cáp ngầm 110 kV dài 64 km, kết hợp với trạm biến áp công suất 2x40 MVA. Tuy nhiên, nguồn điện diesel vẫn đóng vai trò hỗ trợ trong các trường hợp tải đỉnh và dự trữ công suất. Dự báo đến năm 2030, nhu cầu điện bình quân tại Phú Quốc có thể vượt 4.200 kWh/người/năm, cho thấy khả năng cung cấp điện hiện tại chưa đủ đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng. Trong khi đó, Côn Đảo vẫn chủ yếu sử dụng điện từ 9 tổ máy diesel với tổng công suất 11.820 kW, bên cạnh hệ thống điện mặt trời nhỏ 136 kWp chỉ hoạt động vào ban ngày. Với tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện trung bình 23,4% mỗi năm giai đoạn 2015-2020, điện lực địa phương đã khuyến khích các cơ sở lớn tự đầu tư máy phát điện dự phòng. Điều này cho thấy việc mở rộng nguồn cung cấp điện là cần thiết để đáp ứng nhu cầu trong tương lai. Tại Phú Quý, hệ thống điện phụ thuộc chủ yếu vào diesel với công suất 9,7 MW, cùng với nguồn điện gió 6 MW và điện mặt trời 0,732 MW, cho thấy những thách thức lớn trong việc đảm bảo

nguồn điện ổn định nếu không có giải pháp hợp lý. Lý Sơn cũng đã được cấp điện từ lưới điện quốc gia qua cáp ngầm biển từ năm 2014 với công suất 16,5 MVA, nhưng vẫn tiềm ẩn nguy cơ mất điện kéo dài nếu hệ thống cáp gặp sự cố. Những thực trạng này cho thấy các đảo của Việt Nam đang đối mặt với nhu cầu năng lượng ngày càng gia tăng, trong khi nguồn cung cấp điện vẫn phụ thuộc nhiều vào diesel – một nguồn năng lượng chi phí cao và không thân thiện với môi trường. Điều này nhấn mạnh sự cần thiết của việc phát triển các giải pháp năng lượng hiệu quả hơn, kết hợp với việc mở rộng và khai thác tối ưu các nguồn năng lượng tái tạo để đảm bảo sự phát triển bền vững.

## 2.4. Tiểu kết chương 2

Bản đồ một số đảo nhiệt đới được thể hiện như Hình 2.32. Tổng hợp các chỉ tiêu kinh tế - xã hội và giải pháp năng lượng của một số đảo nhiệt đới được thể hiện trong Bảng 2.5.

- **Điểm chung:** một trong những vấn đề quan trọng trong việc phát triển nền kinh tế bền vững với mục tiêu giảm phát thải carbon là việc thiết lập các chính sách hỗ trợ hợp lý và kịp thời từ chính quyền các quốc gia. Bên cạnh việc nghiên cứu, tìm hiểu và tích hợp các chiến lược cũng như công nghệ tối ưu, cần chú trọng đến việc xây dựng các mô hình cụ thể phù hợp với tiềm năng năng lượng của từng khu vực. Những mô hình này sẽ giúp khai thác hiệu quả nguồn năng lượng với mức phát thải CO<sub>2</sub> thấp, phục vụ nhu cầu năng lượng tại chỗ.

- **Chuyển đổi năng lượng trên các đảo nhiệt đới thế giới: Thách thức và cơ hội**

Hệ thống năng lượng trên các đảo Địa Trung Hải khó có thể đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế nếu không có sự chuyển đổi mạnh mẽ. Dù sở hữu nguồn tài nguyên tái tạo phong phú, các đảo này vẫn chưa khai thác hiệu quả để xây dựng hệ thống điện bền vững. Mở rộng điện mặt trời áp mái tại hộ gia đình, khách sạn và phát triển các trang trại điện mặt trời quy mô lớn, kết hợp với điện gió trên bờ và ngoài khơi, là giải pháp trọng tâm. Ngoài ra, việc tận dụng sinh khối và khí sinh học từ rác thải nông nghiệp cũng góp phần đa dạng hóa nguồn cung năng lượng sạch.

Bên cạnh phát triển nguồn phát điện, các hệ thống lưu trữ như thủy điện tích năng và pin BESS đóng vai trò quan trọng trong việc ổn định cung – cầu. Việc kết nối với lưới điện khu vực, điển hình là dự án EuroAsia Interconnector, giúp nâng cao tính bền vững và giảm rủi ro về an ninh năng lượng. Đồng thời, nâng cao hiệu suất điện trong ngành du lịch – dịch vụ và khuyến khích phương tiện giao thông sạch như xe điện, sử dụng năng lượng tái tạo cũng là giải pháp quan trọng.

Thách thức lớn nhất của các đảo châu Âu là giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch trong bối cảnh nhu cầu điện ngày càng tăng, đặc biệt vào mùa cao điểm du lịch. Hệ thống điện tại Crete đối mặt với áp lực lớn do hiệu suất vận hành không tối ưu. Dù xu hướng chuyển đổi sang năng lượng sạch đang được người dân ủng hộ, các đảo vẫn cần chiến lược đồng bộ hơn trong việc phát triển điện mặt trời, điện gió và hệ thống lưu trữ tiên tiến để đạt được mục tiêu bền vững.

- **Kinh nghiệm quốc tế và bài học cho Việt Nam**

Mauritius, Maldives và Reunion là những quốc đảo đã có bước tiến đáng kể trong khai thác năng lượng tái tạo, nhưng vẫn đối mặt với thách thức trong việc xây dựng hệ thống năng lượng tự chủ, bền vững. Tại Reunion, phát thải CO<sub>2</sub> từ ngành năng lượng chiếm gần 95% tổng lượng khí nhà kính, với sản xuất điện đóng góp hơn 49%. Để đạt mục tiêu 100% năng lượng tái tạo vào năm 2025, chính quyền đảo đã áp dụng chính sách miễn thuế, trợ cấp và ưu đãi nhập khẩu thiết bị năng lượng sạch.

Tại Đông Nam Á, các quốc gia như Thái Lan đã phát triển những mô hình tối ưu hóa năng lượng trên đảo, như dự án "Kommod" tại Phuket, giúp quản lý nguồn phát điện và lưu trữ hiệu quả. Đây là mô hình có thể điều chỉnh để phù hợp với các đảo nhiệt đới tại Việt Nam, nơi có tiềm năng điện mặt trời, điện gió và sinh khối dồi dào nhưng chưa được khai thác triệt để.

Việt Nam đang đối diện với nguy cơ thiếu hụt điện tại các đảo khi nhu cầu tăng nhanh. Phú Quốc, dù đã kết nối lưới điện quốc gia, dự báo sẽ quá tải vào năm 2030. Côn Đảo vẫn phụ thuộc chủ yếu vào máy phát điện diesel, trong khi Lý Sơn nếu xảy ra sự cố sẽ có nguy cơ mất điện kéo dài. Rõ ràng, diesel không phải là giải pháp bền vững.

Việc đề xuất mô hình năng lượng cho phát triển bền vững của các đảo, với các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, tận dụng tốt nhất nguồn năng lượng tại chỗ, kết hợp với lưu trữ và tối ưu hóa tiêu thụ điện, là chìa khóa đảm bảo an ninh năng lượng và giảm phát thải CO<sub>2</sub> cho các đảo trên thế giới nói chung và các đảo nhiệt đới Việt Nam nói riêng. Đây là một nhiệm vụ cấp thiết. Luận án về “Sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo khu vực nhiệt đới” sẽ góp phần tìm ra giải pháp tối ưu, hướng đến một hệ thống năng lượng xanh, tự chủ và bền vững cho các đảo trong tương lai.

Bảng 2.5. Các chỉ tiêu kinh tế - xã hội và giải pháp năng lượng một số đảo nhiệt đới

| Khu vực              | Đảo          | Diện tích (km <sup>2</sup> ) | Dân số (người) | % NLTT | Giải pháp/mô hình năng lượng                                                  |
|----------------------|--------------|------------------------------|----------------|--------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Địa Trung Hải        | Crete        | 8.450                        | 634.930 (2019) | 35%    | Kết nối điện với nhau bằng HT điện DC                                         |
|                      | Síp          | 9.251                        | 1.141.166      | 15%    |                                                                               |
| Đại Tây Dương        | Madeira      | 801                          | 289.000 (2016) | 19%    | Kịch bản riêng cho từng ngành tiêu thụ NL                                     |
|                      | Gran Canaria | 1.560,1                      | 850.000        | 3,8%   |                                                                               |
|                      | El Hierro    | 268,51                       | 11.338 (2020)  | 77%    | Thủy điện - gió                                                               |
| Ấn Độ Dương          | Mauritius    | 2.040                        | 1.265.475      | 16,4%  | Có những chính sách phát triển NLTT nhưng chưa có chiến lược bài bản khoa học |
|                      | Reunion      | 2.507                        | 852.924        | 36%    |                                                                               |
|                      | Maldives     | 300                          | 557.426        | 40%    |                                                                               |
| Đông Nam Á           | Bali         | 5.780                        | 4.317.404      | 23%    | Sử dụng mô hình Kommod để tìm ra cơ cấu phát điện tối ưu                      |
|                      | Phuket       | 543                          | 416.582        | 15%    |                                                                               |
| Các đảo của Việt Nam | Phú Quốc     | 593                          | 179.480        |        | Cấp điện từ đất liền bằng hệ thống cáp ngầm                                   |
|                      | Côn Đảo      | 76                           | 8.360          |        | Phát điện từ diesel và điện mặt trời                                          |
|                      | Phú Quý      | 17,44                        | 30.971         |        | Phát điện từ diesel và điện gió                                               |
|                      | Lý Sơn       | 10,39                        | 22.174         |        | Cấp điện từ đất liền bằng hệ thống cáp ngầm và phát điện từ diesel            |



## **CHƯƠNG 3.**

# **CÁC GIẢI PHÁP SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG HIỆU QUẢ VÀ CẤU TRÚC PHÁT ĐIỆN TỐI ƯU**

### **3.1. Dẫn nhập**

Hiện nay, nhiều đảo của Việt Nam vẫn còn sử dụng nhiên liệu diesel - một nguồn năng lượng có chi phí cao, phát thải CO<sub>2</sub> lớn và dễ bị ảnh hưởng bởi các gián đoạn trong chuỗi cung ứng. Điều này đặt ra yêu cầu cấp bách về việc sử dụng năng lượng hiệu quả nhằm giảm áp lực lên hệ thống cung cấp năng lượng, đặc biệt trong bối cảnh dân số và du lịch trên các đảo đang tăng trưởng mạnh mẽ.

Các đảo của Việt Nam sở hữu điều kiện tự nhiên thuận lợi để khai thác các nguồn năng lượng tái tạo như mặt trời, gió và sinh khối. Việc áp dụng các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả không chỉ đảm bảo khai thác tối đa tiềm năng của các nguồn năng lượng này mà còn giảm thiểu lãng phí. Đây được xem là giải pháp chiến lược, tạo điều kiện cho các ngành kinh tế trên đảo phát triển bền vững mà không gây thêm áp lực lên nguồn cung năng lượng [45-46].

Hơn nữa, sử dụng năng lượng hiệu quả góp phần bảo vệ môi trường và hệ sinh thái biển đảo nhạy cảm, giảm phát thải khí nhà kính, đồng thời giữ gìn cảnh quan thiên nhiên để phục vụ phát triển du lịch bền vững. Điều này còn khẳng định vai trò tiên phong của các đảo Việt Nam trong việc trở thành hình mẫu về năng lượng bền vững, thúc đẩy động lực phát triển cho cả nước và khu vực [47-48].

Các giải pháp này cũng hoàn toàn phù hợp với chiến lược quốc gia và tuân thủ định hướng của Chính phủ trong Quy hoạch Điện VIII. Việc hướng tới phát triển bền vững và mục tiêu đạt Net Zero vào năm 2050 không chỉ khẳng định cam kết của Việt Nam với cộng đồng quốc tế mà còn đóng vai trò quan trọng trong việc xây dựng nền kinh tế xanh, hiện đại và bền vững [3].

Sau khi khảo sát tình hình sử dụng năng lượng hiện tại của các đảo nhiệt đới trên thế giới, nghiên cứu các mô hình năng lượng như mô hình của đảo Gran Canaria [6] và mô hình "Kommod" tại đảo Phuket, Thái Lan, cho thấy "Kommod" nổi bật với khả năng tìm ra cơ cấu phát điện tối ưu và định hướng quản lý, khai thác năng lượng cho các đảo có tiềm năng du lịch [32].

Luận án đề xuất một mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả và phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo nhiệt đới. Mô hình này kết hợp các nhóm giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả nhằm khai thác tối đa nguồn năng lượng sẵn có tại địa phương, cụ thể: (1) tính

toán khả năng phát điện từ rác thải rắn; (2) tính toán khả năng phát triển hệ thống điện mặt trời áp mái; (3) đánh giá các giải pháp giảm phát thải CO<sub>2</sub> khi triển khai xe điện trên đảo; (4) xây dựng phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió hiện hữu; (5) thiết kế tận dụng ánh sáng tự nhiên cho các tòa nhà.

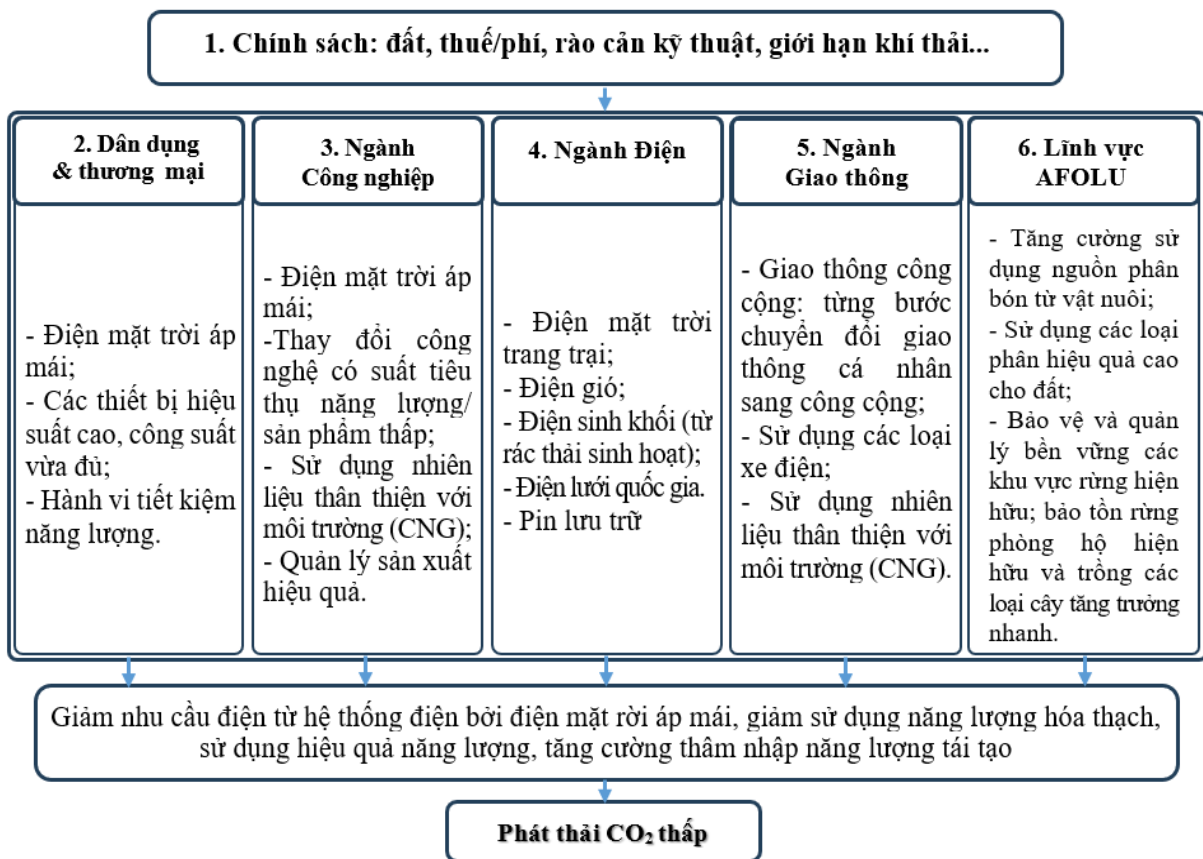
Phần tiếp theo của nghiên cứu sẽ áp dụng mô hình đề xuất để tính toán và xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho các đảo, đảm bảo chi phí phát điện thấp nhất và hiệu quả kinh tế cao nhất.

### **3.2. Đề xuất mô hình năng lượng cho các đảo nhiệt đới**

Các mô hình năng lượng hay các giải pháp năng lượng mà các đảo nhiệt đới trên thế giới đã áp dụng là những bài học kinh nghiệm quý báu. Ở Địa Trung Hải, các đảo như Crete và Síp [22] tiên phong sử dụng hệ thống điện một chiều kết nối giữa các đảo, tối ưu hóa các nguồn cung năng lượng và giảm thiểu rủi ro thiếu điện cục bộ. Trong khi đó, ở Đại Tây Dương, các đảo như Madeira [45] và El Hierro lại phát triển chiến lược năng lượng chuyên biệt cho từng ngành. Điển hình là mô hình năng lượng bằng cách kết hợp thủy điện và điện gió tại El Hierro [27], đã góp phần đảm bảo sự ổn định về năng lượng và góp phần phát triển bền vững cho hệ thống năng lượng của đảo. Tại Ấn Độ Dương, những đảo như Mauritius [29], Reunion [10], Maldives [30] và Bali [31] (Đông Nam Á) cũng triển khai các chính sách phát triển việc sử dụng năng lượng tái tạo, tuy nhiên vẫn thiếu chiến lược đồng bộ và toàn diện. Đảo Phuket của Thái Lan nổi bật với việc áp dụng mô hình Kommod [32], giúp tìm ra cơ cấu phát điện tối ưu, chỉ ra hướng đi mới trong việc quản lý và khai thác năng lượng cho các đảo có tiềm năng du lịch. Những mô hình và giải pháp đa dạng này không chỉ thể hiện tư duy sáng tạo mà còn hướng tới cơ hội phát triển bền vững cho các đảo nhiệt đới của Việt Nam và thế giới.

Dựa trên việc khảo sát, nghiên cứu mô hình năng lượng của các đảo nhiệt đới trên thế giới và xem xét thực tế về chính sách, tiềm năng năng lượng địa phương, cũng như việc xem xét đánh giá các điều kiện kinh tế - xã hội, xem xét điều kiện phát triển xã hội carbon thấp cho Việt Nam [49], luận án đề xuất Mô hình hướng đến việc sử dụng năng lượng hiệu quả, theo định hướng phát triển nền kinh tế carbon thấp cho các đảo nhiệt đới của Việt Nam (Hình 3.1). Mô hình này nhằm mục tiêu sử dụng hiệu quả nguồn năng lượng hiện hữu tại chỗ có thể khai thác, đồng thời xem xét khả năng giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub>, góp phần vào sự phát triển bền vững về kinh tế - xã hội trên các đảo.

Cụ thể, Mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo nhiệt đới tập trung vào 6 lĩnh vực chính:



Hình 3.1. Mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo nhiệt đới.

(1) Chính sách: đề xuất ban hành các chính sách nhằm khuyến khích tiết kiệm năng lượng, sử dụng hiệu quả năng lượng, giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub>, tạo ra hành lang pháp lý hỗ trợ các dự án, doanh nghiệp và người dân phát triển năng lượng thân thiện với môi trường [49].

(2) Giải pháp cho lĩnh vực dân dụng và thương mại: khuyến khích nghiên cứu và triển khai sử dụng năng lượng mặt trời áp mái, sử dụng các thiết bị tiết kiệm năng lượng, áp dụng công nghệ tiên tiến và triển khai các sáng kiến tối ưu hóa tiêu thụ năng lượng [49].

(3) Giải pháp cho ngành công nghiệp: đề xuất sử dụng năng lượng mặt trời, áp dụng công nghệ tiên tiến trong sản xuất và quản lý quy trình sản xuất hiệu quả nhằm tăng cường hiệu suất và giảm lãng phí năng lượng [49].

(4) Giải pháp cho ngành điện: đề xuất khai thác tối đa điện gió, điện mặt trời tại các trang trại, cùng với khai thác và sử dụng điện sinh khối; đồng thời triển khai hệ thống pin lưu trữ năng lượng để tăng cường dung lượng lưu trữ với chi phí hợp lý [49].

(5) Giải pháp cho ngành giao thông vận tải: tối ưu hóa hệ thống giao thông công cộng, từng bước chuyển đổi từ phương tiện giao thông cá nhân sang phương tiện công cộng, phát triển xe điện và áp dụng mạnh mẽ các giải pháp sử dụng nhiên liệu thân thiện với môi trường [49].

(6) Giải pháp cho ngành nông nghiệp, lâm nghiệp và sử dụng đất: khuyến khích sử dụng phân bón từ vật nuôi, áp dụng phân bón hiệu suất cao để cải thiện chất lượng đất, bảo vệ và quản lý bền vững các khu rừng hiện có [49].

Cụ thể 6 lĩnh vực được đề xuất của Mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo nhiệt đới của Việt Nam (Hình 3.1) được trình bày chi tiết tại các mục từ 3.2.1 đến 3.2.6.

### **3.2.1. Chính sách là yếu tố quyết định mức độ thành công của kịch bản phát thải Carbon thấp**

Để xây dựng và phát triển nền kinh tế bền vững hướng đến lượng phát thải Carbon thấp cho các đảo nhiệt đới, yếu tố mấu chốt chính là việc chính quyền sở tại ban hành các gói chính sách hỗ trợ kịp thời, hợp lý và phù hợp với thực tiễn. Những gói chính sách này bao gồm hai nhóm chính:

(1) Nhóm chính sách gây cản trở hoặc khó khăn: áp dụng đối với các ngành hoặc đối tượng đang sử dụng năng lượng không hiệu quả hoặc không thân thiện với môi trường. Các biện pháp có thể bao gồm tăng thuế hoặc phí đối với năng lượng không sạch, hạn chế cấp phép sử dụng đất cho các dự án có nguy cơ gây ô nhiễm cao hoặc ban hành quy định bắt buộc về việc tuân thủ tiêu chuẩn kỹ thuật và môi trường.

(2) Nhóm chính sách tạo điều kiện thuận lợi và hỗ trợ: tập trung hỗ trợ các ngành hoặc đối tượng sử dụng năng lượng hiệu quả và năng lượng sạch. Điều này có thể được thực hiện thông qua việc giảm thuế, hỗ trợ tài chính hoặc trợ giá cho việc áp dụng công nghệ năng lượng tái tạo, cung cấp ưu đãi trong cấp phép đất đai hoặc tạo hành lang pháp lý để triển khai các dự án năng lượng sạch.

Ngoài ra, các công cụ thực thi chính sách cũng đóng vai trò quan trọng, bao gồm:

- Chính sách sử dụng đất: ưu tiên đất đai cho các dự án năng lượng tái tạo hoặc các dự án thân thiện với môi trường.

- Chính sách thuế và phí: áp dụng thuế carbon hoặc các khoản phí môi trường để khuyến khích chuyển đổi hành vi.

- Tiêu chuẩn kỹ thuật/môi trường: ban hành và giám sát nghiêm ngặt các quy định về hiệu suất năng lượng, khí thải và các tiêu chuẩn an toàn.

- Tuyên truyền và vận động: nâng cao nhận thức của người dân và doanh nghiệp về lợi ích của việc giảm phát thải carbon và chuyển đổi sang năng lượng sạch.

- Xây dựng mô hình thí điểm: triển khai các dự án thử nghiệm để đánh giá hiệu quả và nhân rộng các mô hình thành công.

Chính sách cần được thiết kế linh hoạt, có tính thực tiễn cao và được đánh giá thường xuyên để đảm bảo đáp ứng tốt các mục tiêu phát thải carbon thấp, đồng thời cân bằng lợi ích kinh tế, xã hội và môi trường.

### **3.2.2. Giải pháp cho ngành dân dụng và thương mại**

- **Điện mặt trời áp mái**

Đối với các đảo nhiệt đới, tiềm năng phát điện từ năng lượng mặt trời là rất lớn do vị trí địa lý gần xích đạo, nơi cường độ bức xạ mặt trời ổn định và dồi dào quanh năm. Xét về tiềm năng của các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng mặt trời được đánh giá là nguồn năng lượng có tiềm năng lớn nhất. Nguồn năng lượng này có thể được khai thác độc lập ở mọi nơi có ánh sáng mặt trời, với quy mô đa dạng, từ nhỏ lẻ (điện mặt trời áp mái) đến các trang trại năng lượng mặt trời quy mô lớn.

Việc khai thác điện mặt trời áp mái ở quy mô dân dụng và thương mại mang lại nhiều lợi ích. Hệ thống này được lắp đặt trực tiếp trên mái nhà của hộ gia đình, trung tâm thương mại, siêu thị hoặc khách sạn, giúp cung cấp nguồn điện tại chỗ, đồng thời góp phần giảm phát thải khí nhà kính [50].

Hệ thống điện mặt trời áp mái thường được phân thành ba nhóm chính:

- Hộ gia đình: các hệ thống nhỏ phục vụ nhu cầu tiêu thụ điện cá nhân.
- Thương mại: bao gồm trung tâm thương mại, khu du lịch, khách sạn.
- Nhà máy công nghiệp: hệ thống cung cấp điện phục vụ hoạt động sản xuất.

Thông thường, công suất thiết kế của hệ thống điện mặt trời áp mái là  $\leq 1$  MWp để tránh quá tải cục bộ cho đường dây truyền tải khi kết nối vào lưới điện. Tuy nhiên, khi quy hoạch tổng thể năng lượng cho một hòn đảo, không nhất thiết phải chia nhóm theo từng quy mô. Thay vào đó, cần xem xét tổng diện tích mái kiên cố trên đảo và dự báo tăng trưởng trong tương lai dựa trên các chỉ tiêu kinh tế - xã hội để đánh giá khả năng cung ứng điện mặt trời áp mái.

Để điều tiết sự phát triển của hệ thống này, cần có các chính sách khuyến khích hỗ trợ trong trường hợp cần thúc đẩy hoặc đưa ra khuyến cáo nhằm giảm tăng trưởng nóng nếu cần. Điều này có thể bao gồm việc khuyến nghị cư dân và doanh nghiệp lắp đặt hệ thống lưu trữ năng lượng để tối ưu hóa hiệu quả.

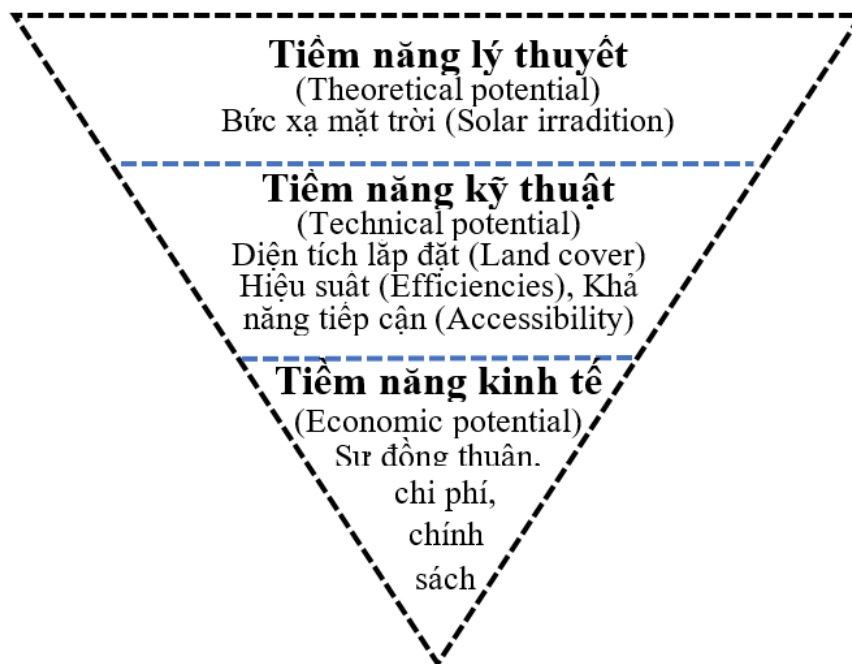
Về mặt kỹ thuật, điện mặt trời áp mái có thể được chia thành ba loại hệ thống:

- Hệ thống độc lập (Off - grid): không kết nối với lưới điện, thường phù hợp cho các khu vực chưa có điện lưới.
- Hệ thống nối lưới (On - grid): kết nối trực tiếp với lưới điện để bổ sung nguồn điện dư thừa.

- Hệ thống kết hợp (Hybrid): kết hợp giữa nổi lưới và lưu trữ năng lượng, đảm bảo cung cấp điện ổn định ngay cả khi lưới điện gặp sự cố.

Đối với quy mô hộ gia đình, cả ba loại hệ thống đều khả thi, trong khi quy mô thương mại và dịch vụ thường áp dụng hai loại là nổi lưới và kết hợp. Việc lựa chọn hệ thống phù hợp cần cân nhắc kỹ lưỡng dựa trên điều kiện kỹ thuật, tài chính và nhu cầu sử dụng của từng đối tượng

Để đánh giá tiềm năng năng lượng mặt trời ở quy mô lớn, nghiên cứu áp dụng phương pháp tiếp cận kinh điển từ trên xuống (top - down) như Hình 3.2. Phương pháp này bắt đầu với việc ước tính tiềm năng tổng quan ở phạm vi rộng, sau đó tiến hành chi tiết hóa dần cho từng khu vực cụ thể [51]. Đây là một cách tiếp cận hiệu quả giúp xác định các yếu tố quan trọng như diện tích mái nhà kiên cố, cường độ bức xạ mặt trời và nhu cầu năng lượng của từng nhóm đối tượng sử dụng.



Hình 3.2. Phương pháp tiếp cận từ trên xuống để ước tính tiềm năng năng lượng mặt trời.

- **Tính toán khả thi hệ thống điện mặt trời áp mái**

Để tính toán khả thi hệ thống điện mặt trời áp mái đảm bảo tính khả thi về kỹ thuật, hiệu quả về kinh tế, luận án đề xuất lưu đồ nghiên cứu tiềm năng điện mặt trời như Hình 3.3.

Tiềm năng lý thuyết điện mặt trời  $EG_{theoretical}$  của khu vực khảo sát trong một năm được xác định bởi (3.1) [52], [53]:

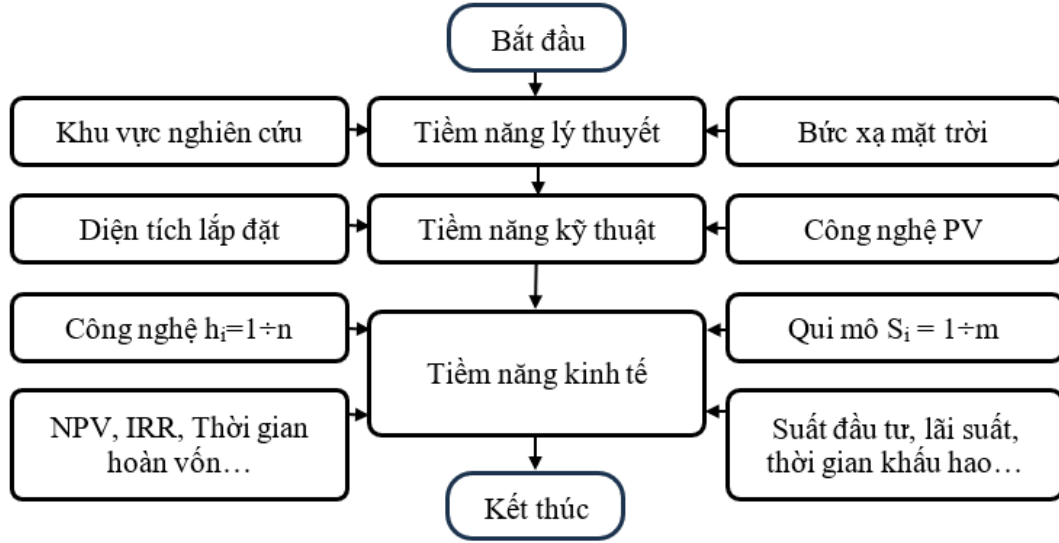
$$EG_{theoretical} = S_{Geography} \times H_{T.year} \quad (3.1)$$

Trong đó:

-  $EG_{theoretical}$ : tiềm năng điện mặt trời lý thuyết (kWh/năm).

- $S_{Geography}$ : diện tích khả dụng để lắp đặt hệ thống điện mặt trời ( $m^2$ ).
- $H_{T.year}$ : tổng bức xạ mặt trời trong một năm tại khu vực khảo sát ( $kWh/m^2/năm$ ).

Tiềm năng lý thuyết điện mặt trời đại diện cho lượng bức xạ mặt trời mà các tấm pin quang điện có thể tiếp nhận, vai trò là thông số đầu vào cơ bản của hệ thống.



Hình 3.3. Lưu đồ nghiên cứu tiềm năng điện mặt trời.

Tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời (PV) được xác định bởi (3.2):

$$EG_{technical} = S_{setupPV} \times H_{T.year} \times \eta_{sys} \quad (3.2)$$

Trong đó:

- $EG_{technical}$ : tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời ( $kWh/năm$ ).
- $S_{setupPV}$ : diện tích lắp đặt điện mặt trời của khu vực khảo sát ( $m^2$ ).
- $H_{T.year}$ : tổng bức xạ mặt trời trong một năm tại khu vực khảo sát ( $kWh/m^2/năm$ ).
- $\eta_{sys}$ : hiệu suất của hệ thống (%),  $\eta_{sys} = \eta_{PV} \times \eta_{inv}$ .
- $\eta_{PV}$ : hiệu suất của tấm pin điện mặt trời.
- $\eta_{inv}$ : hiệu suất của inverter.

Tiềm năng điện mặt trời kinh tế  $EG_{Economic}$  tại khu vực khảo sát mỗi năm được xác định bởi (3.3):

$$EG_{Economic} = P_{PV} \times T_{year} \times \eta_{sys} \quad (3.3)$$

Trong đó:

- $EG_{Economic}$ : tiềm năng điện mặt trời kinh tế ( $kWh/năm$ ).
- $P_{PV}$ : là tổng công suất điện mặt trời của khu vực khảo sát (kW). Khi đó công suất điện mặt trời của khu vực khảo sát được xác định  $P_{PV} = S_{setupPV} \times P_{module}$ , với  $P_{module}$  là công suất đỉnh của tấm pin mặt trời ( $kW/m^2$ ).

- $T_{year}$ : số giờ nắng trung bình năm của khu vực khảo sát (giờ/năm).
- $\eta_{sys}$ : hiệu suất hệ thống điện mặt trời (%).

Diện tích bề mặt khả dụng để lắp đặt hệ thống điện mặt trời, dựa trên diện tích đất hoặc mái nhà theo kế hoạch sử dụng và các hệ số điều chỉnh như mật độ xây dựng và suy giảm, tỷ lệ thực tế diện tích khả dụng cho hệ thống điện mặt trời còn lại 70%, do phải loại bỏ các khu vực không phù hợp hoặc hạn chế. Diện tích bề mặt lắp đặt của hệ thống điện mặt trời có thể được xác định bởi (3.4):

$$S_{setupPV} = 70\% \sum_{i=1}^n S_{plane.i} = 70\% \sum_{i=1}^n S_{planning.i} \times CS_{density.i} \times CS_{downturn.i} \quad (3.4)$$

Trong đó:

- $S_{setupPV}$ : diện tích bề mặt lắp đặt của hệ thống điện mặt trời ( $m^2$ ).
- $S_{planning.i}$ : diện tích đất theo kế hoạch sử dụng ( $m^2$ ).
- $CS_{density.i}$ : mật độ xây dựng, tỷ lệ diện tích đất được xây dựng hoặc có công trình so với diện tích tổng của khu vực, giúp xác định phần đất thực tế có công trình khả dụng.
- $CS_{downturn.i}$ : hệ số suy giảm, hệ số  $CS_{downturn.i}$  điều chỉnh diện tích khả dụng do các yếu tố như che khuất, góc nghiêng không tối ưu hoặc không gian bảo vệ xung quanh công trình.
- $S_{plane.i}$ : diện tích cơ sở, giả định bằng diện tích mái nhà, đây là diện tích có sẵn trên mái nhà hoặc các công trình kiến trúc khác, được tính cho từng khu vực  $i$  ( $m^2$ ).

Việc đánh giá tiềm năng giảm phát thải khí nhà kính của các dự án điện mặt trời không chỉ hỗ trợ các nhà hoạch định chính sách và doanh nghiệp trong việc xây dựng kế hoạch phát triển năng lượng tái tạo mà còn đóng góp thiết thực vào việc đạt được các mục tiêu phát triển bền vững. Phát thải  $CO_2$  của hệ thống điện mặt trời được xác định theo công thức (3.5) [54]:

$$CE = EG_{Economic} \times EG_{CO_2} \times 10^{-3} \quad (3.5)$$

Trong đó:

- $CE$ : phát thải  $CO_2$  của hệ thống điện mặt trời (tấn  $CO_2$ ).
- $EG_{Economic}$ : tiềm năng điện mặt trời kinh tế hay lượng điện mặt trời thực tế có thể sản xuất được (kWh/năm).
- $EG_{CO_2}$ : hệ số phát thải  $CO_2$  trong phát điện mặt trời ( $gCO_2/kWh$ ).

Thời gian hoàn vốn của hệ thống điện mặt trời được tính theo công thức (3.6) [55]:

$$P_t = T - 1 + \frac{|CNCF_{T-1}|}{NCF_T} \quad (3.6)$$

Trong đó:

-  $P_t$ : thời gian hoàn vốn.

-  $T$ : năm xảy ra sự chuyển đổi từ dòng tiền thuần tích lũy âm (tổng chi phí lớn hơn doanh thu) sang dòng tiền thuần tích lũy dương (doanh thu bắt đầu bù đắp được chi phí).

-  $CNCF_{T-1}$ : dòng tiền thuần tích lũy tại năm  $T - 1$ , giá trị âm tại cuối năm  $T - 1$ , tức là số vốn còn lại chưa được hoàn vốn vào thời điểm này. Được tính bằng tổng dòng tiền thuần qua các năm trước  $T - 1$ ,  $CNCF_{T-1}$  được xác định như (3.7) [56]:

$$CNCF_{T-1} = \sum_{t=1}^{T-1} NCF_t \quad (3.7)$$

-  $NCF_T$ : dòng tiền thuần tại năm  $T$ , giá trị dòng tiền ròng thực tế tại năm  $T$ , bao gồm lợi nhuận từ hoạt động, khấu hao và các khoản thu nhập khác sau khi trừ đi chi phí vận hành và chi phí đầu tư bổ sung.

-  $|CNCF_{T-1}|/NCF_T$ : phần bù để tính thời gian hoàn vốn chính xác đến đơn vị nhỏ hơn 1 năm, dựa trên tỷ lệ giữa dòng tiền còn thiếu  $CNCF_{T-1}$  và dòng tiền thuần của năm  $T$

Hiện giá thu hồi thuần, là tổng giá trị hiện tại của các dòng tiền ròng (thu nhập trừ chi phí) trong suốt thời gian hoạt động của dự án điện mặt trời.  $NPV$  được dùng để đánh giá tính khả thi và hiệu quả kinh tế của dự án, hiện giá thu hồi thuần ( $NPV$ ) được tính theo công thức (3.8) [56]:

$$NPV = \sum_{t=0}^N (CI_t - CO_t) \times (1 + i)^{-t} \quad (3.8)$$

Trong đó:

-  $NPV$ : hiện giá thu hồi thuần.

+  $NPV > 0$ : dự án có khả năng sinh lời, nên đầu tư.

+  $NPV = 0$ : dự án chỉ vừa đủ bù đắp chi phí, không có lãi.

+  $NPV < 0$ : dự án không khả thi về mặt kinh tế, không nên đầu tư.

-  $N$ : tổng số năm hoặc thời kỳ mà dự án hoạt động, tức là thời gian vòng đời của dự án.

-  $CI_t$ : dòng tiền thu vào tại thời điểm  $t$ , dòng tiền từ các nguồn thu của dự án, chẳng hạn như doanh thu bán hàng, tiết kiệm chi phí, trợ cấp hoặc các lợi ích kinh tế khác.

-  $CO_t$ : dòng tiền chi ra tại thời điểm  $t$ , dòng tiền liên quan đến chi phí của dự án, như chi phí đầu tư ban đầu, chi phí vận hành, bảo trì và các chi phí khác.

-  $NCF_t = CI_t - CO_t$ : là dòng tiền thuần, chênh lệch giữa dòng tiền thu vào và dòng tiền chi ra tại thời điểm  $t$ .

-  $i$ : tỷ suất chiết khấu, tỷ lệ chi phí vốn hoặc tỷ lệ lợi tức yêu cầu để quy đổi giá trị dòng tiền tương lai về thời điểm hiện tại.

-  $(1 + i)^{-t}$ : hệ số chiết khấu, hệ số dùng để tính giá trị hiện tại của một khoản tiền tại thời điểm  $t$  trong tương lai.

Tỷ lệ hoàn vốn nội bộ  $IRR$  là tỷ lệ chiết khấu mà tại đó giá trị hiện tại thuần  $NPV$  của dự án bằng 0.  $IRR$  được sử dụng để đánh giá mức sinh lời tiềm năng của một dự án đầu tư. Tỷ lệ hoàn vốn nội bộ ( $IRR$ ) được xác định bằng phương pháp nội suy và được tính theo (3.9) [56]:

$$IRR = i_2 + (i_3 - i_2) \times \frac{NPV_2}{NPV_2 + |NPV_3|} \quad (3.9)$$

+  $IRR > (i)$ : dự án khả thi, nên đầu tư.

+  $IRR = (i)$ : dự án hòa vốn, cần xem xét thêm các yếu tố khác.

+  $IRR < (i)$ : dự án không khả thi về mặt tài chính.

Trong đó:

-  $i_2$ : tỷ lệ chiết khấu thấp hơn trong hai giá trị thử, đây là tỷ lệ chiết khấu dẫn đến giá trị  $NPV$  dương.

-  $i_3$ : tỷ lệ chiết khấu cao hơn trong hai giá trị thử, đây là tỷ lệ chiết khấu dẫn đến giá trị  $NPV$  âm.

-  $NPV_2$ : giá trị  $NPV$  tính được khi sử dụng tỷ lệ chiết khấu  $i_2$ , vì  $i_2$  thấp  $NPV_2$  thường dương tức là lợi nhuận vượt chi phí.

-  $NPV_3$ : giá trị  $NPV$  tính được khi sử dụng tỷ lệ chiết khấu  $i_3$ , vì  $i_3$  cao,  $NPV_3$  thường âm tức là chi phí vượt lợi nhuận.

-  $|NPV_3|$ : giá trị tuyệt đối của  $NPV_3$ , dùng để tính tỷ lệ đóng góp của mỗi giá trị  $NPV$  vào kết quả  $IRR$ .

#### • Thiết bị hiệu suất cao, tiết kiệm năng lượng trong dân dụng và thương mại

Để đề xuất các giải pháp cải thiện hiệu suất thiết bị điện và tiết kiệm năng lượng cụ thể cho một hòn đảo, cần nghiên cứu chi tiết các công trình đô thị trên đảo nhằm xác định những công trình tiêu tốn năng lượng nhiều nhất. Thông thường, khách sạn và sân bay là hai loại công trình tiêu biểu có mức tiêu thụ năng lượng cao, do yêu cầu vận hành hiện đại và hoạt động liên tục. Ngoài ra, cũng nên xem xét các công trình khác như cửa hàng tiện lợi, nhà hàng, chuỗi cửa hàng thức ăn nhanh, các tòa nhà văn phòng và các hộ gia đình cao cấp, bởi đây cũng là những đối tượng tiêu thụ điện năng đáng kể.

Hiện nay, các thiết bị tiêu thụ điện trong ngành dân dụng và thương mại vẫn chủ yếu sử dụng công nghệ hạn chế trong tiết kiệm năng lượng và giảm phát thải  $CO_2$ . Ví

dụ, đối với các hộ gia đình, khách sạn, nhà nghỉ quy mô nhỏ, máy điều hòa kiểu thông thường vẫn phổ biến, đặc biệt là các dòng máy lạnh sử dụng công nghệ cũ. Một số khách sạn lớn vẫn chưa đầu tư hệ thống điều hòa trung tâm, thường do chi phí vận hành cao và tỷ lệ sử dụng phòng thấp trong năm, mặc dù điều này trở thành vấn đề lớn trong mùa du lịch cao điểm.

Hệ thống cung cấp nước nóng cũng là một yếu tố cần được cải thiện. Những gia đình và khách sạn trung bình thường trang bị máy nước nóng sử dụng điện cho từng phòng, trong khi việc áp dụng hệ thống nước nóng năng lượng mặt trời còn hạn chế.

Một số chỉ số quan trọng cần thiết để tính toán khả năng giảm phát thải bao gồm tỷ lệ sử dụng các thiết bị điện và mức độ ứng dụng các phương án tiết kiệm năng lượng. Các chỉ số này thường được thống kê dưới dạng phần trăm theo dân số hoặc hộ gia đình. Chẳng hạn, tại Việt Nam, tỷ lệ hộ gia đình sử dụng tủ lạnh đã tăng từ 31,6% năm 2009 lên 80,5% năm 2019, máy giặt tăng từ 14,9% năm 2009 lên 52,2% năm 2019 và điều hòa nhiệt độ tăng từ 5,9% năm 2009 lên 31,4% năm 2019 [57].

Tuy nhiên, tỷ lệ áp dụng các thiết bị tiết kiệm năng lượng vẫn còn thấp. Tính đến năm 2012, chỉ có 11,6% hộ gia đình toàn quốc sử dụng điều hòa tiết kiệm năng lượng, con số này tại khu vực đô thị là 31,4%. Đối với tủ lạnh tiết kiệm năng lượng, tỷ lệ sử dụng toàn quốc đạt 49,7%, trong khi tại đô thị đạt 75,7% [57].

Để thúc đẩy việc tiết kiệm năng lượng và giảm phát thải CO<sub>2</sub>, các chính sách khuyến khích như hỗ trợ tài chính, giảm thuế cho thiết bị tiết kiệm năng lượng và chương trình nâng cao nhận thức cần được triển khai đồng bộ. Đồng thời, các nghiên cứu khả thi về áp dụng công nghệ mới như điều hòa trung tâm hiệu suất cao hay hệ thống nước nóng năng lượng mặt trời tích hợp cần được thực hiện để hỗ trợ các khách sạn và nhà nghỉ quy mô lớn trên đảo. Các phương án giảm phát thải đối với những thiết bị tiêu thụ điện được thể hiện trong Bảng 3.1.

Phương pháp tính tiềm năng giảm phát thải được khái quát bằng công thức (3.10) dưới đây [58]:

$$P_{Dx} = k_1 \times k_2 \times k_3 \times E_{Dx} \quad (3.10)$$

Trong đó:

- $P_{Dx}$ : là tiềm năng giảm phát thải của mục D tương ứng D1, D2... (tCO<sub>2</sub>eq/năm).
- $k_1$ : là dân số hoặc số hộ gia đình.
- $k_2$ : là tỷ lệ dân số hoặc hộ gia đình sử dụng thiết bị điện tương ứng.

- $k_3$ : là tỷ lệ áp dụng dụng các phương án giảm phát thải.
- $E_{Dx}$ : là khả năng giảm phát thải của phương án trong mục D.

Bảng 3.1. Các phương án giảm phát thải đối với những thiết bị tiêu thụ điện [58].

| Mục | Công nghệ hiện tại                                  | Công nghệ đề xuất                                                                                                 | Tiềm năng giảm phát thải CO <sub>2</sub>                                                                                       |
|-----|-----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| D1  | Máy điều hoà không có biến tần                      | Máy điều hoà không khí biến tần                                                                                   | 0,27 tCO <sub>2</sub> eq/năm/máy                                                                                               |
| D2  | Tủ lạnh không có biến tần                           | Loại biến tần nén (Bộ cách nhiệt/loại cách nhiệt, làm lạnh kép)                                                   | 0,07 tCO <sub>2</sub> eq/năm/máy                                                                                               |
| D3  | Đèn sợi đốt                                         | -Đèn đi ốt phát quang (LED)<br>-Đèn huỳnh quang compact (CFL)                                                     | 0,04 tCO <sub>2</sub> eq/năm/đơn vị (từ đèn sợi đốt sang LED)<br>0,02 tCO <sub>2</sub> eq/năm/đơn vị (từ đèn sợi đốt sang CFL) |
| D4  | Máy nước nóng sử dụng điện                          | Bình nước nóng MT (quy mô gia đình, khách sạn nhỏ).<br>Máy đun nước nóng trung tâm (quy mô resort, khách sạn lớn) | 0,46 tCO <sub>2</sub> eq/năm/đơn vị                                                                                            |
| D5  | Điều hòa thông thường dùng cho các cơ sở thương mại | Hệ thống điều hoà không khí multi cho các cơ sở thương mại                                                        | Giảm 40% điện năng tiêu thụ so với hệ thống điều hòa truyền thống/trước đây                                                    |

Ví dụ: Với các chỉ số được thu thập từ kết quả tổng điều tra dân số và nhà ở năm 2019 như tổng số hộ dân cư trên cả nước là 26.870.079 hộ dân cư, tỷ lệ hộ sử dụng điều hòa nhiệt độ 31,4 % và giả định tỷ lệ sử dụng điều hòa tiết kiệm chỉ đạt 11,6 % không thay đổi từ năm 2012 đến năm 2019. Khi đó khả năng giảm phát thải khi ứng dụng phương pháp máy điều hòa không khí tiết kiệm điện tại Việt Nam sẽ tương ứng:

$$P_{D1} = 26.870.079 \times 31,4\% \times 11,6\% \times 0,27 = 264.253 \text{ (tấn CO}_2\text{/năm)}$$

Một số điểm tích cực khi áp dụng các phương pháp và công nghệ tiết kiệm điện có thể kể đến như sau:

- Đóng góp cho an ninh năng lượng: tiết kiệm năng lượng giúp giảm nhu cầu tiêu thụ điện năng, từ đó giảm áp lực lên hệ thống lưới điện và đảm bảo nguồn cung cấp năng lượng ổn định, đặc biệt là tại các khu vực đảo hoặc vùng sâu, vùng xa nơi hệ thống điện lưới hạn chế.

- Giảm ô nhiễm môi trường: việc giảm tiêu thụ nhiên liệu tại các nhà máy nhiệt điện không chỉ làm giảm phát thải CO<sub>2</sub> mà còn giảm các chất ô nhiễm khác như SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> và bụi mịn, từ đó cải thiện chất lượng không khí và giảm thiểu tác động đến sức khỏe cộng đồng.

- Nâng cao chất lượng cuộc sống: các thiết bị tiêu dùng và tòa nhà hiện đại được thiết kế với công nghệ tiết kiệm năng lượng không chỉ giảm chi phí vận hành mà còn mang lại sự tiện nghi và thoải mái hơn cho người sử dụng, đồng thời giúp tăng giá trị tài sản bất động sản.

- Hỗ trợ phát triển kinh tế - xã hội: việc triển khai các công nghệ tiết kiệm năng lượng khuyến khích đổi mới sáng tạo và tạo ra cơ hội việc làm mới trong các lĩnh vực như nghiên cứu, sản xuất, lắp đặt và bảo trì các thiết bị hiện đại.

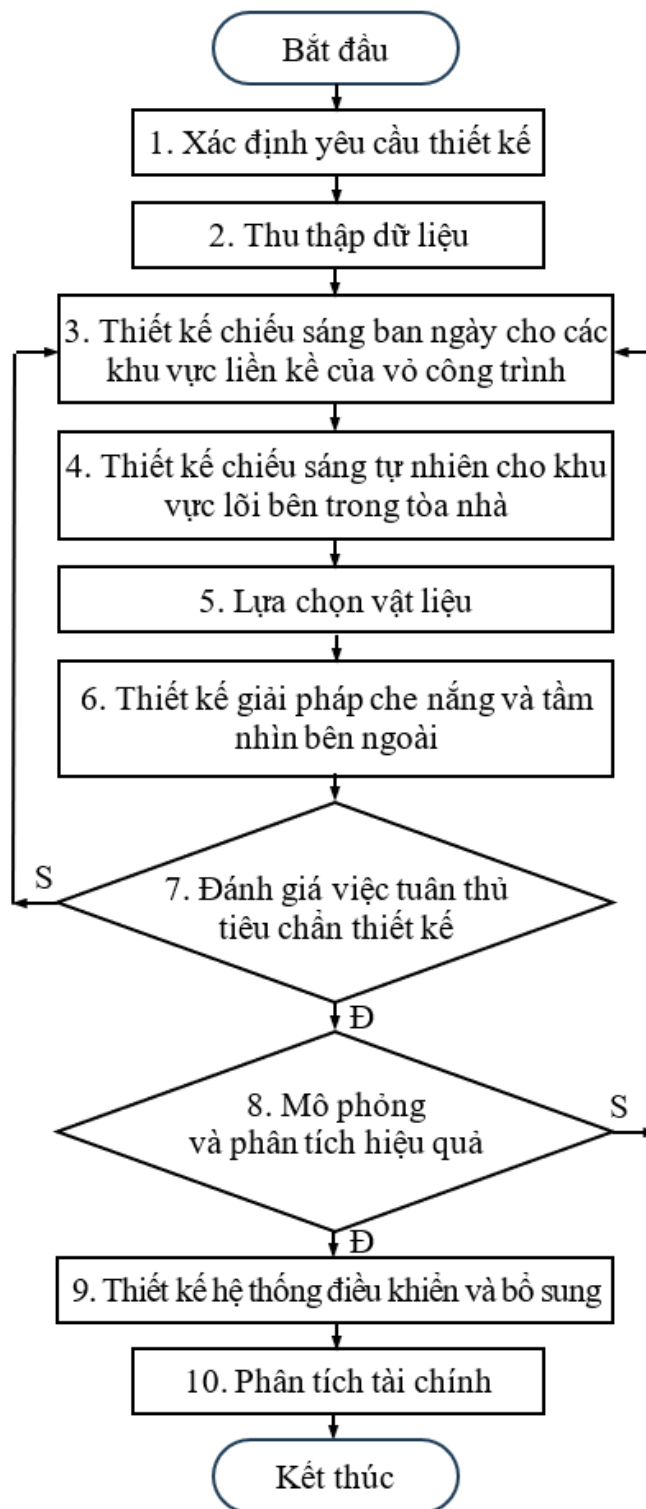
- Hướng đến phát triển bền vững: áp dụng các phương pháp tiết kiệm điện giúp giảm sử dụng tài nguyên thiên nhiên, bảo vệ môi trường và góp phần vào việc đạt các mục tiêu phát triển bền vững, đặc biệt trong bối cảnh biến đổi khí hậu ngày càng nghiêm trọng.

Những lợi ích trên cho thấy việc đầu tư và áp dụng các công nghệ tiết kiệm điện là một hướng đi cần thiết và mang lại nhiều giá trị lâu dài cho cả cộng đồng và môi trường.

#### **• Giải pháp tiết kiệm năng lượng trong chiếu sáng cho các công trình nhà ở dân dụng, khách sạn, văn phòng, nhà máy**

Giải pháp tiết kiệm năng lượng trong chiếu sáng cho các công trình nhà ở dân dụng, khách sạn, văn phòng, nhà máy gọi chung là công trình kiến trúc. Việc tăng cường ánh sáng tự nhiên trong các công trình này góp phần sử dụng năng lượng hiệu quả. Luận án đề xuất một quy trình tích hợp mô phỏng và thiết kế mới, dựa trên các yêu cầu, quy định và tiêu chuẩn hiện tại, thông qua việc sử dụng phần mềm thiết kế và mô phỏng công trình.

Thiết kế chiếu sáng ban ngày không chỉ nhằm giảm nhu cầu ánh sáng nhân tạo mà còn phải đảm bảo thoải mái thị giác, hiệu quả năng lượng và nâng cao chất lượng không gian sống hoặc làm việc. Phương pháp và quy trình thiết kế được trình bày chi tiết trong Hình 3.4 [59].



Hình 3.4. Lưu đồ thiết kế chiếu sáng ban ngày.

Xác định yêu cầu thiết kế: yêu cầu thiết kế chiếu sáng ban ngày dựa trên đặc điểm và dữ liệu thực tế của tòa nhà bao gồm các tham số chính gồm (1) tự động chiếu sáng ban ngày, (2) tự động chiếu sáng không gian ban ngày, (3) tự động chiếu sáng liên tục, (4) cường độ chiếu sáng ban ngày hữu ích, (5) khả năng tiếp cận ánh sáng ban ngày, (6) hệ số ánh sáng ban ngày, (7) cường độ chiếu sáng trung bình theo giờ, (8) cường độ sử

dụng năng lượng, (9) tỷ lệ đồng đều ánh sáng, (10) mật độ công suất chiếu sáng, (11) tỷ lệ cửa sổ trên tường, (12) hệ số truyền sáng nhìn thấy, (13) hệ số thu nhiệt mặt trời, (14) hệ số truyền nhiệt tổng thể, (15) hệ số che nắng, (16) thông tin chung về công trình và (17) yêu cầu của nhà đầu tư.

Thu thập dữ liệu: tìm hiểu tổng quan về công trình và mục tiêu thiết kế, trong khi bước thứ hai gồm vị trí xây dựng, vật liệu xây dựng, các tham số xây dựng, các tham số thiết bị điện và các thiết bị khác, công cụ mô phỏng và chi phí đầu tư xây dựng.

Thiết kế chiếu sáng ban ngày cho khu vực liền kề với vỏ bọc tòa nhà: để chọn loại cửa sổ, diện tích cửa sổ, cách bố trí không gian tiếp nhận ánh sáng, cần phải tính toán chỉ số  $DF_{ave}$  trung bình và tỷ lệ diện tích cửa sổ trên tường WWR tối ưu [60].

Chỉ số chiếu sáng ban ngày trung bình  $DF_{ave}$  được xác định (3.11) [60]:

$$DF_{ave} = \frac{V_T \times A_{cs} \times \theta}{A_S \times (1 - R^2)} \quad (3.11)$$

Trong đó:

-  $DF_{ave}$ : chỉ số chiếu sáng ban ngày trung bình trong không gian,  $DF_{ave}$  giúp xác định tỷ lệ ánh sáng tự nhiên mà không gian trong tòa nhà nhận được so với ánh sáng tự nhiên ngoài trời. Đây là yếu tố quan trọng trong thiết kế chiếu sáng ban ngày để đảm bảo môi trường làm việc, sinh hoạt có đủ ánh sáng tự nhiên mà không cần sử dụng quá nhiều ánh sáng nhân tạo.

-  $V_T$ : là khả năng truyền sáng của kính, được xác định theo tiêu chuẩn hoặc các tham số của nhà sản xuất. Biểu thị khả năng của của kính trong việc truyền ánh sáng tự nhiên vào không gian bên trong.

-  $A_{cs}$ : là tổng diện tích của toàn bộ lớp vỏ kính của tòa nhà ( $m^2$ ).

-  $\theta$ : là góc tiếp nhận ánh sáng tối đa có sẵn (đơn vị: độ).

-  $A_S$ : là tổng diện tích của các bức tường, cửa sổ, trần nhà và sàn nhà của tòa nhà ( $m^2$ ).

-  $R$ : là hệ số phản xạ của bề mặt, thể hiện mức độ ánh sáng phản chiếu lại từ các bề mặt này vào không gian.

Hệ số phản xạ của bề mặt  $R$  được xác định bởi (3.12) như sau [60]:

$$R = \frac{S_W \times R_W}{A_S} + \frac{S_C \times R_C}{A_S} + \dots \quad (3.12)$$

-  $S_W$ : là diện tích và hệ số phản xạ của các bức tường của tòa nhà ( $m^2$ ).

-  $R_W$ : hệ số phản xạ của các bức tường.

-  $S_C$ : diện tích của các bề mặt khác, chẳng hạn như trần nhà hoặc các bề mặt phản chiếu ánh sáng khác trong tòa nhà ( $m^2$ ).

-  $R_C$ : hệ số phản xạ của các bề mặt tương ứng bề mặt  $S_C$ .

Tỷ lệ diện tích cửa sổ trên tường  $WWR$  được xác định bởi (3.13) [60]:

$$WWR = \frac{A_{CS}}{A_S} (\%) \quad (3.13)$$

Trong đó:

- $A_{CS}$ : diện tích của cửa sổ hoặc lớp vỏ kính của tòa nhà ( $m^2$ ).
- $A_S$ : diện tích tổng thể của các bức tường, cửa sổ, trần nhà và sàn nhà trong tòa nhà ( $m^2$ ).
- $WWR$ : tỷ lệ diện tích cửa sổ trên diện tích tường, được tính bằng phần trăm (%).

Nếu chỉ số  $DF_{ave}$  lớn hơn 5%, không gian sẽ được chiếu sáng hoàn toàn bằng ánh sáng tự nhiên. Nếu  $DF_{ave}$  từ 2% đến 5%, không gian sẽ có ánh sáng tự nhiên vừa phải. Nếu  $DF_{ave}$  dưới 2%, cần sử dụng thêm ánh sáng nhân tạo. Các giá trị này có thể tính toán và mô phỏng bằng phần mềm thiết kế. Tỷ lệ diện tích cửa sổ trên tường  $WWR$  có thể tra cứu từ các tiêu chuẩn quốc tế/quốc gia.

Một số kỹ thuật thiết kế chiếu sáng tự nhiên cho các tòa nhà bao gồm:

- Sử dụng dải kính liên tục trên tường thay vì cửa sổ riêng biệt.
- Sử dụng kính laminate có độ phát xạ thấp (Low-E) để giảm bức xạ nhiệt và tiết kiệm năng lượng cho điều hòa không khí.
- Sử dụng hệ thống che nắng di động để tối ưu hóa chiếu sáng tự nhiên, đảm bảo tầm nhìn.
- Hạn chế sử dụng cửa sổ lớn để kiểm soát và phân phối ánh sáng đồng đều.
- Sử dụng trần dốc để tăng chiều cao cửa sổ.
- Ưu tiên cửa sổ kính ngang thay vì cửa sổ kính dọc để tối ưu hóa phân phối ánh sáng.
- Sử dụng các giải pháp che nắng cố định và di động, cùng với giải pháp hướng sáng để chiếu sáng sâu vào trong tòa nhà.
- Không sử dụng đồ đạc lớn để không cản trở ánh sáng tự nhiên.
- Tránh màu tối cho tường, trần và sàn nhà để giảm hấp thụ bức xạ, tăng phản xạ.

Thiết kế chiếu sáng tự nhiên cho khu vực lõi bên trong tòa nhà: tập trung vào việc mang ánh sáng tự nhiên vào sâu trong tòa nhà thông qua các giải pháp như khai thác ánh sáng từ mái nhà, đây là giải pháp phổ biến cho các tòa nhà thấp tầng hoặc các gác mái. Hệ thống dẫn sáng với vật liệu quang học: các hệ thống này giúp tận dụng ánh sáng tự nhiên từ mái và các mặt bên của tòa nhà, tối ưu hóa việc phân phối ánh sáng trong không gian bên trong.

Có hai chiến lược chiếu sáng ban ngày được đề xuất cho khu vực lõi tòa nhà: (1) chiến lược chiếu sáng với mái vòm nghiêng và cửa sổ bên ngang; (2) chiến lược chiếu sáng với cửa sổ cao và mái phẳng.

Tận dụng ánh sáng tự nhiên với cường độ sáng cao qua các mái vòm hoặc cửa sổ mái vòm trên mái tòa nhà. Các mái vòm như mái vòm phẳng, cầu, nghiêng và tam giác đều có khả năng hấp thụ ánh sáng mặt trời trực tiếp, nhưng vấn đề nhiệt bức xạ thâm nhập vào tòa nhà là một thách thức. Các kỹ thuật khuyến nghị:

- Khi không có cửa sổ bên, khoảng cách giữa các mái vòm và cửa sổ phẳng phải bằng khoảng cách từ sàn đến trần.

- Nếu có cửa sổ bên, bổ sung ánh sáng qua cửa sổ sẽ giảm số lượng mái vòm cần sử dụng.

- Sử dụng mái vòm dốc ở nơi có sự khác biệt lớn về bức xạ mặt trời giữa mùa hè và mùa đông. Tăng góc tán xạ bằng cách thiết kế trần ở vị trí mái vòm, đặc biệt với mái vòm có giá đỡ góc.

- Bổ sung cấu trúc che nắng hoặc tấm phản chiếu để tối ưu hóa hiệu quả sử dụng ánh sáng tự nhiên. Tăng chiều cao trần nhà để giảm chói và khuếch tán ánh sáng vào không gian dưới.

Chiến lược chiếu sáng với các cửa sổ trên cao và mái phẳng ưu tiên sử dụng cửa sổ dọc cao hoặc gần dọc thay vì cửa sổ ngang và vòm mái truyền thống, với mục tiêu giảm thiểu nhiệt lượng trực tiếp vào trong tòa nhà. Các giải pháp bao gồm:

- Định hướng cửa sổ về phía Nam hoặc Bắc: tối đa hóa ánh sáng tự nhiên và hạn chế bức xạ nhiệt. Khoảng cách giữa các cửa: cần tính toán tỷ lệ hợp lý để tối ưu hóa hiệu quả chiếu sáng.

- Sử dụng mái phản chiếu: khuếch tán ánh sáng và giảm độ chói, đồng thời giảm bức xạ nhiệt. Bề mặt trong vỏ tòa nhà làm mặt phản chiếu: các bề mặt tường có hệ số phản xạ cao hoặc các bộ phản chiếu bên ngoài giúp phân tán ánh sáng.

- Sử dụng bộ thu năng lượng mặt trời ngoài trời: cải thiện khả năng thu ánh sáng và truyền tải vào trong cửa sổ, tuy nhiên, cửa sổ hướng Tây và Đông không được khuyến khích. Mặc dù các giải pháp này rất phổ biến ở các quốc gia có khí hậu ôn đới và cận ôn đới, chúng chưa được áp dụng rộng rãi ở Việt Nam.

Lựa chọn vật liệu: khi lựa chọn vật liệu cho cửa sổ, kính và bao che tòa nhà để tối ưu hóa chiếu sáng tự nhiên, cần chú ý đến các tính chất vật liệu gồm: (1) OHTC- Hệ số truyền nhiệt ngoài trời; (2) VLT - Tỷ lệ truyền sáng qua kính; (3) SHGC - Hệ số hấp thụ nhiệt mặt trời. Các tham số này cũng cần được xem xét khi sử dụng giải pháp che bóng để đánh giá sự kết hợp giữa các vật liệu kính, giải pháp che bóng và khả năng truyền sáng vào tòa nhà. Giá trị của các tham số này có thể khác nhau tùy theo tiêu chuẩn của từng quốc gia [61].

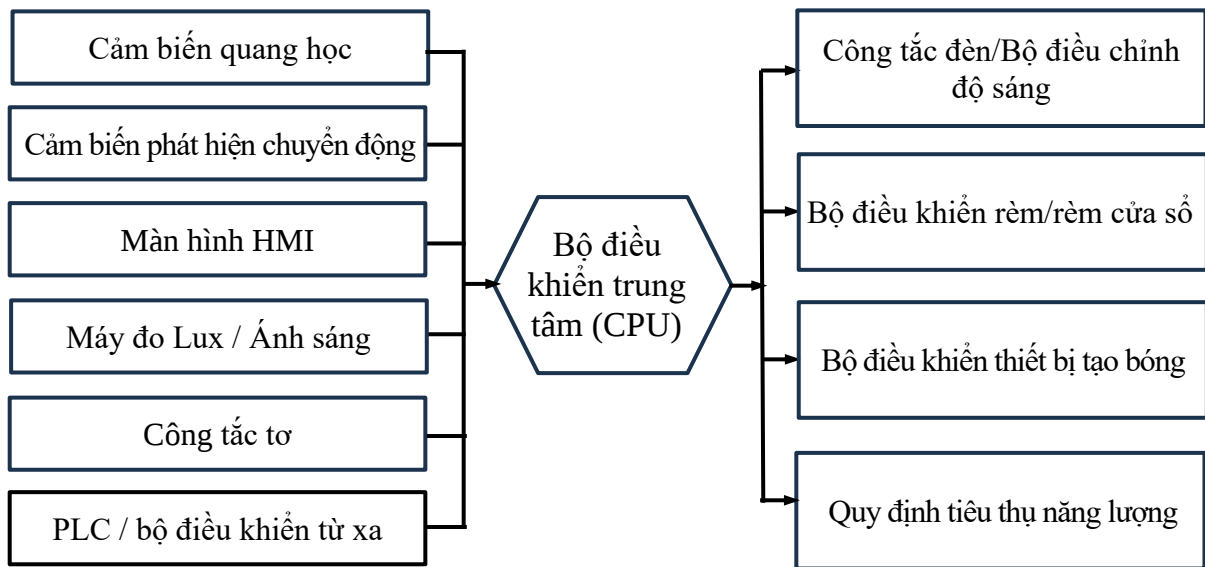
Đánh giá sự tuân thủ các tiêu chuẩn thiết kế: yêu cầu đảm bảo lựa chọn cửa sổ, vật liệu cửa sổ và kính phù hợp với tiêu chuẩn hiệu quả năng lượng. Cần xác định các ngưỡng chỉ tiêu cụ thể và tạo danh sách kiểm tra để đánh giá việc tuân thủ quy định. Mặc dù mỗi vật liệu có thể đạt tiêu chuẩn riêng, nhưng khi kết hợp, giá trị tổng thể có thể không tuân thủ.

Mô phỏng và phân tích hiệu quả: là công cụ quan trọng để đánh giá hiệu quả chiếu sáng tự nhiên trong tòa nhà, đặc biệt ở giai đoạn thiết kế. Các phần mềm mô phỏng năng lượng giúp không chỉ đánh giá hiệu quả cuối cùng mà còn phân tích tiềm năng chiếu sáng tự nhiên từ giai đoạn ý tưởng. Những phần mềm này cho phép nhà thiết kế thay đổi thông số kỹ thuật của cửa sổ, vật liệu và rèm mà không cần dữ liệu từ các thị trường bên ngoài. Lợi ích lớn của việc sử dụng phần mềm là tối ưu hóa thiết kế, giúp tìm ra giải pháp tối ưu về mặt kỹ thuật và năng lượng.

Các công cụ phần mềm phổ biến như Dialux, Lightsolve, Rayfront, Ecotect, Photopia, BIM-based tools, EnergyPlus, LightTool/SolidWorks, IES VE, Relux, SkyCalc, Autodesk VIZ 4, Lightscape, RadioRay, Microstation... Các công cụ chuyên dụng tính toán hệ số chiếu sáng tự nhiên bao gồm Lightscape, RadioRay, Microstation và Relux. Một số công cụ mô phỏng tất cả các tham số chiếu sáng tự nhiên, bao gồm tham số điều khiển. Các công cụ phần mềm mô phỏng chiếu sáng tự nhiên phổ biến như Luxicon, Visual, AGi32, Dialux Evo, Relux, Ecotect, Lumion và Revit, mỗi công cụ phù hợp với các loại đèn, kính và vật liệu xây dựng nhất định.

Thiết kế cho các hệ thống điều khiển và hỗ trợ: để đảm bảo ánh sáng ổn định trong quá trình làm việc, hệ thống chiếu sáng tự nhiên cần phải kết hợp với hệ thống chiếu sáng điện nhân tạo và các thiết bị hỗ trợ điều khiển khác như cảm biến và rèm tự động. Các hệ thống bổ sung này được gọi là hệ thống điều khiển chiếu sáng tự nhiên. Những hệ thống này bao gồm:

- Chiếu sáng nhân tạo hỗ trợ khi ánh sáng tự nhiên không đủ.
- Hệ thống điều khiển chiếu sáng nhân tạo điều chỉnh độ sáng theo sự thay đổi của ánh sáng tự nhiên, hệ thống điều khiển chiếu sáng nhân tạo phải bao gồm các thành phần sau: (1) các thành phần dùng để ghi nhận và định lượng sự thay đổi của dòng sáng trong không gian lắp đặt, (2) các thành phần nhận thông tin về sự thay đổi của dòng sáng trong không gian lắp đặt và sử dụng thuật toán điều khiển để ổn định nó và (3) các thành phần điều chỉnh lượng dòng sáng phát ra từ đèn nhân tạo. Những thành phần này được kết nối trực tiếp với nhau để tạo thành một hệ thống hoàn chỉnh như Hình 3.5.



Hình 3.5. Cấu trúc điều khiển chiếu sáng nhân tạo.

- Hệ thống điều khiển che chắn điều chỉnh rèm, rèm di động.
- Hệ thống tích hợp các giải pháp che chắn, lớp vỏ tòa nhà và chiếu sáng nhân tạo.

Phân tích tài chính: đánh giá hiệu quả dự án qua hai tiêu chí là hiệu quả tài chính và hiệu quả kinh tế - xã hội. Ba phương pháp phổ biến để đánh giá tài chính dự án là: (1) tính NPV, (2) thời gian thu hồi vốn, (3) tỷ lệ hoàn vốn nội bộ (IRR).

Kết quả đánh giá tài chính thể hiện các mức độ chính xác khác nhau tùy thuộc vào độ chính xác và phạm vi của dữ liệu đầu vào.

#### • Hành vi tiết kiệm năng lượng

Tiết kiệm năng lượng có thể góp phần cung cấp năng lượng ổn định, đảm bảo cho các hoạt động kinh tế, xã hội bền vững. Giảm tiêu thụ nhiên liệu, ứng dụng các công nghệ tiên tiến có thể làm giảm ô nhiễm không khí. Các hoạt động tiết kiệm năng lượng tập trung vào các dịch vụ năng lượng như làm mát, sưởi ấm, nước nóng, nấu ăn trong các lĩnh vực thương mại và dân dụng, sưởi ấm trực tiếp, hơi nước và các động cơ điện.

Các hướng giải pháp chính về cải thiện hành vi sử dụng điện/năng lượng tiết kiệm và hiệu quả có thể kể đến như:

- Tuyên truyền, nâng cao nhận thức theo hướng đối tượng về cải thiện hành vi sử dụng điện/năng lượng. Ví dụ như tắt những thiết bị điện khi không cần thiết.
- Xây dựng và tổ chức triển khai các quy tắc xã hội/cộng đồng, nội quy, quy định về hành vi sử dụng điện/năng lượng tại công sở, văn phòng, trường học, bệnh viện, cơ sở kinh doanh, dịch vụ...

- Tập huấn, hướng dẫn việc sử dụng các chế độ vận hành tiết kiệm điện đối với các thiết bị gia dụng tiêu thụ nhiều điện như tủ lạnh, điều hòa không khí, quạt, bình nước nóng, máy giặt, hệ thống chiếu sáng... đến từng hộ gia đình.

Dựa trên các hành động và chính sách của mỗi quốc gia, sẽ có những kịch bản giả định về tỷ lệ giảm nhu cầu dịch vụ năng lượng nhờ hành vi tiết kiệm điện. Một kịch bản ví dụ cho Việt Nam như: tỷ lệ giảm nhu cầu dịch vụ năng lượng trong khu vực dân cư là 17% và tỷ lệ giảm nhu cầu trong cả lĩnh vực thương mại và công nghiệp là 20%.

### 3.2.3. Giải pháp cho ngành công nghiệp

- **Điện mặt trời áp mái**

Tương tự như ngành dân dụng và thương mại, các khối ngành công/nông nghiệp có thể áp dụng điện mặt trời áp mái như một phương pháp cung cấp năng lượng tại chỗ và giảm phát thải CO<sub>2</sub>. Đối với điện mặt trời cho ngành công nghiệp thường sử dụng 02 loại hình nổi lưới và hệ thống kết hợp.

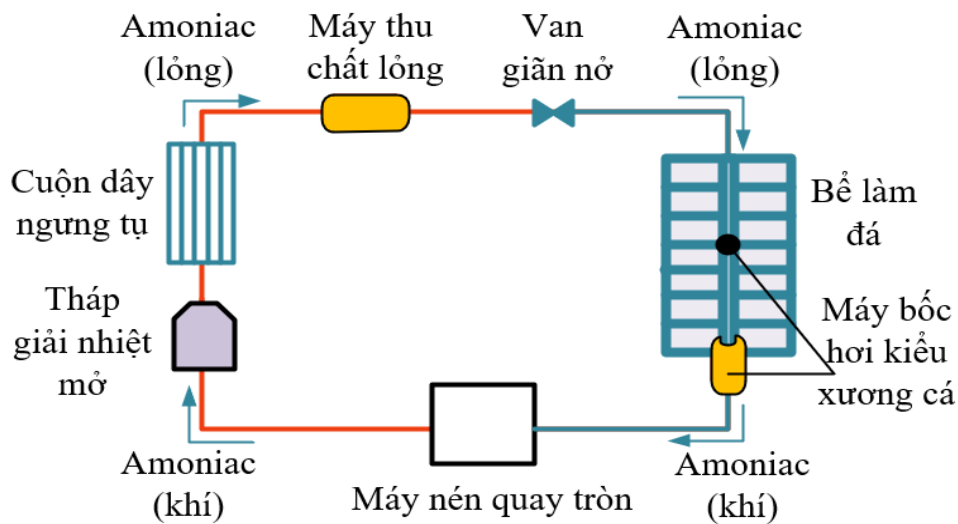
- **Thay đổi công nghệ có suất tiêu thụ năng lượng/sản phẩm thấp**

Đối với các đảo du lịch và đảo nhỏ thông thường ngành công nghiệp không chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu kinh tế. Vì thế việc tiêu thụ năng lượng đến từ ngành này cũng không cao. Tuy nhiên, do ít được chú trọng đầu tư vào các ngành công nghiệp vì thế các hệ thống máy móc công nghiệp sẽ không được áp dụng những công nghệ mới, tiết kiệm điện, điều đó dẫn đến hao phí trong việc sử dụng năng lượng. Các phương pháp cải tiến công nghệ ngành công nghiệp cho các đảo được trình bày trong Bảng 3.2 [58].

Bảng 3.2. Các phương pháp cải tiến công nghệ ngành công nghiệp cho các đảo [58]

| Mục | Công nghệ hiện tại              | Công nghệ đề xuất                 | Hiệu quả tiết kiệm năng lượng   |
|-----|---------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| D6  | Thiết bị làm lạnh hiệu quả thấp | Dây chuyền làm lạnh hiệu quả cao  | 165 tCO <sub>2</sub> eq/năm     |
| D7  | Bơm hiệu suất thấp              | Bơm hiệu suất cao<br>Máy bơm NLMT | 5,2 tCO <sub>2</sub> eq/bơm/năm |

Các xưởng sản xuất lớn trên các đảo thông thường có liên quan đến ngành đánh bắt thủy hải sản, cụ thể có thể kể đến là các xưởng sản xuất nước đá, ý tưởng về công nghệ carbon thấp cho các xưởng sản xuất nước đá như Hình 3.6. Mặc dù các xưởng này thường sử dụng phương pháp mở rộng trực tiếp được cho là tiết kiệm năng lượng nhất, nhưng nó chưa thể hiện được hiệu quả tiết kiệm năng lượng đầy đủ. Các biện pháp cải thiện cơ sở làm lạnh như:



Hình 3.6. Ý tưởng về công nghệ carbon thấp cho các xưởng sản xuất nước đá.

- Thay thế tháp giải nhiệt hở hiện tại bằng tháp giải nhiệt bay hơi.
- Thay thế máy nén và động cơ điện đã lỗi thời bằng thiết bị tiết kiệm năng lượng.
- Cải thiện cơ sở vật chất xung quanh.

#### • Quản lý sản xuất hiệu quả

Cùng với các biện pháp cải tiến công nghệ, thì đi đôi với đó là việc quản lý sản xuất và xử lý nước thải chăn nuôi, nước thải chế biến thực phẩm, nuôi trồng thủy sản. Đây là lĩnh vực quản lý công - nông nghiệp kết hợp thường được ứng dụng cho các đảo vì liên quan đến đánh bắt nuôi trồng và chế biến thủy hải sản. Có hai phương án được xếp từ thấp đến cao:

- Làm sạch, xử lý hiếu khí, ủ vi sinh, bể xử lý sinh học dòng ngược qua tầng bùn kỵ khí (UASB), bể xử lý sinh học quay là các phương pháp xử lý nước thải chăn nuôi, chế biến thực phẩm và nuôi trồng thủy sản [49]. Công nghệ này cũng có thể tạo ra mê tan để phát điện, công nghệ này giúp cắt giảm 7.739 tCO<sub>2</sub>eq/hệ thống/năm [62].

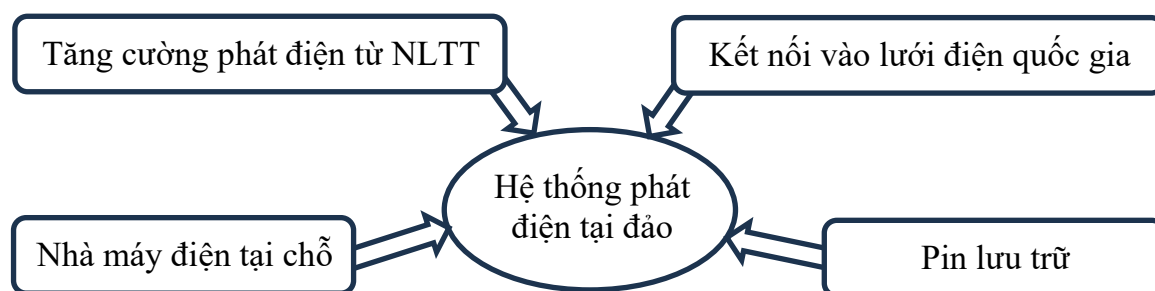
- Nhà máy sản xuất khí sinh học có thể thu khí mê tan từ quá trình phân hủy yếm khí chất thải nuôi trồng thủy sản. Một bể phân hủy quy mô công nghiệp cơ bản thường sẽ có 5 thiết bị gồm: (1) hệ thống xử lý sơ bộ; (2) hệ thống khử trùng; (3) hệ thống phân hủy tạo mê tan; (4) hệ thống thu hồi khí; (5) hệ thống hậu xử lý.

Một nhà máy sản xuất khí sinh học có thể giúp cắt giảm lượng CO<sub>2</sub> tương đương 22.806 tCO<sub>2</sub>eq /năm (từ nhà máy: có một bể phân hủy yếm khí với công suất sản xuất khí sinh học 3.000 m<sup>3</sup>/ngày và một thiết bị phát điện từ khí sinh học công suất 500 kW, tương ứng 3.285 MWh/năm) [58].

### 3.2.4. Giải pháp cho ngành điện lực

Để kiểm soát năng lượng điện trên đảo, thông thường, nên xem xét mô hình kết hợp giữa 4 phương án, cụ thể như Hình 3.7. Trong đó các nhà máy điện tại địa phương thường là những nhà máy nhiệt điện với công nghệ cũ để đáp ứng nguồn điện trên đảo từ khi các công nghệ về NLTT chưa phát triển hoặc chưa thể kéo điện lưới từ đất liền đến đảo. Trong xu hướng phát triển nền kinh tế carbon thấp, các hòn đảo trên thế giới, đặc biệt là tại các nước đã phát triển và sử dụng năng lượng tái tạo như một giải pháp từng bước thay thế cho những nhà máy nhiệt điện vốn dĩ phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và vì thế trở nên kém bền vững. Năng lượng tái tạo bao gồm điện mặt trời, điện gió, sinh khối... được nhiều quốc gia coi trọng và ưu tiên phát triển. Tuy nhiên NLTT có mặt hạn chế là phụ thuộc vào điều kiện thời tiết nên đôi khi kém ổn định và vì thế giải pháp kết nối với lưới điện quốc gia, Pin lưu trữ góp phần làm cho hệ thống điện của một hòn đảo nâng cao độ tin cậy và độ liên tục cung cấp điện tốt hơn.

Để từng bước hướng đến một nền kinh tế bền vững và phát thải carbon thấp, giải pháp cần làm là tăng dần lượng điện từ NLTT đến mức tối đa có thể để thay thế cho những nhà máy nhiệt điện truyền thống và giữ việc kết nối vào lưới điện quốc gia như một giải pháp mang tính ổn định hệ thống hơn là phụ thuộc hoàn toàn.



Hình 3.7. Phối hợp các hình thức phát điện cho một hòn đảo.

- **Điện mặt trời trang trại**

Ở quy mô điện lực, điện mặt trời trang trại là công nghệ ứng dụng có tốc độ phát triển nhanh nhất về năng lượng tái tạo hiện nay. Thị trường năng lượng mặt trời toàn cầu đang phát triển và dự đoán rằng thế giới sẽ có 1 nghìn tỷ Watt công suất pin mặt trời được lắp đặt vào năm 2023. Có nhiều tiềm năng và cơ hội lớn cho các nhà đầu tư năng lượng.

Theo dự báo thị trường năng lượng tái tạo mới nhất của Cơ quan Năng lượng Quốc tế dự báo tổng công suất điện năng lượng tái tạo của thế giới sẽ tăng 50% trong khoảng thời gian từ 2019 đến 2024. Mức tăng 1.200 GW này tương đương với tổng công suất điện hiện tại của Hoa Kỳ, được khuyến khích bởi việc giảm chi phí và nỗ lực chính sách của chính phủ, trong đó năng lượng mặt trời sẽ chiếm 60% mức tăng. Tỷ lệ năng lượng

tái tạo trong sản lượng điện toàn cầu được thiết lập để tăng từ 26% hiện nay lên 30% vào năm 2024. Tuy nhiên, mục tiêu trên khó có thể thực hiện để đáp ứng các mục tiêu năng lượng bền vững toàn cầu do nhiều nguyên nhân:

(1) Sự không chắc chắn về chính sách và quy định, rủi ro đầu tư cao vào hệ thống điện mặt trời. Điều này là do quy mô kinh tế kết hợp với việc cung cấp điện mặt trời và nhu cầu điện tốt hơn cho phép tự tiêu dùng nhiều hơn và tiết kiệm nhiều hơn cho hóa đơn tiền điện trong lĩnh vực thương mại và công nghiệp.

(2) Một số ô nhiễm tiềm năng vẫn tồn tại, năng lượng mặt trời cung cấp năng lượng không có tác động trực tiếp lên sự nóng lên toàn cầu nhưng ô nhiễm là điều không thể tránh khỏi, để sản xuất pin mặt trời phải sử dụng một số kim loại độc hại như chì, gallium arsenide và cadmium, các độc tố này được sử dụng trong các nhà máy sản xuất. Ngoài ra, vấn đề của điện mặt trời là khi phát triển phải phù hợp với quỹ đất của từng đảo.

- **Điện gió**

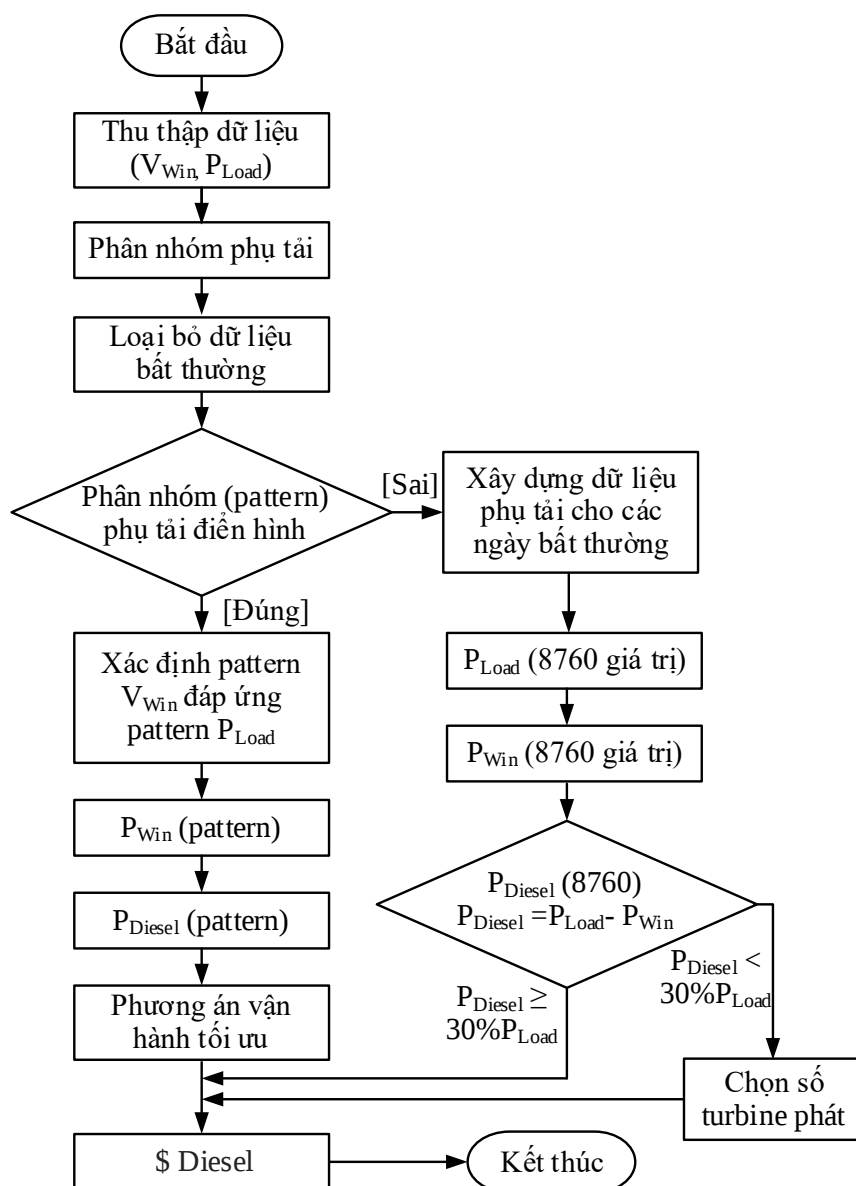
Năng lượng gió là một hệ thống, góp phần giảm thiểu tất cả các loại phát thải khí nhà kính thay thế cho điện năng được tạo ra từ nhiên liệu hóa thạch. Theo thông tin của Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo của Mỹ (NREL), sở dĩ điện gió được quan tâm vì 1 MW điện gió được sản xuất sẽ giúp giảm khoảng 2.600 tấn CO<sub>2</sub> phát thải ra môi trường. Tuy nhiên, một số nhược điểm liên quan đến năng lượng gió, gió là một nguồn năng lượng không liên tục và khi nó được kết nối với lưới điện, nó cung cấp một nguồn điện không liên tục. Nhiều người không chấp nhận năng lượng gió vì họ nghĩ rằng việc lắp đặt các turbine gió sẽ phá hủy cảnh quan địa phương. Ngoài ra, chi phí ban đầu của một turbine gió có thể rất lớn, đặc biệt là ở các quốc gia không có chính sách hoặc trợ cấp của chính phủ, không được giảm thuế và các ưu đãi. Thậm chí, một số nhà môi trường còn phản ánh rằng các turbine gió công suất lớn có ảnh hưởng bất lợi đến đường bay của chim di cư, gây ô nhiễm tiếng ồn...

- **Thay đổi phương thức vận hành hệ thống điện diesel - gió hiện hữu trên các đảo**

Việc thay đổi phương thức vận hành hệ thống điện diesel - gió hiện hữu trên các đảo là cần thiết vì nhiều lý do: góp phần giảm chi phí nhiên liệu và vận hành, giảm phát thải CO<sub>2</sub> và bảo vệ môi trường, tăng cường an ninh năng lượng, đồng thời tận dụng hiệu quả nguồn tài nguyên tái tạo sẵn có. Mục tiêu là xây dựng phương thức vận hành phát điện diesel - gió áp dụng cho các đảo xa đất liền với chi phí phát điện diesel thấp nhất, giúp nâng cao hiệu quả vận hành các hệ thống điện gió hiện hữu, đồng thời đáp ứng nhu cầu phát triển bền vững của các đảo.

Về năng lượng, các đảo có tiềm năng lớn về điện gió nhờ tốc độ gió cao. Tuy nhiên, trong quá trình phát điện kết hợp giữa diesel và gió, sản lượng điện gió được khai thác thấp hơn nhiều so với tiềm năng thực tế. Điều này cho thấy hệ thống phát điện gió hiện tại đang vận hành không hiệu quả về mặt kinh tế.

Luận án đề xuất phương thức vận hành mới nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống phát điện diesel - gió, với các ràng buộc về vận hành và ổn định hệ thống điện. Mục tiêu là giảm chi phí diesel thông qua việc tối ưu hóa phát điện gió. Nghiên cứu tập trung vào việc phát triển giải thuật vận hành tối ưu hệ thống phát điện diesel - gió trên các đảo, khai thác tối đa đồ thị phụ tải 8760 giờ của đảo. Kết quả nghiên cứu sẽ cung cấp giải pháp giảm chi phí diesel, đồng thời xem xét các số liệu công suất phát bất thường theo giờ của đảo để đưa ra biện pháp khắc phục.



Hình 3.8. Lưu đồ giải thuật vận hành hệ thống phát điện diesel - gió.

Luận án sử dụng phương pháp lưu đồ nhằm xây dựng các phương án vận hành tối ưu hệ thống phát điện diesel - gió với công suất phát diesel được huy động ở mức thấp nhất, đảm bảo chi phí vận hành diesel thấp nhất. Lưu đồ giải thuật vận hành hệ thống phát điện diesel - gió được trình bày trong Hình 3.8.

Các phương án vận hành được xây dựng thông qua việc phân nhóm phụ tải điện và tốc độ gió, từ đó tạo ra các mô hình vận hành (pattern) cho hệ thống phát điện gió và diesel. Việc phân nhóm được thực hiện bằng giải thuật  $K_{\max} - K_{\min}$  kết hợp với hệ chuyên gia [63], [64].

Nếu việc phân nhóm phụ tải điện hình (pattern) thành công, sẽ tiếp tục thực hiện phân nhóm tốc độ gió để đáp ứng các phụ tải điện hình. Đây là hai thông số đầu vào chính, kết hợp với các ràng buộc hệ thống, nhằm xác định phương án vận hành tối ưu với chi phí phát điện từ diesel thấp nhất.

Nếu không thể thực hiện phân nhóm phụ tải điện hình do thiếu số liệu hoặc dữ liệu đầu vào bị nhiễu, giải thuật sẽ chuyển hướng sang tính toán gần đúng, mang tính tương đối. Trong trường hợp này, các bước thực hiện bao gồm:

- Xây dựng hoặc giả lập dữ liệu phụ tải cho những ngày bất thường, tạo ra dữ liệu phụ tải theo giờ với 8760 giá trị.
- Xác định công suất phát của turbine gió từ số liệu tốc độ gió và đặc tính công suất phát của turbine.
- Tiếp tục tính toán công suất phát của diesel dựa trên dữ liệu đã có.

Phân nhóm phụ tải: phân nhóm đồ thị phụ tải đóng vai trò quan trọng trong quy hoạch và vận hành hệ thống điện.

Thuật toán  $K_{\max} - K_{\min}$

- Ngõ vào  $X = \{x_i\}$  với  $1 \leq i \leq m$  là các mẫu cho trước trong tập  $R^n$ ;  $n$  là số chiều/quy mô của bài toán; và  $m$  là số lượng mẫu.
- Thiết lập số lượng nhóm  $k$  cần tìm.
- Ngõ ra bao gồm:
  - +  $\{y_j\}$  với  $1 \leq j \leq k$  là các tâm của nhóm.
  - +  $\{m_j\}$  với  $1 \leq j \leq k$  là kích thước nhóm.
  - +  $\{l_{ij}\}$  với  $1 \leq i \leq m_j$  là các *chỉ số* so sánh của các mẫu gốc phụ thuộc vào nhóm phụ tải thứ  $j$ ,  $1 \leq j \leq k$ .
- Bước 1: thiết lập các giá trị:

$$+ y_1 = x_1; y_2 = x_{j_0}; l_{11} = 1; l_{12} = j_0 \text{ và } M = \|x_{j_0} - y_1\| = \max_{2 \leq i \leq m} \|x_i - y_1\|$$

+ Thiết lập  $k = 2$ ;  $i \neq j$  và  $X' = X - \{y_1, y_2\}$ .

+ Ở đây  $1 \leq i; j \leq k$ ; và  $t = \frac{M}{k}$

- Bước 2:

+ Tìm giá trị  $j_0$ ,  $1 \leq j_0 \leq k$  và  $x_{i_0} \in X'$  sao cho:

$$d = \|x_{i_0} - y_{j_0}\| = \max_{x_i \in X'} \min_{1 \leq j \leq k} \|x_i - y_j\|$$

+ Nếu  $d > t$  thì chuyển sang bước 4.

+ Nếu  $d < t$  thì chuyển sang bước 3.

- Bước 3: thiết lập các giá trị dưới đây và sau đó quay về bước 2:

+  $k \leftarrow k + 1$ , trong đó  $y_{k+1} = x_{i_0}$  và  $l_{k+1} = i_0$

+  $X' \leftarrow X' - \{y_{k+1}\}$

- Bước 4: thiết lập giá trị  $m_j = 1$  với  $1 \leq j \leq k$

- Bước 5:

+ Ứng với mỗi giá trị  $x_i \in X'$ , tìm giá trị  $j$  với  $1 \leq j \leq k$  sao cho:

$$\|x_i - y_j\| = \min_{1 \leq j \leq k} \|x_i - y_j\|$$

+ Thiết lập giá trị  $m_j \leftarrow m_j + 1$  và  $l_{m_j j} = i$

- Bước 6: khi  $1 \leq j \leq k$ , thay thế  $y_j$  bằng:

$$y_j = \frac{(x_{l_{1j}} + x_{l_{2j}} + \dots + x_{l_{m_j j}})}{m_j}$$

- Bước 7: khi  $1 \leq j \leq k$ , thu thập kết quả ngõ ra  $y_j$ ,  $m_j$ ,  $\{l_{ij}\}_{i=1}^{m_j}$  và ngừng chương trình, ta được kết quả phân nhóm đồ thị phụ tải.

Hàm mục tiêu của vận hành hệ thống phát điện diesel - gió là tối ưu hóa tổng chi phí phát điện trong các năm, được mô tả bởi (3.14) [65]:

$$O_{D,W} = \sum_{g_{D,W},q,t,y} W_y \times CE_{g_{D,W},y} \times X_{g_{D,W},q,t,y} \rightarrow \min \quad (3.14)$$

Trong đó:

-  $g_{D,W}$ : là loại hình phát điện gió hoặc diesel.

-  $q$ : tháng trong năm (từ 1 đến 12).

-  $t$ : là thời gian (1÷24) giờ.

-  $y_n$ : là năm thực hiện nghiên cứu (Ví dụ: 2024).

-  $CE_{g_{D,W},y}$ : là chi phí phát điện của nhà máy điện  $g_{D,W}$  năm  $y$ .

-  $X_{g_{D,W},q,t,y}$ : là công suất phát tối ưu về chi phí của nhà máy sử dụng nguồn phát  $g_{D,W}$  cho dạng tải  $q$  tại thời điểm  $t$  của năm  $y$  (MWh).

- $W_y$  là hệ số quy đổi thời giá.
- $W_y$  được xác định như (3.15) [65]:

$$W_y = \left[ \frac{1+r}{1+\varepsilon} \right]^{y-y_n} \quad (3.15)$$

Trong đó:

- $r$ : là lãi suất (ví dụ  $r = 10\%/năm$ ).
- $\varepsilon$ : là tỷ lệ lạm phát (ví dụ  $\varepsilon = 4\%/năm$ ).
- $y^n$ : năm gốc nghiên cứu, ví dụ năm gốc hiện tại  $y^n = 2024$ .
- $y$ : năm qui đổi thời giá, ví dụ  $y = 2030$ .
- Chi phí phát điện  $CE_{g,y}$  của nhà máy  $g_{D,W}$  năm được xác định như (3.16) [65]:

$$CE_{g_{D,W},y} = \frac{\Sigma(F_{g_{D,W},y} + A_{g_{D,W},y} + MO_{g_{D,W},y})}{Q_{g_{D,W},y}} \quad (3.16)$$

Trong đó:

- $CE_{g_{D,W},y}$ : chi phí phát điện  $g$  năm  $y$  (USD/kWh).
- $F_{g_{D,W},y}$ : là chi phí nhiên liệu (USD).
- $A_{g_{D,W},y}$ : là hoàn vốn đầu tư (USD).
- $MO_{g_{D,W},y}$ : là chi phí bảo trì (USD).
- $Q_{g_{D,W},y}$ : là sản lượng điện của nhà máy  $g_{D,W}$  năm  $y$  [kWh].

Các ràng buộc: các ràng buộc của hàm mục tiêu là nhu cầu tải, giới hạn trên của công suất phát, giới hạn dưới của công suất đặt, công suất dự trữ, giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa 2 giờ liên tiếp.

Ràng buộc về nhu cầu phụ tải hay ràng buộc về cân bằng công suất: để đáp ứng nhu cầu phụ tải thì tổng công suất phát của tất cả các nguồn phát phải bằng công suất phụ tải theo yêu cầu cộng tổn thất công suất của hệ thống lưới [65]:

$$\Sigma_{g_{D,W}} X_{g_{D,W},q,t,y} = P_{q,t,y} + \Delta P_{q,t,y} \quad (3.17)$$

Trong đó:

- $X_{g_{D,W},q,t,y}$ : công suất phát của nhà máy  $g$  tại thời điểm  $t$  năm  $y$  (MW).
- $P_{q,t,y}$ : là công suất tải yêu cầu cho dạng phụ tải  $q$  thời điểm  $t$  năm  $y$  (MW).
- $\Delta P_{q,t,y}$ : là tổn thất công suất cho dạng phụ tải  $q$  thời điểm  $t$  năm  $y$  (MW).

Ràng buộc về công suất đặt cực đại: công suất phát của nhà máy điện  $g_{D,W}$  cho dạng phụ tải  $q$  tại thời điểm  $t$  năm  $y$  phải thấp hơn công suất phát tại thời điểm tải cực đại (3.18) [65]:

$$X_{g_{D,W},q,t,y} \leq Q_{g_{D,W},q,t,max,q,y} \quad (3.18)$$

Công suất phát thực tế tại từng thời điểm phải luôn nhỏ hơn hoặc bằng công suất phát cực đại mà nhà máy điện có thể cung cấp cho từng dạng phụ tải trong điều kiện tải cực đại. Điều này nhằm đảm bảo rằng nhà máy vận hành trong giới hạn kỹ thuật và không vượt quá khả năng phát điện thiết kế.

Trong đó:

- $t_{maxq}$ : là thời điểm tải cực đại của dạng tải  $q$ .
- $X_{g_{D,W},q,t,y}$ : công suất phát thực tế của nhà máy điện  $g_{D,W}$  (diesel hoặc gió) cho dạng phụ tải  $q$  tại thời điểm  $t$  trong năm  $y$  (kW).
- $Q_{g_{D,W},q,t_{maxq},y}$ : công suất phát cực đại của nhà máy điện  $g_{D,W}$  cho dạng phụ tải  $q$  tại thời điểm tải cực đại  $t_{maxq}$  trong năm  $y$ . Đây là giới hạn trên của công suất phát cho từng thời điểm dựa trên khả năng tải tối đa của nhà máy.
- $g_{D,W}$ : loại nhà máy điện đang được xét, cụ thể là nhà máy điện diesel hoặc điện gió
- $q$ : tháng trong năm (từ 1 đến 12).
- $t$ : thời gian trong một ngày (từ 1:00 đến 24:00).
- $y$ : năm tính toán (2025, 2030, 2035 và 2040).

Sản lượng điện năng sản xuất của nhà máy điện  $g_{D,W}$  trong năm  $y$  phải thấp hơn giới hạn sản xuất cực đại của nhà máy đó, cụ thể như (3.19):

$$X_{g_{D,W},y} \leq Q_{max,g_{D,W},y} \quad (3.19)$$

Trong đó:  $Q_{max,g_{D,W},y}$  là giới hạn sản lượng điện năng cực đại của nhà máy điện  $g_{D,W}$  phát điện được trong năm  $y$  (kWh).

Giới hạn thay đổi công suất phát giữa 2 giờ liên tiếp (3.20) [65]:

$$(1 - \rho_{g_{D,W}}) \times X_{g_{D,W},q,t,y} \leq X_{g_{D,W},q,t,y} \leq (1 + \rho_{g_{D,W}}) \times X_{g_{D,W},q,t-1,y} \quad (3.20)$$

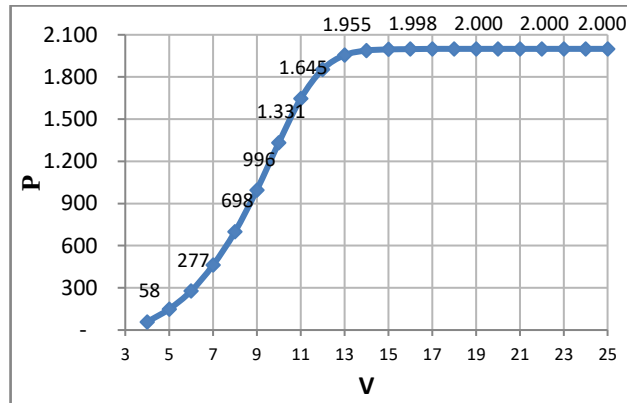
Trong đó:  $\rho_{g_{D,W}}$  là giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa 2 giờ liên tiếp cho phép của nhà máy điện  $g_{D,W}$ .

Hàm mục tiêu và các ràng buộc được đưa vào phần mềm tính toán tối ưu. Kết quả phần mềm tối ưu sẽ cung cấp dữ liệu đầu ra về cơ cấu công suất phát của nguồn điện diesel và điện gió với chi phí phát điện là thấp nhất. Dựa trên cơ sở dữ liệu đầu ra, có thể xác định chi phí phát điện cho từng loại nguồn phát, tương ứng với nguồn phát điện diesel và nguồn phát điện gió.

Xây dựng dữ liệu cho phụ tải các ngày bất thường: việc xây dựng hoặc giả lập dữ liệu phụ tải cho các ngày bất thường được thực hiện bằng cách lấy trung bình dữ liệu phụ tải theo giờ tương ứng của các ngày trước và sau ngày bất thường, theo hai phương án:

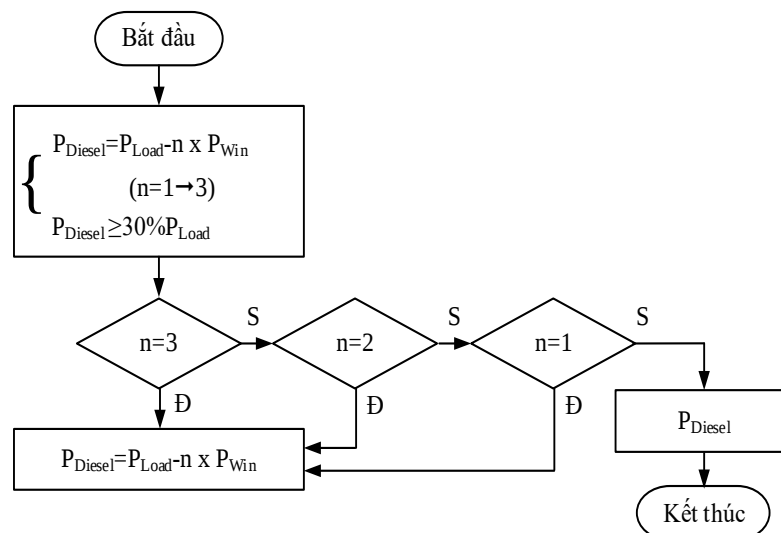
- Sử dụng 3 ngày, gồm 2 ngày trước và 1 ngày sau ngày bất thường.
- Sử dụng 5 ngày, gồm 3 ngày trước và 2 ngày sau ngày bất thường.

Xác định  $P_{Win}$ : từ số liệu đầu vào là tốc độ gió, xác định  $P_{Win}$  dựa trên đặc tuyến P-V của turbine do nhà sản xuất cung cấp (Vestas V80, Hình 3.9).



Hình 3.9. Đặc tuyến P-V của turbine Vestas V80.

Xác định  $P_{Diesel}$ : để đảm bảo tính ổn định của hệ thống điện có nguồn phát diesel - gió, luôn cần một lượng công suất phát nền từ diesel. Theo thông lệ vận hành,  $P_{Diesel}$  được xác định tối thiểu là 30%  $P_{Load}$ . Nếu  $P_{Diesel}$  nhỏ hơn  $P_{Load}$ , thì phải giảm công suất phát điện gió bằng cách lựa chọn số turbine phát điện, theo lưu đồ trong Hình 3.10, để duy trì ràng buộc công suất tối thiểu của  $P_{Diesel}$ , đảm bảo không thấp hơn 30%  $P_{Load}$ .



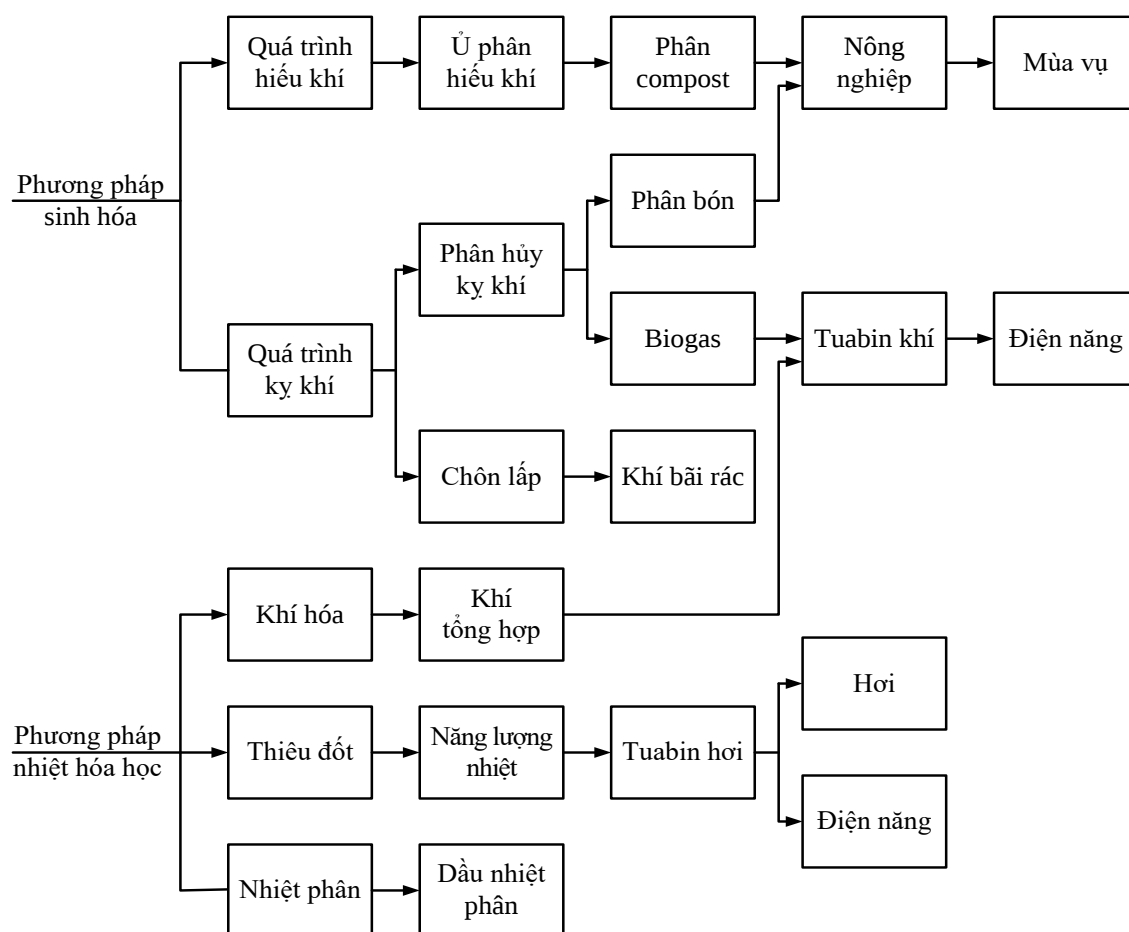
Hình 3.10. Lưu đồ lựa chọn số turbine phát điện

Để giải các bài toán tối ưu hóa tuyến tính và phi tuyến tính nghiên cứu sử dụng phần mềm LINDO, LINDO là một công cụ tối ưu hóa cho việc giải các bài toán tối ưu. Trong trường hợp này, phần mềm được áp dụng để giải bài toán tối ưu của hàm mục tiêu, nhằm tối thiểu hóa tổng chi phí phát điện dựa trên tỷ lệ cơ cấu nguồn phát được đề xuất.

### • Điện sinh khối từ rác thải sinh hoạt

Năng lượng sinh khối là một dạng năng lượng tái tạo từ sinh khối để tạo ra điện và nhiệt. Sinh khối là bất kỳ vật chất hữu cơ nào có nguồn gốc từ thực vật hoặc động vật sống tồn tại dưới rất nhiều dạng khác nhau như sản phẩm nông nghiệp/lâm nghiệp, chất thải đô thị và các chất thải khác. Đối với các đảo việc tạo ra điện sinh khối từ việc xử lý rác bằng phương pháp đốt có thu hồi năng lượng là một trong những giải pháp cần được quan tâm xem xét nhất vì những lợi thế về cải thiện môi trường và tiết kiệm tài nguyên, tạo ra nguồn năng lượng tái tạo.

Hiện nay, có nhiều công nghệ khác nhau để chuyển hóa chất thải rắn thành năng lượng, bao gồm chôn lấp hợp vệ sinh, đốt, khí hóa, nhiệt phân và phân hủy kỵ khí, đây là những công nghệ đã được thương mại hóa. Ngoài ra, còn một số phương pháp khác cũng đang hoàn thiện như: khí hóa plasma, phân hủy nhiệt nhanh. Khả năng cắt giảm khí nhà kính của một số loại hình điện sinh khối có thể kể đến như 1.200 USD/kW đối với nhà máy ép đường, 1.800 USD/kW đối với đốt trấu, 2.000 USD/kW đối với khí sinh học, 4.500 USD/kW đối với đốt chất thải sinh hoạt, sơ đồ khối các phương pháp phát điện từ đốt rác thải được thể hiện như Hình 3.11.



Hình 3.11. Sơ đồ khối các phương pháp phát điện từ đốt rác thải [66].

- **Giải pháp đề xuất sản xuất điện từ chất thải rắn của đảo**

Luận án đề xuất tận dụng chất thải vô cơ để làm nguyên liệu sinh khối phục vụ cho phát điện. Cách tiếp cận này không chỉ giúp giảm khối lượng rác thải tồn đọng mà còn tối ưu hóa nguồn tài nguyên tái chế. Tuy nhiên, tính chất và thành phần của CTR đô thị phụ thuộc vào các yếu tố như: đặc điểm kinh tế - xã hội, điều kiện khí hậu và mức độ tái chế tại địa phương. Với sự gia tăng mức độ đô thị hóa, lượng CTR đô thị ngày càng nhiều và thành phần ngày càng phức tạp [67].

Một số thuận lợi trong đề xuất sử dụng chất thải sinh hoạt hay chất thải rắn cho mục đích phát điện là sự ủng hộ mạnh mẽ từ chính phủ, đặc biệt thông qua các chính sách thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo từ chất thải. Chính phủ Việt Nam đã triển khai một loạt chính sách và quy định nhằm cải thiện công tác quản lý chất thải đồng thời tạo ra năng lượng sạch. Các chính sách này tập trung khuyến khích đầu tư, thúc đẩy phát triển các công nghệ hiện đại và đảm bảo thực hiện các giải pháp năng lượng tái tạo một cách bền vững. Một số chính sách nổi bật bao gồm:

- Quyết định số 31/2014/QĐ-TTg ngày 5 tháng 5 năm 2014 của Thủ tướng Chính phủ về phát triển điện năng từ chất thải rắn, quy định cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án phát điện từ chất thải rắn. Theo quyết định này:

- + Giá điện phát từ chất thải rắn được quy định là 10,05 US cents/kWh.

- + Chính phủ hướng đến việc khuyến khích đầu tư vào các dự án điện năng từ chất thải bằng cách cung cấp các ưu đãi tài chính và đảm bảo giá điện ổn định cho các nhà máy phát điện từ chất thải.

- Thông tư số 32/2015/TT-BCT về hợp đồng mua điện, thông tư này, được Bộ Công Thương ban hành vào ngày 8 tháng 10 năm 2015, yêu cầu Tập đoàn Điện lực Việt Nam mua toàn bộ điện năng phát sinh từ các nhà máy phát điện từ chất thải rắn nổi lưới sử dụng công nghệ đốt trực tiếp. Giá mua điện được quy định là 10,05 US cents/kWh tương đương 2.114 VND/kWh, chưa bao gồm VAT. Chính sách này đảm bảo một khách hàng tiêu thụ điện năng cho các nhà máy phát điện từ chất thải.

- Quyết định số 322/QĐ-BXD, quy định về công bố đầu tư xây dựng và chi phí xử lý chất thải rắn, quyết định này do Bộ Xây dựng ban hành vào ngày 6 tháng 4 năm 2012, quy định việc công bố các chi phí đầu tư xây dựng và xử lý chất thải rắn sinh hoạt của các cá nhân và tổ chức. Mức phí xử lý chất thải trong công nghệ phát điện được quy định là 19,23 USD/tấn chất thải. Chính sách này hỗ trợ tính khả thi tài chính của các dự án phát điện từ chất thải.

- Ưu đãi thuế đối với các dự án phát điện từ chất thải: Chính phủ Việt Nam đã đưa ra một số ưu đãi thuế đối với các nhà đầu tư trong các dự án năng lượng tái tạo từ chất thải rắn, bao gồm:

+ Miễn thuế nhập khẩu: các mặt hàng là tài sản cố định không thể sản xuất trong nước sẽ được miễn thuế nhập khẩu.

+ Ưu đãi đầu tư: các chủ dự án năng lượng sạch, bao gồm phát điện từ chất thải, có thể vay tới 70% chi phí đầu tư từ Ngân hàng Phát triển Việt Nam với lãi suất theo trái phiếu chính phủ trong 5 năm, cộng thêm 1% mỗi năm.

+ Miễn thuế trong giai đoạn vận hành: miễn thuế trong 4 năm đầu và giảm 50% thuế trong 9 năm tiếp theo. Mức thuế là 10% trong 15 năm, có thể kéo dài đến 30 năm.

+ Miễn thuế đất và phí bảo vệ môi trường: miễn thuế đất và phí bảo vệ môi trường.

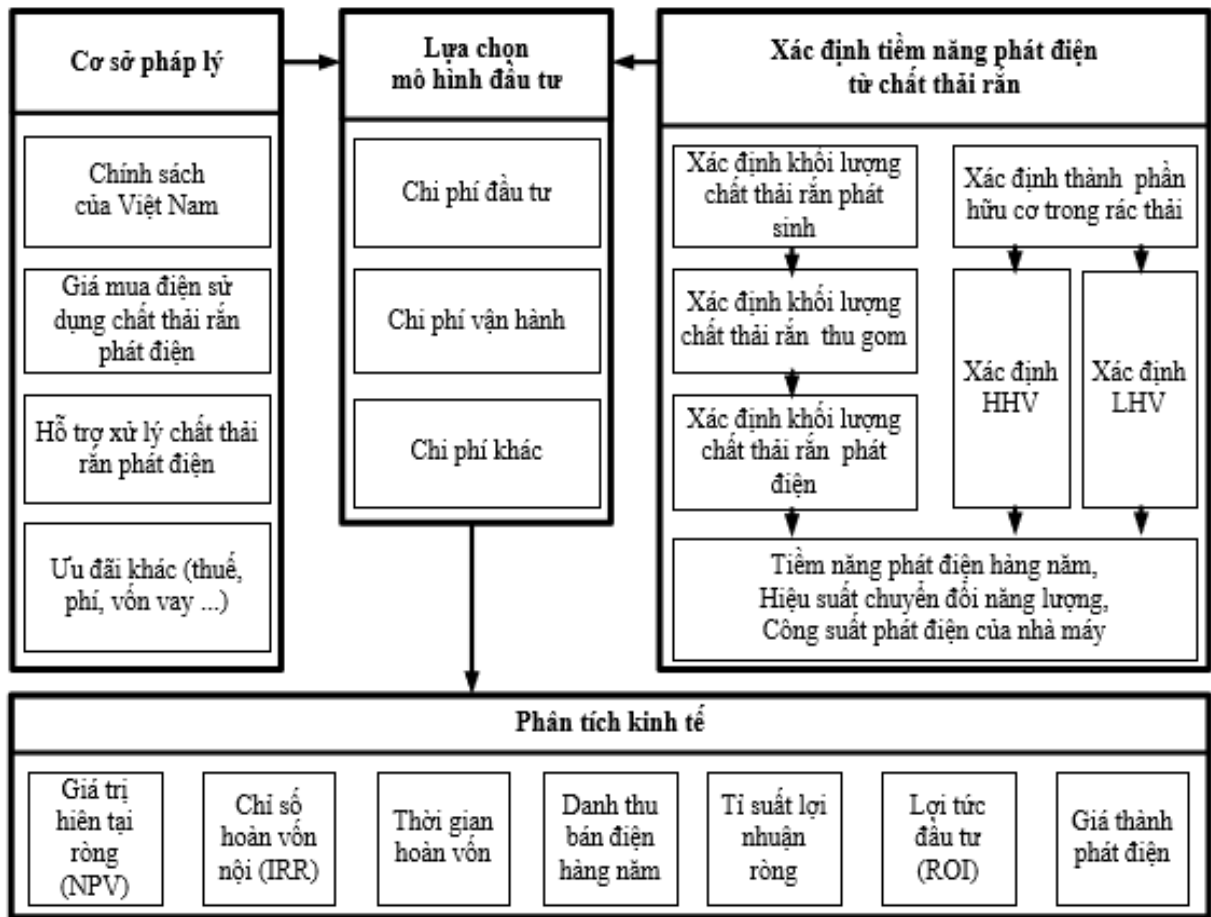
+ Hỗ trợ tài chính cho nghiên cứu và phát triển, Chính phủ Việt Nam khuyến khích việc phát triển và áp dụng các công nghệ tiên tiến trong các quá trình xử lý chất thải rắn thông qua các chương trình tài trợ và hỗ trợ. Mục tiêu là hỗ trợ nghiên cứu nhằm cải thiện hiệu quả và tính bền vững của các công nghệ đốt chất thải và thu hồi năng lượng.

- Chiến lược năng lượng dài hạn của Chính phủ khuyến khích đa dạng hóa các nguồn năng lượng, bao gồm năng lượng tái tạo từ chất thải. Đây là một phần cam kết của Việt Nam nhằm giảm phát thải khí nhà kính và hỗ trợ các mục tiêu phát triển bền vững.

Những chính sách này tạo ra một khung pháp lý thuận lợi cho các dự án phát điện từ chất thải rắn tại Việt Nam, giúp giải quyết vấn đề quản lý chất thải và phát triển năng lượng, đồng thời đóng góp vào các mục tiêu bền vững về môi trường của đất nước. Sơ đồ khối thực hiện nghiên cứu khả thi sản xuất điện từ rác đô thị được đề xuất thể hiện như Hình 3.12.

Theo ước tính, lượng CTR đô thị trung bình ở Việt Nam vào các năm 2015, 2020 và 2025 lần lượt là 1,2; 1,4; và 1,6 kg/người/ngày [68]. Tại các địa phương phát triển du lịch, tỷ lệ phát sinh CTR trên đầu người sẽ cao hơn do lượng du khách lớn, nhu cầu tiêu dùng tăng và phát sinh các loại rác đặc thù.

Luận án ước lượng tỷ lệ phát sinh CTR tại các đảo đạt mức 2 kg/người/ngày vào năm 2030, với mức tăng 0,2 kg/người/ngày sau mỗi 5 năm. Như vậy, tỷ lệ này sẽ lần lượt đạt 2,2 kg và 2,4 kg/người/ngày vào năm 2035 và 2040. Đặc biệt, tại các đảo du lịch, tỷ lệ phát sinh CTR trên đầu người có thể nằm trong nhóm cao nhất cả nước [68].



Hình 3.12 Sơ đồ khối nghiên cứu khả thi sản xuất điện từ rác thải sinh hoạt

Hiện nay, theo thống kê từ Bộ Tài nguyên và Môi trường, tỷ lệ thu gom và xử lý CTR tại Việt Nam đạt khoảng 92%. Tuy nhiên, chất lượng và hiệu quả xử lý còn nhiều hạn chế, nhất là ở các khu vực xa trung tâm như các đảo nhỏ. Các đảo thường phải đối mặt với chi phí vận chuyển rác cao, hạ tầng xử lý hạn chế và khó khăn trong việc phân loại rác tại nguồn.

Để giải quyết vấn đề CTR trên các đảo, cần một hệ thống quản lý bền vững, kết hợp cả biện pháp công nghệ và chính sách. Điều này bao gồm đầu tư vào công nghệ xử lý rác thải tiên tiến, khuyến khích phân loại tại nguồn và giáo dục cộng đồng về ý thức bảo vệ môi trường. Đồng thời, việc áp dụng các mô hình kinh tế tuần hoàn trong xử lý CTR sẽ giúp các đảo không chỉ giảm thiểu ô nhiễm mà còn tạo ra nguồn năng lượng tái tạo, đóng góp vào phát triển bền vững.

Phương trình cân bằng thành phần chất thải rắn (3.21) [68]:

$$C + H + O + N + S + A + W = 100\% \quad (3.21)$$

Trong đó:  $C, H, O, N, S, A$  và  $W$  lần lượt là tỷ lệ phần trăm theo trọng lượng của các nguyên tố carbon, hydro, oxy, nitơ, lưu huỳnh, tro và độ ẩm.

Giải pháp năng lượng tái tạo từ chất thải rắn: tùy thuộc vào thành phần và hàm lượng độ ẩm của chất thải rắn, năng lượng trong vật chất hữu cơ của chất thải rắn tái chế có thể được khai thác để sản xuất điện và nhiệt thông qua hai phương pháp phổ biến nhất hiện nay: phương pháp sinh hóa và phương pháp nhiệt hóa. Hình 3.11. sơ đồ các phương pháp phát điện từ đốt rác thải.

Độ ẩm của chất thải rắn được xác định bằng hai phương pháp:

Phương pháp 1: độ ẩm được xác định dựa trên khối lượng ướt của chất thải rắn, thể hiện tỷ lệ phần trăm lượng nước có trong 100 kg chất thải rắn ướt. Độ ẩm theo phương pháp khối lượng ướt được xác định bởi (3.22) [69]:

$$a = (w - d) \times \frac{100}{w} \quad (3.22)$$

Trong đó:

- $a$ : độ ẩm (% khối lượng).
- $w$ : khối lượng mẫu ban đầu (kg).
- $d$ : khối lượng mẫu sau khi sấy ở nhiệt độ 105°C (kg).

Phương pháp 2: độ ẩm được xác định dựa trên hàm lượng chất khô của chất thải rắn, thể hiện tỷ lệ phần trăm lượng nước có trong 100 kg chất thải rắn khô.

Giá trị nhiệt của chất thải rắn: giá trị nhiệt là lượng nhiệt sinh ra từ quá trình đốt cháy hoàn toàn một đơn vị chất thải rắn (kcal/kg). Nhiệt lượng của nhiên liệu rắn được xấp xỉ bằng công thức Mendeleep (3.23) [69]:

$$Q = 81 \times C + 300 \times H - 26 \times (O - S) - 6 \times (9 \times A + W) \quad (3.23)$$

Trong đó:

- $C, H, O, S, A$ : hàm lượng carbon, hydro, oxy, lưu huỳnh trong chất thải rắn (%).
- $Q$ : giá trị nhiệt (kcal/kg).

Giá trị nhiệt của chất thải rắn khô được xác định từ giá trị nhiệt của chất thải rắn ướt theo công thức sau (3.24) [69]:

$$Q_{dry} = Q_{wet} \times \frac{100}{\%w} \quad (3.24)$$

Trong đó:

- $Q_{dry}$ : giá trị nhiệt của chất thải rắn khô (kcal/kg).
- $Q_{wet}$ : giá trị nhiệt của chất thải rắn ướt (kcal/kg).
- $\%w$ : độ ẩm của chất thải rắn (% khối lượng).

Công thức này thể hiện mối quan hệ giữa giá trị nhiệt và hàm lượng nước trong chất thải rắn, cho phép ước tính hiệu quả năng lượng trong các phương pháp xử lý khác nhau.

Tiềm năng kỹ thuật của dự án: tiềm năng năng lượng từ chất thải rắn đô thị được xác định dựa trên khối lượng và thành phần của chất thải rắn. Khối lượng chất thải rắn sinh hoạt phát sinh trong một ngày được xác định theo (3.25) [70]:

$$M_T = \frac{P_y \times w_{cy}}{365} \quad (3.25)$$

Trong đó:

- $M_T$ : khối lượng chất thải rắn sinh hoạt phát sinh trong một ngày (tấn/ngày).
- $w_{cy}$ : là chỉ số chất thải rắn sinh hoạt bình quân đầu người năm y (Kg/người/ngày).
- $P_y$ : là dân số đô thị năm y (người). Đối với du khách đến đảo nhiệt đới của Việt Nam mới bắt đầu xu hướng là đảo du lịch (ví dụ như Phú Quý), trung bình mỗi lượt khách sẽ lưu trú tại đảo 4 ngày. Khi xác định lượng rác thải có sự tham gia của khách du lịch thì  $P_y$  được thay bằng  $P_{y\Sigma}$  với  $P_{y\Sigma} = P_y + P_{T,y}$ .
- $P_{y\Sigma}$ : là dân số đô thị năm y có tính qui đổi từ khách du lịch (người).
- $P_{T,y}$ : lượng khách du lịch ước đạt năm y (người).

Công thức này cho phép ước tính chính xác tiềm năng năng lượng từ chất thải rắn sinh hoạt, làm cơ sở cho các giải pháp xử lý và khai thác năng lượng bền vững.

Trên thực tế, tỷ lệ thu gom và xử lý chất thải rắn đô thị chỉ đạt khoảng 85% tổng lượng chất thải được đưa đến bãi chôn lấp mỗi ngày, xác định bởi (3.26) [70]:

$$M_F = 0,85 \times M_T \quad (3.26)$$

Trong đó:

- $M_F$ : là lượng chất thải rắn sinh hoạt được thu gom và đưa đến các bãi rác trong một ngày (tấn).
- $M_T$ : khối lượng chất thải rắn sinh hoạt phát sinh trong một ngày (tấn/ngày).

Hiện nay, các thành phần nhựa, kim loại, thủy tinh, gốm sứ trong quá trình thu gom và xử lý chất thải rắn đã được phân loại để tái chế. Do đó, chỉ còn phần hữu cơ của chất thải rắn được sử dụng để thu hồi năng lượng. Tổng lượng chất thải có thể thu hồi thông qua đốt để phát điện được xác định theo (3.27) [70]:

$$M_{F(i) \text{ day}} = M_F \times f_{(i)} \quad (3.27)$$

Trong đó:  $f_{(i)}$  là tỷ lệ phần trăm thành phần hữu cơ trong chất thải dùng cho việc xử lý đốt phát điện. Theo báo cáo hiện trạng môi trường quốc gia tỷ lệ này ở Việt Nam hiện nay khoảng 77%. Tỷ lệ thu gom và xử lý chất thải rắn: 92% hay 0,92.

Theo đó, khối lượng chất thải rắn được xử lý để phát điện trong một năm được xác định theo (3.28) [70]:

$$M_{F(i) \text{ year}} = M_F \times 0,92 \times f_{(i)} \times 365 \quad (3.28)$$

Giá trị nhiệt thấp (HHV) và giá trị nhiệt cao (LHV) của chất thải rắn (MJ/kg) có thể được xác định theo (3.29) và (3.30) [92-95]:

$$LHV = HHV - (9 \times \%H + \%H_2O) \times 2,44 \quad (3.29)$$

$$HHV = 0,3491 \times C + 1,1783 \times H + 0,1005 \times S - 0,1034 \times O - 0,015 \times N - 0,0211 \times A \quad (3.30)$$

Trong đó:

- $HHV$ : giá trị nhiệt cao của chất thải rắn (MJ/kg).
- $LHV$ : giá trị nhiệt thấp của chất thải rắn (MJ/kg).
- $C, H, O, N, S, A$ : lần lượt là khối lượng của carbon, hydro, oxy, nitơ, sulfur và tro.
- Thành phần  $9 \times \%H$ : đại diện cho nước sinh ra từ quá trình đốt cháy hydro.
- Thành phần  $\%H_2O$ : là nước có sẵn trong chất thải (độ ẩm).

Nhiệt lượng tổng cộng được sử dụng để quay tuabin hơi nước của nồi hơi dựa trên phương trình cân bằng năng lượng và khối lượng. Nhiệt hữu ích (Btu/h) cần thiết để quay turbin hơi nước được xác định bằng (3.31) [70], [96-97]:

$$Q_{inc} = b \times HHV \times \frac{(100-e)}{100} \quad (3.31)$$

Trong đó:

- $Q_{inc}$ : nhiệt lượng hữu ích (Btu/giờ).
- $e$ : là tổng lượng nhiệt bị tổn thất, tính theo tỷ lệ phần trăm (%).
- $b$ : là khối lượng khô của chất liệu đầu vào (lb/h), với  $b = 23,583$  lb/h.
- $HHV$ : là giá trị nhiệt cao (Btu/lb).

Tổng năng lượng tổn thất đi  $e$  được xác định theo (3.32) [70]:

$$e = e_{dfgl} + e_{mfl} + e_{lhl} + e_{ufl} + e_{ml} \quad (3.32)$$

Trong đó:

- $e_{dfgl}$ : tổn thất nhiệt thải qua ống khói.
- $e_{mfl}$ : là tổn thất do độ ẩm trong nhiên liệu (chất thải).
- $e_{lhl}$ : là tổn thất nhiệt ẩn.
- $e_{ufl}$ : là tổn thất nhiên liệu không cháy (chất thải).
- $e_{ml}$ : là các tổn thất khác.

Tổn thất nhiệt thải  $e_{dfgl}$  được xác định theo (3.33) [70]:

$$e_{dfgl} = 24 \times (T_{FG} - T_A) \times n \quad (3.33)$$

Trong đó:

- $T_{FG}$  là nhiệt độ của khí thải trong ống khói ( $^{\circ}\text{F}$ ).
- $T_A$ : là nhiệt độ môi trường ( $^{\circ}\text{F}$ ).
- $n$ : lưu lượng theo khối lượng của dòng khí thải khô (lb/Btu).

Với công nghệ đốt thực tế, nhiệt độ khí thải là  $3900^{\circ}\text{F}$ ,  $T_{FG} = 3900^{\circ}\text{F}$  và  $T_A = 800^{\circ}\text{F}$ .

Dòng chảy khối lượng khí thải khô (lb/Btu) được xác định bởi (3.34) [70]:

$$n = \frac{((12,7 \times C + 38,1 \times H) \times (1 + a/100)) - 0,5 \times O}{HHV} \quad (3.34)$$

Trong đó:

- $C, H, O$ : là tỷ lệ phần trăm theo khối lượng của carbon, hydro và oxy trong nhiên liệu (rác thải).
- $a$ : là tỷ lệ phần trăm không khí dư (%).
- $HHV$ : giá trị nhiệt cao (Btu/lb).

Tỷ lệ phần trăm không khí dư  $a$  được xác định bởi (3.35) [70]:

$$a = \%O_2 \times \frac{100\%}{21 - \%O_2} \quad (3.35)$$

Trong đó:

- $\%O_2$ : là lượng  $O_2$  trong khí thải, tính theo tỷ lệ phần trăm thể tích.
- 21: là lượng khí  $O_2$  trong không khí, tính theo tỷ lệ phần trăm thể tích.

Tổn thất độ ẩm trong nhiên liệu - chất thải rắn  $e_{mfl}$  là một tổn thất khác liên quan đến giá trị nhiệt cao HHV và giá trị nhiệt thấp LHV, là tổn thất do độ ẩm trong nhiên liệu, được xác định bởi (3.36) [98]:

$$e_{mfl} = M_{db} \times \frac{H_2 - H_1}{HHV} \quad (3.36)$$

Trong đó:

- $M_{db}$ : là độ ẩm phần trăm (theo trọng lượng khô) (%).
- $H_2$ : là entanpi của dòng khí thải rời khỏi ống khói ở nhiệt độ khí thải.
- $H_1$ : là entanpi của nước.

Hai giá trị entanpi này có thể được xác định bởi (3.37) và (3.38) [70]:

$$H_1 = (0,3958 \times 10^4 \times T_{FG} + 0,4329) \times T_{FG} + 1062,2 \quad (3.37)$$

$$H_2 = T_A - 32 \quad (3.38)$$

Tổn thất nhiệt ẩn  $e_{lhl}$  là một trong những loại tổn thất trong nồi hơi và có thể được xác định toán theo (3.39) [70]:

$$e_{lhl} = (100 \times H \times 8,98) \times HHV \times (H_2 - H_1) \quad (3.39)$$

Trong đó:

- $H$ : hàm lượng hydro theo thể tích (dựa trên khối lượng khô) của nhiên liệu (%).
- $HHV$ : giá trị nhiệt cao (Btu/lb).
- $H_1$  và  $H_2$ : là nhiệt độ entanpi của hơi nước thoát ra khỏi ống khói ở nhiệt độ khí thải và nhiệt độ của nước (Btu/lb).

Tổn thất khác  $e_{ml}$  là những tổn thất mà khó có thể đánh giá và thường được cho giá trị mặc định là 2,03% của nhiên liệu đầu vào [99].

Tiềm năng sản xuất điện hàng năm (kWh/năm) được xác định như (3.40) [70], [98]:

$$E_{P(INC)} = \frac{Q_{inc} \times \eta \times 8760}{3412,14} \quad (3.40)$$

Trong đó:

- $E_{P(INC)}$ : sản lượng điện tiềm năng hàng năm (kWh/năm).
- $Q_{inc}$ : nhiệt hữu ích đầu vào hàng năm (Btu/giờ).
- Giá trị 3412,14 là hệ số chuyển đổi đơn vị từ Btu sang kWh (1kWh = 3412,14 Btu).

Công suất phát điện của nhà máy dựa trên sản lượng điện thực tế hàng năm và hệ số công suất của nhà máy, xác định bởi (3.41):

$$G_{P(INC)} = \frac{E_{P(INC)}}{8760 \times CF} \quad (3.41)$$

Trong đó:

- $G_{P(INC)}$ : công suất phát điện danh định của nhà máy (MW).
- $E_{P(INC)}$ : sản lượng điện thực tế hàng năm (MWh). Đây là lượng điện năng mà nhà máy thực sự phát ra trong một năm.
- $CF$ : hệ số công suất, hệ số công suất tính bằng  $CF = 0,85$  [98].

Hàm toán để đánh giá tiềm năng kinh tế của dự án:

Chi phí đầu tư của nhà máy được xác định bởi (3.42) [100]:

$$C_{inv} = 4900 \times (M_F)^{0,8} \times Q \times R \times S \quad (3.42)$$

Trong đó:

- $Q, R, S$ : là các hệ số điều chỉnh chi phí.
- $Q$ : là hệ số chuyển đổi từ Euro sang USD.
- $R$ : là chỉ số giá tiêu dùng.

-  $S$ : là tỷ giá hối đoái từ Euro sang USD.

Chi phí vận hành xác định bởi (3.43) [100]:

$$C_{O\&M} = 700 \times (M_F)^{-0,29} \times Q \times R \times S \quad (3.43)$$

Trong đó:

-  $Q, R, S$ : là các hệ số điều chỉnh chi phí.

-  $Q$ : là hệ số chuyển đổi từ Euro sang USD.

-  $R$ : là chỉ số giá tiêu dùng.

-  $S$ : là tỷ giá hối đoái từ Euro sang USD.

Doanh thu hàng năm từ việc bán điện và trợ cấp xử lý chất thải được xác định bởi (3.44):

$$Rev = E_p \times F_d \quad (3.44)$$

Trong đó:

-  $Rev$ : doanh thu hàng năm (USD).

-  $E_p$ : là sản lượng điện (kWh/năm).

-  $F_d$ : là giá điện (USD/kWh).

Trợ cấp xử lý chất thải hàng năm, xác định bởi (3.45):

$$ADS = WS \times M_{F(i)year} \quad (3.45)$$

Trong đó:

-  $ADS$ : tổng trợ cấp xử lý chất thải hàng năm (USD).

-  $M_{F(i)year}$ : lượng chất thải được xử lý trong một năm (tấn).

-  $WS$ : mức trợ cấp tài chính cho mỗi đơn vị chất thải được xử lý (USD/tấn).

Chi phí sản xuất điện LCOE được sử dụng để tính toán chi phí bình quân để sản xuất một đơn vị điện năng trong suốt vòng đời của dự án, xác định bởi (3.46) [70]:

$$LCOE = \frac{LCC \times CRF}{E_p} \quad (3.46)$$

Trong đó:

-  $LCOE$ : chi phí sản xuất điện (USD/kWh).

-  $LCC$ : là chi phí vòng đời của dự án, bao gồm tất cả chi phí đầu tư ban đầu, chi phí vận hành và bảo trì trong suốt vòng đời của dự án (USD).

-  $CRF$ : là hệ số hoàn vốn đầu tư.

-  $E_p$ : tổng lượng điện năng được sản xuất trong suốt vòng đời dự án (kWh).

Chi phí vòng đời  $LCC$  và hệ số hoàn vốn đầu tư  $CRF$  có thể được xác định bởi (3.47) và (3.48) [70]:

$$LCC = C_{inv} + \sum_{n=1}^N C_{O\&M} / (1 + d)^n \quad (3.47)$$

$$CRF = (d_n \times (1 + d_n)^N) / ((1 + d_n)^N - 1) \quad (3.48)$$

Trong đó:

- $C_{inv}$ : chi phí đầu tư ban đầu (USD).
- $C_{O\&M}$ : chi phí vận hành và bảo trì hàng năm (USD).
- $d$ : tỷ lệ chiết khấu hàng năm (%).
- $n$ : năm thứ  $n$  trong vòng đời dự án.
- $N$ : là số năm thực hiện dự án.

Thời gian hoàn vốn, xác định tương tự thời gian hoàn vốn khi phân tích hiệu quả kinh tế - kỹ thuật hệ thống điện mặt trời áp mái (3.6) [55]:

$$P_t = T - 1 + \frac{|CNCF_{T-1}|}{NCF_T} \quad (3.6)$$

Trong đó:

- $P_t$ : thời gian hoàn vốn.
- $T$ : năm xảy ra sự chuyển đổi từ dòng tiền thuần tích lũy âm (tổng chi phí lớn hơn doanh thu) sang dòng tiền thuần tích lũy dương (doanh thu bắt đầu bù đắp được chi phí).
- $CNCF_{T-1}$ : dòng tiền thuần tích lũy tại năm  $T - 1$ .

Dòng tiền thuần tích lũy tại năm  $T - 1$   $CNCF_{T-1}$  được xác định tương tự khi phân tích hiệu quả kinh tế - kỹ thuật hệ thống điện mặt trời áp mái (3.7) [56]:

$$CNCF_{T-1} = \sum_{t=1}^{T-1} NCF_t \quad (3.7)$$

- $NCF_T$ : Dòng tiền thuần tại năm  $T$ .
- $|CNCF_{T-1}|/NCF_T$ : phân bù để tính thời gian hoàn vốn chính xác đến đơn vị nhỏ hơn 1 năm, dựa trên tỷ lệ giữa dòng tiền còn thiếu  $CNCF_{T-1}$  và dòng tiền thuần của năm  $T$ .

Giá trị hiện tại ròng (NPV) dựa trên bảng báo cáo dòng tiền ròng được xác định tương tự khi phân tích hiệu quả kinh tế - kỹ thuật hệ thống điện mặt trời áp mái (3.8) [56]:

$$NPV = \sum_{t=0}^N (CI_t - CO_t) \times (1 + i)^{-t} \quad (3.8)$$

Trong đó:

- $NPV$ : hiện giá thu hồi thuần.
- $N$ : tổng số năm hoặc thời kỳ mà dự án hoạt động.
- $CI_t$ : dòng tiền thu vào tại thời điểm  $t$ .
- $CO_t$ : dòng tiền chi ra tại thời điểm  $t$ .

Tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) được xác định tương tự khi phân tích hiệu quả kinh tế - kỹ thuật hệ thống điện mặt trời áp mái (3.9) [56]:

$$IRR = i_2 + (i_3 - i_2) \times \frac{NPV_2}{NPV_2 + |NPV_3|} \quad (3.9)$$

Trong đó:

- $i_2$ : tỷ lệ chiết khấu thấp hơn trong hai giá trị thử, đây là tỷ lệ chiết khấu dẫn đến giá trị  $NPV$  dương.
- $i_3$ : tỷ lệ chiết khấu cao hơn trong hai giá trị thử, đây là tỷ lệ chiết khấu dẫn đến giá trị  $NPV$  âm.
- $NPV_2$ : giá trị  $NPV$  tính được khi sử dụng tỷ lệ chiết khấu  $i_2$ , vì  $i_2$  thấp  $NPV_2$  thường dương tức là lợi nhuận vượt chi phí.
- $NPV_3$ : giá trị  $NPV$  tính được khi sử dụng tỷ lệ chiết khấu  $i_3$ , vì  $i_3$  cao,  $NPV_3$  thường âm tức là chi phí vượt lợi nhuận.
- $|NPV_3|$ : Giá trị tuyệt đối của  $NPV_3$ , dùng để tính tỷ lệ đóng góp của mỗi giá trị  $NPV$  vào kết quả  $IRR$ .

#### • Kết nối vào điện lưới quốc gia

Các đảo trên khắp thế giới phải đối mặt với những thách thức năng lượng bao gồm sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu, chi phí điện cao, nhạy cảm với môi trường và dễ bị tổn thương với biến đổi khí hậu. Để đẩy nhanh sự chuyển dịch sang năng lượng tái tạo và giúp đảm bảo một tương lai năng lượng bền vững cần một lộ trình Năng lượng Quốc gia cho từng đảo với mục tiêu tạo ra các hỗn hợp năng lượng khả thi trong tương lai trong đó có sự chiếm ưu thế của năng lượng tái tạo. Lộ trình cho thấy làm thế nào năng lượng tái tạo có thể được mở rộng nhanh hơn, dựa trên các yếu tố tiềm năng kỹ thuật, kinh tế và chính sách phổ biến trong từng trường hợp và cho đến khi các công nghệ về NLTT có thể đáp ứng hoàn toàn nhu cầu tiêu thụ điện của một hòn đảo thì việc kết nối vào điện lưới quốc gia vẫn là một giải pháp khả thi về cắt giảm khí nhà kính cho đảo và đảm bảo an toàn cho lưới điện cũng như an ninh năng lượng.

#### • Pin lưu trữ

Pin lưu trữ có khả năng mang lại cơ hội mới cải thiện đáng kể tính kinh tế, duy trì mức độ hoạt động ổn định của lưới điện và độ tin cậy của năng lượng tái tạo. Việc cải thiện hiệu quả sử dụng và giảm chi phí sản xuất pin làm gia tăng nhanh chóng nhu cầu sử dụng pin lưu trữ trong các thị trường điện tiên tiến. Chi phí sản xuất điện qui dẫn chuẩn (LCOE) của pin lithium đã giảm 35% xuống còn 187 USD/MWh từ đầu năm 2018, được dự báo sẽ giảm xuống còn 100 USD trong vòng năm đến bảy năm tới [71].

Sự thay đổi tích cực về hiệu quả sử dụng và chi phí của pin lưu trữ tạo ra ba cơ hội để áp dụng pin lưu trữ trên các khu vực biệt lập, xa xôi như các đảo ngoài khơi:

(1) Với sự tham gia của pin lưu trữ, góp phần rất lớn cho việc củng cố hoạt động ổn định và công suất của hệ thống điện độc lập bằng cách bố trí các nhà máy pin lớn trong mạng lưới truyền tải.

(2) Kết hợp sản xuất điện mặt trời, điện gió và pin lưu trữ điện ngay tại các đảo giúp tăng cường năng lực tự cung tự cấp năng lượng tái tạo hướng tới đáp ứng nhu cầu một cách độc lập.

(3) Với hệ thống năng lượng tái tạo và pin lưu trữ điện, có thể hình thành các nhà máy phân tán tại các đảo nhỏ trong toàn bộ cụm đảo, từ đó giảm được nhu cầu truyền tải trên lưới điện của các cụm đảo.

### **3.2.5. Giải pháp cho ngành giao thông**

Có nhiều nguồn phát thải CO<sub>2</sub> vào khí quyển khác nhau, trong đó giao thông vận tải đóng một vai trò lớn trong việc phát thải CO<sub>2</sub> chiếm 23% lượng khí thải CO<sub>2</sub> của các ngành năng lượng [72].

#### **• Giao thông công cộng**

Một trong những phương án để giảm tiêu thụ năng lượng cũng như giảm phát thải khí nhà kính là từng bước chuyển đổi giao thông cá nhân sang giao thông công cộng. Để đạt được điều này cần có những biện pháp khác nhau để thúc đẩy sự thay đổi phương thức vận chuyển hành khách. Trong đó, những biện pháp phù hợp với các đảo như phát triển đường sắt đô thị, ví dụ: metro, LRT (đường sắt hạng nhẹ), xe điện, xe điện một ray... đối với những đảo lớn và phát triển cải tiến các tuyến xe buýt nhanh (đối với tất cả các đảo). Các công nghệ và biện pháp này nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng của các phương tiện, ví dụ như xe có trọng lượng nhẹ sử dụng thân nhôm, tần số biến tần và các loại xe buýt phát thải thấp. Để thúc đẩy việc chuyển đổi phương tiện giao thông từ cá nhân sang phương tiện giao thông công cộng, điều quan trọng là phải áp dụng các công nghệ để nâng cao tính thân thiện với người sử dụng và mức độ an toàn. Ví dụ như thẻ IC, cửa soát vé tự động, hệ thống bán vé tự động, hệ thống định vị cho xe buýt, các bến đỗ và cho thuê xe. Ưu điểm của các biện pháp này là có công suất vận chuyển cao, tốc độ cao, rút ngắn thời gian đi lại, giảm thiểu tắc nghẽn giao thông, tai nạn giao thông và giảm phát thải chất ô nhiễm không khí [73].

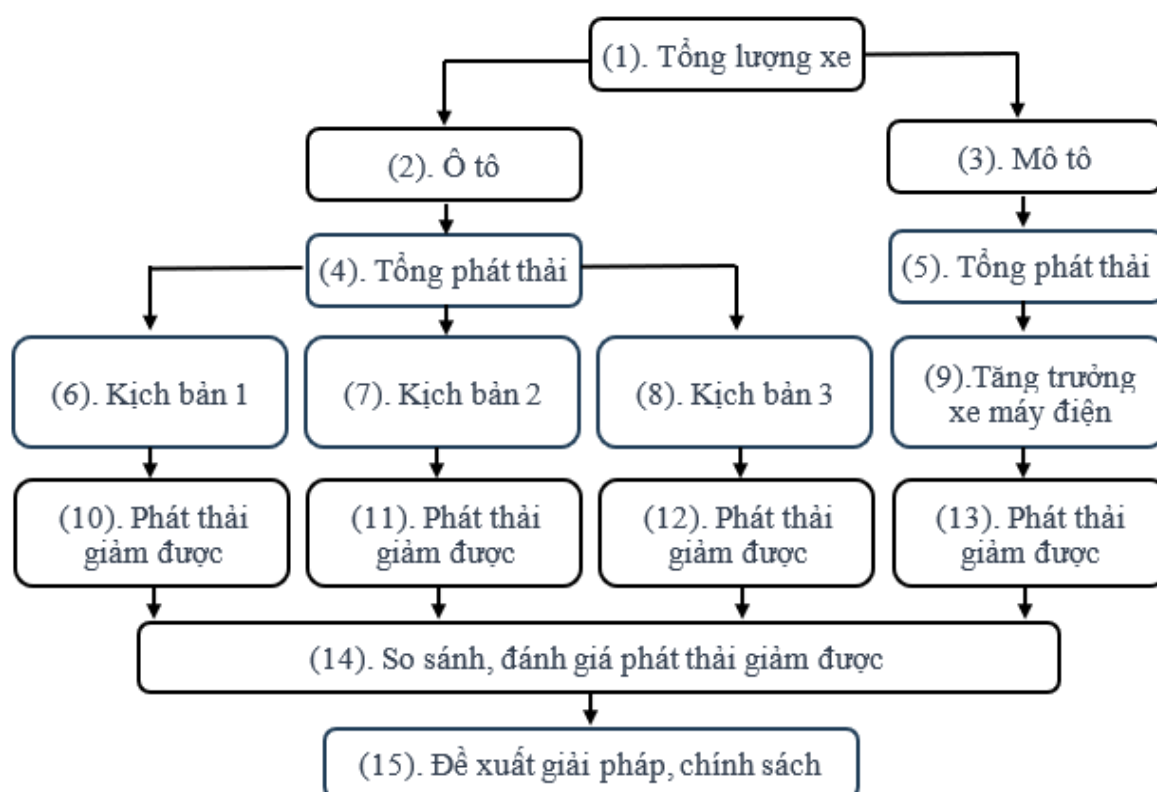
Sử dụng các loại xe điện để giảm phát thải CO<sub>2</sub> và giảm sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch: giao thông vận tải đóng góp một lượng lớn phát thải CO<sub>2</sub> trong ngành năng lượng. Để ứng phó, Việt Nam đã triển khai Chương trình Mục tiêu Quốc gia ứng phó với biến đổi khí hậu từ năm 2008 [73], nhấn mạnh việc xây dựng kế hoạch và giải

pháp giảm thiểu tác động. Nhiều giải pháp đã được thảo luận sâu rộng để giải quyết vấn đề này. Một đề xuất nổi bật là thay thế phương tiện giao thông sử dụng nhiên liệu hóa thạch bằng các phương tiện tiết kiệm năng lượng hoặc phát thải thấp, phù hợp với Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, cụ thể là đề xuất đưa xe điện vào hoạt động thay thế phương tiện giao thông sử dụng nhiên liệu hóa thạch [74-80].

Để giải quyết được bài toán này cần dựa trên quy mô dân số, tốc độ tăng trưởng GDP, tốc độ tăng phương tiện hàng năm dựa trên cơ sở quy hoạch phát triển của từng quốc gia. Cần sử dụng dữ liệu xe cơ giới hiện có và dự báo khả năng tăng trưởng, tham khảo các kịch bản thâm nhập xe điện của IEA để đề xuất các chiều hướng cho các đảo nhiệt đới [81]. Bên cạnh đó cũng đề xuất các khung chính sách cho việc thâm nhập thị trường xe điện như chính sách hỗ trợ nhà sản xuất, hỗ trợ người mua xe, hỗ trợ đầu tư cơ sở hạ tầng... Từ dữ liệu tiếp cận thị trường, sẽ dự đoán khả năng giảm CO<sub>2</sub> so với lượng khí thải khi sử dụng phương tiện giao thông truyền thống.

- **Giải pháp giảm phát thải CO<sub>2</sub> thông qua việc thay thế dần xe sử dụng nhiên liệu hóa thạch bằng xe điện**

Luận án tập trung tính toán khả năng giảm phát thải CO<sub>2</sub> thông qua việc dần thay thế xe sử dụng nhiên liệu hóa thạch bằng xe điện, dựa trên dữ liệu tăng trưởng dân số, GDP và số lượng xe cơ giới.



Hình 3.13. Sơ đồ khối nghiên cứu tiềm năng giảm CO<sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động.

Sơ đồ khối nghiên cứu tiềm năng giảm thiểu CO<sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động được trình bày trong Hình 3.13, trong đó:

- Khối (1): tổng lượng xe cơ giới của địa bàn nghiên cứu.
- Khối (2), (3): tổng số xe ô tô và mô tô của địa bàn nghiên cứu.
- Khối (4), (5): xác định tổng lượng phát thải CO<sub>2</sub> do xe ô tô và mô tô thải ra hàng năm, căn cứ vào số lượng xe, quãng đường vận chuyển (km), lượng tiêu thụ nhiên liệu và lượng phát thải từ nhiên liệu.
- Khối (6): kịch bản mức thấp.
- Khối (7): kịch bản mức cao.
- Khối (8): kịch bản mức siêu cao.
- Khối (9): xác định mức độ tăng trưởng của xe máy điện thay thế dần xe mô tô truyền thống.
- Khối (10), (11), (12): xác định lượng phát thải giảm được của từng kịch bản.
- Khối (13): xác định lượng phát thải giảm được của xe máy điện so với xe mô tô.
- Khối (14): so sánh lượng phát thải giảm được trong các khối (10), (11), (12), (13) với tổng lượng phát thải từ khối (4), (5), nhằm đưa ra số liệu giảm phát thải CO<sub>2</sub> theo từng giai đoạn.
- Khối (15): đề xuất và kiến nghị các giải pháp, chính sách áp dụng để đạt được mục tiêu số lượng xe thâm nhập như trong các kịch bản 1, 2, 3.

Nghiên cứu đề xuất các kịch bản phát triển xe điện cùng với các chính sách hỗ trợ sản xuất, mua sắm và đầu tư hạ tầng, kịch bản thâm nhập thị trường xe điện: áp dụng kết quả nghiên cứu của Ngân hàng Thế giới khi dự báo sự thâm nhập của xe điện, giả sử tốc độ thay thế xe truyền thống là 10 năm, một xe điện được đưa vào thị trường khi thay thế một xe truyền thống. Nghiên cứu có các kịch bản thâm nhập thị trường xe điện như sau:

- Kịch bản cấp thấp - kịch bản 1: giả định mức thâm nhập thị trường của xe điện, taxi và xe buýt riêng biệt là 5% do khoảng cách di chuyển hàng ngày lớn, xét đến chi phí vận hành giữa giá điện, giá nhiên liệu, chính sách trợ giá. Do đó, mức thâm nhập thị trường là 7%.

- Kịch bản cấp cao - kịch bản 2: giả định số lượng xe điện tham gia thị trường là 10%, riêng taxi và xe buýt, do quãng đường di chuyển hàng ngày lớn, xét đến chi phí vận hành giữa giá điện, giá nhiên liệu, chính sách trợ giá nên tỷ lệ thâm nhập thị trường là 12%.

- Kịch bản siêu cao cấp - kịch bản 3: giả sử số lượng xe điện gia nhập thị trường là 15%, riêng taxi và xe buýt do quãng đường di chuyển hàng ngày lớn, xét đến chi phí vận hành giữa giá điện và giá nhiên liệu, chính sách trợ giá nên tỷ lệ thâm nhập thị trường là 20%.

Đối với xe máy nghiên cứu do Ngân hàng Phát triển Châu Á công bố năm 2016, dự báo tăng trưởng xe máy điện tại Việt Nam dựa trên kịch bản tham chiếu và kịch bản phát thải thấp [82]. Trong kịch bản tham chiếu, tỷ lệ xe máy điện đạt 40% thị trường xe máy (1,5 triệu xe năm 2010 và 22 triệu xe năm 2050), trong khi kịch bản phát thải carbon thấp đưa ra tỷ lệ mong muốn thị phần xe máy điện chiếm 90% vào năm 2050 (51 triệu xe năm 2050) [83].

Mô hình khuếch tán công nghệ, luận án đề xuất sử dụng mô hình Bass. Phương pháp chính của mô hình khuếch tán Bass tương tự như mô hình ảnh hưởng hỗn hợp, được giới thiệu bởi Bass vào đầu những năm 1960. Đây là mô hình hai tham số, kết hợp giữa các thông số phản ánh ảnh hưởng bên trong và bên ngoài. Các đặc tính cơ bản của mô hình Bass được mô tả bởi phương trình (3.49) [84], [85]:

$$\frac{dN(t)}{dt} = \left[ p + \frac{q}{m} \times N(t) \right] \times [m - N(t)] \quad (3.49)$$

Trong đó:

- $N(t)$ : số lượng sản phẩm tích lũy tại thời điểm  $t$ .
- $m$ : tiềm năng thị trường (hằng số).
- $p$ : hệ số đổi mới hoặc ảnh hưởng bên ngoài.
- $q$ : hệ số bắt chước hoặc ảnh hưởng bên trong.

Ý nghĩa của phương trình mô hình Bass: phương trình trên mô tả rằng tốc độ thay đổi số lượng khách hàng tích lũy mua sản phẩm  $dN(t)/dt$  lệ thuận với:

- Sự chênh lệch giữa tiềm năng thị trường ( $m$ ) và số người chấp nhận trước đó  $N(t)$
- Các hệ số tỷ lệ được biểu diễn bởi:  $\left[ p + \frac{q}{m} \times N(t) \right]$

Thành phần này có thể được hiểu như xác suất lựa chọn tại thời điểm  $t$ :

- $p$ : xác suất lựa chọn tự phát
- $\frac{q}{m} \times N(t)$ : xác suất lựa chọn dựa trên ảnh hưởng từ khách hàng đã mua trước đó

Đơn giản hóa phương trình: để đơn giản hóa, mô hình có thể được chuyển đổi sang dạng liên quan đến tỷ lệ thâm nhập thị trường tương đối ( $F(t)$ ) thay vì số lượng khách hàng tuyệt đối. Khi đó, tiềm năng thị trường  $m$  được chuẩn hóa thành 1,0. Phương trình sẽ trở thành (3.50):

$$\frac{dF(t)}{dt} = [p + qF(t)] \times [1 - F(t)] \quad (3.50)$$

Trong đó:

-  $F(t)$ : tỷ lệ tích lũy khách hàng đã chấp nhận sản phẩm tại thời điểm  $t$ .

Giải pháp của phương trình (3.50): với điều kiện ban đầu, giả sử không có khách hàng nào chấp nhận sản phẩm tại thời điểm  $t = 0$ ,  $F(0) = 0$ , phương trình được trình bày lại như (3.51) (Bass 1969):

$$F(t) = \frac{1 - \exp(-(p+q)t)}{1 + \frac{q}{p} \exp(-(p+q)t)} \quad (3.51)$$

Ý nghĩa và ứng dụng:

- Phương trình (3.51) cho phép so sánh các công nghệ dựa trên tốc độ và mức độ khuếch tán, bất kể quy mô thị trường. Nó chỉ phụ thuộc vào hai tham số  $p$  - ảnh hưởng bên ngoài và  $q$  - ảnh hưởng bên trong.

- Mô hình này vượt qua hạn chế của các giả thiết ban đầu, vốn xem phân khúc thị trường là cố định qua thời gian. Thay vào đó, nó nhấn mạnh sự thay đổi tỷ lệ thâm nhập, giúp phân tích chiến lược thị trường hiệu quả hơn, đặc biệt trong các giai đoạn giới thiệu sản phẩm hoặc công nghệ mới.

Phát thải CO<sub>2</sub> của xe truyền thống lượng được xác định bởi (3.52) [86]:

$$CE = L \times FC \times CE_{fuel} \quad (3.52)$$

Trong đó:

- $CE$ : lượng phát thải CO<sub>2</sub> của xe truyền thống (kCO<sub>2</sub>).
- $L$ : khoảng cách phương tiện di chuyển (km).
- $FC$ : mức tiêu thụ nhiên liệu của phương tiện (l/km).
- $CE_{fuel}$ : phát thải CO<sub>2</sub> của nhiên liệu (kCO<sub>2</sub>/l).

Phát thải CO<sub>2</sub> của nhiên liệu  $CE_{fuel}$  được xác định bởi (3.53):

$$CE_{fuel} = D \times E \times CF \times 10^{-3} \quad (3.53)$$

Trong đó:

- $D$ : tỷ trọng nhiên liệu (kg/l).
- $E$ : giá trị calore tịnh (GJ/t).
- $CF$ : tỷ lệ phát thải CO<sub>2</sub> mặc định (tCO<sub>2</sub>/TJ).

Phát thải CO<sub>2</sub> từ xe điện: mặc dù xe điện không trực tiếp thải CO<sub>2</sub> trong quá trình vận hành, nhưng vẫn có lượng phát thải gián tiếp. Lượng CO<sub>2</sub> này được tính dựa trên nguồn phát thải từ hệ thống sản xuất và cung cấp điện năng, được xác định như (3.54) [87]:

$$EF = L \times EG \times FE_{Grid} \quad (3.54)$$

Trong đó:

- $EF$ : là lượng phát thải  $CO_2$  của xe điện ( $kCO_2$ ).
- $L$ : khoảng cách xe điện di chuyển (km).
- $EG$ : điện năng tiêu thụ của xe/km, theo từng loại xe ( $kWh/km$ ).
- $FE_{Grid}$ : hệ số phát thải  $CO_2$  của lưới điện ( $kCO_2/kWh$ ).

Lượng  $CO_2$  giảm được khi chuyển từ xe truyền thống sang xe điện: khi xe điện thâm nhập thị trường thì phần  $CO_2$  giảm được là hiệu số của lượng phát thải  $CO_2$  mà xe truyền thống không phát sinh mới với lượng phát thải  $CO_2$  do xe điện phát ra, được xác định như (3.55):

$$\Delta E = CE - EF \quad (3.55)$$

Trong đó:

- $\Delta E$ : lượng  $CO_2$  giảm được khi chuyển từ xe truyền thống sang xe điện ( $kCO_2$ ).
- $CE$ : lượng phát thải  $CO_2$  của xe truyền thống ( $kCO_2$ ).
- $EF$ : là lượng phát thải  $CO_2$  của xe điện ( $kCO_2$ ).

#### • Sử dụng nhiên liệu thân thiện với môi trường

Sau khi áp dụng những phương án kể trên thì với số lượng xe còn lại sử dụng xăng từ nhiên liệu hóa thạch có thể chuyển sang sử dụng xăng sinh học. Xăng sinh học được tạo ra bằng cách phối trộn cồn sinh học ethanol với xăng thông thường theo một tỷ lệ nhất định, ví dụ xăng E5 gồm 5% ethanol và 95% xăng thông thường, còn xăng E10 có 10% ethanol... Loại cồn ethanol này được sản xuất bằng từ nguyên liệu có chứa đường như cây mía hoặc tinh bột như sắn và lúa mì, có thể tái tạo được. Nhưng quan trọng hơn, việc sử dụng nhiên liệu sinh học làm nhiên liệu thay thế cho xăng có thể làm giảm mức tiêu thụ xăng dầu hoá thạch [88].

Ngoài ra, việc sử dụng chất thải nông nghiệp để sản xuất ethanol góp phần cho việc sử dụng hiệu quả và giảm lượng chất thải nông nghiệp như bột sắn. Theo tính toán của các chuyên gia mỗi lít ethanol giúp cắt giảm 888g  $CO_2$ . Nói một cách khác với xăng E5 cứ 20 lít xăng tiêu thụ sẽ cắt giảm được 888g  $CO_2$  so với xăng thông thường, với xăng E10 thì cứ 10 lít xăng sẽ cắt giảm được lượng  $CO_2$  tương tự. Hiện nay xăng sinh học đang được sử dụng phổ biến tại các quốc gia trên thế giới. Một số nước đã sử dụng xăng E10 thậm chí là E25 (Brazil). Các quốc gia nhiệt đới có sử dụng xăng sinh học có thể kể đến như Việt Nam (E5), Philippine (E5), Thái Lan (E10), Jamaica (E10). Ngoài ra còn một số phương pháp sử dụng khí thân thiện với môi trường như dùng dầu diesel sinh học cho ô tô, xe tải và sử dụng nhiên liệu khí CNG, LPG... tình hình sử dụng xăng sinh học tại một số nước trên thế giới được thống kê như Bảng 3.3.

Bảng 3.3. Thống kê tình hình sử dụng xăng sinh học tại một số nước trên thế giới.

| Quốc gia                                                                                       | Loại xăng pha |                         | Quốc gia                                                                                       | Loại xăng pha |                            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|-------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------------------|
|                                                                                                | Hiện tại      | Tương lai               |                                                                                                | Hiện tại      | Tương lai                  |
|  Nam phi      | E2            |                         |  Austra       | E10           |                            |
|  Mexico       | E2            |                         |  Costa Rica   | E27           |                            |
|  Tanzania     | E2            |                         |  Peru         | E7,8          |                            |
|  Indonesia    | E3            | E5 (2015)<br>E15 (2025) |  Bolivia      | E10           |                            |
|  Đài Loan     | E3            |                         |  Colombia     | E10           |                            |
|  Ấn Độ        | E5            | E10 (2012)              |  Mỹ           | E10           |                            |
|  Argentina    | E5            |                         |  Pakistan     | E10           |                            |
|  Chile       | E5            |                         |  Kenya       | E10           |                            |
|  Phần Lan   | E5            |                         |  Jamaica    | E10           |                            |
|  Zambia     | E5            |                         |  Uruguay    |               | E5 (2015)                  |
|  Việt Nam   | E5            |                         |  Trung Quốc | E10           |                            |
|  Mozambique | E5            |                         |  Thái Lan   | E10           |                            |
|  Philippine | E5            |                         |  Venezuela  | E10           | E12,5 (2015)<br>E20 (2030) |
|  Canada     | E5, E85       |                         |  Brazil     | E20,<br>E25   |                            |
|  Đức        | E5, E         |                         |  Paraguay   | E23           |                            |

Khung chính sách về phát triển xe điện ở một số quốc gia: để đưa xe điện (EV) vào hoạt động nhằm thay thế xe động cơ đốt trong sử dụng nhiên liệu hóa thạch, các quốc gia trên thế giới đã ban hành nhiều chính sách ngắn, trung và dài hạn để trợ cấp nhà sản xuất, trợ cấp người tiêu dùng, xây dựng hạ tầng sạc pin và các chính sách khác cho xe điện, lưu thông trên đường, các nội dung này được thể hiện trong Bảng 3.4 [81], [83-84].

Bảng 3.4. Thông kê khung chính sách phát triển xe điện một số quốc gia.

| STT | Quốc gia   | Khung chính sách phát triển EV                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Thời gian bắt đầu |
|-----|------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| 1   | Australia  | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Hỗ trợ trực tiếp khi mua xe.</li> <li>- Hỗ trợ hạ tầng sạc pin.</li> <li>- Hỗ trợ đăng ký xe.</li> <li>- Tem thuế giảm giá.</li> <li>- Hỗ trợ mua xe công vụ.</li> <li>- Được chạy xe vào làn đường ưu tiên.</li> <li>- Không thu phí đường.</li> <li>- Giảm phí đậu xe.</li> <li>- Sạc pin miễn phí</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 2010              |
| 2   | Canada     | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tài trợ 70,8 triệu USD cho Toyota để phát triển EV.</li> <li>- Tại các tỉnh có các chính sách khác nhau: <ul style="list-style-type: none"> <li>+ Giảm giá mua phương tiện (trợ cấp 8.500USD).</li> <li>+ Xây dựng trạm sạc pin mới.</li> <li>+ Cấp giấy phép màu xanh lá cây cho xe điện chạy trên 400 đường cao tốc.</li> <li>+ Chi R &amp; D phát triển xe điện.</li> </ul> </li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 2000              |
| 3   | Trung Quốc | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Năm 2009 trợ cấp 15 tỷ USD cho nghiên cứu phát triển xe điện.</li> <li>- Chi 2 tỷ NDT cho nghiên cứu xe điện trong 10 năm.</li> <li>- Chính phủ trung ương trợ cấp 50 nghìn NDT cho mua mới 1 xe PHEV, 60 nghìn nhân dân tệ cho mua mới 1 xe BEV.</li> <li>- Chính quyền địa phương trợ cấp bổ sung 40 đến 60 nghìn NDT cho mua mới 1 xe BEV.</li> <li>- Từ 2011 đến 2020 chi 100 tỷ NDT cho phát triển xe điện, trong đó 50 tỷ NDT cho R&amp;D và 30 tỷ NDT cho quảng bá và tiêu thụ.</li> <li>- Đặt mục tiêu có 500 nghìn xe điện vào 2015 và 2 triệu xe vào năm 2020.</li> <li>- Giảm trợ cấp nhiên liệu ICE, tăng trợ cấp hoạt động bus EV.</li> <li>- Không hạn chế đăng ký biển số.</li> </ul> | 2009              |

|   |          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |      |
|---|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
|   |          | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Miễn phí giao thông đường bộ.</li> <li>- Miễn giảm thuế mua xe, thuế tiêu thụ đặc biệt.</li> <li>- Không chế xe ICE mới bằng đăng ký xe và hạn chế giao thông “chẵn - lẻ”.</li> <li>- Giảm trợ cấp dần 20% từ 2017.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |      |
| 4 | Nhật Bản | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Đặt mục tiêu năm 2020 xe năng lượng mới chiếm 50%, trong đó EV 15-20%; năm 2030 là 70%, trong đó EV 20-30%.</li> <li>- Thay thế 10% phương tiện công cộng vào năm 2000 bằng xe có phát thải thấp hơn.</li> <li>- Trợ giá mua xe: 50% của giá xe tăng thêm (4.600 và 3.400 EUR cho xe BEV và PHEV).</li> <li>- Đầu tư 2000 trạm tiếp nhiên liệu, trong đó 50% cho trạm sạc pin.</li> <li>- Mục tiêu 5.000 trạm sạc pin năm 2020.</li> <li>- Giảm thuế mua xe.</li> <li>- Giảm thuế thu nhập.</li> <li>- Chính quyền địa phương và khu vực được bổ sung trợ cấp.</li> <li>- Tiền thưởng 850 nghìn yên dựa trên chênh lệch giá EV và xe ICE.</li> <li>- Trợ cấp 1,5 triệu yên cho bộ sạc pin công cộng.</li> <li>- Tiêu chuẩn hóa EV sử dụng pin nhiên liệu.</li> </ul> | 1971 |
| 5 | Hàn Quốc | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Chi 70 tỷ won cho 44 viện nghiên cứu phát triển xe năng lượng mới.</li> <li>- Tính giá điện 1 biểu giá cho nhà cung cấp dịch vụ sạc pin.</li> <li>- Trợ giá mua bộ sạc ban đầu và phí vận hành.</li> <li>- Hỗ trợ 1.364 USD cho mua xe hạng nhẹ và xe vận tốc cao, 800 USD cho bộ sạc pin.</li> <li>- Hỗ trợ 1.909 USD cho mua xe vận tốc thấp và 525 USD cho bộ sạc pin.</li> <li>- Giảm đến 3.818 USD cho thuế thu nhập cá nhân và sang nhượng xe.</li> <li>- Miễn thuế xe FCEV.</li> <li>- Mục tiêu 200.000 xe và 1.400 trạm sạc pin đến 2020.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                         | 1992 |

|   |             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |      |
|---|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 6 | New Zealand | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Miễn phí đường bộ 600 USD/năm (tổng cộng 36 triệu USD đến năm 2021).</li> <li>- Miễn phí đường bộ cho xe điện hạng nặng, mức miễn phí cao hơn 600 USD/năm.</li> <li>- Mua EV trang bị cho xe công và phân phối cho tư nhân.</li> <li>- Hỗ trợ phát triển hạ tầng sạc pin.</li> <li>- Cung cấp 6 triệu USD cho quỹ hỗ trợ đổi mới.</li> <li>- Giảm thuế suất khấu hao và tăng “phúc lợi phụ” cho EV.</li> <li>- Cho phép chạy vào làn xe buýt và làn tốc độ cao</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 2016 |
| 7 | Singapore   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Trợ giá 40% giá thị trường khi mua EV.</li> <li>- Đầu tư 20 triệu USD cho hệ thống sạc pin với khoảng 2.000 điểm sạc được thiết lập.</li> <li>- Đầu tư phòng thử nghiệm EV.</li> <li>- Triển khai dịch vụ dùng chung xe.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 2001 |
| 8 | Mỹ          | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tín dụng thuế 2.500-5.000 USD cho PEV.</li> <li>- Giảm thuế thu nhập cá nhân liên bang 7.500 USD cho tới khi đạt 200.000 xe.</li> <li>- Khoản trợ cấp 3.500-4.500 USD cho đổi 1 xe tiết kiệm nhiên liệu hơn, bao gồm HEV. Tại California người mua xe được trợ cấp 1 lần tương đương 7.200, 5.000 EUR cho xe BEV, PHEV.</li> <li>- Tín dụng thuế 1.000 USD hoặc nhỏ hơn 30% chi phí trạm sạc cho tài sản cá nhân, 30.000 USD hoặc nhỏ hơn 30% chi phí trạm sạc cho tài sản kinh doanh.</li> <li>- Tài trợ 1,5 tỷ USD để sản xuất pin hiệu suất cao.</li> <li>- Tài trợ 500 triệu USD để sản xuất các thành phần khác như động cơ....</li> <li>- Quyền chạy xe vào làn tốc độ cao HOV.</li> <li>- Giảm thuế bán xe.</li> <li>- Ưu đãi khi đăng ký xe, bãi đậu xe.</li> <li>- Giảm giá bảo hiểm.</li> <li>- Yêu cầu 15% xe bán ra năm 2025 không phát thải.</li> <li>- Ưu đãi cho nhà sản xuất khi bán đủ 60.000 xe trở lên.</li> </ul> | 1973 |

|    |          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|----|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|    |          | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cung cấp tín dụng 54 triệu USD cho thay thế trạm tiếp nhiên liệu, 100 triệu USD cho triển khai cơ sở hạ tầng 5 thành phố.</li> <li>- Cung cấp 120 tỷ USD trong 5 năm để tài trợ nghiên cứu phát triển công nghệ mới.</li> </ul>                                                                                                                                                                                             |
| 9  | Đài Loan | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Thay thế xe mô tô &lt; 50cc bằng xe điện, mục tiêu có 8.000 xe vào 2009, 100.000 xe vào 2012.</li> <li>- Trợ cấp 49,7 triệu USD cho người mua xe điện 2 bánh.</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                    |
| 10 | Nà Uy    | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Miễn thuế thu nhập 11.600 USD, thuế VAT 25% khi mua xe (4.500 EUR cho BEV, 0 EUR cho PHEV).</li> <li>- Trợ cấp người mua 20.000 USD khi mua xe và 1.000-3.000 USD hàng năm.</li> <li>- Miễn phí giao thông đường bộ, phà.</li> <li>- Miễn thuế đăng ký xe mới.</li> <li>- Bãi đậu xe miễn phí đến 2016.</li> <li>- Miễn phí sạc pin ở trung tâm thành phố.</li> <li>- Lắp 3.200 điểm sạc pin.</li> </ul>                    |
| 11 | Hà Lan   | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Đánh thuế suất phát thải CO<sub>2</sub> tăng dần đến 2020.</li> <li>- Miễn thuế đăng ký xe không phát thải CO<sub>2</sub>.</li> <li>- Người mua tiết kiệm phí lưu thông hàng năm 380 EUR (BEV), 1.900 EUR (PHEV).</li> <li>- Đánh thuế việc sử dụng xe ICE cá nhân.</li> <li>- Tăng thuế xe PHEV từ 7-14% năm 2015 lên 22% năm 2017.</li> <li>- Giảm thuế cho xe doanh nghiệp 1.100 EUR (BEV), 4.300 EUR (PHEV).</li> </ul> |
| 12 | Anh      | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Trợ cấp 25% giá mua xe, tối đa 5.000 bảng Anh, tổng chi phí 43 triệu bảng Anh.</li> <li>- Khuyến khích xe phát thải thấp bằng giảm thuế tiêu thụ đặc biệt, thuế thu nhập doanh nghiệp.</li> <li>- Đầu tư 25.000 điểm sạc pin năm 2015 tại Luân đôn và 1.300 điểm sạc pin tại các khu vực khác.</li> <li>- Mục tiêu đạt tối đa 10% xe điện vào năm 2020.</li> </ul>                                                          |

|    |          |                                                                                                                                                                                |
|----|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 13 | Đan Mạch | - Miễn thuế đăng ký xe điện các năm đầu, 20% năm 2016, 100% vào năm 2018 (14.000 EUR (BEV), 17.000 EUR (PHEV)).<br>- Giảm 225 USD/kWh dung lượng pin khi mua xe, tối đa 45kWh. |
|----|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Mục tiêu nghiên cứu với niềm tin rằng việc thúc đẩy sử dụng xe điện sẽ giảm đáng kể lượng phát thải CO<sub>2</sub> so với phương tiện truyền thống.

### 3.2.6. Giải pháp lĩnh vực nông nghiệp, lâm nghiệp và sử dụng đất (AFOLU)

#### • Tăng cường sử dụng nguồn phân bón từ vật nuôi

Ngoài biện pháp ủ khí biogas từ chất thải động vật, còn có thể sử dụng nguồn chất thải này làm phân bón hữu cơ cho cây trồng. Loại phân bón này không chỉ làm giàu cho đất, tốt cho cây trồng mà còn tạo ra nông sản an toàn, chất lượng. Để hướng tới một nền nông nghiệp bền vững, cần khuyến khích tăng cường sử dụng phân bón hữu cơ. Các chất dinh dưỡng trong phân hữu cơ được chuyển đổi từ những thành phần dễ phân hủy trong nguyên liệu hữu cơ như chất xơ, tinh bột, protein, aminoaxit... Do vậy, phân hữu cơ dễ dàng tác động vào quá trình sinh trưởng, phát triển của cây trồng, tạo ra các sản phẩm nông sản chất lượng cao, đồng thời, góp phần cải tạo thảm thực vật của đất. Trong khi đó, việc sử dụng phân bón hóa học nhất là sử dụng trong thời gian dài lại ảnh hưởng tiêu cực đến chất lượng nông sản, gây ô nhiễm môi trường, khiến đất bị bạc màu, chua phèn, vai trò của vi sinh vật trong đất giảm. Từ đó thay đổi quá trình sinh hóa diễn ra trong đất và chính các yếu tố nêu trên là tác nhân làm thoái hóa thảm thực vật tự nhiên trong đất [49].

Chất thải rắn từ gia súc, gia cầm có thể sử dụng hệ thống ủ phân (ủ phân kiểu đánh đồng, ủ trong bể, ủ phân có sử dụng một số loại giun, ủ phân kiểu trái) [49]:

- Ủ phân trái: là một phương pháp có thể cung cấp các chất hữu cơ phân hủy mà không cần đánh đồng.

- Ủ phân sinh động lực: là một phương pháp rẻ tiền để sản xuất lượng lớn phân vi sinh bằng cách sử dụng sinh khối trang trại (cây cối) khô đánh đồng, ủ trong một thời gian tương đối ngắn so với các phương pháp khác.

- Ủ phân đông tĩnh: có thể sản xuất phân vi sinh tương đối nhanh (trong vòng 3 đến 6 tháng). Phương pháp này phù hợp với hỗn hợp nhiều loại chất thải hữu cơ ngoại trừ chất thải lò mổ hoặc mỡ thải từ công nghiệp chế biến thực phẩm.

- **Thay đổi công nghệ trong nông nghiệp**

Đối với ngành nông nghiệp, có thể thay đổi các máy bơm hiệu suất thấp thành máy bơm hiệu suất cao. Loại bơm này có thể giảm tổng mức năng lượng tiêu thụ, tiết kiệm chi phí và tối đa hóa công suất tưới tiêu.

Sử dụng nhiên liệu thân thiện với môi trường: ngoài việc cải tiến, thay đổi công nghệ trong ngành nông nghiệp còn có thể áp dụng các phương pháp sử dụng nhiên liệu thân thiện với môi trường, thay thế củi đốt và giảm phát thải. Hầm ủ biogas là một ví dụ, đây là một công nghệ thu khí sinh ra từ quá trình phân hủy kỵ khí phân chuồng và phân bắc. Hầm ủ biogas quy mô nhỏ cơ bản bao gồm một bể phân hủy chất hữu cơ, kết hợp với một hệ thống thu và lưu giữ khí biogas sinh ra. Ưu điểm của công nghệ này là tuy đơn giản nhưng đây là công nghệ có tính vệ sinh cao, giảm ô nhiễm nước ngầm, giảm nhu cầu tiêu thụ củi đun nấu và giảm ô nhiễm không khí trong nhà gây ra bởi đun nấu bằng củi [49], [58].

Ngoài ra, còn một phương án có thể thay thế việc sử dụng than củi đó là than sinh học. Than sinh học có thể cải tạo khả năng giữ nước, khí, chất dinh dưỡng của đất. Kích thước và loại thiết bị sản xuất than sinh học phụ thuộc vào thể tích kho và diện tích sẵn có để lắp đặt thiết bị: lò kiểu thùng cho quy mô nhỏ, lò kiểu mẻ cho kích thước nhỏ đến trung bình và lò nung mẻ cho lò bằng gạch, lò bằng kim loại, lò nung than kiểu Missouri, lò nung liên tục nhiều tầng, nhà máy than sinh học quy mô nhỏ cho quy mô nhỏ đến lớn. Các phương pháp cải tiến công nghệ ngành nông nghiệp cho các đảo được giới thiệu trong Bảng 3.5.

Bảng 3.5. Các phương pháp cải tiến công nghệ ngành nông nghiệp cho các đảo [58].

| Mục | Công nghệ hiện tại                         | Công nghệ đề xuất                                                             | Hiệu quả tiết kiệm năng lượng                                   |
|-----|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| D8  | Sử dụng than củi để đun nấu                | Hầm ủ biogas (quy mô nhỏ để xử lý phân gia súc, gia cầm như trâu bò, lợn, gà) | $6,4 \times 10^{-3}$ kg CO <sub>2</sub> eq/thiết bị/năm         |
| D9  | Phế thải nông nghiệp được đốt hoặc thải bỏ | Hoàn thiện hệ thống thiết bị sản xuất than sinh học                           | Giảm 50% - 60% lượng phát thải CO <sub>2</sub> (bể chứa carbon) |

- **Sử dụng các loại phân bón hiệu quả cao cho đất**

Để cây trồng phát triển một cách toàn diện, nông nghiệp công nghệ cao cần quan tâm đến các yếu tố như giống cây, phân bón, môi trường trồng trọt và qui trình, kỹ thuật

chăm sóc Đất chính là nơi cung cấp nguồn dinh dưỡng, phân bón cung cấp các thành phần thiết yếu cho sự phát triển của cây trồng. Cần hiểu đúng rằng mỗi loại cây trồng cần nguồn dinh dưỡng, hàm lượng, thành phần phân bón khác nhau, nên cần hiểu rõ bón phân nào, theo liều lượng bao nhiêu cho cây là phù hợp, qui trình chăm bón phân thế nào để cây hấp thụ toàn bộ nguồn dinh dưỡng của phân. Từ đó đặt ra yêu cầu là: Bón đúng nhu cầu - Đúng liều lượng - Đúng thời điểm - Đúng qui trình.

Để có thể đảm bảo đất canh tác có thể sử dụng lâu dài, cần chọn đúng phân phù hợp với đất và cây trồng để kịp thời bổ sung dinh dưỡng. Khi bón phân cho cây trồng phải chú ý đến tính chất để có thể bổ sung phân cho đất canh tác, vì khi bón phân phải bón qua đất, nên cần hiểu rõ loại đất trồng, độ pH trong đất:

- Đất có thành phần cơ giới nặng hoặc nhẹ cần ưu tiên bón phân hữu cơ.
- Đất chai cứng, độ phì nhiêu thấp nên bón phân hữu cơ để cải tạo độ mùn và tăng độ phì nhiêu.
- Bón phân hữu cơ cho đất cơ giới nặng thì vùi nông, có thể bón nhiều, bón tập trung.
- Bón phân hữu cơ cho đất cơ giới nhẹ thì vùi sâu, bón từng ít một, rải ra làm nhiều lần, bón theo sát yêu cầu của cây.
- Đất chua không bón các loại phân có tính axit, ngược lại đất kiềm không nên bón các loại phân có tính kiềm.
- Đất đai màu mỡ phì nhiêu thì cần lượng phân bón ít hơn đất xấu, bạc màu.

#### • **Bảo vệ và quản lý bền vững các khu vực rừng tự nhiên**

Cùng với những biện pháp, công nghệ cắt giảm khí thải nhà kính thì bảo vệ và quản lý các khu vực rừng hiện hữu cũng là biện pháp cấp bách và quan trọng nhất.

Cùng với các biện pháp kỹ thuật lâm sinh, công nghệ bao gồm: trồng rừng, kiểm soát cháy rừng, kiểm soát côn trùng và sâu bệnh, phòng ngừa các loài xâm lấn, chống suy thoái rừng và chống phá rừng, phục hồi các hệ sinh thái rừng bị suy thoái, phát triển lâm sản ngoài gỗ [49].

### **3.3. Xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo khi áp dụng Mô hình năng lượng**

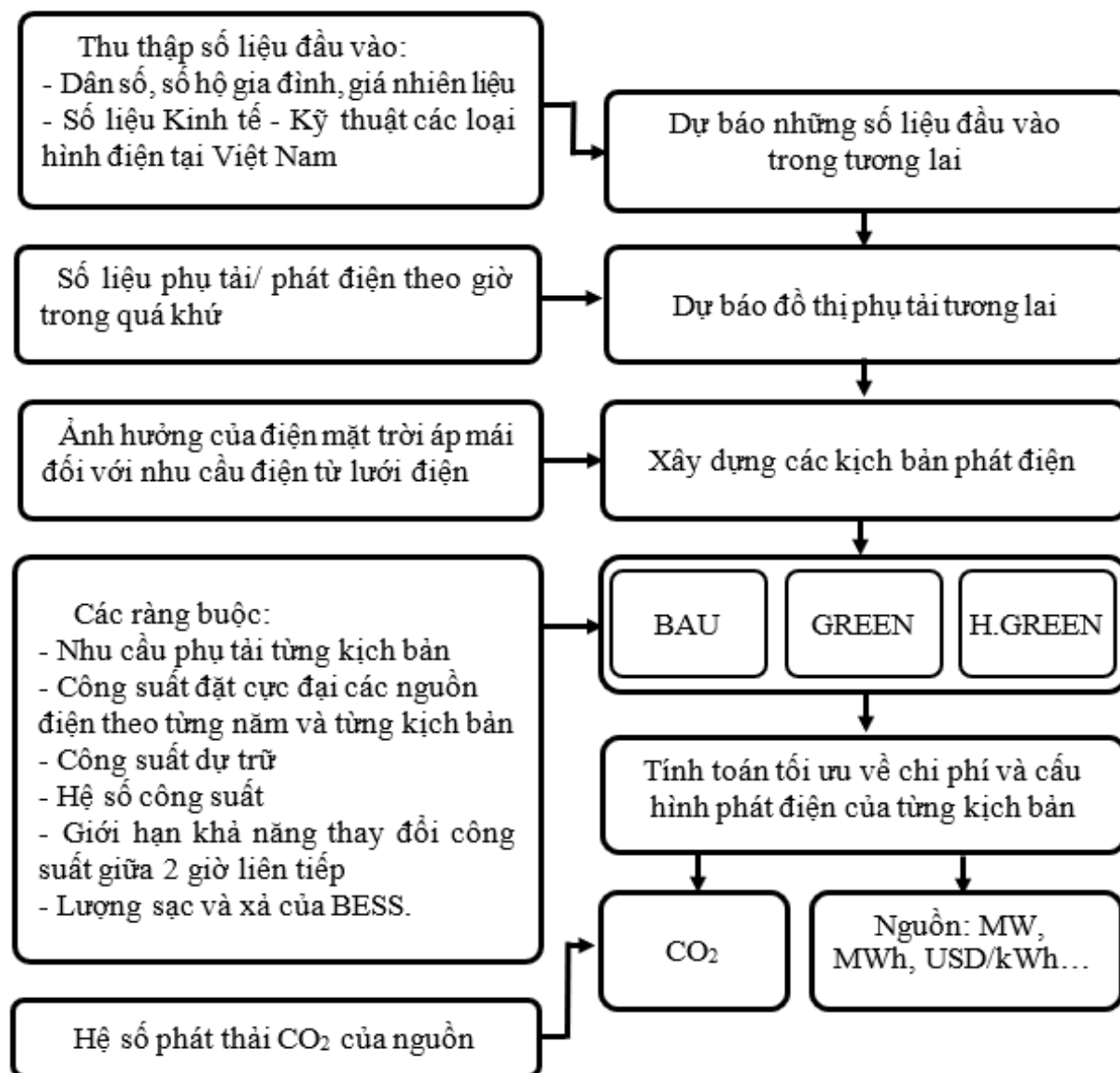
Mục tiêu chính của việc xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo khi áp dụng Mô hình năng lượng là tối ưu hóa công suất các nguồn phát điện, đảm bảo cung cấp đủ điện năng cho mọi nhu cầu tiêu thụ của đảo trong suốt các thời điểm trong năm, với tổng chi phí phát điện là thấp nhất. Quan trọng hơn, cấu trúc phát điện phải duy trì được công suất ổn định và độ tin cậy cao của hệ thống, cụ thể:

- Giảm chi phí phát điện: tối ưu hóa lựa chọn các nguồn năng lượng sao cho chi phí phát điện tổng thể cho đảo là thấp nhất, tính đến các yếu tố như chi phí đầu tư, chi phí vận hành, bảo dưỡng và tổn thất công suất trong quá trình truyền tải.

- Đảm bảo tính bền vững về môi trường: đảm bảo thực hiện tốt giải pháp phát điện không chỉ dựa trên lợi ích kinh tế mà còn hướng đến việc giảm thiểu tác động tiêu cực đến môi trường, đặc biệt là trong các đảo - nơi việc phát triển năng lượng tái tạo như điện mặt trời và gió có thể giúp giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch.

- Tăng cường khả năng dự báo và kiểm soát nhu cầu tiêu thụ điện: dự báo nhu cầu điện của các đảo trong tương lai, từ đó xác định cấu trúc phát điện cần thiết để đáp ứng nhu cầu đó một cách tối ưu.

Luận án đề xuất sơ đồ khối xác định cấu trúc phát điện tối ưu để vận dụng Mô hình năng lượng cho đảo được trình bày chi tiết trong Hình 3.14.



Hình 3.14. Sơ đồ khối nghiên cứu xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo.

### **3.3.1. Xây dựng các kịch bản phát điện cho đảo**

Việc xây dựng các kịch bản phát điện là nền tảng quan trọng để thiết lập mô hình năng lượng phù hợp, đáp ứng các điều kiện thực tế và mục tiêu phát triển bền vững của đảo. Để xác định cấu trúc phát điện tối ưu, cần xây dựng các kịch bản phát điện dựa trên những lý do sau:

- Dự báo nhu cầu điện trong tương lai: kịch bản phát điện hỗ trợ dự báo nhu cầu điện theo sự phát triển của đảo, như gia tăng dân số, mở rộng du lịch hoặc thay đổi hoạt động công nghiệp. Việc mô phỏng các tình huống này giúp đảm bảo hệ thống điện đáp ứng chính xác nhu cầu, tránh tình trạng thiếu hoặc thừa công suất.

- Tối ưu hóa chi phí và lựa chọn nguồn năng lượng: xây dựng kịch bản giúp đánh giá và so sánh các phương án phát điện, từ đó chọn lựa các nguồn năng lượng phù hợp như năng lượng tái tạo (gió, mặt trời) và hóa thạch (diesel). Điều này tối ưu hóa chi phí đầu tư và vận hành, đảm bảo cung cấp điện hiệu quả với chi phí thấp nhất.

- Đảm bảo tính bền vững và bảo vệ môi trường: kịch bản phát điện xem xét yếu tố bền vững, tăng tỷ lệ sử dụng năng lượng tái tạo để giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và giảm phát thải khí nhà kính. Điều này giúp hệ thống phát điện phù hợp với các mục tiêu bảo vệ môi trường và phát triển bền vững.

- Đánh giá tính khả thi và độ tin cậy của hệ thống: các kịch bản giúp kiểm tra tính khả thi kỹ thuật, đánh giá hiệu suất và độ tin cậy của hệ thống điện khi áp dụng các nguồn năng lượng khác nhau. Từ đó, đưa ra phương án điều chỉnh phù hợp, đặc biệt trong bối cảnh các yếu tố kỹ thuật đặc thù như thiếu hạ tầng hoặc nguồn năng lượng không ổn định (gió, mặt trời).

- Lập kế hoạch dài hạn cho phát triển bền vững: kịch bản phát điện hỗ trợ lập kế hoạch dài hạn, xác định yêu cầu về công suất và nguồn năng lượng cần phát triển. Điều này bao gồm việc mở rộng nguồn phát điện mới hoặc thay thế các nguồn năng lượng không bền vững, đảm bảo hệ thống điện đáp ứng nhu cầu mà không gặp sự thiếu hụt hoặc quá tải trong tương lai.

#### **Quy trình xây dựng kịch bản:**

- Bước 1: nghiên cứu, thu thập các số liệu đầu vào cần thiết và dự báo các số liệu này trong tương lai.

- Bước 2: nghiên cứu, dự báo nhu cầu tiêu thụ điện trong tương lai.

- Bước 3: xây dựng kịch bản và tìm cấu trúc tối ưu cho các kịch bản:

+ Kịch bản nguồn phát điện được xây dựng nhằm đảm bảo đáp ứng nhu cầu điện đến năm 2040 với cơ cấu nguồn phát điện, chi phí phát điện tối ưu và lượng phát thải CO<sub>2</sub> ra môi trường thấp nhất.

+ Các kịch bản được xây dựng dựa trên đặc tính rủi ro và sự không chắc chắn của các tham số có tác động lớn đến công suất nguồn phát điện và nhu cầu phụ tải trong hệ thống điện, như: (1) giá nhiên liệu trong tương lai; (2) sự suy giảm nhu cầu tiêu thụ điện do sự thâm nhập của hệ thống năng lượng mặt trời áp mái; (3) công suất phát điện từ các nguồn năng lượng tái tạo khác.

### **Luận án xây dựng 3 kịch bản:**

- Kịch bản BAU (Business as Usual) - Kịch bản thông thường:

+ Mô tả hệ thống điện tại đảo trong tương lai, việc tăng trưởng năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời phụ thuộc vào giới hạn quỹ đất (đối với điện mặt trời) và mật độ công suất (đối với điện gió).

+ Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) được tích hợp từ năm 2030, với công suất lắp đặt sẽ được tính toán tối ưu xác định nhằm mục tiêu đáp ứng nhu cầu phụ tải hàng năm.

- Kịch bản GREEN - Kịch bản xanh:

+ Đến năm 2025, các nhà máy điện hiện có vẫn đóng vai trò chủ đạo.

+ Từ năm 2030 trở đi, các nguồn NLTT được phát triển mạnh để thay thế các nhà máy diesel sắp đến hạn hoặc đã hết hạn.

+ Điểm khác biệt: lượng điện mặt trời áp mái trong hộ gia đình, dù không được tính vào hệ thống phát điện, vẫn góp phần giảm nhu cầu điện từ lưới điện. Ngoài ra, từ năm 2030, nguồn điện sinh khối (đốt chất thải rắn) sẽ tham gia vào cấu trúc phát điện.

- Kịch bản HIGHER GREEN - Kịch bản xanh hơn:

+ Mục tiêu là loại bỏ hoàn toàn sự phụ thuộc vào diesel. Từ năm 2030, các nguồn phát điện diesel sẽ giảm về 0.

+ Thay thế diesel là các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời, BESS và điện sinh khối.

+ Điện mặt trời áp mái tăng trưởng mạnh hơn so với kịch bản GREEN, giúp giảm đáng kể nhu cầu phụ tải từ năm 2030.

## **Luận giải lý do đề xuất thực hiện các kịch bản tới năm 2040**

- Độ tin cậy của dự báo và tính khả thi trong lập kế hoạch: Dự báo hệ thống năng lượng chịu ảnh hưởng của nhiều yếu tố như tăng trưởng nhu cầu điện, tiến bộ công nghệ, chính sách năng lượng và biến động kinh tế. Trong dài hạn, những yếu tố này thường biến động mạnh, làm giảm độ chính xác của dự báo. Các mô hình trên 20 năm thường có sai số cao, khó lường trước những đột phá công nghệ hay thay đổi chính sách lớn. Do đó, kịch bản đến năm 2040 giúp cân bằng giữa tính tin cậy của dự báo và nhu cầu hoạch định chiến lược.

- Tính nhất quán với quy hoạch năng lượng quốc gia: Các quy hoạch điện của Việt Nam, như Quy hoạch điện VII (điều chỉnh năm 2016) và Quy hoạch điện VIII, đều chi tiết đến năm 2030, với tầm nhìn đến 2045. Việc giới hạn kịch bản đến 2040 đảm bảo sự đồng bộ với các quy hoạch hiện hành, giúp duy trì tính nhất quán trong chiến lược phát triển năng lượng quốc gia. Nếu mở rộng sau năm 2040, mức độ bất định sẽ tăng cao do những biến động khó lường về công nghệ, kinh tế và chính sách toàn cầu.

- Phù hợp với lộ trình giảm phát thải và trung hòa carbon: Các tổ chức quốc tế như IEA và IPCC đặt mốc trung hạn vào năm 2040 để đánh giá tiến trình giảm phát thải trước khi hướng đến mục tiêu trung hòa carbon vào 2050. Xây dựng kịch bản đến 2040 giúp điều chỉnh chính sách và hạ tầng năng lượng trước giai đoạn tăng tốc cắt giảm phát thải từ 2040-2050. Nếu kéo dài đến 2050 hoặc xa hơn, các giả định về công nghệ và chính sách sẽ kém chắc chắn, ảnh hưởng đến tính khả thi của chiến lược.

- Giới hạn kịch bản đến năm 2040 giúp đảm bảo:

+ Độ tin cậy của dự báo, tránh sai số lớn do biến động dài hạn.

+ Tính khả thi trong lập kế hoạch, phù hợp với chu kỳ đầu tư và vòng đời công nghệ.

+ Sự đồng bộ với các quy hoạch điện quốc gia.

+ Phù hợp với lộ trình trung hòa carbon, tạo điều kiện điều chỉnh chính sách trước giai đoạn cắt giảm phát thải mạnh từ 2040-2050.

+ Mặc dù có thể mở rộng kịch bản đến 2050 hoặc 2060 khi phân tích lộ trình trung hòa carbon, nhưng điều này làm tăng mức độ không chắc chắn. Vì vậy, mốc 2040 là giới hạn hợp lý, giúp đảm bảo tính khoa học trong dự báo và hỗ trợ ra quyết định chính sách hiệu quả.

### 3.3.2. Dự báo các chỉ tiêu xã hội

- **Ước tính dân số và số hộ gia đình**

Ước tính dân số và số hộ gia đình là yếu tố then chốt trong việc xây dựng kịch bản phát điện cho đảo vì các lý do sau: dân số và số hộ gia đình sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến mức độ tiêu thụ điện; việc ước tính số hộ gia đình và dân số giúp xác định quy mô hệ thống phát điện cần thiết, từ đó lên kế hoạch cung cấp năng lượng; số lượng hộ gia đình ảnh hưởng đến việc xây dựng cơ sở hạ tầng cho hệ thống phát điện và phân phối điện; làm cơ sở xác định tiềm năng phát triển năng lượng tái tạo; dựa vào số liệu dân số và số hộ gia đình, các cơ quan chức năng có thể xây dựng các chính sách năng lượng hiệu quả, bao gồm hỗ trợ tài chính, khuyến khích sử dụng năng lượng tái tạo và đảm bảo cung cấp điện liên tục.

Trong luận án này, việc ước tính dân số và số hộ gia đình tại các đảo sẽ dựa trên số liệu dân số và số hộ gia đình tại đảo trong các năm, được gần đây, được thu thập từ số liệu thống kê của địa phương. Từ đó, xác định hàm đường cong khuynh hướng tăng trưởng dân số và số hộ gia đình tại đảo. Dựa trên đường cong này, sẽ ước tính dân số và số hộ gia đình của đảo trong tương lai.

- **Dự báo giá nhiên liệu**

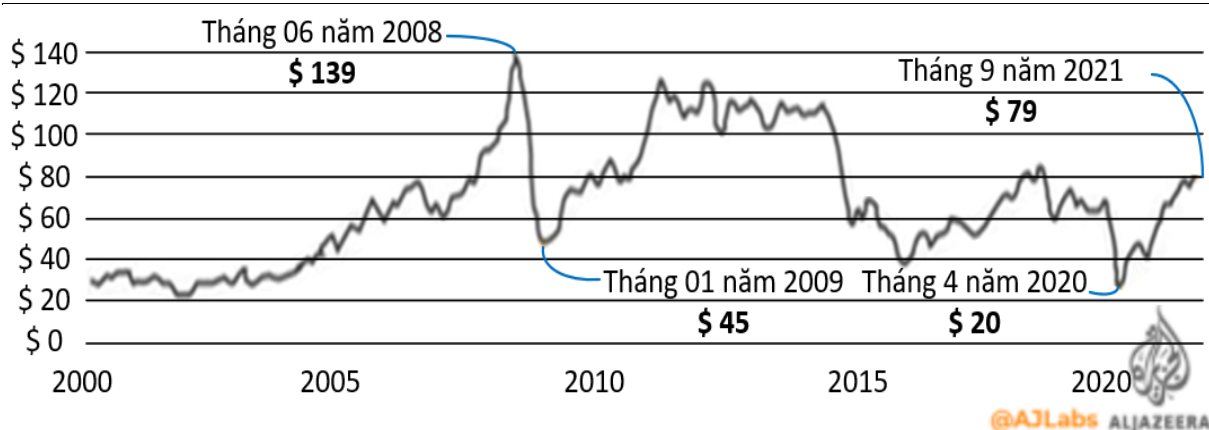
Dự báo giá nhiên liệu là một yếu tố quan trọng trong việc xây dựng kịch bản phát điện tương lai cho đảo vì các lý do sau: giá nhiên liệu trực tiếp ảnh hưởng đến chi phí sản xuất điện. Các nguồn phát điện như máy phát điện chạy bằng dầu, khí đốt hay than đá đều phụ thuộc vào nhiên liệu và sự thay đổi giá nhiên liệu có thể làm thay đổi chi phí hoạt động. Khi giá nhiên liệu tăng cao, các nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng gió, mặt trời hoặc sinh khối có thể trở nên hấp dẫn hơn về mặt kinh tế. Giá nhiên liệu có thể dao động mạnh do các yếu tố thị trường toàn cầu, chẳng hạn như thay đổi chính sách năng lượng quốc tế, các yếu tố địa chính trị hoặc biến động trong sản xuất và tiêu thụ năng lượng.

Giá nhiên liệu trong luận án này sẽ được hiểu là giá dầu diesel. Các nguồn phát điện khác như điện gió và điện mặt trời không tốn chi phí nhiên liệu, trong khi giá nhiên liệu đối với loại hình đốt rác phát điện được xem là bằng không.

Giá dầu diesel gần đây đã tăng cao đáng kể và dự báo trong tương lai sẽ tiếp tục tăng mạnh do những khủng hoảng kinh tế, xung đột trên thế giới và sự cạn kiệt nguồn nguyên liệu hóa thạch. Hình 3.15 thể hiện nghiên cứu của AJLAB về giá xăng dầu của các quốc gia trên thế giới từ năm 2001 đến năm 2021. Có thể thấy, giá xăng dầu trung bình trên thế giới đã tăng gấp đôi trong vòng 20 năm qua. Nếu không có những biến

động bất thường, giá nhiên liệu liên quan đến xăng dầu sẽ tiếp tục tăng trong tương lai. Giá nhiên liệu thay đổi mạnh mẽ, đôi khi do các cuộc khủng hoảng kinh tế, xung đột chính trị, chiến tranh và sự cạn kiệt nhiên liệu hóa thạch. Tuy nhiên, trong dài hạn, giá nhiên liệu vẫn duy trì mức tăng trung bình khoảng 6% mỗi năm. Giá diesel được sử dụng trong nghiên cứu này đã được điều chỉnh cho sức mua tương đương của giai đoạn nghiên cứu, dựa trên dự báo giá dầu của EIA từ 2025 - 2040. Bảng 3.6 trình bày các dự báo giá diesel [89].

|                                                                                     |             | 2001     | 2011     | 2021     |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------|----------|----------|----------|
|    | Úc          | 0,57 USD | 1,23 USD | 1,13 USD |
|    | Braxin      | 0,90 USD | 1,60 USD | 1,13 USD |
|    | Trung Quốc  | 0,40 USD | 1,10 USD | 1,17 USD |
|    | Ấn độ       | 0,60 USD | 1,16 USD | 1,38 USD |
|    | Iran        | 0,22 USD | 0,18 USD | 0,06 USD |
|    | Malaysia    | 0,28 USD | 0,58 USD | 0,48 USD |
|    | Nigeria     | 0,28 USD | 0,41 USD | 0,40 USD |
|   | Nga         | 0,35 USD | 0,82 USD | 0,48 USD |
|  | Ả Rập Xê Út | 0,22 USD | 0,18 USD | 0,62 USD |
|  | Nam Phi     | 0,50 USD | 1,19 USD | 1,20 USD |
|  | Anh         | 1,10 USD | 1,90 USD | 1,87 USD |
|  | Mỹ          | 0,38 USD | 0,82 USD | 0,93 USD |



Hình 3.15. Giá xăng dầu thế giới từ 2001 đến 2021 (nguồn AJLabs).

Bảng 3.6. Dự báo giá dầu 2025 - 2040 và qui đổi theo sức mua tương đương.

| Năm                                     | 2025  | 2030  | 2035   | 2040   |
|-----------------------------------------|-------|-------|--------|--------|
| Dự báo giá dầu (USD/b)                  | 67    | 74    | 79     | 84     |
| Giá dầu tương đương với sức mua (USD/b) | 71,08 | 91,01 | 112,64 | 138,84 |

Theo Tổng sơ đồ điện VIII, loại hình phát điện diesel sẽ không còn xuất hiện trong hệ thống điện Việt Nam. Tuy nhiên, do đặc thù của hệ thống điện hiện nay tại các đảo, cần phải sử dụng tất cả các loại hình phát điện hiện có với mục tiêu đáp ứng nhu cầu phụ tải 24/24 giờ. Vì vậy, nguồn diesel vẫn có thể xuất hiện trong các kịch bản. Trong những kịch bản tương lai, luận án vẫn đề mở khả năng tăng cường nguồn phát điện này. Việc lựa chọn cấu hình phát điện và mức công suất đặt sẽ được xác định thông qua tính toán tối ưu.

### **3.3.3. Các số liệu Kinh tế - Kỹ thuật của các nhà máy điện**

- **Nhà máy điện diesel**

Để thu thập các thông số của nhà máy điện diesel, như công suất đặt hiện hữu, vòng đời kỹ thuật, chi phí đầu tư danh nghĩa, chi phí vận hành và bảo trì cố định và chi phí vận hành và bảo trì biến đổi, các thông số này có thể được xác định thông qua các nguồn sau:

- Báo cáo của nhà sản xuất thiết bị: các nhà sản xuất động cơ và hệ thống phát điện cung cấp các thông số kỹ thuật chi tiết liên quan đến các yếu tố này.

- Nghiên cứu từ các tổ chức tư vấn năng lượng: các công ty tư vấn sẽ cung cấp các báo cáo và nghiên cứu chuyên sâu về các chi phí đầu tư, chi phí vận hành và bảo trì của các công nghệ phát điện diesel.

- Báo cáo từ các cơ quan năng lượng quốc gia: các cơ quan năng lượng quốc gia cũng thường xuyên công bố các báo cáo liên quan đến chi phí phát điện và hiệu quả của các nguồn năng lượng.

Các thông số kinh tế - kỹ thuật nhà máy điện diesel có ý nghĩa trong việc xác định cấu trúc chi phí tối ưu theo cơ cấu nguồn phát điện, bao gồm:

- Công suất đặt hiện hữu: giúp xác định khả năng đáp ứng nhu cầu điện trong tương lai và lượng điện có thể sản xuất từ nhà máy điện.

- Vòng đời kỹ thuật: đây là yếu tố quan trọng giúp xác định thời gian sử dụng của các thiết bị phát điện trước khi cần thay thế hoặc bảo trì lớn. Thông số này giúp tính toán chi phí khấu hao và ảnh hưởng đến chi phí vận hành dài hạn.

- Chi phí đầu tư danh nghĩa: là yếu tố quan trọng trong việc tính toán tổng chi phí đầu tư ban đầu, giúp xác định số tiền cần bỏ ra để xây dựng nhà máy.

- Chi phí vận hành và bảo trì cố định: là chi phí không thay đổi theo mức sản xuất, chẳng hạn như chi phí nhân viên hoặc chi phí bảo trì thiết bị. Các chi phí này ảnh hưởng đến khả năng duy trì hoạt động của nhà máy trong dài hạn.

- Chi phí vận hành và bảo trì biến đổi: là chi phí thay đổi theo sản lượng điện, ví dụ như chi phí nhiên liệu và chi phí sửa chữa do hoạt động của nhà máy.

Tất cả các thông số này giúp đánh giá chi phí lâu dài và hỗ trợ trong việc tính toán lựa chọn tối ưu về nguồn phát điện, đồng thời so sánh với các loại hình phát điện khác để tìm ra cấu trúc phát điện tiết kiệm chi phí nhất cho đảo. Trong luận án này, các thông số kinh tế - kỹ thuật của nhà máy điện diesel được thu thập từ thực tế của địa phương, căn cứ vào các kịch bản, BAU, GREEN và HIGHER GREEN và căn cứ vào "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021" [90].

#### • Nhà máy điện gió

Các thông số kinh tế - kỹ thuật của nhà máy điện gió đóng vai trò quan trọng trong việc xác định chi phí tối ưu theo cơ cấu nguồn phát điện, tương tự như đối với nhà máy điện diesel.

Về suất đầu tư cho điện gió, theo Tổng sơ đồ VIII, trong 35 năm qua, suất đầu tư đối với các dự án điện gió trên bờ đã giảm và có xu hướng tiếp tục giảm. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng mức giá này áp dụng cho các khu vực có tiềm năng gió cao, với các chỉ tiêu tài chính ưu đãi (vay dài hạn với lãi suất thấp, sử dụng đất với nhiều ưu đãi...) và sự giảm giá của turbine gió nhờ vào việc hoàn thiện công nghệ [91].

Theo nhiều dự báo và nghiên cứu gần đây, suất đầu tư cho điện gió có thể tiếp tục giảm nhờ vào sự phát triển công nghệ. Tuy nhiên, các chi phí khác liên quan đến dự án điện gió như lãi suất ngân hàng, trượt giá, chi phí vật liệu kim loại, chi phí xây dựng và giá đất lại có xu hướng gia tăng. Do đó, để đảm bảo tính toán chính xác về chi phí phát điện, nghiên cứu chọn mức suất đầu tư là 1.875 USD/MW cho các dự án xây dựng trước năm 2020 và giả định suất đầu tư sẽ tăng 5% mỗi năm.

Trong luận án này, các thông số kinh tế - kỹ thuật của nhà máy điện gió được thu thập từ thực tế của địa phương, căn cứ vào các kịch bản, BAU, GREEN và HIGHER GREEN và căn cứ vào "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021" [90].

#### • Điện mặt trời

Các đảo nhiệt đới không chỉ nổi bật với tài nguyên gió mà còn có số giờ nắng và bức xạ rất tốt. Tuy nhiên, tại hầu hết các đảo ở Việt Nam, điện mặt trời vẫn chưa được khai thác đúng mức với tiềm năng sẵn có. Trong tương lai, điện mặt trời tại các đảo có thể phát triển mạnh mẽ trên cả hai phương diện: sử dụng điện mặt trời áp mái cho hộ gia đình và xây dựng các nhà máy điện mặt trời (solar farms). Việc này hoàn toàn khả thi nếu tiếp tục duy trì các chính sách khuyến khích và hỗ trợ từ Bộ Công Thương và EVN, như đã

xảy ra ở Việt Nam trong giai đoạn 2018-2020. Đặc biệt, điện mặt trời áp mái sẽ có ảnh hưởng trực tiếp đến việc giảm nhu cầu tiêu thụ điện từ lưới điện.

Chi phí đầu tư cho điện mặt trời đã giảm đáng kể và nhiều dự báo cho rằng suất đầu tư này sẽ tiếp tục giảm trong tương lai. Theo Tổng sơ đồ VIII, chi phí lắp đặt nhà máy điện mặt trời nối lưới dự báo sẽ giảm từ khoảng 1.200 USD/kW (năm 2018) xuống còn dưới 900 USD/kW vào năm 2025 [91]. Tuy nhiên, cũng giống như điện gió, nghiên cứu này không quá lạc quan về việc chi phí đầu tư điện mặt trời sẽ giảm mạnh trong tương lai, bởi các chi phí liên quan khác như tài chính, nguyên liệu và lắp đặt đều có xu hướng tăng.

Trong luận án này, các thông số kinh tế - kỹ thuật của nhà máy điện mặt trời được thu thập từ thực tế của các địa phương, dựa trên các kịch bản BAU, GREEN và HIGHER GREEN, cũng như từ "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021" [90].

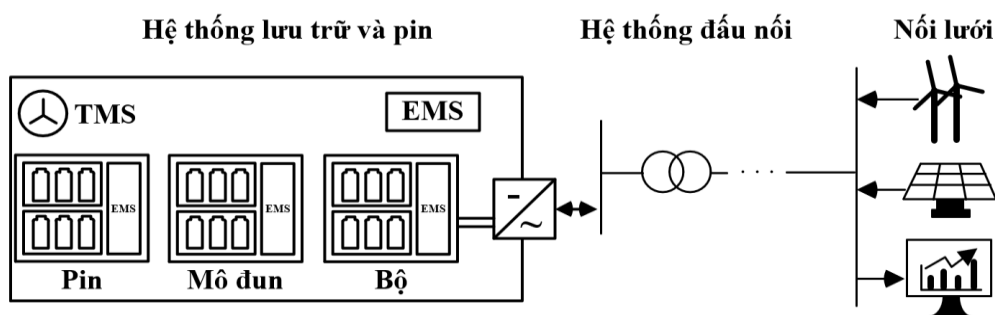
- **Nhà máy điện sinh khối**

Sự tăng trưởng về kinh tế và xã hội mang lại nhiều yếu tố tích cực như cải thiện chất lượng sống, tạo việc làm và phát triển cơ sở hạ tầng. Tuy nhiên, sự tăng trưởng này cũng đi kèm với những vấn đề nan giải, đặc biệt là trong quản lý và xử lý chất thải rắn (CTR) tại các hòn đảo. Chất thải rắn không chỉ gây ô nhiễm môi trường, làm mất mỹ quan mà còn ảnh hưởng nghiêm trọng đến sức khỏe cộng đồng và tiềm năng phát triển du lịch bền vững.

Các thông số kinh tế - kỹ thuật của nhà máy cần được thu thập và phân tích cẩn thận dựa trên dữ liệu thực tế và các tài liệu chuyên ngành đáng tin cậy. Như qui mô dân số hiện hữu, dự kiến dân số trong tương lai, ước tính khả năng gia tăng rác thải trong tương lai, kết hợp "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021" để có thông số chi tiết cụ thể [90].

- **Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)**

Nhận thức được tầm quan trọng của việc tăng mức độ thâm nhập năng lượng tái tạo và giảm thiểu tối đa việc sử dụng nguồn năng lượng hóa thạch, chính quyền địa phương và Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đã triển khai các chính sách nhằm nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn NLTT. Mục tiêu của dự án này là tích trữ nguồn điện dư thừa từ NLTT vào hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) và xả điện kịp thời khi cần thiết, giúp ổn định tần số, điện áp lưới điện trong trường hợp xảy ra thiếu hụt đột ngột từ các nguồn NLTT. Mô hình trong Hình 3.16 minh họa sự phối hợp giữa hệ thống lưu trữ năng lượng BESS và các nguồn năng lượng tái tạo, cụ thể như sau: Hệ thống lưu trữ BESS là nơi lưu trữ năng lượng. Năng lượng từ các nguồn NLTT dư thừa sẽ được sạc vào pin khi nhu cầu thấp [90].



Hình 3.16. Sơ đồ hệ thống lưu trữ phối hợp với điện gió và điện mặt trời.

Khái niệm về C-rate: C-rate là thông số biểu thị tốc độ sạc hoặc xả pin so với dung lượng danh định của nó. C-rate cao cho phép hệ thống phản hồi nhanh, phù hợp với các ứng dụng như điều chỉnh tần số và ổn định lưới điện. Ngược lại, C-rate thấp phù hợp hơn cho các ứng dụng dài hạn như cân bằng tải hoặc giảm đỉnh phụ tải. Ví dụ:  $C/2$ : Pin sẽ sạc/xả đầy trong 2 giờ;  $2C$ : Pin sạc/xả đầy trong 0,5 giờ (30 phút).

Khái niệm về DOD: độ sâu xả (DOD) cho biết phần trăm năng lượng đã sử dụng so với dung lượng danh định của BESS. DOD cao cung cấp năng lượng nhiều hơn trong một chu kỳ nhưng làm giảm tuổi thọ pin. Nhà sản xuất thường khuyến nghị DOD giới hạn ở mức 60% đến 80%, tuy nhiên, một số loại pin có thể hỗ trợ DOD 100% mà không gây hư hại nghiêm trọng.

Chiến lược điều khiển BESS, các chiến lược điều khiển BESS được chia thành ba loại chính [101]:

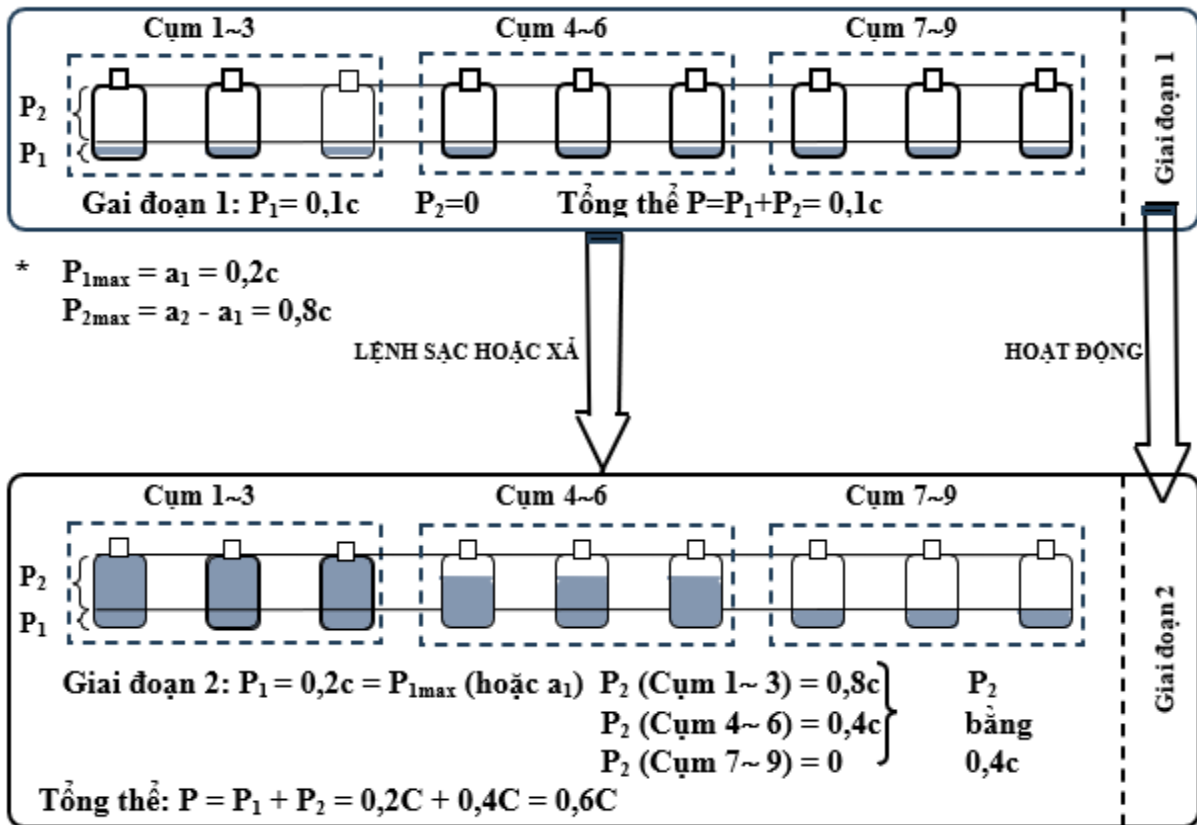
- Điều khiển từng phần: hệ thống được chia thành các nhóm hoạt động độc lập, mỗi nhóm dừng hoạt động khi SOC đạt ngưỡng cho phép.
- Điều khiển toàn bộ: tất cả các mô đun hoạt động đồng thời, được coi là một tổng thể thống nhất.
- Điều khiển kết hợp: phối hợp cả hai phương pháp trên để đạt hiệu quả cao hơn.

Mục tiêu của luận án này không đi sâu vào công việc quản lý vận hành, nên khi thiết lập những ràng buộc cho mô hình BESS, C-rate và DOD được lựa chọn như một cơ sở để xây dựng các ràng buộc cho các kịch bản năng lượng cho đảo.

Thông thường, các mô hình đánh giá tuổi thọ BESS được sử dụng phổ biến nhất dựa trên độ sâu xả (DOD). Hầu hết các nghiên cứu về BESS đều cho rằng tác động của DOD đến vòng đời của BESS lớn hơn tác động của tỷ lệ C (C-rate). Điều này là do, khi BESS được vận hành trong lưới điện, công suất định mức của BESS thường được thiết lập thấp hơn so với mức năng lượng định mức, dẫn đến vòng đời của BESS được kéo dài nhờ tốc độ sạc/xả thấp. Từ đó, tác động của C-rate đến vòng đời trở nên ít quan trọng hơn và DOD đóng vai trò chủ đạo trong việc ảnh hưởng đến tuổi thọ.

Tuy nhiên, điều này không có nghĩa là các mô hình dựa trên DOD trong các bài toán lập trình tuyến tính là hoàn toàn chính xác. Số chu kỳ tương ứng với các mức DOD khác nhau được định nghĩa là số lần pin xả xuống một mức SOC cố định, sau đó sạc trở lại một mức SOC cố định, lặp lại liên tục cho đến khi dung lượng pin giảm xuống còn 80% so với dung lượng ban đầu. Trong khi đó, ngay cả với cùng một mức thay đổi SOC, quá trình xả từ 100% xuống 40% và từ 85% xuống 25% có thể tạo ra sự khác biệt lớn về số chu kỳ, tùy thuộc vào ảnh hưởng của DOD đối với tuổi thọ pin.

Trong BESS, tùy thuộc vào chiến lược vận hành, các cụm pin sẽ được điều khiển khác nhau, như ví dụ minh họa trong Hình 3.17 [101]. Vì vậy, cần lưu ý rằng, C-rate được lựa chọn trong nghiên cứu này là mức C-rate tổng thể.



Hình 3.17. Ví dụ mô hình điều khiển BESS [101].

Đối với mức C-rate tổng thể, Zihang Qiu và các đồng nghiệp, đã chỉ ra mối quan hệ của C-rate tổng thể và số chu kỳ tiêu thụ cứ sau 5 phút.  $CL^{5min}$  đại diện cho sự thất thoát chu kỳ cứ sau 5 phút. Mối quan hệ được khái quát bởi (3.56) [101-102]:

$$CL^{5min} = \frac{CL}{N \times \tau \times H} \quad (3.56)$$

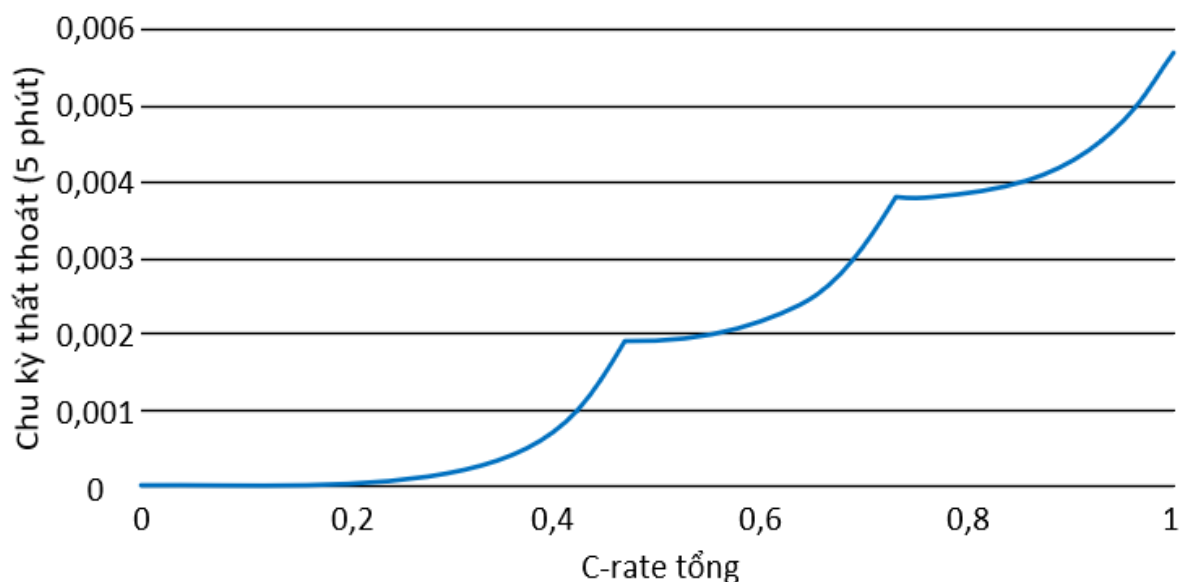
Trong đó:

- $CL^{5min}$ : sự thất thoát chu kỳ của BESS sau 5 phút.
- $CL$ : C-rate tổng thể.

- $H$ : số giờ hoạt động của BESS.
- $N$ : số chu kỳ tiêu thụ.
- $\tau$ : thời gian mỗi chu kỳ (5 phút).

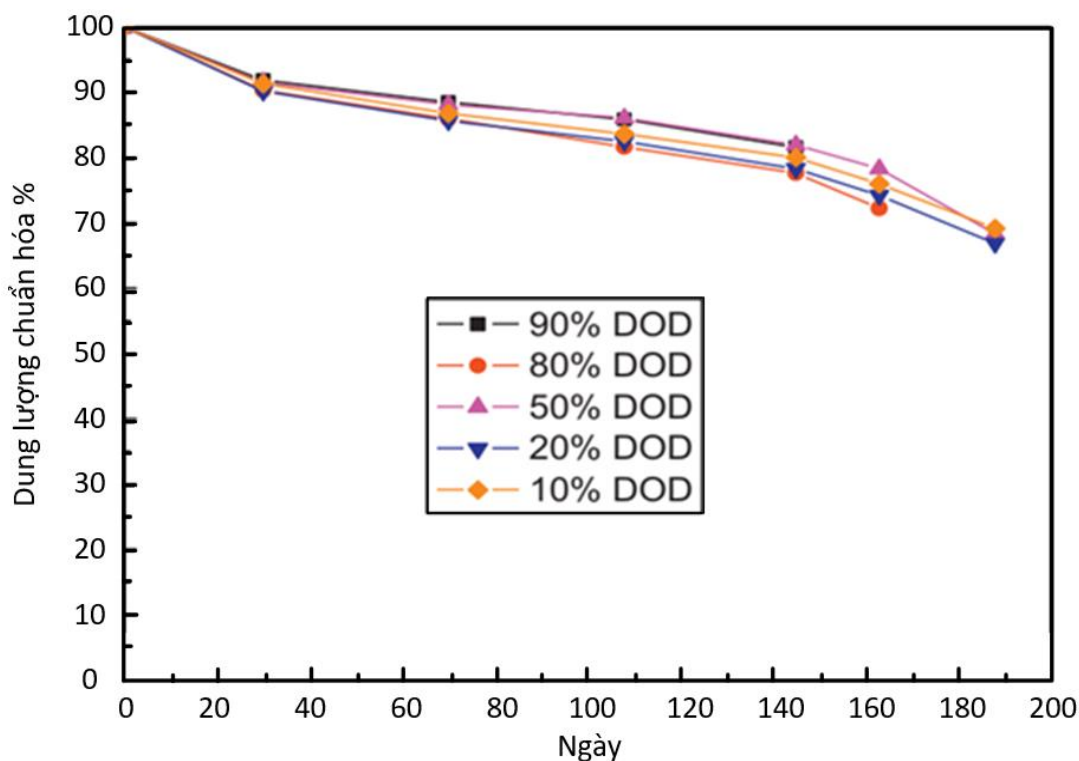
$CL^{5min}$  là một đại lượng đo lường mức độ thất thoát năng lượng hoặc hiệu suất của hệ thống trong mỗi chu kỳ, được tính trong khoảng thời gian 5 phút.  $CL$  là tỷ lệ tiêu thụ công suất (hoặc sạc/xả) của hệ thống so với dung lượng toàn bộ của nó. C-rate thường được tính theo đơn vị "C", có nghĩa là số lần dung lượng được sạc hoặc xả trong một giờ. Ví dụ, nếu hệ thống có C-rate là 1 C, có nghĩa là hệ thống sẽ được sạc hoặc xả trong một giờ với dung lượng đầy.  $H$  đại diện cho tổng số giờ mà hệ thống hoạt động, trong đó C-rate và các chu kỳ tiêu thụ được áp dụng.  $N$  là số lượng chu kỳ hoạt động của hệ thống trong một khoảng thời gian nhất định, thường được tính trong số chu kỳ hoàn chỉnh của việc sạc và xả.  $\tau$  là thời gian của một chu kỳ tiêu thụ, thường tính bằng giây hoặc phút và có thể thay đổi tùy theo ứng dụng, ví dụ, nếu là một chu kỳ sạc/xả kéo dài bao lâu.

Kết quả tính toán số lượng chu kỳ thất thoát được thực hiện trong vòng 5 phút cho 3 nhóm pin như Hình 3.17, cho kết quả được thể hiện trong biểu đồ Hình 3.18. Theo đó, với C-rate tổng bằng 0,2 C trong vòng 5 phút hầu như không bị thất thoát. Với C-rate = 0,5 C, tỷ lệ thất thoát là 0,002 chu kỳ trong vòng 5 phút và với C-rate = 1 C tỷ lệ thất thoát gần 0,006 chu kỳ trong vòng 5 phút (gần gấp 3 lần so với C-rate = 0,5 C).



Hình 3.18. C-rate tổng và chu kỳ thất thoát [101].

Việc lựa chọn C-rate tổng thấp sẽ giúp cho việc thoát các chu kỳ giảm xuống tuy nhiên sẽ không hợp lý trong thực tế vận hành hệ thống điện với yêu cầu đòi hỏi phải sạc nhanh và xả nhanh. Vì vậy trong đề tài này, luận án sẽ chọn mức C-rate = 0,5 C cho các ràng buộc BESS.



Hình 3.19. Khả năng duy trì của BESS ở 60 °C và C-rate = 0,5 C được biểu thị dưới dạng hàm của thời gian (ngày) [103].

Tiếp tục xem xét việc ảnh hưởng của DOD đối với C-rate = 0,5 C, nghiên cứu của John Wang và các đồng nghiệp [103] đã trình bày các kết quả thử nghiệm về vòng đời trên pin LiFePO<sub>4</sub>. Sau khi nghiên cứu và mô tả các ảnh hưởng của các thông số thử nghiệm (thời gian, nhiệt độ, DOD, tốc độ). Kết quả cho thấy tổn thất công suất bị ảnh hưởng mạnh bởi thời gian và nhiệt độ, trong khi ảnh hưởng của DOD ít quan trọng hơn ở tốc độ xả 0,5 C.

Theo Hình 3.19, dung lượng của BESS có sự suy giảm gần như tương đồng khi đặt cùng nhiệt độ 60 °C và cùng C-rate bằng 0,5 C. Cũng như việc chọn lựa C-rate, trong thực tế vận hành, sẽ có những thời điểm C-rate và DOD được cài đặt điều khiển khác nhau, nhưng trong phạm vi của nghiên cứu này, luận án sẽ chọn lên đến mức DOD = 100% như một ràng buộc để đưa vào tính toán. Điều này giúp cho việc huy động công suất được nhiều hơn và không cần tăng công suất đặt lên quá cao so với việc lựa chọn những mức DOD thấp.

### **3.3.4. Dự báo nhu cầu phụ tải**

Việc dự báo phụ tải điện cho các đảo dựa trên các yếu tố nêu trên giúp hoạch định và quản lý hệ thống điện một cách hiệu quả, đảm bảo đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện của cư dân và hỗ trợ phát triển kinh tế trên đảo. Dự báo phụ tải chính xác cung cấp dữ liệu quan trọng để giải quyết bài toán tối ưu hóa và là cơ sở cho việc quy hoạch phát triển nguồn điện.

Cơ sở để dự báo phụ tải điện cho các đảo bao gồm:

- Dữ liệu lịch sử về tiêu thụ điện trong quá khứ.
- Tăng trưởng dân số và tăng trưởng kinh tế.
- Sự thay đổi trong cơ cấu tiêu thụ điện dự kiến trong tương lai.
- Các chính sách phát điện.
- Kế hoạch và chính sách của chính phủ, đặc biệt là các mục tiêu liên quan đến phát triển năng lượng tái tạo và tiết kiệm năng lượng.

Những yếu tố này đóng vai trò quan trọng trong việc xây dựng các dự báo phụ tải đáng tin cậy và bền vững.

### **3.3.5. Ảnh hưởng của điện mặt trời áp mái đối với nhu cầu điện từ lưới điện phân phối**

Trong tương lai, khi giá điện dự báo sẽ ngày càng tăng, cộng với sự quay lại (nếu có) của các chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái của EVN và chính quyền địa phương, có thể sẽ xuất hiện những kịch bản phát triển mạnh mẽ nguồn năng lượng tái tạo này. Xu hướng trong những năm tới, mặc dù các chính sách không còn khuyến khích việc mua bán điện mặt trời như giai đoạn từ 2017 đến 2020, nhưng sẽ tập trung vào việc khuyến khích lắp đặt điện mặt trời áp mái phục vụ nhu cầu điện sinh hoạt của các hộ gia đình. Với ý nghĩa đó, điện mặt trời áp mái được lắp đặt tại các hộ gia đình sẽ không làm tăng công suất lắp đặt của hệ thống điện trên các đảo, nhưng sẽ có tác động tích cực trong việc giảm thiểu nhu cầu tiêu thụ điện.

Thông thường, để dự báo công suất lắp đặt điện mặt trời áp mái cho một địa phương, các nghiên cứu sẽ dựa trên tổng diện tích mái nhà của địa phương đó và xây dựng các kịch bản phù hợp. Tuy nhiên, khó khăn trong việc dự báo tỷ lệ tăng trưởng điện mặt trời áp mái cho các đảo là do thiếu số liệu thống kê chính thức về tổng diện tích mái nhà trên đảo hoặc diện tích mái/diện tích nhà trung bình của một hộ dân. Vì lý do đó, giả định rằng: (1) mỗi hộ gia đình trên các đảo có thể lắp tối đa 3 kWp điện mặt trời áp mái và (2) tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời áp mái tối đa cho các kịch bản BAU là 0%. Các kịch bản GREEN vào các

năm 2030, 2035 và 2040 lần lượt có tỷ lệ thâm nhập là 5%, 7% và 10% công suất khả dụng được lắp đặt. Tương tự, các kịch bản HIGHER GREEN sẽ có tỷ lệ thâm nhập lần lượt là 10%, 15% và 20% cho các năm 2030, 2035 và 2040.

Việc giả định rằng mỗi hộ gia đình trên đảo có thể lắp đặt tối đa 3 kWp điện mặt trời áp mái là hợp lý, dựa trên ba yếu tố chính:

- Kích thước mái nhà: diện tích mái nhà trung bình của hộ gia đình (sau khi tính đến hệ số suy giảm và diện tích cơ sở), thường từ 20 - 30 m<sup>2</sup>, đủ để lắp đặt hệ thống 3 kWp, vì diện tích này phù hợp với yêu cầu lắp đặt và hiệu suất của tấm pin.

- Nhu cầu tiêu thụ điện: công suất 3 kWp có thể cung cấp khoảng 3.000 - 4.500 kWh/năm, đủ để đáp ứng nhu cầu điện cơ bản cho các thiết bị trong gia đình như chiếu sáng và máy lạnh.

- Khả năng lắp đặt và chi phí: hệ thống 3 kWp là khả thi về mặt kỹ thuật và tài chính đối với các hộ gia đình, đặc biệt là ở các đảo nơi không gian và chi phí lắp đặt đóng vai trò quan trọng.

Tóm lại, 3 kWp là công suất hợp lý cho mỗi hộ gia đình trên đảo vì nó phù hợp với diện tích mái nhà và nhu cầu tiêu thụ điện, đồng thời tối ưu về chi phí và khả năng thực hiện.

Để tính toán công suất phát của hệ thống điện mặt trời áp mái trong những năm tương lai áp dụng (3.57) để tính toán:

$$P_{PV} = Y_{PV} \times f_{PV} \times \left( \frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \times [1 + \alpha_P \times (T_C - T_{C,STC})] \quad (3.57)$$

Trong đó:

- $P_{PV}$ : công suất phát của hệ thống điện mặt trời áp mái (kWp).
- $Y_{PV}$ : công suất thiết kế hoặc công suất định mức của tấm quang điện trong điều kiện tiêu chuẩn (kW).
- $f_{PV}$ : hệ số suy giảm của tấm quang điện (%).
- $G_T$ : bức xạ mặt trời tới tấm quang điện (kW/m<sup>2</sup>).
- $G_{T,STC}$ : bức xạ mặt trời ở điều kiện tiêu chuẩn (1 kW/m<sup>2</sup>).
- $\alpha_P$ : hệ số nhiệt độ của công suất (%/°C).
- $T_C$ : nhiệt độ tấm quang điện trong bước thời gian hiện tại (°C).
- $T_{C,STC}$ : nhiệt độ tấm quang điện trong điều kiện tiêu chuẩn (25°C).

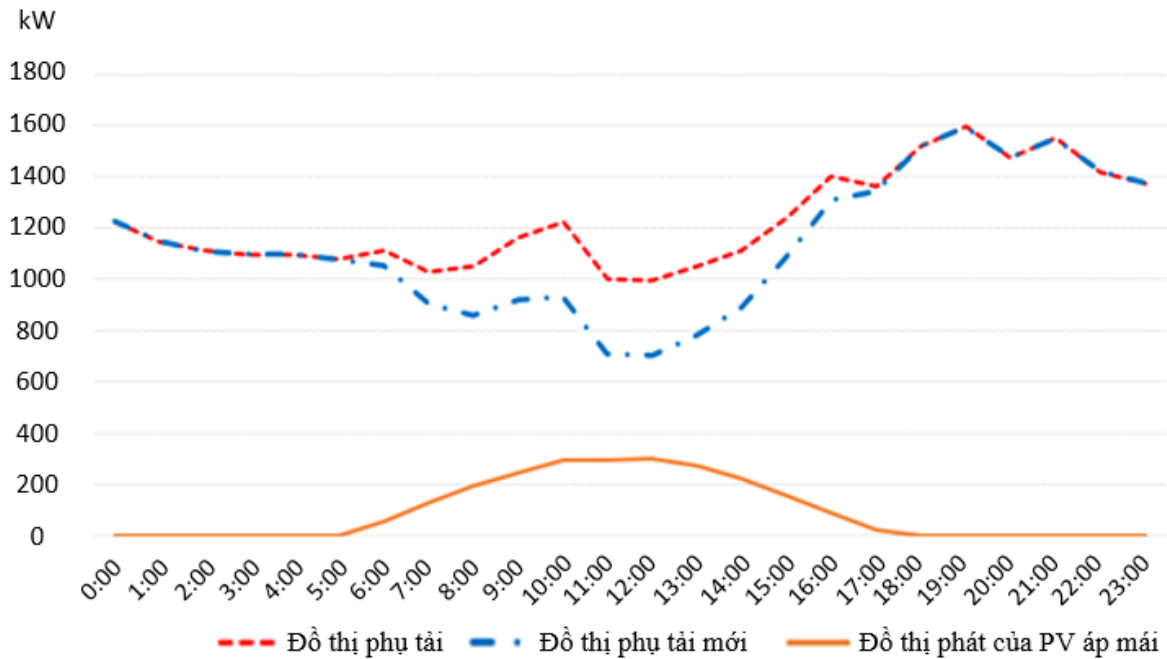
Nếu không xét đến ảnh hưởng của nhiệt độ lên tấm quang điện, (3.57) được đơn giản hóa như (3.58):

$$P_{PV} = Y_{PV} \times f_{PV} \times \left( \frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \quad (3.58)$$

Trong đó:

- $P_{PV}$ : công suất phát của hệ thống điện mặt trời áp mái (kWp).
- $Y_{PV}$ : công suất thiết kế hoặc công suất định mức của tấm quang điện trong điều kiện tiêu chuẩn (kW).
- $f_{PV}$ : hệ số suy giảm của tấm quang điện (%).
- $G_T$ : bức xạ mặt trời tới tấm quang điện ( $\text{kW/m}^2$ ).
- $G_{T,STC}$ : bức xạ mặt trời ở điều kiện tiêu chuẩn ( $1 \text{ kW/m}^2$ ).

Áp dụng công thức (3.58) vào tính toán dựa trên những dữ liệu về tài nguyên mặt trời sẽ giúp xác định được lượng công suất phát theo từng năm. Tài nguyên năng lượng mặt trời thể hiện lượng bức xạ mặt trời chiếu xuống bề mặt trái đất trong một năm.



Hình 3.20. Nhu cầu phụ tải và sản lượng điện mặt trời áp mái điển hình.

Từ các đồ thị phụ tải và đồ thị phát điện mặt trời mái nhà, nghiên cứu chỉ ra rằng khi các đồ thị phụ tải và đồ thị phát điện mặt trời giao thoa với nhau, sẽ tạo ra các kiểu đồ thị phụ tải mới. Việc hình dáng đồ thị thay đổi nhiều hay ít còn tùy thuộc vào mức độ thâm nhập của điện mặt trời áp mái trong năm được xét. Có một điều cần chú ý, khi công suất điện mặt trời áp mái tại các hộ gia đình tăng trưởng, nhu cầu điện sẽ không giảm đều theo một tỷ lệ nhất định mà chỉ giảm vào ban ngày, trong khung giờ từ 06 giờ đến 18 giờ. Nhu cầu phụ tải trong một giờ được tính toán bởi (3.59):

$$D'_{i,y} = D_{i,y} - P_{sr_{i,y}} \quad (3.59)$$

Trong đó:

- $D'_{i,y}$ : nhu cầu phụ tải đã tiết giảm trong giờ thứ  $i$ , năm  $y$  (kWh).
- $D_{i,y}$ : nhu cầu phụ tải được dự báo trong giờ thứ  $i$ , năm  $y$  (kWh).
- $P_{sr_{i,y}}$ : công suất phát của điện mặt trời áp mái trong giờ thứ  $i$ , năm  $y$ .

Dưới đây là một ví dụ thể hiện kiểu đồ thị phụ tải mới sau khi kết hợp dự báo phụ tải và dự báo mức độ thâm nhập của điện mặt trời mái nhà như Hình 3.20.

### 3.3.6. Hàm mục tiêu

Hàm mục tiêu: hàm mục tiêu của cấu trúc phát điện tối ưu là tối thiểu hóa tổng chi phí phát điện vào các năm 2025, 2030, 2035 và 2040, mô tả bởi (3.60) [65]:

$$\sum costs = \sum_{g,q,t,y} W_y \times CE_{g,y} \times X_{g,q,t,y} \rightarrow \min \quad (3.60)$$

Trong đó:

- $\sum costs$ : tổng chi phí phát điện [USD].
- $W_y$ : hệ số quy đổi thời giá.

-  $CE_{g,y}$ : chi phí phát điện của nhà máy điện  $g$  năm  $y$  (USD/MWh), Chi phí này bao gồm chi phí đầu tư, vận hành, bảo trì, nhiên liệu và các yếu tố khác.

-  $X_{g,q,t,y}$ : công suất phát tối ưu về chi phí của nhà máy sử dụng nguồn phát  $g$  cho dạng tải  $q$  tại thời điểm  $t$  của năm  $y$  (MWh).

-  $g$ : loại hình phát điện (diesel, gió (cũ và mới), quang điện mặt trời (cũ và mới), sinh khối) và BESS.

- $q$ : tháng trong năm (từ 1 đến 12).
- $t$ : thời gian trong một ngày (từ 1:00 đến 24:00).
- $y$ : năm tính toán (2025, 2030, 2035 và 2040).

Ý nghĩa của hàm mục tiêu: hàm mục tiêu tổng hợp chi phí phát điện từ các nguồn khác nhau, tại các thời điểm khác nhau, với mục tiêu:

- Giảm thiểu tổng chi phí phát điện qua toàn bộ các năm (2025, 2030, 2035 và 2040).
- Xác định cấu trúc phát điện tối ưu theo tỷ lệ các nguồn điện để đạt được hiệu quả

kinh tế cao nhất.

Mục tiêu thực tiễn của hàm mục tiêu:

- Đảm bảo tính kinh tế của hệ thống phát điện.

- Cân bằng giữa các nguồn năng lượng gồm nguồn năng lượng tái tạo và nguồn năng lượng không tái tạo nhằm tối ưu hóa chi phí, giảm phát thải CO<sub>2</sub> và đảm bảo cung cấp năng lượng bền vững.

- Duy trì tính khả thi trong dài hạn, đáp ứng nhu cầu năng lượng của đảo hoặc khu vực nghiên cứu.

Hệ số quy đổi thời giá: hệ số quy đổi thời giá  $W_y$  được trình bày trong phương thức vận hành mới nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống phát điện diesel - gió, xác định như (3.16):

$$W_y = \left[ \frac{1+r}{1+\varepsilon} \right]^{y-y^n} \quad (3.16)$$

Trong đó:

-  $r$ : lãi suất, lãi suất là tỷ lệ lợi tức kỳ vọng từ việc đầu tư vốn. Nếu không đầu tư mà giữ vốn, người ta mất cơ hội tăng trưởng số tiền này theo lãi suất. Ví dụ 100 USD trong năm 2024, nếu đầu tư với lãi suất 8%/năm, sẽ trở thành 108 USD vào năm 2025.

-  $\varepsilon$ : tỷ lệ lạm phát. Lạm phát là sự mất giá trị của tiền tệ qua thời gian, khiến giá trị thực của tiền giảm đi. Ví dụ nếu lạm phát 4%/năm, 100 USD hiện tại sẽ chỉ có thể mua được hàng hóa tương đương 96 USD vào năm sau.

-  $y^n$ : năm gốc nghiên cứu, ví dụ năm gốc hiện tại  $y^n = 2024$ .

-  $y - y^n$ : số năm tính từ năm  $y^n$ , đây là số năm cần chiết khấu, để quy đổi giá trị của năm  $y$  về năm gốc  $y^n$ , ví dụ  $y^n = 2024$ .

Ví dụ: Giả sử  $r = 8\%$ ;  $\varepsilon = 4\%$

- Tính toán hệ số quy đổi thời giá  $W_y$  cho năm 2025, có nghĩa là  $y = 2025$ :

$$W_{2025} = \left[ \frac{1+0,08}{1+0,04} \right]^{2025-2024} = \left[ \frac{1,08}{1,04} \right]^1 = 1,038$$

Có ý nghĩa là giá trị 1 USD ở năm 2025 tương đương 1,038 USD ở năm 2024.

- Tính toán hệ số quy đổi thời giá  $W_y$  cho năm 2030, có nghĩa là  $y = 2030$ :

$$W_{2030} = \left[ \frac{1+0,08}{1+0,04} \right]^{2030-2024} = \left[ \frac{1,08}{1,04} \right]^6 = 1,243$$

Có ý nghĩa là giá trị 1 USD ở năm 2030 tương đương 1,243 USD ở năm 2024.

Ý nghĩa của hệ số quy đổi thời giá  $W_y$ : công thức tính hệ số quy đổi thời giá  $W_y$  có ý nghĩa đưa chi phí của các năm khác nhau về giá trị hiện tại (năm 2024) để thuận tiện so sánh. Điều này rất cần thiết trong các bài toán tối ưu hóa liên quan đến chi phí qua nhiều năm, vì giá trị tiền tệ thay đổi theo thời gian do lãi suất và lạm phát. Đảm bảo các quyết định tối ưu hóa được đưa ra trên cơ sở giá trị thời gian của tiền tệ.

Tỷ lệ chiết khấu thời gian thực,  $W_y$  biểu diễn mức độ thay đổi giá trị của 1 đơn vị tiền từ năm  $y$  (tương lai) về giá trị hiện tại năm 2024, có tính đến cả lãi suất và lạm phát. Cân bằng giữa lãi suất và lạm phát:

- Nếu lãi suất cao hơn lạm phát ( $r > \varepsilon$ ), tiền trong tương lai có giá trị cao hơn hiện tại (do lợi tức vượt mức lạm phát).
- Nếu lạm phát cao hơn lãi suất ( $\varepsilon > r$ ), tiền trong tương lai có giá trị thấp hơn hiện tại, do giá trị tiền giảm nhanh hơn lợi tức từ đầu tư.

Chi phí phát điện bình quân của loại hình phát điện: chi phí phát điện  $CE$  (USD/kWh) của nhà máy  $g$  trong năm  $y$  được xác định bởi (3.61) [65]:

$$CE_{g,y} = \frac{\Sigma(F_{g,y} + A_{g,y} + MO_{g,y})}{Q_{g,y}} \quad (3.61)$$

Trong đó:

- $CE_{g,y}$ : chi phí phát điện  $g$  năm  $y$  (USD/kWh).
- $F_{g,y}$ : chi phí nhiên liệu (USD), Bao gồm chi phí nhiên liệu sử dụng cho nhà máy  $g$  trong năm  $y$  (ví dụ: than, diesel...). Đây là thành phần chi phí thay đổi, phụ thuộc vào giá nhiên liệu thị trường và hiệu suất của nhà máy.
- $A_{g,y}$ : khấu hao vốn đầu tư (USD).
- $MO_{g,y}$ : chi phí vận hành, bảo trì (USD).
- $Q_{g,y}$ : sản lượng của nhà máy điện  $g$  năm  $y$  (kWh).

Công thức này tính chi phí phát điện bình quân của nhà máy điện  $g$  trong năm  $y$ . Mục tiêu là xác định mức chi phí để sản xuất 1 kWh điện năng từ nhà máy  $g$ , bao gồm tất cả các yếu tố đầu vào quan trọng như nhiên liệu, khấu hao và bảo trì.

Khấu hao hằng năm  $A_{g,y}$  được tính như (3.62) [65]:

$$A_{g,y} = \frac{r_0 \times (1+r_0)^n}{(1+r_0)^n - 1} \times I_{g,y} \times C_{g,y} \times 10^3 \quad (3.62)$$

Trong đó:

- $A_{g,y}$ : giá trị khấu hao một năm của nhà máy  $g$  (USD/kW/năm).
- $r_0$ : tỷ lệ lãi suất vay ODA (ví dụ: 3,8%/năm) (%/năm).
- $n$ : vòng đời của nhà máy  $g$  (năm).
- $I_{g,y}$ : suất đầu tư của nhà máy điện  $g$  năm  $y$  (USD/kW).
- $C_{g,y}$ : công suất đặt của nhà máy điện  $g$  năm  $y$  (MW).

### 3.3.7. Các ràng buộc của hàm mục tiêu

Các ràng buộc đi với hàm mục tiêu là kết hợp của các ràng buộc thuộc bài toán quy hoạch như: ràng buộc về công suất & sản lượng các nguồn phát và bài toán vận hành như: cân bằng công suất, công suất dự trữ, hệ số công suất, phạm vi thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp, công suất phát cực đại theo giờ của điện mặt trời, giới hạn dung lượng xả và sạc của hệ thống lưu trữ.

- **Cân bằng công suất**

Để hệ thống điện vận hành ổn định, đảm bảo cung cấp đủ điện năng cho nhu cầu tiêu thụ thì tổng công suất phát điện từ tất cả các nhà máy  $g$  theo tại thời điểm  $t$  năm  $y$ , phải bằng đúng công suất phụ tải  $q$  ở thời điểm tương ứng. Nói cách khác là tổng công suất phát của các nguồn phát phải bằng công suất phụ tải yêu cầu. Trong nghiên cứu này, tổng phụ phải yêu cầu được dự báo thông qua tỷ lệ phát triển từ dữ liệu nguồn phát tại địa phương trong quá khứ, nên đã bao gồm tổn thất công suất. Phương trình cân bằng công suất được biểu diễn như (3.63) [65]:

$$\sum_g X_{g,q,t,y} = P_{q,t,y} \quad (3.63)$$

Trong đó:

- $X_{g,q,t,y}$ : công suất phát của nhà máy  $g$  tại thời điểm  $t$  năm  $y$  (MW).
- $P_{q,t,y}$ : công suất tải yêu cầu cho dạng phụ tải  $q$  tại thời điểm  $t$  năm  $y$ .

Công suất đặt cực đại: công suất đặt của loại phát điện  $g$  trong năm  $y$  phải nhỏ hơn công suất đặt cực đại của loại nhà máy đó trong năm  $y$  đó. Bất đẳng thức biểu diễn như (3.64) [65]:

$$C_{g,y} \leq C_{max,g,y} \quad (3.64)$$

Trong đó:

- $C_{g,y}$ : công suất đặt của loại nhà máy  $g$  trong năm  $y$  (MW).
- $C_{max,g,y}$ : công suất đặt cực đại của loại nhà máy  $g$  trong năm  $y$  (MW).
- $g$ : loại nhà máy phát điện.
- $y$ : năm xét đến.

- **Công suất dự trữ**

Để đáp ứng độ tin cậy của hệ thống điện, tổng công suất đặt của hệ thống phát điện trong năm  $y$  phải lớn hơn công suất cực đại tải yêu cầu  $P_{max,y}$ , bao gồm cả công suất dự trữ như (3.65) [65]:

$$\sum C_{g,y} \geq (1 + \alpha_y) \times P_{max,y} \quad (3.65)$$

Trong đó:

- $\sum C_{g,y}$ : tổng công suất đặt của toàn bộ hệ thống phát điện trong năm  $y$  (MW).

- $P_{max,y}$ : là nhu cầu phụ tải cực đại của năm  $y$  (MW).
- $\alpha_y$ : hệ số dự trữ công suất của năm  $y$ .
- $g$ : loại nhà máy phát điện.
- $y$ : năm xét đến.

Công suất dự trữ là chỉ số biểu diễn độ tin cậy của hệ thống điện. Giá trị giới hạn dự trữ công suất  $\alpha_y$  không bao gồm công suất đặt của các nguồn phát điện sinh khối, gió và các nguồn phát điện từ mặt trời.

- **Hệ số công suất (capacity factor)**

Trong mỗi dạng phụ tải, sản lượng phát điện hằng ngày của nhà máy điện  $g$  phải nhỏ hơn tích số giữa hệ số phụ tải của nhà máy và sản lượng phát điện lý thuyết. Bất phương trình này được biểu diễn như (3.66) [65]:

$$\sum_t X_{g,q,t,y} \leq 24 \times L_{g,q} \times C_{g,y} \quad (3.66)$$

Trong đó:

- $\sum_t X_{g,q,t,y}$ : tổng sản lượng phát điện thực tế hàng ngày của nhà máy  $g$  (MWh).
- Số giờ trong một ngày: 24 (h).
- $C_{g,y}$ : công suất đặt của nhà máy  $g$  trong năm  $y$  (MW).
- $L_{g,q}$ : là hệ số phụ tải hay hệ số công suất của nhà máy điện  $g$  theo dạng đồ thị phụ tải  $q$ , ( $L_{g,q} = 0 \div 1$ ).

Hàm ràng buộc này chỉ áp dụng với nhà máy điện diesel và sinh khối. Với nhà máy điện diesel hệ số công suất  $L_{g,q}$  được chọn là 0,8. Với nhà máy điện sinh khối, do lượng rác các năm trước 2040 không đủ để vận hành công suất đặt 1MW nên hệ số công suất sẽ được chọn lần lượt là 0,4 cho 2030; 0,6 cho 2035 và 0,8 cho 2040.

- **Giới hạn thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp**

Mức thay đổi công suất phát điện của nhà máy  $g$  trong khoảng thời gian  $t$  so với thời điểm  $t - 1$  phải nằm trong một giới hạn nhất định, được kiểm soát bởi tỷ lệ thay đổi  $\rho_g$ . Điều này giúp tránh tình trạng thay đổi công suất đột ngột, bảo vệ thiết bị và đảm bảo tính ổn định của hệ thống điện, được tính theo phương trình (3.67) [65]:

$$(1 - \rho_g) \times X_{g,q,t,y} \leq X_{g,q,t,y} \leq (1 + \rho_g) \times X_{g,q,t-1,y} \quad (3.67)$$

Trong đó:

- $\rho_g$ : là giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp cho phép của nhà máy điện  $g$ .

-  $X_{g,q,t,y}$ : sản lượng phát điện thực tế của nhà máy  $g$ , dạng phụ tải  $q$ , tại thời điểm  $t$ , năm  $y$  (kWh).

-  $X_{g,q,t-1,y}$ : sản lượng phát điện thực tế tại thời điểm  $t - 1$ , thuộc cùng dạng phụ tải  $q$ , trong năm  $y$  (kWh).

-  $g$ : loại nhà máy phát điện.

-  $y$ : năm xét đến.

-  $q$ : dạng phụ tải.

-  $t$ : khung thời gian xét.

Đối với các nhà máy điện gió và điện mặt trời, nếu đã tính toán công suất phát cụ thể của từng giờ, từng tháng, nên có thể bỏ qua việc giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp. Đối với nhà máy điện diesel và sinh khối, giới hạn khả năng thay đổi công suất phát điện giữa hai giờ liên tiếp được chọn bằng 20%/ giờ.

- **Công suất phát cực đại theo giờ của điện gió**

Công suất phát điện gió  $C_{wind,t}$  tại thời điểm  $t$  sao cho không vượt quá một tỷ lệ  $k$  của công suất đặt cực đại  $C_{max\ wind,t}$  được trình bày như (3.68):

$$C_{wind,t} \leq k \times C_{max\ wind,t} \quad (3.68)$$

Trong đó:

-  $C_{wind,t}$ : công suất phát thực tế của điện gió tại thời điểm  $t$  (MW).

-  $C_{max\ wind,t}$ : công suất đặt cực đại của hệ thống tuabin gió tại thời điểm  $t$  (MW).

-  $t$ : thời điểm hoặc khung giờ được xét đến.

- Hệ số  $k$ : là hệ số phát điện theo giờ của điện gió, với  $k \leq 1$ .

Hệ số phát điện theo giờ của điện gió  $k$  là tỷ lệ cho biết mức độ phát điện tối đa mà tuabin gió có thể đạt được tại thời điểm đó so với công suất đặt cực đại,  $k$  phụ thuộc vào điều kiện gió thực tế, như tốc độ gió, hiệu suất của tuabin gió, Ví dụ  $k = 0.5$  (hay 50%) có nghĩa là công suất phát thực tế chỉ đạt tối đa 50% công suất đặt.

Để tính toán hệ số công suất phát theo giờ của nhà máy điện gió cần tính toán công suất đầu ra của một turbine gió khi được đặt tại tọa độ của các đảo, từ giá trị công suất đầu ra của turbine gió theo giờ và theo tháng này, nghiên cứu sẽ tìm ra quy luật của hệ số công suất phát theo giờ:

(1) Dựa trên đường cong công suất của turbine gió (Hình 3.21), có thể tính toán sản lượng điện dự kiến từ turbine tại tốc độ gió cụ thể trong các điều kiện tiêu chuẩn về

hiệt độ và áp suất. Trong sơ đồ minh họa, đường chấm đỏ thể hiện tốc độ gió theo chiều cao trục, còn đường chấm xanh biểu thị công suất đầu ra của turbine theo đường cong công suất tương ứng. Nếu tốc độ gió tại độ cao trục turbine nằm ngoài phạm vi đường cong công suất, turbine sẽ không phát điện. Điều này dựa trên giả định rằng turbine không hoạt động khi tốc độ gió dưới mức tối thiểu hoặc vượt mức tối đa quy định.

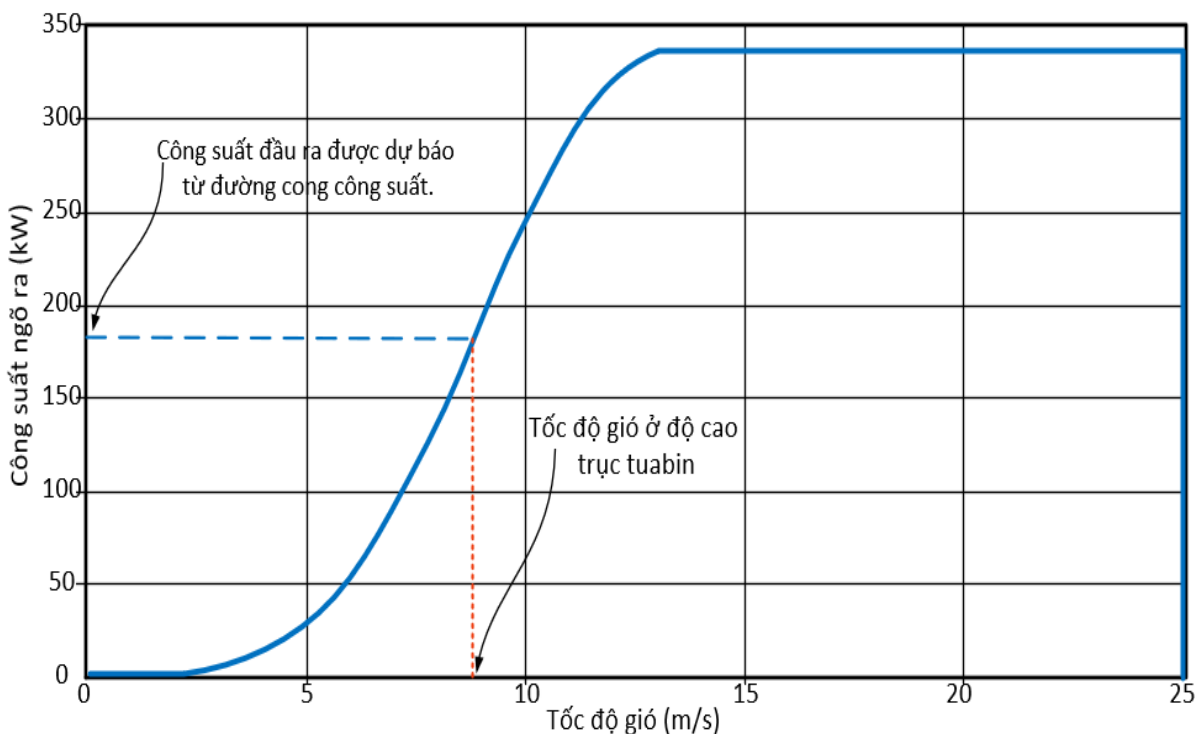
(2) Đường cong công suất thường được xây dựng dựa trên các điều kiện tiêu chuẩn về nhiệt độ và áp suất (STP). Để hiệu chỉnh theo điều kiện thực tế, giá trị công suất dự đoán từ đường cong công suất cần được nhân với tỷ lệ mật độ không khí, được tính theo phương trình (3.69):

$$P_{WTG} = \left( \frac{\rho}{\rho_0} \right) \times P_{bWTG.STP} \quad (3.69)$$

Trong đó:

- $P_{WTG}$ : sản lượng điện của turbine gió (kW).
- $\rho$ : mật độ không khí thực ( $\text{kg/m}^3$ ).
- $\rho_0$ : mật độ không khí ở nhiệt độ và áp suất tiêu chuẩn ( $1,225 \text{ kg/m}^3$ ).
- $P_{bWTG.STP}$ : sản lượng điện của turbine gió ở nhiệt độ và áp suất tiêu chuẩn (kW).

Từ giá trị công suất đầu của từng giờ theo tháng, ta tính được hệ số công suất phát điện gió tại các đảo.



Hình 3.21. Đường cong công suất của turbine gió.

- **Công suất phát cực đại theo giờ của điện mặt trời**

Công suất phát thực tế của hệ thống điện mặt trời  $C_{solar,t}$  tại thời điểm  $t$  không được vượt quá một tỷ lệ  $m$  của công suất đặt cực  $C_{max\ solar,t}$  được trình bày như (3.70):

$$C_{solar,t} \leq m \times C_{max\ solar,t} \quad (3.70)$$

Trong đó:

- $m$ : là hệ số khả dụng của điện mặt trời, với  $m \leq 1$ .

Hệ số khả dụng của điện mặt trời hay còn gọi là hệ số công suất phát theo giờ của điện mặt trời  $m$  là tỷ lệ thể hiện mức độ sử dụng được công suất đặt cực đại của hệ thống tại thời điểm đó. Giá trị của  $m$  phụ thuộc vào cường độ bức xạ mặt trời ( $W/m^2$ ); Hiệu suất hoạt động của các tấm pin; Điều kiện thời tiết (nắng, mây, mưa, bụi bẩn). Ví dụ  $m = 0,75$  (hay 75%) nghĩa là tại thời điểm đó, hệ thống chỉ đạt được 75% công suất đặt cực đại. Trên cùng một địa điểm, không có sự khác biệt về hệ số công suất phát theo giờ của điện mặt trời giữa quy mô nhà máy và quy mô hộ gia đình. (Ví dụ khi nghiên cứu tại Phú Quý, hệ số công suất phát của điện mặt trời  $m$  được trình bày Bảng 4.39).

- $C_{solar,t}$ : công suất phát thực tế của điện mặt trời tại thời điểm  $t$  (MW).
- $C_{max\ solar,t}$ : công suất đặt cực đại của hệ thống điện mặt trời tại thời điểm  $t$  (MW).
- $t$ : thời điểm hoặc khung giờ được xét đến.

- **Ràng buộc về hệ thống lưu trữ - BESS**

Dung lượng xả và sạc của hệ thống lưu trữ không vượt quá tỷ lệ  $\mu$  của dung lượng cực đại của hệ thống lưu trữ tại thời điểm đó, được thể hiện như (3.71) và (3.72). Điều này đảm bảo hệ thống hoạt động trong phạm vi thiết kế và tránh tình trạng quá tải hoặc sự cố.

$$C_{bess\ discharge,t} \leq \mu \times C_{bess\ max} \quad (3.71)$$

$$C_{bess\ charge,t} \leq \mu \times C_{bess\ max} \quad (3.72)$$

Trong đó:

- $C_{bess\ discharge,t}$ : dung lượng xả của hệ thống lưu trữ năng lượng tại thời điểm  $t$  (MWh).
- $C_{bess\ charge,t}$ : dung lượng sạc của hệ thống lưu trữ năng lượng tại thời điểm  $t$  (MWh).
- $C_{bess\ max}$ : dung lượng cực đại của hệ thống lưu trữ năng lượng (MWh).
- $\mu$ : hệ số lượng sạc xả tối đa trong 1 giờ của BESS.

Hệ số lượng sạc xả tối đa trong 1 giờ  $\mu$  là tỷ lệ tối đa cho phép so với dung lượng cực đại của hệ thống lưu trữ. Thông thường,  $\mu$  là một giá trị nhỏ hơn hoặc bằng 1, ví dụ  $\mu = 0,8$  có nghĩa là dung lượng xả hoặc sạc không vượt quá 80% dung lượng cực đại của hệ thống. Giới hạn này giúp điều chỉnh và bảo vệ hệ thống, tránh quá tải hoặc sử dụng quá mức.

Lượng sạc xả tối đa trong 1 giờ mà BESS cho phép, thông thường được ký hiệu là 0,5 C; 1 C... Khi đó tương ứng  $\mu = 0,5$  hoặc  $\mu = 1$ ...

BESS đang xả điện vào lưới điện để đáp ứng nhu cầu phụ tải, không có năng lượng nào được sạc lại vào hệ thống lưu trữ tại thời điểm  $t$ . Dung lượng xả  $C_{bess\ discharge,t}$  phải lớn hơn 0, trong khi dung lượng sạc  $C_{bess\ charge,t}$  bằng 0 như (3.73). Hay nói cách khác là khi BESS đang xả thì BESS không được sạc.

BESS đang sạc điện vào các pin lưu trữ và không có năng lượng nào được xả ra khỏi hệ thống lưu trữ vào lưới điện tại thời điểm  $t$ . Dung lượng sạc  $C_{bess\ charge,t}$  phải lớn hơn 0, trong khi dung lượng xả  $C_{bess\ discharge,t}$  bằng 0 như (3.74). Hay nói cách khác là khi BESS đang sạc thì BESS không được xả.

$$C_{bess\ discharge,t} > 0 ; C_{bess\ charge,t} = 0 \quad (3.73)$$

$$C_{bess\ charge,t} > 0 ; C_{bess\ discharge,t} = 0 \quad (3.74)$$

Trong đó:

- Giá trị  $t = 1 \div 24$ .
- $C_{bess\ discharge,t}$ : dung lượng xả của hệ thống lưu trữ năng lượng vào lưới điện tại thời điểm  $t$  (MWh).
- $C_{bess\ charge,t}$ : dung lượng sạc của hệ thống lưu trữ năng lượng tại thời điểm  $t$ , bằng 0 trong trường hợp này (MWh).

Tóm lại (3.73) và (3.74) có nghĩa là khi BESS vào giờ  $t$  đang sạc thì sẽ không xả và ngược lại nếu thời điểm  $t$  hệ thống đang xả thì sẽ không được phép sạc điện.

Ràng buộc về tổng dung lượng xả của hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) trong tất cả các thời điểm  $t$  không được vượt quá một tỷ lệ  $\gamma$  của dung lượng cực đại  $C_{bess\ max}$  như (3.75). Phương trình này giúp kiểm soát mức độ xả năng lượng từ BESS, đảm bảo rằng tổng dung lượng xả của hệ thống không vượt quá khả năng tối đa của nó, tránh tình trạng quá tải và bảo vệ hệ thống lưu trữ, được trình bày bởi (3.75):

$$\sum C_{bess\ discharge,t} \leq \gamma \times C_{bess\ max} \quad (3.75)$$

Trong đó:

- $C_{bess\ discharge,t}$ : là dung lượng xả của BESS tại thời điểm  $t$  (MWh).
- $C_{bess\ max}$ : dung lượng cực đại mà BESS có thể xả trong một thời điểm (MWh).
- $\gamma$ : hệ số điều chỉnh lượng BESS xả tối đa.

Giá trị  $\gamma$  giúp điều chỉnh lượng BESS xả tối đa. Ví dụ cài đặt  $\gamma = 0,8$  có nghĩa hệ thống không cho phép BESS xả quá 80% giá trị định mức.

Ràng buộc về tổng dung lượng sạc của BESS trong tất cả các thời điểm  $t$  phải không vượt quá dung lượng cực đại  $C_{bess\ max}$  của hệ thống trong một khoảng thời gian, được trình bày như (3.76):

$$\sum C_{bess\ charge,t} \leq C_{bess\ max} \quad (3.76)$$

Trong đó:

- $C_{bess\ charge,t}$ : là dung lượng sạc của BESS tại thời điểm  $t$  (MWh).
- $C_{bess\ max}$ : là dung lượng cực đại mà BESS có thể sạc lại trong một khoảng thời gian (MWh).

Ràng buộc trên có nghĩa, tổng lượng điện sạc vào BESS không được vượt quá giá trị dung lượng định mức BESS.

### 3.3.8. Giới hạn công suất lắp đặt của các nguồn phát

Việc phát triển các nguồn năng lượng trong tương lai cần tuân theo các yếu tố khách quan như vị trí địa lý, quỹ đất, khoảng cách đến khu dân cư và các quy hoạch phát triển liên quan. Do đó, cần xem xét giới hạn công suất lắp đặt tối đa cho từng năm trong các kịch bản cụ thể.

#### • Giới hạn công suất lắp đặt điện gió

Công suất lắp đặt điện gió tại các đảo phụ thuộc vào:

- Yếu tố tự nhiên: tốc độ gió, tiềm năng khai thác và tác động môi trường tự nhiên.
- Yếu tố kỹ thuật: độ bền của hệ thống, cấu trúc hạ tầng và khả năng truyền tải điện.
- Yếu tố chính sách: quy hoạch năng lượng tái tạo, sử dụng đất, các tiêu chuẩn môi trường.

Hiện chưa có thông tin về các dự án điện gió khả thi tại các đảo nhiệt đới của Việt Nam. Tuy nhiên, nghiên cứu khẳng định rằng công suất điện gió sẽ không tăng trưởng đến năm 2025 trong tất cả các kịch bản, vì thời gian xây dựng một dự án thường mất khoảng 3 năm. Trong tương lai, việc xác định công suất lắp đặt tối đa sẽ dựa trên vị trí phù hợp cho turbine gió, kết hợp phân tích kỹ thuật, môi trường và quy hoạch sử dụng đất.

#### • Giới hạn công suất lắp đặt điện mặt trời

Tương tự điện gió, đến năm 2025, sẽ không có dự án nhà máy điện mặt trời mới được triển khai. Trong các năm tiếp theo, giới hạn tăng trưởng điện mặt trời phụ thuộc vào diện tích đất có sẵn trên đảo. Luận án giả định rằng đến năm 2040, 1% diện tích đất của các đảo sẽ được sử dụng để phát triển điện mặt trời. Tỷ lệ này được đề xuất vì nó phù hợp với điều kiện quy hoạch và có thể triển khai hiệu quả tại các đảo như Phú Quý.

- **Công suất dự trữ của hệ thống**

Các hệ thống điện cần dự trữ công suất để đối phó với các tình huống khẩn cấp hoặc khi công suất phát của năng lượng tái tạo sụt giảm. Tỷ lệ công suất dự trữ trong từng kịch bản được giả định như sau:

- Kịch bản BAU: dự trữ công suất 10% phụ tải đỉnh trong năm.
- Kịch bản GREEN: dự trữ công suất 15%.
- Kịch bản HIGHER GREEN: dự trữ công suất 20%.

Ví dụ, tại đảo Phú Quý, công suất diesel hiện hữu là 9,7 MW. Trong tương lai:

- Nếu diesel dư (standby)  $\geq$  công suất dự trữ tính toán, thì phần dư này sẽ được sử dụng làm công suất dự trữ.
- Nếu diesel dư  $<$  công suất dự trữ tính toán, cần bổ sung công suất thiếu hụt để đáp ứng nhu cầu dự trữ công suất.

### 3.3.9. Phát thải CO<sub>2</sub>

Để tính toán lượng phát thải CO<sub>2</sub> của hệ thống điện theo cơ cấu nguồn phát, luận án sử dụng thông số về hệ số phát thải của từng loại hình phát điện tương ứng. Trong nghiên cứu này, hệ số phát thải CO<sub>2</sub> của các loại nhà máy điện được thu thập từ các công trình nghiên cứu: (1) với điện sinh khối từ nghiên cứu “CO<sub>2</sub> life cycle emission factor of power generation Vietnam” [104], (2) hệ số phát thải của điện mặt trời từ “Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics” được công bố bởi Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo quốc gia Mỹ [105], (3) nghiên cứu của Daniel Nugent và các cộng sự, đề tài “Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey” [106], (4) nghiên cứu của Oktoviano Gandhi và các cộng sự, đề tài “Life Cycle Greenhouse Gas Emission Assessment of Photovoltaic System in Indonesia” [107], (5) nghiên cứu của Y. Gan và các cộng sự, đề tài “Greenhouse gas emissions embodied in the U.S. solar photovoltaic supply chain” [108], (6) hệ số của điện gió từ “Life cycle costs and carbon emissions of wind power” [109], (7) riêng đối với diesel, hệ số phát thải được tính toán từ sản lượng điện và lượng CO<sub>2</sub> phát thải được công bố trong tài liệu “Nghiên cứu, xây dựng hệ số phát thải của lưới điện Việt Nam năm 2018” [110]. Các hệ số này được tổng hợp ở Bảng 3.7.

Bảng 3.7. Hệ số phát thải CO<sub>2</sub> của các loại hình phát điện ở Việt Nam.

| Loại hình phát điện                                | Diesel | Sinh khối | Gió  | Mặt trời |
|----------------------------------------------------|--------|-----------|------|----------|
| Phát thải CO <sub>2</sub> (g-CO <sub>2</sub> /kWh) | 763,6  | 20        | 11,7 | 40       |

Lượng CO<sub>2</sub> phát thải của hệ thống theo cơ cấu nguồn phát (tối ưu)  $g$  năm  $y$ , được trình bày như (3.77):

$$CE_{gy} = \sum_g \sum_t X_{g,y} \times EG_{gCO_2} \quad (3.77)$$

Trong đó:

- $CE_{gy}$ : lượng phát thải CO<sub>2</sub> của hệ thống theo cơ cấu nguồn phát  $g$  năm  $y$  (tấn CO<sub>2</sub>).
- $\sum_t X_{g,y}$ : sản lượng phát điện thực tế theo cấu trúc phát điện tối ưu của nhà máy  $g$  năm  $y$  (kWh).
- $EG_{gCO_2}$ : lượng phát thải CO<sub>2</sub> của loại hình phát điện  $g$  (tấn CO<sub>2</sub>/kWh).

Lượng phát thải CO<sub>2</sub> giảm được của cấu trúc phát điện tối ưu so với cơ cấu phát điện hiện hữu, được trình bày như (3.78):

$$\Delta CE_{gy} = \sum CE_{gy-old} - CE_{gy} \quad (3.78)$$

Trong đó:

- $\Delta CE_{gy}$ : lượng phát thải CO<sub>2</sub> giảm được của cấu trúc phát điện tối ưu so với cơ cấu điện hiện hữu (tấn CO<sub>2</sub>).
- $CE_{gy}$ : lượng phát thải CO<sub>2</sub> của hệ thống theo cơ cấu nguồn phát  $g$  năm  $y$  (tấn CO<sub>2</sub>).
- $\sum CE_{gy-old}$ : lượng phát thải CO<sub>2</sub> của hệ thống hiện hữu (lúc chưa thực hiện xác định cấu trúc phát điện tối ưu) theo cơ cấu nguồn phát  $g$  (tấn CO<sub>2</sub>).

### 3.3.10. Công cụ tối ưu hóa

Các chương trình mô phỏng thường là công cụ phổ biến nhất để đánh giá hiệu suất của các kịch bản năng lượng. Qua việc sử dụng chúng, cấu hình tối ưu có thể được xác định bằng cách so sánh chi phí sản xuất năng lượng, theo A.K. Akella và các cộng sự thì ở khu vực hải đảo, các loại mô hình năng lượng tái tạo khác nhau có thể sử dụng phần mềm LINDO để xác định chi phí năng lượng tối thiểu. Puli Ramaiah và các cộng sự thì cho rằng hiện nay, các phần mềm có sẵn để tối ưu hóa là LINDO, LINDO API, LINGO, HOMER, VIPOR, TORA... trong đó phần mềm LINDO được báo cáo là công cụ tối ưu truyền thống nhất để giải các mô hình tối ưu tuyến tính [111a-105].

LINDO - Linear Interactive and Discrete Optimizer là phần mềm tối ưu hóa được phát triển bởi LINDO Systems, Inc., một công ty có trụ sở tại Chicago, Hoa Kỳ. Được thành lập vào năm 1981 bởi Giáo sư Linus Schrage từ Đại học Chicago, công ty này nổi tiếng với các giải pháp tối ưu hóa cho cả doanh nghiệp và nghiên cứu khoa học. LINDO

hỗ trợ giải quyết nhiều bài toán tối ưu hóa trong các lĩnh vực như tài chính, sản xuất, năng lượng, chuỗi cung ứng và hậu cần. Công cụ này có khả năng xử lý các mô hình tuyến tính, phi tuyến, liên tục hoặc rời rạc, đáp ứng nhu cầu đa dạng của ngành công nghiệp và học thuật [113].

LINDO trong ngành điện: LINDO được sử dụng rộng rãi trong việc tối ưu hóa cấu trúc và vận hành hệ thống phát điện, đặc biệt trong:

- Tối ưu hóa hệ thống năng lượng: xác định tổ hợp tối ưu giữa nhiệt điện, thủy điện, điện gió và điện mặt trời để giảm chi phí vận hành hoặc tăng hiệu quả phát điện.
- Xử lý mô hình hỗn hợp: giải quyết mô hình bao gồm biến liên tục (lượng điện sản xuất) và biến nguyên (quyết định đóng/mở nhà máy điện).
- Phân tích độ nhạy và kịch bản: đánh giá tác động của các yếu tố như giá nhiên liệu, nhu cầu điện, hay sự biến đổi sản lượng từ nguồn tái tạo.
- Tối ưu hóa vận hành: lập kế hoạch vận hành nhà máy điện hàng ngày hoặc theo mùa với chi phí tối thiểu.
- Giảm thiểu phát thải: tích hợp giới hạn phát thải để tối ưu hóa sử dụng năng lượng sạch.
- Quản lý rủi ro: mô hình hóa các yếu tố rủi ro (biến động giá nhiên liệu, sự cố cung cấp) để xác định cấu trúc phát điện tối ưu.



Hình 3.22. Giao diện và cấu trúc các dòng lệnh chương trình LINDO.

Các ứng dụng điển hình của LINDO: một số tổ chức đã áp dụng LINDO để tối ưu hóa hệ thống năng lượng:

- Phòng thí nghiệm quốc gia Argonne (Hoa Kỳ): nghiên cứu tối ưu hóa hệ thống năng lượng, tập trung vào giảm chi phí và phát thải.

- MIT energy Initiative (Hoa Kỳ): sử dụng LINDO để tối ưu hóa cấu trúc phát điện trong các hệ thống năng lượng hỗn hợp.

- Phòng thí nghiệm quốc gia Sandia (Hoa Kỳ): tối ưu hóa lưới điện thông minh và tích hợp năng lượng tái tạo. - Viện nghiên cứu năng lượng và môi trường (Đức): phát triển mô hình năng lượng bền vững với sự hỗ trợ từ LINDO.

- Phòng thí nghiệm quốc gia Lawrence Berkeley (Hoa Kỳ): tối ưu hóa phát điện nhằm giảm chi phí và phát thải.

- Viện năng lượng châu Âu: mô phỏng và phân tích các kịch bản chính sách và công nghệ hướng đến giảm phát thải và tăng năng lượng tái tạo.

Giao diện người dùng LINDO: giao diện và cấu trúc các dòng lệnh chương trình LINDO được giới thiệu trong Hình 3.22, giao diện LINDO được thiết kế trực quan với nhiều tính năng [113]:

- Giao diện đồ họa (GUI): cho phép nhập mô hình và điều chỉnh tham số mà không cần viết mã phức tạp.

- Công cụ trực quan hóa kết quả: hiển thị đồ thị, bảng số liệu, phân tích độ nhạy, hỗ trợ người dùng hiểu rõ mô hình.

- Tương tác tối ưu hóa: người dùng có thể thay đổi tham số và quan sát ngay tác động.

- Công cụ gỡ lỗi: hỗ trợ phát hiện lỗi trong mô hình tối ưu hóa.

- **Ví dụ điển hình về giải thuật Nhánh và Cận ứng dụng trong LINDO**

Một ví dụ điển hình về ứng dụng giải thuật Nhánh và Cận trong phần mềm LINDO là bài toán người đi du lịch (Traveling Salesman Problem - TSP), trong đó người đi du lịch phải đi qua một số thành phố, thăm mỗi thành phố một lần và trở về điểm xuất phát với quãng đường đi ngắn nhất. Phần mềm LINDO sử dụng giải thuật Nhánh và Cận để tìm kiếm giải pháp tối ưu cho bài toán này.

Giải thuật Nhánh và Cận được LINDO triển khai theo cách chia bài toán thành các "nhánh" (subproblems) dựa trên việc chọn các thành phố và sau đó "cận" (bounds) các giải pháp tiềm năng bằng cách ước lượng chi phí đi lại từ các thành phố còn lại. Phương

pháp này giúp giảm số lượng các khả năng cần xem xét và tìm ra lời giải tối ưu nhanh chóng hơn so với các phương pháp liệt kê toàn bộ các khả năng.

Bài toán TSP yêu cầu tìm một chu trình ngắn nhất đi qua tất cả các thành phố mà mỗi thành phố được thăm một lần duy nhất, và trở về điểm xuất phát. Bài toán: Giả sử có 4 thành phố: A, B, C, D. Các khoảng cách giữa các thành phố như sau:

| Thành phố | A  | B  | C  | D  |
|-----------|----|----|----|----|
| A         | 0  | 10 | 15 | 20 |
| B         | 10 | 0  | 35 | 25 |
| C         | 15 | 35 | 0  | 30 |
| D         | 20 | 25 | 30 | 0  |

Nhiệm vụ là tìm ra chu trình ngắn nhất đi qua tất cả các thành phố và quay lại thành phố ban đầu.

- **Giải thuật Nhánh và Cận**

Giải thuật Nhánh và Cận là phương pháp tối ưu cho các bài toán như TSP. Cách thức thực hiện bao gồm các bước sau:

(1) Khởi tạo: Tạo một cây tìm kiếm, trong đó mỗi nhánh đại diện cho một lựa chọn các thành phố cần đi qua. Bắt đầu từ thành phố đầu tiên (A), tìm các cách lựa chọn các thành phố theo các nhánh khác nhau.

(2) Tính toán Cận: Tại mỗi bước, tính toán một "cận trên" (upper bound) cho chi phí của một nhánh. Cận trên này là ước tính tối đa của chi phí đi qua tất cả các thành phố, bao gồm chi phí đến điểm hiện tại và ước tính chi phí đi qua các thành phố chưa được thăm. Tính toán cận dưới (lower bound) cho các nhánh có thể là tổng chi phí thực tế của các bước đã thực hiện cộng với chi phí tối thiểu có thể từ các thành phố chưa thăm.

(3) Nhánh và loại bỏ: Nếu chi phí của một nhánh vượt quá chi phí của giải pháp tốt nhất hiện tại (có thể tìm được), loại bỏ nhánh đó khỏi quá trình tìm kiếm. Các nhánh còn lại sẽ được mở rộng tiếp tục để tìm các giải pháp tiềm năng.

(4) Tiến hành tìm kiếm: Từ mỗi nhánh của cây, tiếp tục tìm các nhánh con (subproblems) cho các lựa chọn tiếp theo (các thành phố tiếp theo cần thăm). Mỗi lựa chọn sẽ tính toán lại cận trên và cận dưới. Chỉ tiếp tục mở rộng nhánh nếu cận dưới của nhánh đó tốt hơn chi phí của giải pháp hiện tại.

(5) Tìm kiếm giải pháp tốt nhất: Sau khi tất cả các nhánh đã được duyệt hoặc loại bỏ, giải pháp tốt nhất tìm được chính là chu trình ngắn nhất mà phần mềm tính được.

- **Trình tự giải thuật Nhánh và Cận**

(1) Khởi tạo cận trên: giả sử khởi điểm là thành phố A. Tính toán cận trên bằng cách chọn các đường đi ngắn nhất từ A đến các thành phố còn lại.

(2) Cận dưới: tính toán cận dưới bằng cách xem xét chi phí di chuyển giữa các thành phố đã được thăm và chưa thăm, sử dụng cách thức như Thuật toán cây che phủ tối thiểu (Minimum Spanning Tree - MST) để ước tính chi phí đi qua các thành phố chưa thăm.

(3) Khám phá các nhánh: đối với nhánh từ A, xem xét đi từ A đến B, C, hoặc D. Sau đó, xem xét tiếp các nhánh con từ mỗi thành phố đã được thăm.

(4) Cập nhật cận trên và cận dưới: trong quá trình đi qua các nhánh, liên tục cập nhật cận trên và cận dưới. Nếu cận dưới của một nhánh lớn hơn hoặc bằng cận trên của giải pháp tốt nhất, loại bỏ nhánh đó khỏi cây tìm kiếm.

(5) Tiến hành cho đến khi tìm ra giải pháp tối ưu.

- **Tính toán cận trên và cận dưới (đơn giản hóa):**

(1) Cận trên: Tính toán bằng cách lấy tổng các chi phí tối thiểu từ mỗi thành phố chưa thăm (giả sử có thể sử dụng thuật toán cây che phủ tối thiểu - MST) cộng với chi phí từ thành phố hiện tại đến các thành phố còn lại.

(2) Cận dưới: Tính bằng cách tính chi phí thực tế đã đi qua cộng với các chi phí tối thiểu ước tính cho các thành phố chưa thăm.

- **Ví dụ về tính toán cho bài toán Người đi du lịch (TSP)**

(1) Khởi đầu: bắt đầu từ thành phố A: Cận trên = 0 (chưa đi đâu). Cận dưới = tổng các chi phí đi qua các thành phố chưa thăm, sử dụng thuật toán cây che phủ tối thiểu.

(2) Đi từ A đến B: tính toán cận trên và cận dưới cho nhánh này. Tiếp tục mở rộng nhánh cho các thành phố còn lại.

(3) Loại bỏ nhánh: nếu cận dưới của một nhánh vượt quá cận trên của giải pháp hiện tại, loại bỏ nhánh đó.

(4) Lặp lại cho đến khi không còn nhánh nào có thể cải thiện chi phí.

- **Sử dụng giải thuật Nhánh và Cận cho bài toán Người đi du lịch (TSP)**

Dữ liệu đầu vào:

Số thành phố:  $n = 4$

Ma trận khoảng cách  $D[i][j]$  giữa các thành phố

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 10 & 15 & 20 \\ 10 & 0 & 35 & 25 \\ 15 & 35 & 0 & 30 \\ 20 & 25 & 30 & 0 \end{bmatrix}$$

Hàm và các bước chính:

(1). Hàm tính cận dưới (Lower Bound):

Hàm này tính ước lượng chi phí tối thiểu cần thiết để hoàn thành chu trình, bao gồm chi phí đi từ các thành phố chưa thăm

$$LB(S) = \sum_{i \in S} \min D[i][j]$$

$S$ : tập các thành phố đã thăm.

- $D[i][j]$ : khoảng cách giữa thành phố  $i$  và  $j$ .

Công thức:

- Tính tổng chi phí thực tế của hành trình đã đi.
- Cộng thêm chi phí tối thiểu từ mỗi thành phố chưa thăm.

(2). Hàm nhánh (Branch):

Tạo các nhánh con từ trạng thái hiện tại, đại diện cho việc di chuyển đến các thành phố chưa thăm.

$$Branch(S) = (S \cup \{j\} | j \in S)$$

- $S$  : Hành trình hiện tại.
- Kết quả là tập các hành trình mới với thành phố kế tiếp.

(3). Hàm loại bỏ nhánh không cần thiết (Prune):

Nếu cận dưới của một nhánh  $S$  lớn hơn chi phí tốt nhất hiện tại ( $Best Cost$ ), loại bỏ nhánh đó.

$$Prune(S) = True \text{ if } LB(S) > Best Cost$$

Quy trình cụ thể cho ví dụ:

Dữ liệu ban đầu:

- Thành phố xuất phát:  $A=0$
- Ma trận  $D$ : đã cho ở trên.
- Chi phí tốt nhất hiện tại ( $Best Cost$ ):  $+\infty$

**Bước 1:** Khởi tạo:

- Khởi động từ  $A = 0$ , tập thành phố đã thăm  $S = \{0\}$ , chi phí hiện tại  $= 0$ .
- Tính cận dưới ban đầu:  $LB(S) = 10 + 15 = 20 = 45$

**Bước 2:** Mở rộng nhánh từ A:

Tạo các nhánh mới:

$$Branch(S) = \{0, 1\}, \{0, 2\}, \{0, 3\}$$

- Tính cận dưới cho mỗi nhánh:

$$S = \{0, 1\}$$

$$LB(S) = 10 + \min(15, 25) + \min(15, 20) = 10 + 25 + 15 = 50$$

$$S = \{0, 2\}$$

$$LB(S) = 15 + \min(35, 30) + \min(10, 20) = 10 + 30 + 10 = 55$$

$$S = \{0, 3\}$$

$$LB(S) = 20 + \min(25, 30) + \min(10, 15) = 20 + 25 + 10 = 55$$

**Bước 3:** Chọn nhánh tốt nhất:

Chọn nhánh có cận dưới nhỏ nhất  $S = \{0, 1\}$ ,  $LB = 50$  và mở rộng

**Bước 4:** Tiếp tục nhánh từ  $S = \{0, 1\}$ 

- Các nhánh mới:

$$Branch(S) = \{0, 1, 2\}, \{0, 1, 3\}$$

- Tính cận dưới cho mỗi nhánh:

$$S = \{0, 1, 2\}$$

$$LB(S) = 10 + 35 + \min(20, 30) = 10 + 35 + 20 = 65$$

$$S = \{0, 1, 3\}$$

$$LB(S) = 10 + 25 + \min(15, 30) = 10 + 25 + 15 = 50$$

**Bước 5:** Chọn nhánh tốt nhất và tiếp tục:

$$S = \{0, 1, 3\}, LB = 50$$

**Bước 6:** Hoàn thành hành trình:

- Tiếp tục mở rộng đến tất cả các thành phố:  $S = \{0, 1, 3, 2\}$
- Tính chi phí hoàn tất chu trình:  $Cost(S) = 10 + 25 + 30 + 15 = 80$
- Cập nhật chi phí tốt nhất hiện tại  $Best Cost = 80$

**Bước 7:** So sánh các nhánh khác:

Tiếp tục quy trình với các nhánh còn lại, loại bỏ các nhánh có cận dưới lớn hơn

Best Cost

### **Kết quả cuối cùng, chu trình ngắn nhất:**

$A \rightarrow B \rightarrow D \rightarrow C \rightarrow A$ , với tổng chu trình ngắn nhất = 80.

**Kết luận:** Quy trình trên có thể được triển khai bằng phần mềm như LINDO, tận dụng các bước tính toán cận trên, cận dưới và nhánh, cắt giảm các nhánh không tiềm năng để tìm ra giải pháp tối ưu.

• **Giải thuật Nhánh – Cận trong LINDO, để giải bài toán tối ưu chi phí phát điện theo cơ cấu nguồn phát:**

#### **(1) Mô hình hóa bài toán tối ưu:**

**Mục tiêu:** của bài toán là tối thiểu hóa chi phí phát điện cho hệ thống điện. Bài toán bao gồm một số nguồn phát điện khác nhau, mỗi nguồn có chi phí và công suất giới hạn.

**Hàm mục tiêu:** là chi phí phát điện tổng hợp từ các nguồn khác nhau, bao gồm chi phí cố định và chi phí biến đổi.

#### **Các ràng buộc bao gồm:**

- Giới hạn tối đa, tối thiểu của công suất và sản lượng các nguồn phát.
- Cân bằng công suất, công suất dự trữ.
- Hệ số công suất.
- Phạm vi thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp.
- Công suất phát cực đại theo giờ của điện mặt trời.
- Giới hạn công suất xả và sạc của hệ thống lưu trữ.

#### **(2) Phân chia không gian tìm kiếm**

- Thuật toán nhánh – cận sẽ phân chia không gian tìm kiếm thành các "nhánh", mỗi nhánh đại diện cho một cấu hình khác nhau về công suất phát điện của các nguồn.

- Ví dụ, một nhánh có thể thử nghiệm với công suất phát điện của một nguồn cụ thể, trong khi nhánh khác thử nghiệm với một cấu hình khác.

- Quá trình phân nhánh giúp khám phá tất cả các khả năng về cách phân bổ công suất giữa các nguồn điện trong hệ thống.

#### **(3) Tính toán giới hạn (bounds)**

- Trong mỗi nhánh, LINDO tính toán một giới hạn dưới (lower bound) và giới hạn trên (upper bound) cho hàm mục tiêu.

- Giới hạn dưới thường được tính bằng cách ước tính chi phí phát điện tối thiểu trong nhánh đó, trong khi giới hạn trên là chi phí tối ưu nhất có thể đạt được từ tất cả các nhánh.

- Các giới hạn này giúp xác định nhánh nào có khả năng dẫn đến nghiệm tối ưu. Những nhánh có giới hạn trên lớn hơn chi phí tối ưu hiện tại sẽ bị loại bỏ, giúp giảm không gian tìm kiếm và tăng tốc quá trình giải bài toán.

#### **(4) Kiểm tra và loại bỏ nhánh không khả thi**

- Trong quá trình tìm kiếm, nếu một nhánh có giới hạn dưới không hứa hẹn mang lại chi phí thấp hơn nghiệm tối ưu hiện tại, thuật toán sẽ loại bỏ nhánh đó.

- Một số nhánh cũng có thể bị loại bỏ do không thỏa mãn các ràng buộc, chẳng hạn như công suất phát của một nguồn vượt quá giới hạn cho phép.

#### **(5) Tìm kiếm nghiệm tối ưu**

- Thuật toán tiếp tục phân nhánh và tính toán các giới hạn cho đến khi đạt được nghiệm tối ưu, tức là tìm được cấu hình phát điện với chi phí thấp nhất mà vẫn thỏa mãn tất cả các ràng buộc.

- LINDO sẽ trả về bộ công suất tối ưu cho từng nguồn phát điện, tối thiểu hóa chi phí phát điện tổng thể và đảm bảo đáp ứng các yêu cầu về công suất và chi phí.

#### **(6) Kết quả tối ưu**

Sau khi thuật toán nhánh – cận hoàn thành, LINDO sẽ cung cấp kết quả tối ưu, bao gồm:

- Công suất tối ưu của từng nguồn phát điện.
- Chi phí tối thiểu để đáp ứng nhu cầu điện.

Trong nghiên cứu này, luận án không đi sâu vào nghiên cứu thuật toán nhánh – cận trong LINDO. Luận án chỉ giới thiệu những điểm cơ bản để biết rằng LINDO đã sử dụng thuật toán nhánh – cận để giải bài toán tối ưu.

Trong luận án, thay vì sử dụng chương trình mô phỏng để xây dựng các cấu trúc nguồn phát, phần mềm LINDO được lựa chọn để giải bài toán tối ưu hóa. Cụ thể, phần mềm này được sử dụng để xác định công suất phát theo giờ của từng loại nguồn phát, nhằm tối thiểu hóa tổng chi phí phát điện. LINDO áp dụng thuật toán nhánh và cận, một phương pháp phổ biến trong tối ưu hóa kinh tế.

Thuật toán nhánh và cận giúp phân chia không gian tìm kiếm, tính toán các giới hạn và loại bỏ các nhánh không khả thi, từ đó tối ưu hóa việc phân bổ công suất giữa các nguồn phát điện khác nhau. Điều này đặc biệt hiệu quả khi giải quyết các bài toán có nhiều nguồn phát và ràng buộc phức tạp, đảm bảo tổng chi phí phát điện đạt mức thấp nhất.

Phương pháp này cũng được giảng dạy rộng rãi trong môn Toán ứng dụng tại hầu hết các trường/khoa kinh tế trong nước và quốc tế, khẳng định tính ứng dụng và hiệu quả cao của thuật toán trong các bài toán tối ưu.

Mục tiêu nghiên cứu của luận án, không tập trung nghiên cứu các phần mềm tối ưu, luận án chỉ tìm hiểu để có cơ sở áp dụng, và hiểu rằng không có một phương pháp nào là vượt trội hoàn toàn, mà việc lựa chọn phương pháp tối ưu nhất phụ thuộc vào đặc điểm của bài toán và mục tiêu của luận án. Nếu bài toán trong luận án thuộc dạng quy hoạch tuyến tính hoặc phi tuyến có thể xấp xỉ tuyến tính, LINDO để có thể tối ưu hóa nhanh chóng với độ chính xác cao.

### **3.4. Tiểu kết chương 3**

Trong chương 3, xuất phát từ thực tế đặc thù về điều kiện tự nhiên và tiềm năng năng lượng hiện có, luận án đã tập trung nghiên cứu và đề xuất hai nhóm nội dung chính:

(1). Đề xuất giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả thông qua mô hình sử dụng năng lượng hướng tới mục tiêu phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo nhiệt đới. Mô hình này đề cập đến 6 lĩnh vực:

- Chính sách: nghiên cứu đề xuất Chính phủ và các ngành chức năng quan tâm thực hiện các chính sách hỗ trợ hiệu quả năng lượng và giảm phát thải.

- Giải pháp tiết kiệm năng lượng và giảm phát thải cho các lĩnh vực dân dụng và công nghiệp: nghiên cứu đã đề xuất xem xét ứng dụng năng lượng mặt trời cho mái nhà, sử dụng các thiết bị có hiệu suất cao và các giải pháp sáng kiến tiết kiệm năng lượng.

- Giải pháp cho ngành công nghiệp: nghiên cứu đã đề xuất xem xét ứng dụng pin năng lượng mặt trời, thay đổi công nghệ và quản lý sản xuất hiệu quả.

- Giải pháp cho ngành điện lực: nghiên cứu đã đề xuất xem xét sử dụng điện mặt trời trang trại, nghiên cứu phát triển năng lượng gió, kết hợp phát điện từ sinh khối. Yếu tố cuối cùng là ứng dụng pin lưu trữ năng lượng một cách hợp lý, phù hợp với xu hướng tăng dung lượng lưu trữ và giảm chi phí.

- Giải pháp cho ngành giao thông: nghiên cứu đã đề xuất mô hình ứng dụng của giao thông công cộng, dần dần chuyển từ phương tiện cá nhân sang giao thông công cộng và sử dụng phương tiện xe điện. Đặc biệt, nhấn mạnh việc áp dụng nhanh chóng và triển khai phương tiện thông minh, đồng thời khám phá việc sử dụng nhiên liệu thân thiện với môi trường.

- Giải pháp cho lĩnh vực nông nghiệp: xem xét ứng dụng phân bón hiệu suất cao, thân thiện với môi trường.

Trong từng lĩnh vực chi tiết của mô hình, nghiên cứu đã phân tích và đề xuất xem xét yếu tố khả năng đáp ứng của năng lượng tại chỗ, các giải pháp để khai thác tối đa và hiệu quả nhất, nhằm phát huy cao nhất hiệu suất năng lượng và giảm phát thải CO<sub>2</sub>, đặc biệt là ổn định thách thức giữa yêu cầu hội nhập, đảm bảo môi trường và phát triển kinh tế bền vững.

(2). Dựa trên nhóm giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả và phát thải CO<sub>2</sub> thấp thông qua mô hình sử dụng năng lượng đã được đề xuất, Luận án này đưa ra phương thức xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho các đảo khi áp dụng mô hình năng lượng đã nêu. Trên cơ sở đó, nghiên cứu đã đề xuất các kịch bản phát điện cho đảo, bao gồm việc dự báo các chỉ tiêu xã hội và các số liệu kinh tế - kỹ thuật của các nhà máy điện cũng như nhu cầu phụ tải. Nghiên cứu cũng xem xét tác động của điện mặt trời áp mái đối với nhu cầu điện từ lưới điện phân phối, các giới hạn tăng trưởng công suất lắp đặt tối đa của các nguồn năng lượng tái tạo, đồng thời đề xuất hàm mục tiêu và các ràng buộc khi vận dụng mô hình, cũng như thu thập các số liệu bổ sung để phục vụ cho hàm mục tiêu và các ràng buộc này.

Nội dung chương 3 cơ bản đã đáp ứng đầy đủ mục tiêu chính của luận án, đó là đề xuất các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả thông qua mô hình năng lượng, đồng thời xác định phương thức tối ưu cấu trúc phát điện cho các đảo khi áp dụng mô hình này.

## **CHƯƠNG 4.**

# **TÍNH KHẢ THI CỦA CÁC GIẢI PHÁP SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG HIỆU QUẢ VÀ CẤU TRÚC PHÁT ĐIỆN TỐI ƯU CHO ĐẢO PHÚ QUỐC VÀ ĐẢO PHÚ QUÝ CỦA VIỆT NAM**

### **4.1. Dẫn nhập**

Những nhóm giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả có khả năng áp dụng cho các đảo như Phú Quốc, Phú Quý cũng như các đảo nhiệt đới khác của Việt Nam có điều kiện tương đồng. Trong nghiên cứu này, Luận án trình bày các tính toán khả thi của các nhóm giải pháp cho các đảo cụ thể như sau:

(1) Nhóm giải pháp: tính toán khả thi phát điện từ rác thải rắn; tính toán khả thi hệ thống điện mặt trời áp mái; tính toán khả thi giảm phát thải CO<sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động trên đảo, áp dụng cho Phú Quốc. Lý do:

- Phú Quốc đang nổi lên như một trung tâm du lịch hàng đầu của Việt Nam và khu vực Đông Nam Á, nơi có hoạt động kinh doanh đa dạng, bao gồm sản xuất và dịch vụ du lịch [34], [40]. Tuy nhiên, Phú Quốc hiện vẫn thiếu một hệ thống quản lý rác thải đạt chuẩn, dẫn đến tình trạng ô nhiễm môi trường nghiêm trọng. Việc tận dụng nguồn năng lượng từ chất hữu cơ trong rác thải rắn để phát điện là một giải pháp quan trọng nhằm giải quyết vấn đề ô nhiễm môi trường. Tính toán khả thi cho việc xây dựng hệ thống phát điện từ rác thải sẽ giúp giảm thiểu lượng rác thải chưa xử lý, đồng thời cung cấp một nguồn năng lượng tái tạo, giảm sự phụ thuộc vào điện lưới truyền thống cho Phú Quốc.

- Phú Quốc có tiềm năng lớn để phát triển năng lượng tái tạo từ điện mặt trời, đặc biệt là khi các khu nghỉ dưỡng, khách sạn và cơ sở hạ tầng du lịch có thể lắp đặt hệ thống điện mặt trời áp mái [36-37]. Việc tính toán khả thi cho hệ thống này sẽ giúp Phú Quốc giảm bớt nhu cầu sử dụng điện từ nguồn không tái tạo, góp phần vào mục tiêu phát triển bền vững của đảo.

- Bên cạnh đó, mặc dù hạ tầng giao thông tại Phú Quốc đang được nâng cấp mạnh mẽ, nhưng sự phát triển này cũng gây áp lực lên môi trường, dẫn đến gia tăng ô nhiễm. Việc đưa xe điện vào hoạt động trên đảo Phú Quốc sẽ là một giải pháp hiệu quả để giảm phát thải CO<sub>2</sub> do phương tiện giao thông truyền thống. Tính toán khả thi cho việc phát triển hệ thống xe điện, đặc biệt trong các khu vực du lịch, sẽ giúp tạo ra môi trường sạch hơn, thu hút du khách và đóng góp vào mục tiêu phát triển du lịch xanh của đảo.

(2) Nhóm giải pháp thiết kế tận dụng chiếu sáng tự nhiên cho tòa nhà có thể áp dụng cho các đảo có các công trình xây dựng tương tự như Phú Quốc hoặc Phú Quý. Lý do: các đảo nhiệt đới như Phú Quốc, Phú Quý có lợi thế về thời gian chiếu sáng dài và cường độ ánh sáng mặt trời cao quanh năm, là nguồn tài nguyên miễn phí giúp giảm nhu cầu sử dụng ánh sáng nhân tạo, sẽ giảm nhu cầu sử dụng điện. Tuy nhiên, các đảo này thường gặp khó khăn trong việc cung cấp điện, các đảo phụ thuộc vào nguồn từ đất liền hoặc nhiên liệu hóa thạch, khiến việc tận dụng ánh sáng tự nhiên trở thành giải pháp giảm áp lực lên hệ thống điện. Đồng thời, các hệ sinh thái nhạy cảm trên đảo cần được bảo vệ trước tác động của phát thải CO<sub>2</sub>. Việc tận dụng ánh sáng tự nhiên không chỉ đáp ứng mục tiêu phát triển bền vững, giảm chi phí vận hành mà còn góp phần xây dựng hình ảnh du lịch xanh, thu hút du khách quan tâm đến bảo vệ môi trường.

(3) Giải pháp áp dụng phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió hiện hữu, áp dụng cho Phú Quý. Lý do: Phú Quý hiện có hệ thống phát điện kết hợp diesel - gió, cung cấp năng lượng cho cư dân trong sinh hoạt, đời sống và các hoạt động phát triển du lịch, phát triển kinh tế biển đảo [114-116]. Tuy nhiên, hệ thống vận hành truyền thống còn nhiều hạn chế về hiệu quả và khả năng tối ưu hóa nguồn phát. Vận hành máy phát diesel tiêu tốn nhiều chi phí nhiên liệu và phát thải CO<sub>2</sub> lớn, ảnh hưởng tiêu cực đến môi trường đảo, việc áp dụng phương thức vận hành mới sẽ sử dụng hiệu quả hơn việc khai thác hệ thống điện gió hiện hữu, giảm bớt việc tiêu thụ nhiên liệu diesel, giảm phát thải CO<sub>2</sub> ra môi trường xây dựng hình ảnh phát triển xanh cho đảo.

Về cấu trúc phát điện tối ưu: do các đảo lớn như Phú Quốc nghiên cứu gặp khó khăn trong việc thu thập dữ liệu, đặc biệt là không tìm được nguồn số liệu phụ tải điện theo giờ (8760 giá trị/năm) của Phú Quốc, để áp dụng mô hình năng lượng, luận án chọn Phú Quý làm đối tượng nghiên cứu. Lý do là việc tiếp cận nguồn dữ liệu phụ tải điện theo giờ của Phú Quý thuận lợi hơn, cùng với các dữ liệu khác như số liệu khí hậu, nguồn tài nguyên năng lượng tái tạo và thông tin kinh tế - xã hội luận án được tiếp cận thuận lợi hơn. Việc chọn Phú Quý giúp đảm bảo tính khả thi, chính xác của mô hình nghiên cứu và đề xuất cơ cấu nguồn phát hợp lý trên cơ sở chi phí phát điện tối ưu, góp phần phát triển bền vững cho đảo.

## **4.2. Nhóm các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả cho các đảo**

### **4.2.1. Tính toán khả thi phát điện từ rác thải rắn trên đảo Phú Quốc giai đoạn 2020 - 2030**

Để đánh giá tiềm năng phát điện từ rác thải rắn trên các đảo [117], luận án đã tập trung nghiên cứu tại Phú Quốc, nơi có hoạt động kinh doanh đa dạng, bao gồm sản xuất và dịch vụ du lịch. Tuy nhiên, Phú Quốc hiện vẫn thiếu một hệ thống quản lý rác thải

đạt chuẩn, dẫn đến tình trạng ô nhiễm môi trường nghiêm trọng. Việc tận dụng nguồn năng lượng từ chất hữu cơ trong rác thải rắn để phát điện là một giải pháp quan trọng cần được quan tâm và khai thác.

Theo kế hoạch phát triển của Phú Quốc trong giai đoạn 2020 - 2030 và các chính sách khuyến khích đầu tư vào việc phát điện từ chất thải rắn của chính phủ, chẳng hạn như: Thuế và các chi phí khác, đối với dự án xây dựng lò đốt chất thải rắn để phát điện, nhà đầu tư theo mô hình BOT sẽ được hưởng các ưu đãi sau:

Bảng 4.1. Các chỉ số kinh tế và công nghệ phát điện từ chất thải rắn tại Phú Quốc.

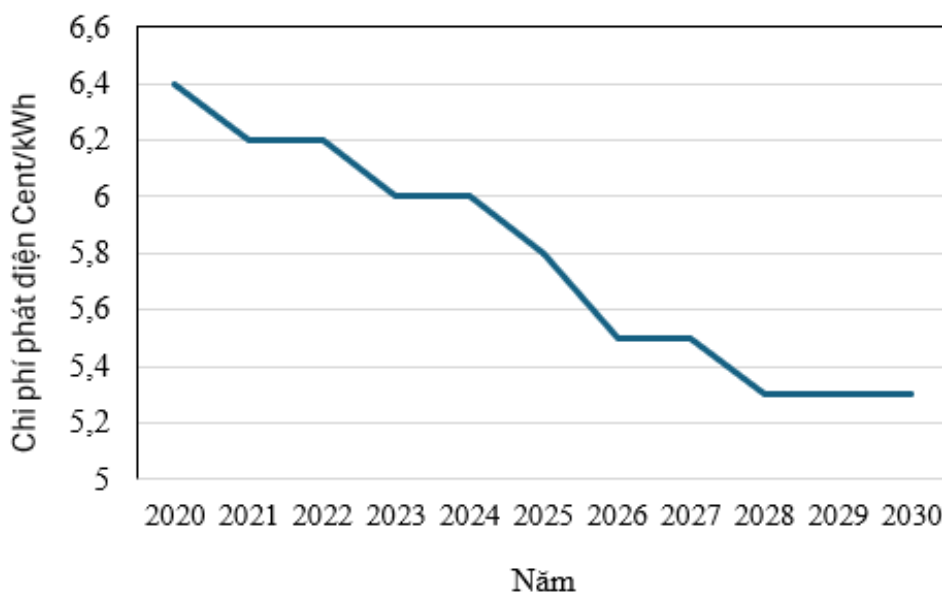
| Dữ liệu                               | Đơn vị tính  | Giá trị           |
|---------------------------------------|--------------|-------------------|
| <b>1. Dữ liệu đầu vào</b>             |              |                   |
| Dân số Phú Quốc xét đến 2030          | Người        | 360.000 - 532.888 |
| Khối lượng chất thải rắn để phát điện | tấn/năm      | 283 - 419         |
| Tổng vốn đầu tư                       | triệu USD    | 34,1              |
| Lãi suất cho vay                      | %            | 70%               |
| Thời gian xây dựng                    | năm          | 2                 |
| Thời gian hoạt động                   | năm          | 23                |
| Lãi suất vay hàng năm                 | %            | 4,1%              |
| Thời gian đáo hạn khoản vay           | năm          | 15                |
| Giá bán điện                          | US cents/kWh | 10,05             |
| <b>2. Kết quả tính toán</b>           |              |                   |
| Công suất xử lý hàng năm              | ktấn/năm     | 103 - 152         |
| Hiệu suất chuyển đổi năng lượng       | kWh/tấn      | 341               |
| Nhiệt sử dụng để quay turbine hơi     | kBtu/lb      | 47.289 - 70.000   |
| Công suất phát điện của nhà máy       | MW           | 4,7 - 7,0         |
| Tiềm năng phát điện hàng năm          | MWh/năm      | 35.208 - 52.116   |
| Chi phí vận hành hàng năm             | triệu USD    | 2,9 - 4,3         |
| Các khoản tài trợ hàng năm            | triệu USD    | 2,0 - 2,9         |
| Chi phí phát điện                     | US cent/kWh  | 6,4 - 5,3         |
| Doanh thu hàng năm                    | triệu USD    | 3,5 - 5,2         |
| Dòng tiền vào                         | triệu USD    | 5,5 - 8,1         |

- Giai đoạn phát triển dự án: (1) miễn thuế nhập khẩu đối với hàng hóa là tài sản cố định không thể sản xuất trong nước. (2) về ưu đãi đầu tư: các chủ sở hữu dự án năng lượng sạch có thể vay tối đa 70% chi phí đầu tư từ Ngân hàng Phát triển Việt Nam (VDB) với lãi suất trái phiếu chính phủ trong 5 năm cộng thêm 1% mỗi năm.

- Giai đoạn hoạt động: (1) miễn thuế trong bốn năm đầu và giảm 50% thuế trong 9 năm tiếp theo. Mức thuế suất là 10% trong vòng 15 năm, có thể kéo dài đến 30 năm; (2) miễn thuế sử dụng đất và các khoản phí; (3) miễn phí bảo vệ môi trường.

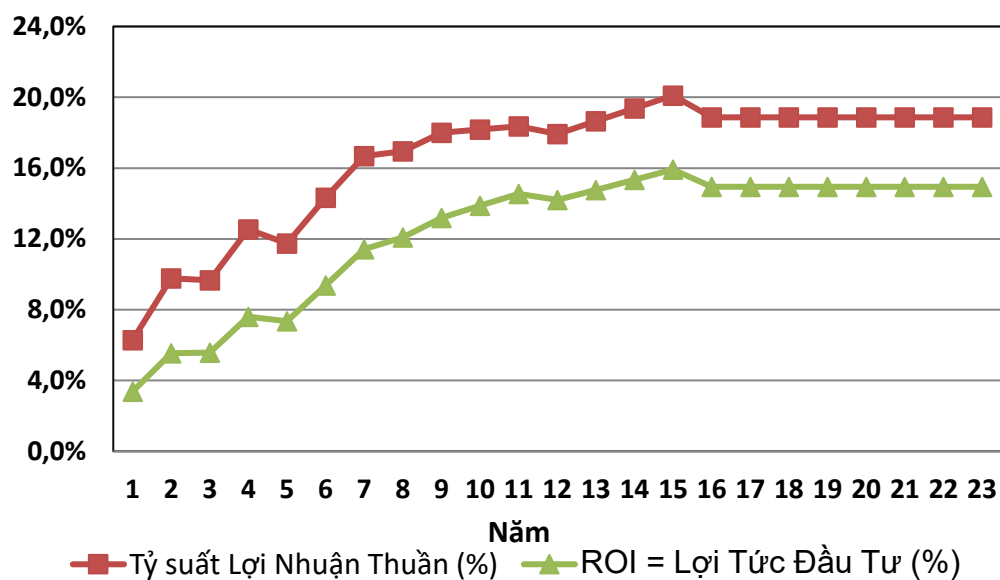
Các chỉ số kinh tế và công nghệ của nhà máy điện phát từ rác thải rắn tại Phú Quốc được tổng hợp như Bảng 4.1.

Kết quả nghiên cứu cho thấy tiềm năng phát điện từ rác thải rắn đô thị tại Phú Quốc có thể đạt công suất từ 4,7 đến 7,0 MW trong giai đoạn 2020 đến 2030. Chi phí điện liên quan dao động từ 6,4 đến 5,4 cent/kWh trong giai đoạn 2020 đến 2030, được thể hiện trong Hình 4.1.

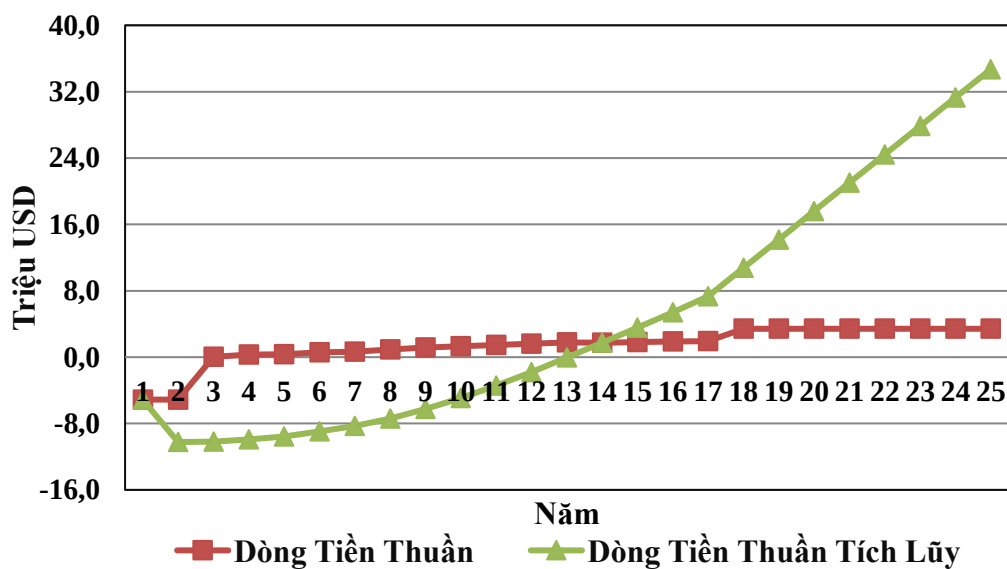


Hình 4.1. Chi phí sản xuất điện từ rác thải rắn.

Trong nghiên cứu này, doanh thu từ nhiệt thải và tro thải chưa được tính đến. Tuy nhiên, các kết quả cho thấy dự án phát điện từ rác thải rắn không chỉ góp phần giải quyết ô nhiễm môi trường và cung cấp điện cho lưới điện, mà còn đạt tỷ suất hoàn vốn đầu tư lần lượt là 18,9% và 14,9%, chứng minh tính khả thi về kinh tế. Tỷ suất lợi nhuận trên đầu tư (ROI) được thể hiện trong Hình 4.2, dòng tiền ròng và số tiền tích lũy ròng trong Hình 4.3, cùng với các chỉ số NPV và IRR theo tỷ lệ chiết khấu trong Bảng 4.2.



Hình 4.2. Tỷ suất lợi nhuận thuần/ Lợi tức đầu tư (ROI)



Hình 4.3. Dòng tiền ròng và số tiền tích lũy

Bảng 4.2. NPV, IRR theo tỷ lệ chiết khấu

| Tỷ lệ (%)       | 5%    | 6%    | 7%    | 8%    | 9%    | 10%   | 11%   |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| NPV (triệu USD) | 9,9   | 7,3   | 5,1   | 3,3   | 1,8   | 0,5   | -0,5  |
| IRR (%)         | 10,5% | 10,5% | 10,5% | 10,5% | 10,5% | 10,5% | 10,5% |

NPV phản ánh giá trị hiện tại thuần của dòng tiền dự án: khi tỷ lệ chiết khấu  $\leq 10\%$ , NPV vẫn dương, cho thấy dự án có hiệu quả kinh tế. Tại  $11\%$ , NPV chuyển âm (-0,5 triệu USD), điều này cho thấy dự án không còn khả năng sinh lời. Điểm hòa vốn nằm giữa tỷ lệ chiết khấu  $10\%$  và  $11\%$ .

Phân tích IRR: IRR thể hiện mức sinh lời tối đa mà dự án có thể đạt được, IRR của dự án là 10,5%, So sánh IRR với tỷ lệ chiết khấu:

- Khi tỷ lệ chiết khấu  $< 10,5\%$ , NPV dương, dự án có lợi nhuận.
- Khi tỷ lệ chiết khấu  $= 10,5\%$ , NPV = 0, dự án hòa vốn.
- Khi tỷ lệ chiết khấu  $> 10,5\%$ , NPV âm, dự án lỗ.

Như vậy nếu IRR = 10,5%, dự án có khả năng sinh lời khi tỷ lệ chiết khấu thấp hơn mức này.

Hiệu quả kinh tế: dự án phát điện từ rác thải rắn đô thị tại Phú Quốc có hiệu quả kinh tế khi tỷ lệ chiết khấu  $\leq 10\%$ . Độ nhạy của dự án: NPV giảm dần khi tỷ lệ chiết khấu tăng. Dự án rất nhạy cảm với tỷ lệ chiết khấu cao.

Khuyến nghị: cần tìm nguồn vốn vay với lãi suất  $< 10\%$  để đảm bảo lợi ích kinh tế. Tối ưu hóa chi phí đầu tư và vận hành để nâng cao IRR và tăng NPV. Dự án phù hợp với mục tiêu phát triển bền vững khi kết hợp xử lý rác thải và cung cấp điện. Bảng 4.2 cung cấp căn cứ vững chắc để kết luận dự án khả thi trong điều kiện tài chính hợp lý với tỷ lệ chiết khấu dưới 10,5%.

Kết luận: dự án phát điện từ rác thải rắn đô thị thông qua công nghệ đốt tại Phú Quốc có thể nhận được nhiều ưu đãi và hỗ trợ từ Chính phủ Việt Nam, tạo điều kiện thuận lợi cho việc triển khai. Kết quả nghiên cứu cho thấy tiềm năng phát điện từ rác thải rắn tại Phú Quốc dao động từ 4,7 đến 7,0 MW, với chi phí phát điện trong khoảng 6,4 đến 5,3 cent/kWh giai đoạn 2020 - 2030. Giá trị hiện tại ròng (NPV) của dự án ước tính đạt 5,1 triệu USD với tỷ lệ chiết khấu 7%, tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) là 10,5% và thời gian thu hồi vốn là 13,01 năm. Tỷ suất lợi nhuận ròng và tỷ suất hoàn vốn đầu tư lần lượt đạt 18,9% và 14,9%. Những kết quả này khẳng định rằng dự án không chỉ có tính khả thi cao mà còn mang lại hiệu quả kinh tế tích cực, xứng đáng được triển khai thực tế. Ngoài ra, việc khai thác tiềm năng phát điện từ rác thải rắn tại các đảo nhiệt đới có điều kiện kinh tế và dân số tương đương cũng hoàn toàn khả thi.

#### **4.2.2. Tính toán khả thi hệ thống điện mặt trời áp mái tại Phú Quốc đến năm 2030**

Tương tự, việc nghiên cứu tiềm năng điện mặt trời có thể khai thác trên các đảo, luận án đã chọn Phú Quốc với những lợi thế về cơ sở hạ tầng dữ liệu sẵn có. Tiềm năng phát điện mặt trời được khảo sát dựa trên các yếu tố như vị trí địa lý, mức độ bức xạ mặt trời, diện tích đất hiện hữu, diện tích hạ tầng kỹ thuật theo quy hoạch, cấu trúc các công trình và nhiều yếu tố khác có thể dùng để lắp đặt tấm pin mặt trời [118]. Để tính toán tiềm năng điện mặt trời một cách có hệ thống, luận án đã sử dụng phương pháp tiếp cận từ trên xuống để xác định tiềm năng của năng lượng mặt trời tại Phú Quốc đến năm 2030.

Để có cơ sở tính toán tiềm năng điện mặt trời khả thi cho Phú Quốc, theo phương pháp tiếp cận từ trên xuống, nghiên cứu cần xác định được diện tích mái nhà khả thi tại Phú Quốc, công suất của hệ thống PV khả thi và số giờ nắng tại Phú Quốc được cung cấp bởi phần mềm Homer:

(1). Xác định được diện tích mái nhà khả thi cho PV áp mái tại Phú Quốc: luận án chọn phương pháp xác định diện tích mái nhà khả thi cho PV áp mái dựa trên cơ sở Quy hoạch chung xây dựng đảo Phú Quốc, tỉnh Kiên Giang đến năm 2030 theo quyết định số 633/QĐ-TTg và quyết định số 868/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ. Căn cứ số liệu về diện tích qui hoạch đất theo khu chức năng kết hợp với các quy định về mật độ xây dựng trong QCXDVN 01:2008/BXD để xác định tổng diện tích mái nhà khả thi cho PV áp mái tại của Phú Quốc. Qui trình xác định diện tích lắp đặt PV khả thi cho Phú Quốc như sau:

- Bước 1: liệt kê diện tích của từng loại đất theo quy hoạch căn cứ vào quyết định số 633/QĐ-TTg và quyết định số 868/QĐ-TTg.

- Bước 2: căn cứ vào mật độ xây dựng và số tầng cao tối đa cho phép quy định trong quyết định số 633/QĐ-TTg và QCXDVN 01:2008/BXD để tính diện tích xây dựng trên từng loại đất.

- Bước 3: căn cứ vào hệ số lùi quy định trong QCXDVN 01:2008/BXD để tính diện tích nền của từng loại đất.

- Bước 4: xác định tổng diện tích mái nhà. Diện tích mái nhà được giả định bằng với diện tích nền [119].

- Bước 5: xác định diện tích lắp đặt PV khả thi, các hệ thống PV được đặt chủ yếu trên mái nhà nên diện tích lắp đặt PV khả thi chính là tổng diện tích mái nhà [119].

Các căn cứ làm cơ sở xác định diện tích lắp đặt PV áp mái khả thi cho Phú Quốc đến năm 2030:

- Căn cứ quy hoạch:

- Quyết định số 633/QĐ-TTg ngày 11/5/2010 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch chung xây dựng đảo Phú Quốc, tỉnh Kiên Giang đến năm 2030.

- Quyết định số 868/QĐ-TTg ngày 17/6/2015 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt điều chỉnh cục bộ Quy hoạch chung xây dựng đảo Phú Quốc, tỉnh Kiên Giang đến năm 2030.

▪ Mật độ xây dựng của các loại đất được xác định như sau:

- Đất xây dựng đô thị: căn cứ theo mục 7d Điều 1 Quyết định số 633/QĐ-TTg, mật độ xây dựng trung bình của hệ thống các khu đô thị là 30 - 35%.

- Đất du lịch, khu phức hợp du lịch, dịch vụ và dân cư: theo mục 2.8.7 trong Quy chuẩn Xây dựng Việt Nam (QCXDVN 01:2008/BXD), mật độ xây dựng gộp (brut-tô) tối đa của các khu du lịch - nghỉ dưỡng tổng hợp (resort) là 25%.

- Đất chuyên dùng: theo mục 2.7.3 của QCXDVN 01:2008/BXD, mật độ xây dựng gộp (brut-tô) tối đa trong toàn khu công nghiệp - tiểu thủ công nghiệp là 50%.

- Đất văn hóa, lịch sử: theo mục 2.8.6 của QCXDVN 01:2008/BXD, mật độ xây dựng thuần (net-tô) tối đa của các công trình công cộng như giáo dục, y tế, văn hóa, thể dục thể thao, chợ trong các khu vực xây dựng mới là 40%.

- Đất cây xanh, mặt nước và không gian mở, theo mục 2.8.7 của QCXDVN 01:2008/BXD: mật độ xây dựng gộp (brut-tô) tối đa của các khu cây xanh chuyên dụng (bao gồm sân golf) và vùng bảo vệ môi trường tự nhiên không quá 5%; mật độ xây dựng gộp (brut-tô) tối đa của các khu công viên chuyên đề là 25%.

- Đất sân bay, cảng biển: theo QCXDVN 01:2008/BXD, mật độ xây dựng của đất sân bay và cảng biển là 10%.

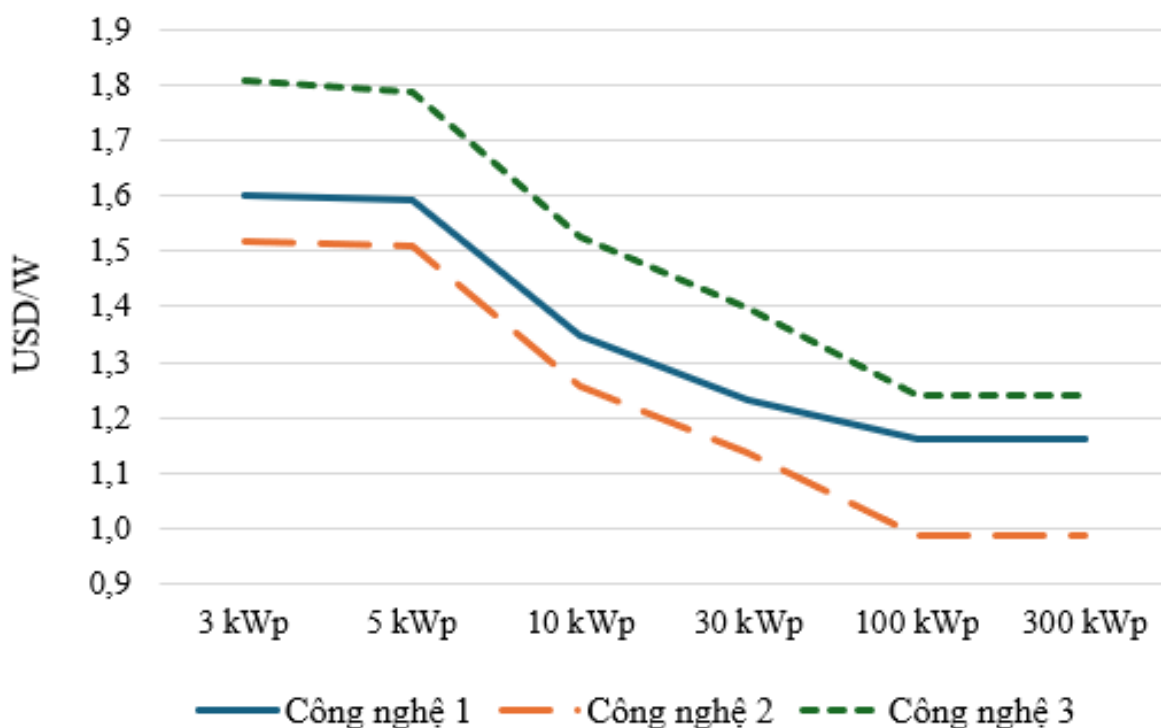
- Đất khu xử lý nước thải, rác thải: theo QCXDVN 01:2008/BXD, mật độ xây dựng của đất khu xử lý nước thải, rác thải là 20%.

- Đất nhà máy điện, nhà máy nước: theo QCXDVN 01:2008/BXD, mật độ xây dựng của đất nhà máy điện và nhà máy nước là 40%.

- Đất ở nông thôn, làng nghề: theo mục 2.11.7 trong QCXDVN 01:2008/BXD, mật độ xây dựng của đất ở nông thôn và làng nghề là 20%.

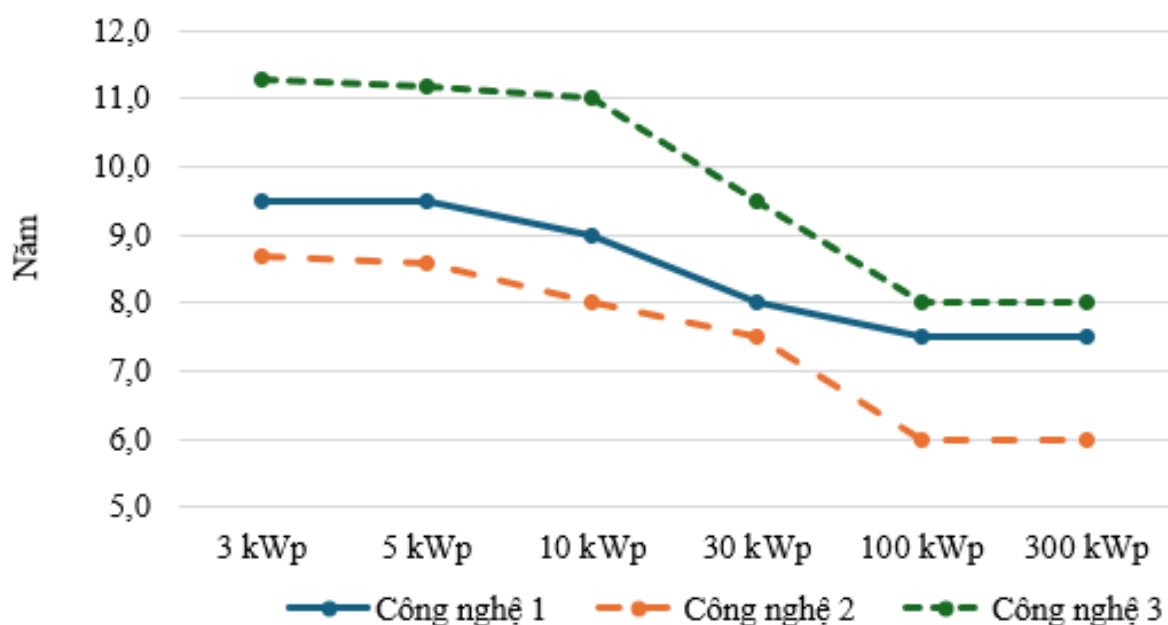
(2). Trong nghiên cứu này, luận án đã so sánh ba công nghệ phổ biến của hệ thống pin mặt trời ở Việt Nam trong giai đoạn gần đây, với hiệu suất lần lượt là 18,04%, 16,3% và 15,43% của ba nhà sản xuất PV.

Trên cơ sở công nghệ đề xuất, nghiên cứu áp dụng tính toán hiệu quả kinh tế - kỹ thuật trên các quy mô PV áp mái phổ biến trong thời gian qua, cụ thể gồm: 3 kWp, 5 kWp, 10 kWp, 30 kWp, 100 kWp và 300 kWp, được áp dụng tại Phú Quốc.

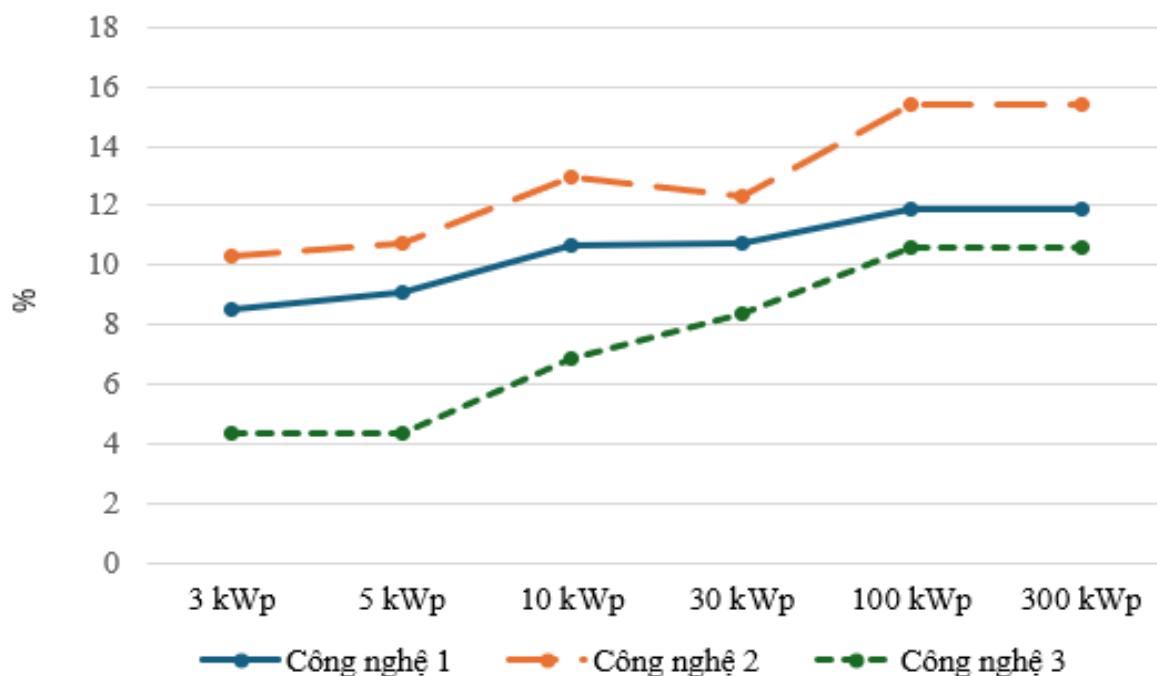


Hình 4.4. Suất đầu tư của 3 công nghệ pin mặt trời.

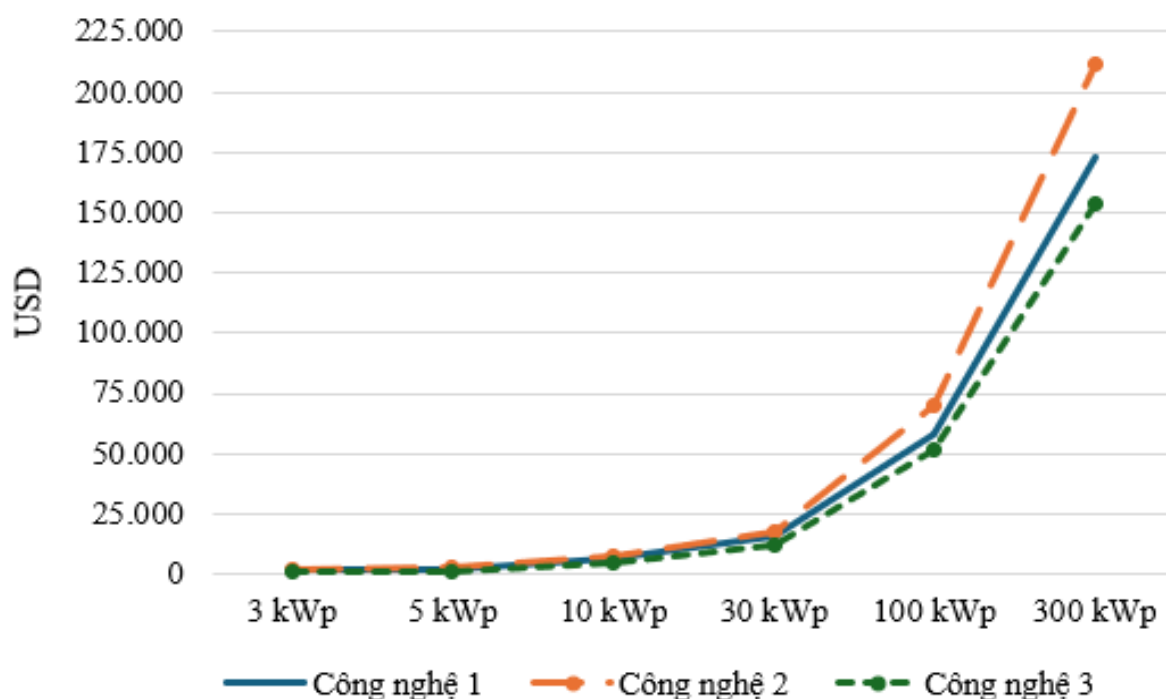
Kết quả nghiên cứu bao gồm tổng chi phí đầu tư, thời gian thu hồi vốn, tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) và giá trị hiện tại ròng (NPV), được tính toán và thể hiện trong Hình 4.4 đến Hình 4.7. Kết quả phân tích hiệu quả tài chính của 3 công nghệ phát điện cho thấy:



Hình 4.5. Thời gian thu hồi vốn của 3 công nghệ pin mặt trời.



Hình 4.6. IRR của 3 công nghệ pin mặt trời.



Hình 4.7. NVP của 3 công nghệ pin mặt trời.

- Theo thời gian hoàn vốn: công nghệ 2 có thời gian hoàn vốn ngắn nhất ở tất cả các quy mô (từ 3 kWp đến 300 kWp), chỉ từ 6,0 - 8,7 năm, cho thấy tính hiệu quả trong việc thu hồi vốn nhanh chóng; công nghệ 1 có thời gian hoàn vốn dài hơn công nghệ 2 nhưng vẫn tốt hơn công nghệ 3 ở mọi quy mô; công nghệ 3 có thời gian hoàn vốn dài nhất, từ 8,0 - 11,3 năm.

- Đánh giá theo hiện giá thu hồi thuần (NPV): công nghệ 2 có NPV cao nhất ở mọi quy mô, chứng tỏ khả năng tạo ra lợi ích tài chính lớn nhất cho nhà đầu tư. Ví dụ: qui mô 3 kWp có NPV 2.248 USD, qui mô 300 kWp có NPV 211.199 USD; công nghệ 1 có NPV trung bình, đứng thứ hai; công nghệ 3 có NPV thấp nhất ở mọi quy mô, cho thấy khả năng sinh lời kém hơn.

- Đánh giá theo suất thu hồi nội bộ (IRR): công nghệ 2 có IRR cao nhất, dao động từ 10,3% đến 15,41%, vượt trội so với hai công nghệ còn lại; công nghệ 1 có IRR khá tốt nhưng thấp hơn công nghệ 2; công nghệ 3 có IRR thấp nhất, đặc biệt chỉ 4,35% - 10,6%, không hấp dẫn về khả năng sinh lợi.

- Suất phí đầu tư: công nghệ 2 có suất phí đầu tư thấp nhất, chỉ từ 1,0 - 1,5 ở mọi quy mô; công nghệ 1 có suất phí đầu tư trung bình; công nghệ 3 có suất phí đầu tư cao nhất, từ 1,2 - 1,8, làm tăng chi phí đầu tư ban đầu.

Dựa trên các tiêu chí phân tích trên có thể kết luận trong 3 công nghệ: công nghệ 2 là lựa chọn ưu tiên vì thời gian hoàn vốn ngắn nhất, NPV cao nhất - chứng tỏ lợi ích tài chính lớn, IRR cao nhất - đảm bảo khả năng sinh lợi tốt, suất phí đầu tư thấp, tiết kiệm chi phí đầu tư ban đầu. Công nghệ 1 là lựa chọn thay thế nếu có giới hạn ngân sách hoặc yêu cầu trung bình, công nghệ 3 không được khuyến khích vì có thời gian hoàn vốn dài, NPV thấp và suất phí đầu tư cao. Như vậy, trong việc đầu tư nên tập trung vào công nghệ 2 để tối ưu hóa lợi ích tài chính và rút ngắn thời gian thu hồi vốn.

Diện tích từng loại đất theo quy hoạch, diện tích xây dựng của từng loại đất và diện tích nền của từng loại đất được xác định cụ thể trong Bảng 4.3. Tổng diện tích nền của Phú Quốc được xác định như Bảng 4.3 là 27.367.900 m<sup>2</sup>. Với giả định rằng tổng diện tích mái nhà bằng với tổng diện tích nền, theo đó tổng diện tích mái nhà là 27.367.900 m<sup>2</sup>.

Để có cơ sở lý luận cho việc xác định tiềm năng điện mặt trời áp mái khả thi tại Phú Quốc, nghiên cứu cũng đã đề xuất 3 kịch bản phát điện mặt trời cho Phú Quốc bao gồm: kịch bản PV phát triển ở mức độ thấp, kịch bản PV phát triển ở mức độ trung bình và kịch bản PV phát triển ở mức độ cao. Các kịch bản cụ thể được trình bày trong các bảng từ Bảng 4.4, Bảng 4.5 và Bảng 4.6.

Căn cứ vào hiệu quả kinh tế đã được nghiên cứu về 3 công nghệ phát điện, số giờ nắng tại địa phương và diện tích khả thi theo quy hoạch. Dựa trên các kịch bản phát điện, nghiên cứu đã xác định tiềm năng điện mặt trời kinh tế, nói cách khác tiềm năng điện mặt trời kinh tế chính là tiềm năng điện mặt trời khả thi cho Phú Quốc đến năm 2030 và thể hiện trong Bảng 4.7.

Bảng 4.3. Tổng diện tích nền của Phú Quốc được đến 2030

| STT              | Loại đất                                             | Diện tích<br>theo QĐ 633<br>(m <sup>2</sup> ) | Diện tích<br>theo QĐ 868<br>(m <sup>2</sup> ) | Mật độ<br>xây dựng<br>(%) | Số tầng<br>cao<br>(tầng) | Diện tích<br>xây dựng<br>(m <sup>2</sup> ) | Hệ số<br>lùi | Diện tích<br>nền<br>(m <sup>2</sup> ) | Căn cứ             |
|------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------------------------|--------------|---------------------------------------|--------------------|
| <b>1</b>         | <b>Đất xây dựng đô thị</b>                           | 38.520.000                                    | 38.520.000                                    | 30,35                     | 3                        | 11.556.000                                 | 0,2          | 9.244.800                             | QĐ 633/QĐ.TTg      |
| <b>2</b>         | <b>Đất du lịch</b>                                   | 38.610.000                                    | 40.030.000                                    |                           | 8                        |                                            |              |                                       |                    |
| 2.1              | Đất du lịch sinh thái                                | 30.510.000                                    | 31.530.000                                    | 25                        |                          | 7.882.500                                  | 0,3          | 5.517.750                             | QCXDVN 01:2008/BXD |
| 2.2              | Đất du lịch hỗn hợp                                  | 8.100.000                                     | 8.500.000                                     | 25                        |                          | 2.125.000                                  | 0,3          | 1.487.500                             | QCXDVN 01:2008/BXD |
| <b>3</b>         | <b>Đất khu phức hợp du lịch, dịch vụ và dân cư</b>   | 12.350.000                                    | 33.250.000                                    | 25                        | 8                        | 8.312.500                                  | 0,3          | 5.818.750                             | QCXDVN 01:2008/BXD |
| <b>4</b>         | <b>Đất chuyên dùng</b>                               | 14.890.000                                    | 14.890.000                                    |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 4.1              | Đất tiêu thụ công nghiệp                             | 2.110.000                                     | 2.110.000                                     | 50                        |                          | 1.055.000                                  | 0,4          | 633.000                               | QCXDVN 01:2008/BXD |
| 4.2              | Đất phi thuế quan                                    | 1.010.000                                     | 1.010.000                                     |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 4.3              | Đất trường đua và huấn luyện thể thao                | 1.700.000                                     | 1.700.000                                     |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 4.4              | Đất giao thông toàn đảo                              | 6.660.000                                     | 6.660.000                                     |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 4.5              | Đất văn hóa lịch sử                                  | 3.420.000                                     | 3.420.000                                     | 40                        |                          | 1.368.000                                  | 0,4          | 820.800                               | QCXDVN 01:2008/BXD |
| <b>5</b>         | <b>Đất cây xanh, mặt nước và không gian mở</b>       | 33.990.000                                    | 33.990.000                                    |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 5.1              | Cây xanh cảnh quan                                   | 28.290.000                                    | 28.290.000                                    | 5                         |                          | 1.414.500                                  | 0,4          | 848.700                               | QCXDVN 01:2008/BXD |
| 5.2              | Công viên chuyên đề                                  | 5.700.000                                     | 5.700.000                                     | 25                        |                          | 1.425.000                                  | 0,4          | 855.000                               | QCXDVN 01:2008/BXD |
| <b>6</b>         | <b>Đất đầu mối hạ tầng kỹ thuật</b>                  | 11.350.000                                    | 11.350.000                                    |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 6.1              | Đất sân bay, cảng biển                               | 9.200.000                                     | 9.200.000                                     | 10                        |                          | 920.000                                    | 0,7          | 276.000                               | QCXDVN 01:2008/BXD |
| 6.2              | Đất khu xử lý nước thải, rác thải                    | 1.000.000                                     | 1.000.000                                     | 20                        |                          | 200.000                                    | 0,7          | 60.000                                | QCXDVN 01:2008/BXD |
| 6.3              | Nhà máy điện, nhà máy nước                           | 650.000                                       | 650.000                                       | 40                        |                          | 260.000                                    | 0,7          | 78.000                                | QCXDVN 01:2008/BXD |
| 6.4              | Nghĩa trang                                          | 500.000                                       | 500.000                                       |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| <b>7</b>         | <b>Đất lâm nghiệp</b>                                | 378.020.000                                   | 374.300.000                                   |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 7.1              | Đất rừng đặc dụng                                    | 295.960.000                                   | 295.960.000                                   |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 7.2              | Đất rừng phòng hộ đảo Phú Quốc                       | 70.380.000                                    | 66.660.000                                    |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 7.3              | Đất rừng phòng hộ đảo Thổ Chu                        | 11.680.000                                    | 11.680.000                                    |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| <b>8</b>         | <b>Đất nông nghiệp</b>                               | 58.130.000                                    | 39.530.000                                    |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 8.1              | Đất sản xuất nông nghiệp                             | 41.770.000                                    | 27.190.000                                    |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| 8.2              | Đất ở nông thôn, làng nghề                           | 16.360.000                                    | 12.340.000                                    | 20                        | 3                        | 2.468.000                                  | 0,3          | 1.727.600                             | QCXDVN 01:2008/BXD |
| <b>9</b>         | <b>Đất an ninh quốc phòng, đất dự trữ phát triển</b> | 3.370.000                                     | 3.370.000                                     |                           |                          |                                            |              |                                       |                    |
| <b>TỔNG CỘNG</b> |                                                      | <b>589.230.000</b>                            | <b>589.230.000</b>                            |                           |                          |                                            |              | <b>27.367.900</b>                     |                    |

Bảng 4.4. Tiềm năng điện mặt trời theo kịch bản phát triển PV mức thấp.

| Loại đất                                       | S nền<br>(m <sup>2</sup> ) | S không lắp PV |                     | S lắp PV 3 kWp |                     | S lắp PV 5 kWp |                     | S lắp PV 10 kWp |                     | S lắp PV 30 kWp |                     | S lắp PV 100 kWp |                     | S lắp PV 300 kWp |                     |
|------------------------------------------------|----------------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|-----------------|---------------------|-----------------|---------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|                                                |                            | %              | S (m <sup>2</sup> ) | %              | S (m <sup>2</sup> ) | %              | S (m <sup>2</sup> ) | %               | S (m <sup>2</sup> ) | %               | S (m <sup>2</sup> ) | %                | S (m <sup>2</sup> ) | %                | S (m <sup>2</sup> ) |
| Đất xây dựng đô thị                            | 9.244.800                  | 60             | 3.882.816           | 15             | 970.704             | 15             | 970.704             | 5               | 323.568             | 5               | 323.568             | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất du lịch sinh thái                          | 5.517.750                  | 90             | 3.476.183           | 0              | 5                   | 193.121        | 5                   | 193.121         | 0                   | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất du lịch hỗn hợp                            | 1.487.500                  | 80             | 833.000             | 0              | 0                   | 5              | 52.063              | 5               | 52.063              | 5               | 52.063              | 5                | 52.063              | 5                | 52.063              |
| Đất khu phục hợp du lịch,<br>dịch vụ và dân cư | 5.818.750                  | 70             | 2.851.188           | 5              | 203.656             | 5              | 203.656             | 5               | 203.656             | 5               | 203.656             | 5                | 203.656             | 5                | 203.656             |
| Đất tiêu thụ công nghiệp                       | 633.000                    | 80             | 354.480             | 0              | 0                   | 5              | 22.155              | 10              | 44.310              | 5               | 22.155              | 5                | 22.155              | 5                | 22.155              |
| Đất văn hóa lịch sử                            | 820.800                    | 80             | 459.648             | 0              | 0                   | 5              | 28.728              | 5               | 28.728              | 5               | 28.728              | 5                | 28.728              | 5                | 28.728              |
| Cây xanh cảnh quan                             | 848.700                    | 95             | 564.386             | 5              | 29.705              | 0              | 0                   | 0               | 0                   | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Công viên chuyên đề                            | 855.000                    | 85             | 508.725             | 5              | 29.925              | 5              | 29.925              | 5               | 29.925              | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất sân bay, cảng biển                         | 276.000                    | 40             | 77.280              | 0              | 0                   | 0              | 0                   | 0               | 20                  | 38.640          | 20                  | 38.640           | 20                  | 38.640           | 38.640              |
| Đất khu xử lý nước thải, rác thải              | 60.000                     | 70             | 29.400              | 0              | 0                   | 0              | 0                   | 10              | 4.200               | 10              | 4.200               | 10               | 4.200               | 10               | 4.200               |
| Nhà máy điện, nhà máy nước                     | 78.000                     | 70             | 38.220              | 0              | 0                   | 0              | 0                   | 10              | 5.460               | 10              | 5.460               | 10               | 5.460               | 10               | 5.460               |
| Đất ở nông thôn, làng nghề                     | 1.727.600                  | 85             | 1.027.922           | 5              | 60.466              | 5              | 60.466              | 5               | 60.466              | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Tổng diện tích                                 | 27.367.900                 |                | 14.103.247          |                | 1.294.456           |                | 1.457.873           |                 | 913.682             |                 | 700.625             |                  | 354.902             |                  | 332.747             |

Bảng 4.5. Tiềm năng điện mặt trời theo kịch bản phát triển PV mức độ trung bình.

| Loại đất                                    | S nền<br>(m <sup>2</sup> ) | S không lắp PV |                     | S lắp PV 3 kWp |                     | S lắp PV 5 kWp |                     | S lắp PV 10 kWp |                     | S lắp PV 30 kWp |                     | S lắp PV 100 kWp |                     | S lắp PV 300 kWp |                     |
|---------------------------------------------|----------------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|-----------------|---------------------|-----------------|---------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|                                             |                            | %              | S (m <sup>2</sup> ) | %              | S (m <sup>2</sup> ) | %              | S (m <sup>2</sup> ) | %               | S (m <sup>2</sup> ) | %               | S (m <sup>2</sup> ) | %                | S (m <sup>2</sup> ) | %                | S (m <sup>2</sup> ) |
| Đất xây dựng đô thị                         | 9.244.800                  | 50             | 3.235.680           | 20             | 1.294.272           | 10             | 647.136             | 10              | 647.136             | 10              | 647.136             | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất du lịch sinh thái                       | 5.517.750                  | 70             | 2.703.698           | 0              | 15                  | 579.364        | 15                  | 579.364         | 0                   | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất du lịch hỗn hợp                         | 1.487.500                  | 50             | 520.625             | 0              | 0                   | 15             | 156.188             | 15              | 156.188             | 10              | 104.125             | 10               | 104.125             | 10               | 104.125             |
| Đất khu phức hợp du lịch, dịch vụ và dân cư | 5.818.750                  | 60             | 2.443.875           | 10             | 407.313             | 10             | 407.313             | 5               | 203.656             | 5               | 203.656             | 5                | 203.656             | 5                | 203.656             |
| Đất tiểu thủ công nghiệp                    | 633.000                    | 60             | 265.860             | 0              | 0                   | 15             | 66.465              | 15              | 66.465              | 10              | 44.310              | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất văn hóa lịch sử                         | 820.800                    | 70             | 402.192             | 0              | 0                   | 15             | 86.184              | 5               | 28.728              | 5               | 28.728              | 5                | 28.728              | 5                | 28.728              |
| Cây xanh cảnh quan                          | 848.700                    | 90             | 534.681             | 10             | 59.409              | 0              | 0                   | 0               | 0                   | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Công viên chuyên đề                         | 855.000                    | 70             | 418.950             | 10             | 59.850              | 10             | 59.850              | 10              | 59.850              | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất sân bay, cảng biển                      | 276.000                    | 40             | 77.280              | 0              | 0                   | 0              | 0                   | 20              | 38.640              | 20              | 38.640              | 20               | 38.640              | 20               | 38.640              |
| Đất khu xử lý nước thải, rác thải           | 60.000                     | 70             | 29.400              | 0              | 0                   | 0              | 0                   | 10              | 4.200               | 10              | 4.200               | 10               | 4.200               | 10               | 4.200               |
| Nhà máy điện, nhà máy nước                  | 78.000                     | 70             | 38.220              | 0              | 0                   | 0              | 0                   | 10              | 5.460               | 10              | 5.460               | 10               | 5.460               | 10               | 5.460               |
| Đất ở nông thôn, làng nghề                  | 1.727.600                  | 70             | 846.524             | 10             | 120.932             | 10             | 120.932             | 10              | 120.932             | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Tổng diện tích                              | 27.367.900                 |                | 11.516.985          |                | 1.941.776           |                | 1.814.594           |                 | 1.919.775           |                 | 1.150.473           |                  | 429.119             |                  | 384.809             |

Bảng 4.6. Tiềm năng điện mặt trời theo kịch bản phát triển PV mức cao.

| Loại đất                                       | S nền<br>(m <sup>2</sup> ) | S không lắp PV |                     | S lắp PV 3 kWp |                     | S lắp PV 5 kWp |                     | S lắp PV 10 kWp |                     | S lắp PV 30 kWp |                     | S lắp PV 100 kWp |                     | S lắp PV 300 kWp |                     |
|------------------------------------------------|----------------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|-----------------|---------------------|-----------------|---------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
|                                                |                            | %              | S (m <sup>2</sup> ) | %              | S (m <sup>2</sup> ) | %              | S (m <sup>2</sup> ) | %               | S (m <sup>2</sup> ) | %               | S (m <sup>2</sup> ) | %                | S (m <sup>2</sup> ) | %                | S (m <sup>2</sup> ) |
| Đất xây dựng đô thị                            | 9.244.800                  | 20             | 1.294.272           | 20             | 1.294.272           | 20             | 1.294.272           | 20              | 1.294.272           | 20              | 1.294.272           | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất du lịch sinh thái                          | 5.517.750                  | 50             | 1.931.213           | 0              | 0                   | 25             | 965.606             | 25              | 965.606             | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất du lịch hỗn hợp                            | 1.487.500                  | 20             | 208.250             | 0              | 0                   | 20             | 208.250             | 20              | 208.250             | 20              | 208.250             | 20               | 208.250             | 20               | 208.250             |
| Đất khu phức hợp du lịch,<br>dịch vụ và dân cư | 5.818.750                  | 50             | 2.036.563           | 15             | 610.969             | 10             | 407.313             | 10              | 407.313             | 5               | 203.656             | 5                | 203.656             | 5                | 203.656             |
|                                                | 633.000                    | 25             | 110.775             | 0              | 0                   | 30             | 132.930             | 25              | 110.775             | 20              | 88.620              | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất tiểu thủ công nghiệp                       | 820.800                    | 25             | 143.640             | 0              | 0                   | 30             | 172.368             | 25              | 143.640             | 15              | 86.184              | 5                | 28.728              | 0                | 0                   |
| Đất văn hóa lịch sử                            | 848.700                    | 50             | 297.045             | 50             | 297.045             | 0              | 0                   | 0               | 0                   | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Cây xanh cảnh quan                             | 855.000                    | 25             | 149.625             | 25             | 149.625             | 25             | 149.625             | 25              | 149.625             | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Công viên chuyên đề                            | 276.000                    | 25             | 48.300              | 0              | 0                   | 0              | 0                   | 0               | 0                   | 25              | 48.300              | 25               | 48.300              | 25               | 48.300              |
| Đất sân bay, cảng biển                         | 60.000                     | 25             | 10.500              | 0              | 0                   | 0              | 0                   | 0               | 0                   | 25              | 10.500              | 25               | 10.500              | 25               | 10.500              |
| Đất khu xử lý nước thải, rác thải              | 78.000                     | 25             | 13.650              | 0              | 0                   | 0              | 0                   | 0               | 0                   | 25              | 13.650              | 25               | 13.650              | 25               | 13.650              |
| Nhà máy điện, nhà máy nước                     | 1.727.600                  | 70             | 846.524             | 10             | 120.932             | 10             | 120.932             | 10              | 120.932             | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Đất ở nông thôn, làng nghề                     | 27.367.900                 | 7.090.356      | 2.472.843           | 2.937.748      | 3.451.296           | 2.033.043      | 659.160             | 513.084         | 0                   | 0               | 0                   | 0                | 0                   | 0                | 0                   |
| Tổng diện tích                                 |                            |                |                     |                |                     |                |                     |                 |                     |                 |                     |                  |                     |                  |                     |

Bảng 4.7. Tiềm năng điện mặt trời khả thi cho Phú Quốc đến năm 2030.

|                                                                      | Kịch bản 1 | Kịch bản 2 | Kịch bản 3 |
|----------------------------------------------------------------------|------------|------------|------------|
| Tổng công suất phát điện mặt trời (MWp)                              | 805        | 1.219      | 1.930      |
| Sản lượng điện mặt trời khả thi (MWh/năm)                            | 304.499    | 460.709    | 729.615    |
| Lượng phát thải CO <sub>2</sub> giảm được (tấn CO <sub>2</sub> /năm) | 193.844    | 293.287    | 464.473    |

Tổng công suất phát điện mặt trời của Phú Quốc: kịch bản 1 là 805 MWp, kịch bản 2 là 1.219 MWp và kịch bản 3: 1.930 MWp. Dựa trên các kịch bản, tổng công suất phát điện tăng dần khi chuyển từ Kịch bản 1 sang Kịch bản 3. Điều này phản ánh mức độ khai thác nguồn năng lượng mặt trời cao hơn, tùy thuộc vào diện tích khả thi, hiệu suất công nghệ và các chính sách hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo.

- Kịch bản 1: kịch bản cơ sở, cho thấy mức phát triển điện mặt trời với quy mô vừa phải, phù hợp với điều kiện hiện tại.

- Kịch bản 2: kịch bản mở rộng, tăng thêm hơn 50% công suất so với kịch bản 1, đòi hỏi sự mở rộng về diện tích lắp đặt và đầu tư.

- Kịch bản 3: kịch bản tối ưu, tận dụng tối đa tiềm năng diện tích và công nghệ, cho phép công suất phát điện tăng gấp hơn 2 lần so với kịch bản 1.

Sản lượng điện mặt trời: kịch bản 1 là 304.499 MWh/năm, kịch bản 2 là 460.709 MWh/năm, kịch bản 3 là 729.615 MWh/năm; sản lượng điện mặt trời tăng tương ứng với mức đầu tư và quy mô lắp đặt của từng kịch bản.

Lượng phát thải CO<sub>2</sub> giảm được: kịch bản 1 là 193.844 tấn CO<sub>2</sub>/năm, kịch bản 2 là 293.287 tấn CO<sub>2</sub>/năm, kịch bản 3 là 464.473 tấn CO<sub>2</sub>/năm. Mức giảm phát thải CO<sub>2</sub> tăng tương ứng với công suất lắp đặt và sản lượng điện mặt trời. Đây là một lợi ích đáng kể về mặt môi trường khi thay thế các nguồn năng lượng hóa thạch bằng năng lượng tái tạo. Kịch bản 3 có tiềm năng giảm phát thải gần 464.473 tấn CO<sub>2</sub>/năm, góp phần lớn vào các mục tiêu giảm phát thải quốc gia và quốc tế trong cuộc chiến chống biến đổi khí hậu.

Đánh giá và khuyến nghị đầu tư: kịch bản 3 là kịch bản tối ưu và mang lại nhiều lợi ích nhất về kinh tế và môi trường. Tuy nhiên, để thực hiện kịch bản này, cần đầu tư lớn về chi phí hạ tầng, công nghệ và chính sách hỗ trợ. Kịch bản 2 là lựa chọn cân bằng giữa hiệu quả đầu tư và tiềm năng phát triển, phù hợp với điều kiện phát triển hiện tại của Phú Quốc. Kịch bản 1 mang tính khả thi cao với nguồn lực hiện tại, nhưng lợi ích về mặt kinh tế và môi trường còn hạn chế. Việc lựa chọn kịch bản phụ thuộc vào khả năng huy động vốn, diện tích khả thi theo quy hoạch, chính sách khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo.

#### 4.2.3. Tính toán khả thi giảm phát thải CO<sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động đảo Phú Quốc

Về địa điểm nghiên cứu, luận án cũng chọn Phú Quốc để nghiên cứu đưa xe điện vào hoạt động nhằm giảm phát thải CO<sub>2</sub>, dựa trên một số lý do sau:

Phú Quốc là hòn đảo lớn nhất của Việt Nam, dân số đông, Phú Quốc có tiềm năng lớn về nhu cầu sử dụng các phương tiện giao thông công cộng, bao gồm xe điện. Điều này tạo điều kiện tốt cho việc triển khai các hệ thống vận chuyển xanh nhằm phục vụ người dân và du khách. Phú Quốc là điểm du lịch nổi tiếng, hàng năm, đảo Phú Quốc thu hút hàng triệu lượt du khách trong nước và quốc tế. Điều này dẫn đến lượng phương tiện di chuyển lớn, tiềm ẩn nguy cơ gia tăng lượng khí thải CO<sub>2</sub>. Việc thay thế các phương tiện giao thông truyền thống bằng xe điện sẽ giúp cải thiện chất lượng không khí và tạo ấn tượng tích cực về một điểm đến du lịch thân thiện với môi trường.

Phú Quốc đang có điều kiện phát triển hạ tầng tốt, đặc biệt là trong các lĩnh vực năng lượng tái tạo. Việc này không chỉ giúp giảm phát thải CO<sub>2</sub> mà còn thúc đẩy hình ảnh Phú Quốc như một điểm đến xanh, tiên phong trong phát triển bền vững. Phú Quốc đang hướng đến phát triển thành đô thị thông minh, nơi các giải pháp công nghệ cao được ứng dụng vào nhiều lĩnh vực, trong đó có giao thông. Việc áp dụng xe điện vào hệ thống giao thông là một phần của kế hoạch phát triển này, giúp thúc đẩy năng lượng tái tạo và giảm ô nhiễm môi trường. Việc triển khai xe điện trên Phú Quốc sẽ tạo điều kiện thu hút các nhà đầu tư quan tâm đến phát triển bền vững và công nghệ xanh, giúp đẩy mạnh kinh tế và bảo vệ môi trường địa phương.

Như vậy, Phú Quốc có nhiều lợi thế về quy mô, hạ tầng, tầm quan trọng kinh tế - xã hội để trở thành nơi lý tưởng triển khai xe điện, góp phần giảm phát thải CO<sub>2</sub> so với các đảo nhỏ khác. Nghiên cứu giả định: Tốc độ tăng trưởng xe máy là 463 chiếc trên 1000 dân theo số liệu bình quân toàn quốc; tỷ lệ ô tô là 31 chiếc trên 1000 dân; tỷ lệ xe buýt, taxi theo quy hoạch của UBND huyện Phú Quốc; tỷ lệ xe tay ga trên xe máy số là 60/40 vào năm 2016 - 2018, 40/60 vào năm 2020 - 2030; tỷ lệ xe ô tô 4 chỗ và 7 chỗ là 0/50; khoảng cách di chuyển gần nhất của xe máy, ô tô, xe buýt lần lượt là 3.000 km/năm, 5.000 km/năm, 100 km/ngày và 300 km/ngày.

Lượng khí thải CO<sub>2</sub> của các phương tiện truyền thống được tính toán và thể hiện như Bảng 4.8. Tỷ lệ tiêu thụ điện của xe điện như Bảng 4.9.

Bảng 4.8. Tiêu thụ nhiên liệu và khí thải của xe truyền thống.

| Loại xe    | Nhiên liệu | Tiêu thụ nhiên liệu<br>(lít/100km) | Phát thải CO <sub>2</sub><br>(kg/km) |
|------------|------------|------------------------------------|--------------------------------------|
| Xe máy (M) | Xăng       | 2,2                                | 0,0505                               |
| Xe máy (A) | Xăng       | 3                                  | 0,0689                               |
| Xe buýt    | Dầu diesel | 22                                 | 0,5968                               |
| Xe 4 chỗ   | Xăng       | 8                                  | 0,1838                               |
| Xe 7 chỗ   | Xăng       | 13                                 | 0,2986                               |

Bảng 4.9. Tiêu thụ điện của xe điện.

| Loại          | Thương hiệu        | Mức tiêu thụ (kWh/100km) |
|---------------|--------------------|--------------------------|
| Động cơ lực Z | Số không SR ZF14.4 | 5,040                    |
| Xe 4 chỗ      | Huyndai Ioniq      | 15,625                   |
| Xe 7 chỗ      | BMW 2018 i3        | 19,375                   |
| Xe buýt       | Trolza - 52501     | 25,000                   |

Từ số liệu thống kê và tốc độ tăng trưởng của các loại xe truyền thống, xe máy số & xe số, xe 4 chỗ và 7 chỗ, dự báo tăng trưởng đến năm 2030 được thể hiện ở Bảng 4.10, phát thải CO<sub>2</sub> của các phương tiện truyền thống như Bảng 4.11.

Bảng 4.10. Sự phát triển của các phương tiện truyền thống ( chiếc).

| Loại          | 2016   | 2020   | 2025    | 2030    |
|---------------|--------|--------|---------|---------|
| Xe máy (M)    | 31.357 | 58.880 | 72.680  | 86.480  |
| Xe máy (A)    | 20.905 | 88.320 | 109.020 | 129.720 |
| Xe buýt       | 11     | 34     | 87      | 127     |
| Xe 4 chỗ      | 62     | 4.960  | 6.123   | 7.285   |
| Xe 7 chỗ      | 62     | 4.960  | 6.123   | 7.285   |
| Taxi 4 chỗ    | 305    | 424    | 572     | 801     |
| Xe taxi 7 chỗ | 305    | 424    | 572     | 801     |

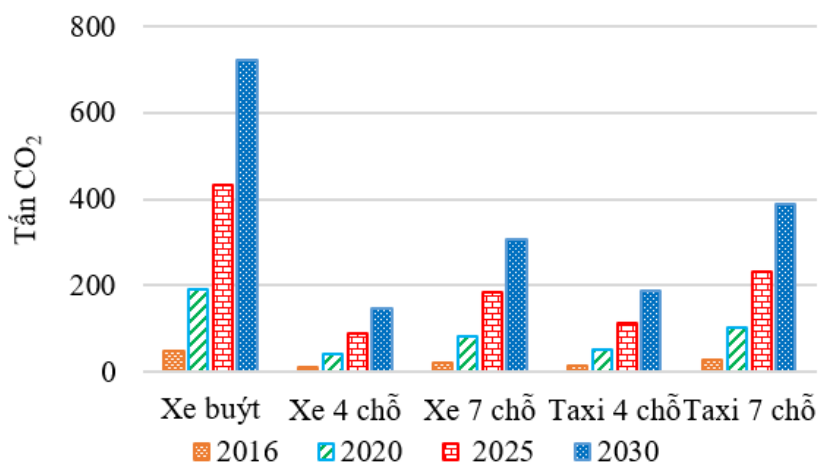
Bảng 4.11. CO<sub>2</sub> của các phương tiện truyền thống (tấn CO<sub>2</sub>).

| Loại xe       | 2016   | 2020   | 2025   | 2030   |
|---------------|--------|--------|--------|--------|
| Xe máy (M)    | 4.754  | 8.926  | 11.019 | 13.111 |
| Xe máy (A)    | 4.322  | 18.259 | 22.538 | 26.817 |
| Xe buýt       | 719    | 2.222  | 5.685  | 8.299  |
| Xe 4 chỗ      | 57     | 4.557  | 5.625  | 6.694  |
| Xe 7 chỗ      | 93     | 7.406  | 9.141  | 10.877 |
| Taxi 4 chỗ    | 2.046  | 2.842  | 3.837  | 5.373  |
| Xe taxi 7 chỗ | 3.324  | 4.618  | 6.234  | 8.730  |
| Tổng cộng     | 15.314 | 48.829 | 64.080 | 79.901 |

Lượng khí thải CO<sub>2</sub> của xe điện: với dữ liệu dự báo trên, nghiên cứu xác định số lượng xe điện tham gia thị trường như Bảng 4.12, Bảng 4.13 và Bảng 4.14. Dựa trên dữ liệu này, nghiên cứu cũng sẽ xác định mức giảm phát thải CO<sub>2</sub> trong từng giai đoạn như Hình 4.8, Hình 4.9 và Hình 4.10.

Bảng 4.12. Số lượng xe điện tham gia thị trường - Kịch bản 1 (chiếc).

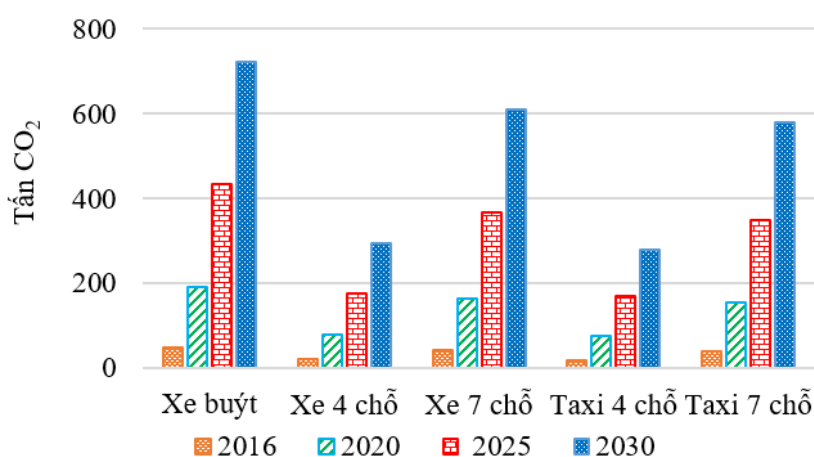
| Loại          | 2016 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------|------|------|------|------|
| Xe buýt       | 1    | 4    | 9    | 15   |
| Xe 4 chỗ      | 23   | 92   | 207  | 345  |
| Xe 7 chỗ      | 23   | 92   | 207  | 345  |
| Taxi 4 chỗ    | 4    | 16   | 36   | 60   |
| Xe taxi 7 chỗ | 4    | 16   | 36   | 60   |



Hình 4.8. Giảm phát thải CO<sub>2</sub> - Kịch bản 1.

Bảng 4.13. Số lượng xe điện tham gia thị trường - Kịch bản 2 (chiếc).

| Loại xe       | 2016 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---------------|------|------|------|------|
| Xe buýt       | 1    | 4    | 9    | 15   |
| Xe 4 chỗ      | 46   | 184  | 414  | 690  |
| Xe 7 chỗ      | 46   | 184  | 414  | 690  |
| Taxi 4 chỗ    | 6    | 24   | 54   | 90   |
| Xe taxi 7 chỗ | 6    | 24   | 54   | 90   |

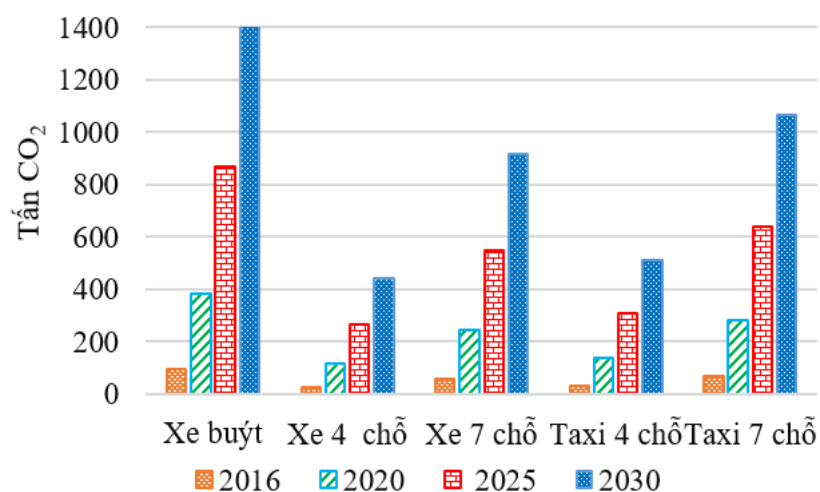


Hình 4.9. Giảm phát thải CO<sub>2</sub> - Kịch bản 2.

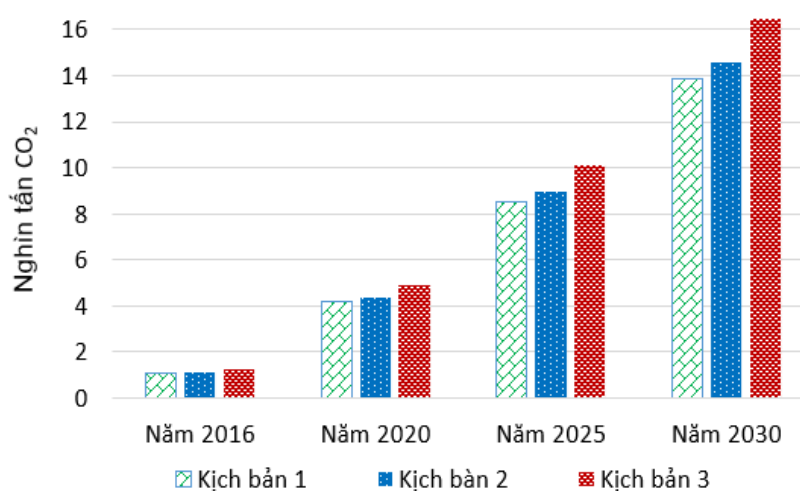
Bảng 4.14. Số lượng xe điện tham gia thị trường - Kịch bản 3 (chiếc).

| Loại xe    | 2016 | 2020 | 2025 | 2030  |
|------------|------|------|------|-------|
| Xe buýt    | 2    | 8    | 18   | 30    |
| Xe 4 chỗ   | 69   | 276  | 621  | 1.035 |
| Xe 7 chỗ   | 69   | 276  | 621  | 1.035 |
| Taxi 4 chỗ | 11   | 44   | 99   | 165   |
| Taxi 7 chỗ | 11   | 44   | 99   | 165   |

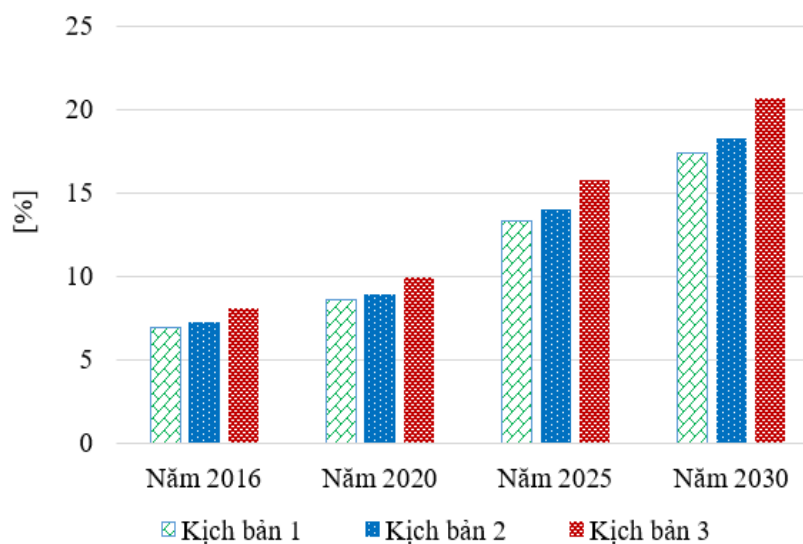
Từ số liệu dự báo và tính toán cho ba kịch bản với các mức độ phát triển xe điện khác nhau tại Phú Quốc đến năm 2030, chúng ta có thể ước tính tổng lượng giảm phát thải CO<sub>2</sub> ra môi trường cũng như tỷ lệ giảm phát thải CO<sub>2</sub> tương ứng khi áp dụng các kịch bản phát triển xe điện. Các kết quả này được thể hiện lần lượt trong Hình 4.11 và Hình 4.12.



Hình 4.10. Giảm phát thải CO<sub>2</sub> - Kịch bản 3.



Hình 4.11. Lượng CO<sub>2</sub> giảm của xe điện so với xe truyền thống theo 3 kịch bản.



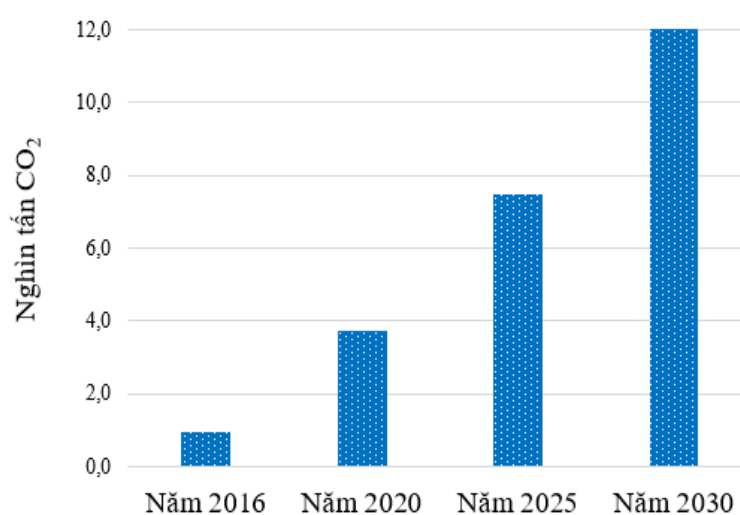
Hình 4.12. Tỷ lệ giảm CO<sub>2</sub> của xe điện so với xe truyền thống theo 3 kịch bản.

Hình 4.12 cho thấy tỷ lệ giảm CO<sub>2</sub> vào năm 2030 đối với ô tô điện lần lượt là khoảng 17%, 18% và 21%, tương ứng với Kịch bản 1, Kịch bản 2 và Kịch bản 3 khi chúng ta chưa đưa vào các chính sách khác về phát triển cơ sở hạ tầng cho xe điện.

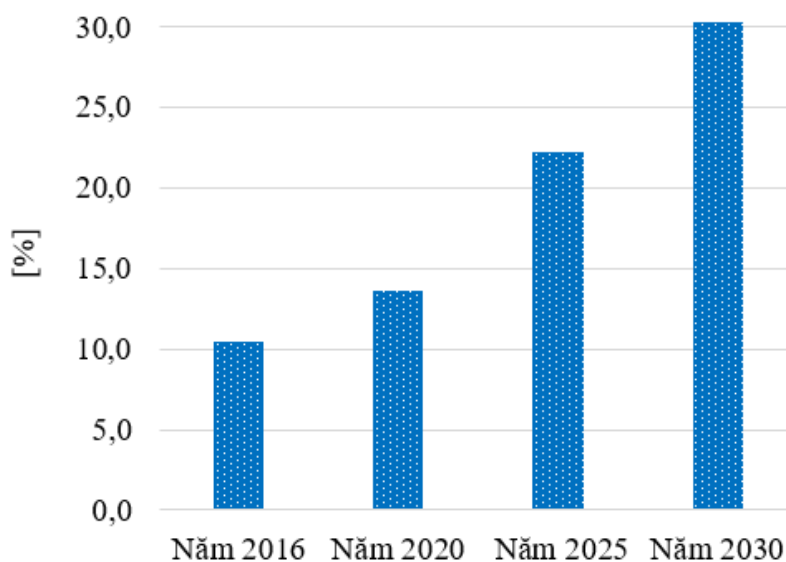
Lượng khí thải CO<sub>2</sub> của xe máy điện, tham khảo kết quả từ nghiên cứu của ADB, dự báo về sự phát triển của xe máy điện tại Việt Nam được thể hiện ở Bảng 4.15.

Bảng 4.15. Sự phát triển của xe điện ( chiếc).

| Năm         | 2016    | 2020    | 2025    | 2030    |
|-------------|---------|---------|---------|---------|
| Dân số      | 101.832 | 320.000 | 395.000 | 470.000 |
| Xe máy điện | 11.303  | 44,160  | 88.875  | 144.290 |



Hình 4.13. Tổng lượng CO<sub>2</sub> giảm đi khi sử dụng xe máy điện so với ô tô truyền thống.



Hình 4.14. Tỷ lệ giảm CO<sub>2</sub> của xe máy điện so với ô tô truyền thống.

Tổng lượng CO<sub>2</sub> giảm khi sử dụng xe máy điện so với ô tô truyền thống được thể hiện trong Hình 4.13. Tỷ lệ giảm CO<sub>2</sub> của xe máy điện so với ô tô truyền thống được trình bày trong Hình 4.14.

Để đạt được hiệu quả tối ưu trong việc đưa xe điện vào vận hành trên đảo, bên cạnh các chính sách hiện hành, nghiên cứu đề xuất Chính phủ không chỉ cần áp dụng các biện pháp hạn chế xe ô tô truyền thống thông qua thuế và phí (Bảng 4.16), mà còn cần mở rộng và hoàn thiện khuôn khổ chính sách nhằm tạo điều kiện thuận lợi cho xe điện phát triển (Bảng 4.17). Theo các kịch bản đề xuất, khi khuôn khổ chính sách hỗ trợ xe điện được nâng cao tương tự như ở các quốc gia tiên tiến, sự chênh lệch về giá giữa xe điện và xe truyền thống sẽ trở nên đáng kể. Điều này sẽ thu hút sự quan tâm của người tiêu dùng đối với xe điện, đặc biệt trong bối cảnh giá điện Việt Nam thấp hơn so với giá xăng dầu.

Bảng 4.16. Đề xuất khung chính sách cho các loại xe truyền thống.

| Khung chính sách                                                                             | Thực tế                 | Các kịch bản              |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Thuế nhập khẩu                                                                               | 30 - 70%                | 90% - 100%                |
| Thuế tiêu thụ đặc biệt                                                                       | 35 - 60%                | 90% - 120%                |
| Thuế GTGT                                                                                    | 10%                     | 10%                       |
| Phí đăng ký                                                                                  | 10 - 12%                | 40% - 60%                 |
| Phí kiểm soát                                                                                | 0,34 triệu đồng         | 0,34                      |
| Phí đường bộ                                                                                 | 1,56 triệu đồng         | 2% - 10%                  |
| Phí bảo hiểm dân sự                                                                          | 0,436 - 0,87 triệu đồng | không thay đổi            |
| Lệ phí biển số xe                                                                            | 1 - 20 triệu đồng       | 5%                        |
| Phí kiểm định định kỳ (30 tháng, 18 tháng, 12 tháng, 6 tháng) tùy theo thời gian sản xuất xe | Phí của đăng ký         | Sự giảm bớt của thời gian |

Bảng 4.17. Đề xuất khung chính sách cho xe điện.

| TT | Khung chính sách                                                                             | Các kịch bản    |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|
| 1  | Thuế nhập khẩu                                                                               | Không có        |
| 2  | Thuế tiêu thụ đặc biệt                                                                       | Không có        |
| 3  | Thuế GTGT                                                                                    | 10%             |
| 4  | Phí đăng ký                                                                                  | Không có        |
| 5  | Phí kiểm soát                                                                                | 0,34            |
| 6  | Phí đường bộ                                                                                 | Không có        |
| 7  | Phí bảo hiểm dân sự                                                                          | 0,87 triệu đồng |
| 8  | Lệ phí biển số xe                                                                            | 1 triệu đồng    |
| 9  | Phí kiểm định định kỳ (30 tháng, 18 tháng, 12 tháng, 6 tháng) tùy theo thời gian sản xuất xe | 0,34 triệu đồng |
| 10 | Hỗ trợ nhà sản xuất                                                                          | 5% - 15%        |
| 11 | Hỗ trợ khách hàng mua xe điện                                                                | 5% - 15%        |
| 12 | Hỗ trợ đổi xe ô tô hết hạn sử dụng sang xe điện                                              | Đúng            |
| 13 | Hỗ trợ cơ sở hạ tầng sạc pin                                                                 | Đúng            |
| 14 | Giá điện cho trạm sạc                                                                        | Giá sản xuất    |
| 15 | Phát hành tem để chạy vào hàng ưu tiên                                                       | Đúng            |
| 16 | Phí đỗ xe                                                                                    | Không có        |
| 17 | Giảm thuế thu nhập doanh nghiệp                                                              | 5% - 15%        |
| 18 | Trợ cấp mua bộ sạc tại nhà                                                                   | Đúng            |
| 19 | Lắp đặt đồng hồ đo điện cho bộ sạc gia đình                                                  | Đúng            |
| 20 | Thêm chi phí của xe vào khoản khấu trừ thuế thu nhập cá nhân                                 | Đúng            |

Bảng 4.18. Tổng hợp lượng khí thải CO<sub>2</sub> giảm của các loại xe (tấn CO<sub>2</sub>)

|              | 2016   |        | 2020   |        | 2025    |         | 2030    |         |
|--------------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|
| Xe ICE       | 15.314 |        | 48.829 |        | 64.080  |         | 79.901  |         |
| Xe EV - KB 1 | -1,065 | -6,96% | -4,173 | -8,55% | -8,509  | -13,28% | -13,859 | -17,35% |
| Xe EV - KB 2 | -1,115 | -7,28% | -4,370 | -8,95% | -8,952  | -13,97% | -14,598 | -18,27% |
| Xe EV - KB 3 | -1,241 | -8,10% | -4,874 | -9,98% | -10,086 | -15,74% | -16,489 | -20,64% |

Bảng 4.17 cho thấy, nếu không tính đến các chính sách khác về phát triển cơ sở hạ tầng xe điện thì tỷ lệ giảm phát thải CO<sub>2</sub> đến năm 2030 theo kịch bản 1 là khoảng 17%; theo kịch bản 2 là 18% và theo kịch bản 3 là 21%.

Kết luận: chưa xét đến các chính sách phát triển cơ sở hạ tầng cho xe điện, tỷ lệ giảm CO<sub>2</sub> đến năm 2030 theo kịch bản 1 là 17%, kịch bản 2 là 18% và kịch bản 3 là 21%. Điều này cho thấy việc phát triển năng lượng xanh để giảm ô nhiễm không chỉ dựa vào các chính sách đơn lẻ kích cầu mà cần có sự phối hợp và hỗ trợ mạnh mẽ hơn từ Nhà nước. Một yếu tố quan trọng khác là hệ số phát thải CO<sub>2</sub> của hệ thống điện Việt Nam hiện vẫn khá cao, do đó để giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub> từ xe máy điện, cần cải tiến công nghệ phát điện và khai thác hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo nhằm giảm hệ số phát thải của lưới điện. Kết quả nghiên cứu cho thấy nếu các khung chính sách đề xuất được triển khai kịp thời, việc thay thế xe chạy nhiên liệu truyền thống bằng xe điện tại Phú Quốc sẽ khả thi, giúp giảm đáng kể lượng CO<sub>2</sub> phát thải và góp phần biến Phú Quốc thành điểm đến du lịch xanh của khu vực và quốc tế. Ngoài ra, nghiên cứu có thể mở rộng thêm về cơ sở hạ tầng sạc pin, các chính sách giá điện cho xe điện, phí giao thông, bãi đỗ xe, làn đường ưu tiên, cùng với việc khai thác các nguồn năng lượng tái tạo nhằm giảm hệ số phát thải của lưới điện. Khi đó, mục tiêu giảm phát thải CO<sub>2</sub> từ xe điện sẽ toàn diện hơn và đạt hiệu quả cao hơn.

#### 4.2.4. Phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió hiện hữu tại Phú Quý

Việc thay đổi phương thức vận hành hệ thống điện diesel - gió hiện hữu trên các đảo là cần thiết vì nhiều lý do: góp phần giảm chi phí nhiên liệu và vận hành, giảm phát thải CO<sub>2</sub> và bảo vệ môi trường, tăng cường an ninh năng lượng và tận dụng hiệu quả nguồn tài nguyên tái tạo sẵn có. Bên cạnh đó, sự thay đổi này còn giúp nâng cao hiệu quả vận hành và bảo dưỡng, đồng thời đáp ứng nhu cầu phát triển bền vững của các đảo.

Cụ thể khi xem xét hệ thống điện diesel - gió hiện hữu của đảo Phú Quý, đảo Phú Quý có tiềm năng lớn về điện gió khi có tốc độ gió trung bình trên 9 m/s, trong đó có các tháng 7, 8, 10, 12 có tốc độ gió trung bình khá cao, trên 11 m/s. Từ năm 2015, nguồn điện diesel được nâng công suất thêm 5MW, tổng công suất diesel lên 7,7 MW, nguồn điện gió có 03 turbine gió, với tổng công suất là 6 MW. Nhu cầu công suất điện của đảo Phú quý năm 2018 là  $P_{\max} = 3.445 \text{ kW}$ ,  $P_{\min} = 1.450 \text{ kW}$ . Sản lượng điện Phú Quý các năm từ 2013 đến 2018 tăng khoảng 17%/năm. Trong đó, điện sản xuất từ 2 nguồn diesel & gió với tỷ lệ lần lượt là 70%, 30%.

Phân tích số liệu biểu đồ phát điện của các tháng 6, 8, 9/2018 nhận thấy, sản lượng điện gió phát được thấp hơn nhiều so với số liệu tốc độ gió có được. Điều này cho thấy hệ thống phát điện gió đang được vận hành không hiệu quả về kinh tế.

Mục tiêu của nghiên cứu này là đề xuất một phương thức vận hành mới nhằm nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống phát điện diesel - gió trên đảo Phú Quý. Cụ thể, phương thức này tập trung vào việc giảm chi phí diesel thông qua việc tối đa hóa công suất phát điện gió, đồng thời đảm bảo các ràng buộc về vận hành và ổn định hệ thống điện.

Bài toán tối ưu vận hành hệ thống điện độc lập với nguồn phát diesel và gió là một vấn đề truyền thống, với nhiều nghiên cứu đã tập trung vào việc đề xuất các giải thuật tối ưu cho hệ thống phát điện diesel - gió của đảo Phú Quý. Tuy nhiên, các nghiên cứu này chưa xem xét đến nhu cầu phụ tải theo 8.760 giờ của đảo, vì vậy chưa thể đánh giá hiệu quả kinh tế trong việc giảm chi phí diesel của các giải thuật đề xuất. Thêm vào đó, khi phân tích số liệu công suất phát theo giờ của đảo Phú Quý, nhiều trường hợp cho thấy số liệu bất thường, không hợp lý, chỉ có thể giải thích là do sự cố hệ thống điện trên đảo. Nghiên cứu này sẽ đưa ra các giải pháp để khắc phục những hạn chế trên và cải thiện tính chính xác của dữ liệu, từ đó tối ưu hóa hiệu quả vận hành và giảm chi phí diesel.

Lưu đồ nghiên cứu được xây dựng với mục tiêu đề xuất các phương án vận hành tối ưu cho hệ thống phát điện diesel - gió, nhằm huy động công suất phát diesel ở mức thấp nhất và giảm thiểu chi phí diesel. Các phương án này được xây dựng dựa trên việc phân nhóm phụ tải điện và tốc độ gió, từ đó tạo ra các mẫu (pattern) vận hành cho hệ thống phát điện gió và diesel. Quá trình phân nhóm được thực hiện thông qua giải thuật  $K_{\max} - K_{\min}$  kết hợp với hệ chuyên gia, một phương pháp đã được chứng minh hiệu quả qua các nghiên cứu và công trình đã được công bố.

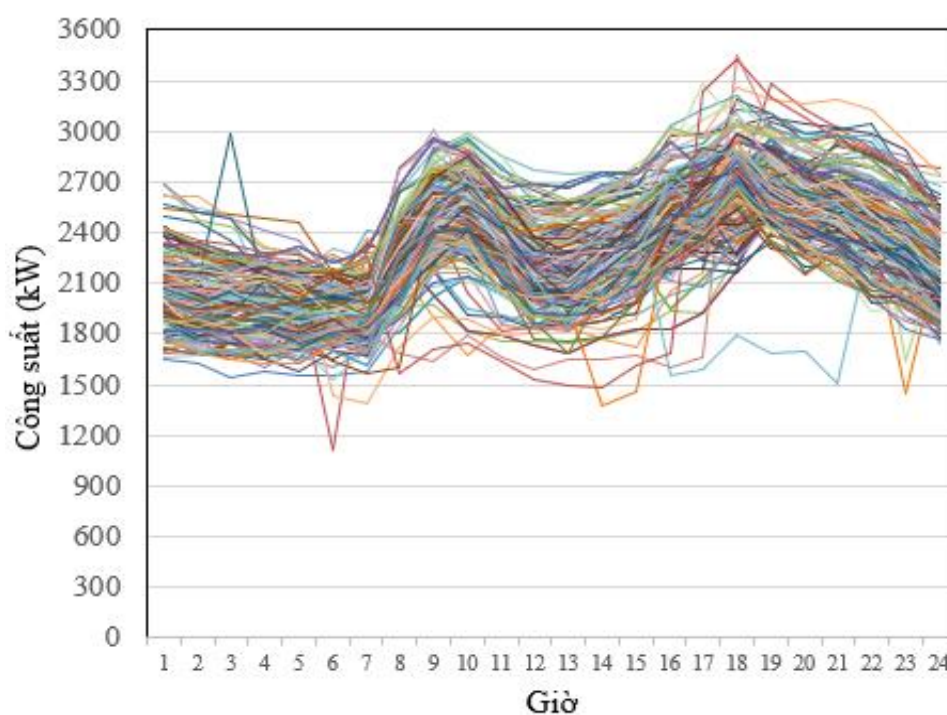
Nếu việc phân nhóm phụ tải điển hình (pattern) thành công, bước tiếp theo sẽ là phân nhóm tốc độ gió sao cho phù hợp với các phụ tải đã được phân nhóm. Đây sẽ là hai đầu vào chính, kết hợp với các ràng buộc của hệ thống, nhằm xác định phương án vận hành tối ưu. Mục tiêu là tối thiểu hóa chi phí phát điện từ diesel, quá trình này sẽ được thực hiện thông qua phần mềm Lindo.

Nếu việc phân nhóm phụ tải điển hình không thể thực hiện do thiếu số liệu đầu vào hoặc bộ số liệu có quá nhiều nhiễu, giải thuật sẽ chuyển sang phương pháp tính toán gần đúng, dẫn đến kết quả không tối ưu. Trong trường hợp này, các bước tiếp theo sẽ bao gồm: xây dựng hoặc giả lập dữ liệu phụ tải cho các ngày bất thường, từ đó tạo ra dữ liệu phụ tải theo giờ với 8.760 giá trị; xác định công suất phát của turbine gió dựa trên số liệu tốc độ gió và đặc tính công suất của turbine; cuối cùng, công suất phát của diesel sẽ được xác định.

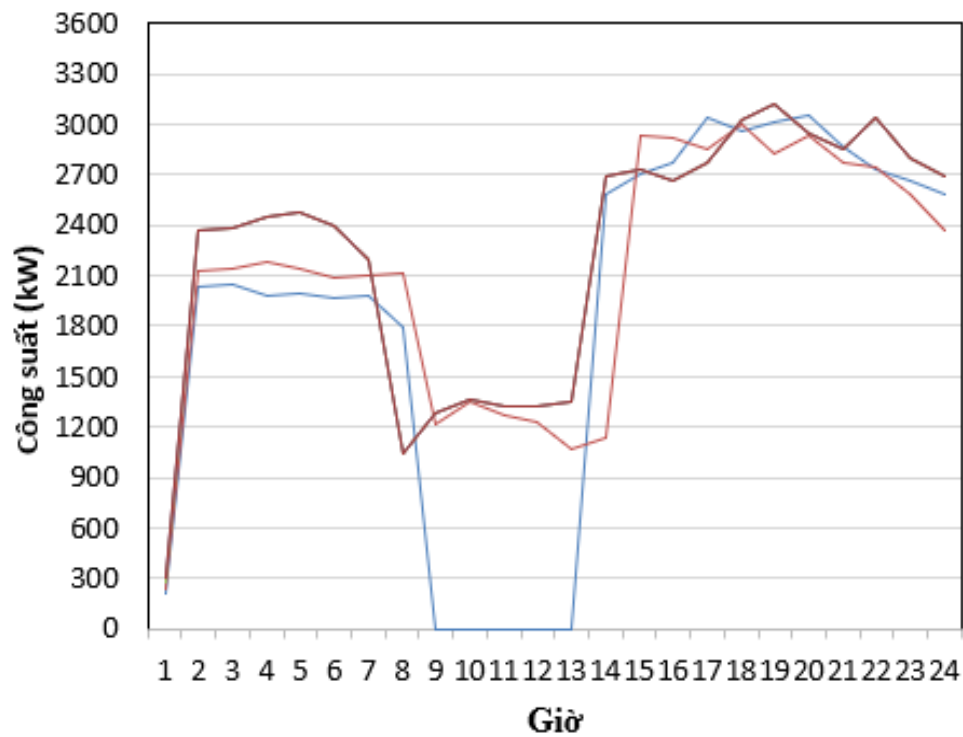
Để đảm bảo tính ổn định của hệ thống điện có nguồn phát diesel - gió, luôn cần 1 lượng công suất phát nền từ diesel. Theo thông lệ vận hành,  $P_{\text{Diesel}}$  được xác định tối thiểu là 30%  $P_{\text{Load}}$ . Nếu  $P_{\text{Diesel}}$  nhỏ hơn  $P_{\text{Load}}$ , thì phải giảm công suất phát điện gió bằng cách lựa chọn số turbine phát điện theo như lưu đồ Hình 3.10 với duy trì ràng buộc công suất tối thiểu của  $P_{\text{Diesel}}$  tối thiểu là 30%  $P_{\text{Load}}$ .

Kết quả dự kiến đạt được là đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện Phú Quý có khả năng sẽ được chia làm các đồ thị phụ tải đặc trưng, được phân loại theo ngày Tết, ngày làm việc, ngày nghỉ tương ứng theo các nhóm tháng (mùa)...

Việc phân nhóm được thực hiện với số lượng nhóm được lựa chọn ban đầu là 6 xuất phát từ dự đoán: 2 mùa mưa, nắng; ngày làm việc, ngày nghỉ; ngày nghỉ lễ trong năm; và ngày Tết. Kết quả cho thấy, có 2, 3 nhóm có số số ngày tham gia rất lớn, như pattern 1, có 173 ngày, rải đều từ tháng 2 đến tháng 11 của năm 2018 (Hình 4.15), các nhóm còn lại chỉ là 1 hoặc vài ngày đồ thị phụ tải rất kỳ dị, không theo quy luật và logic nào (Hình 4.16).

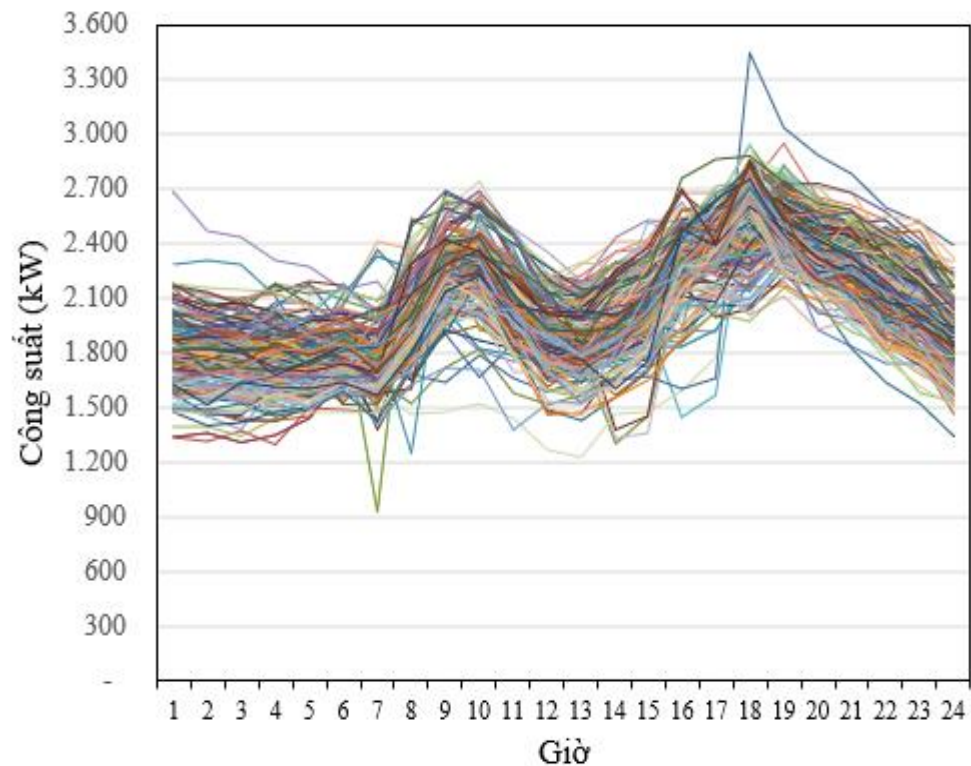


Hình 4.15. Nhóm phụ tải pattern 1 trong trường hợp chia 6 nhóm.

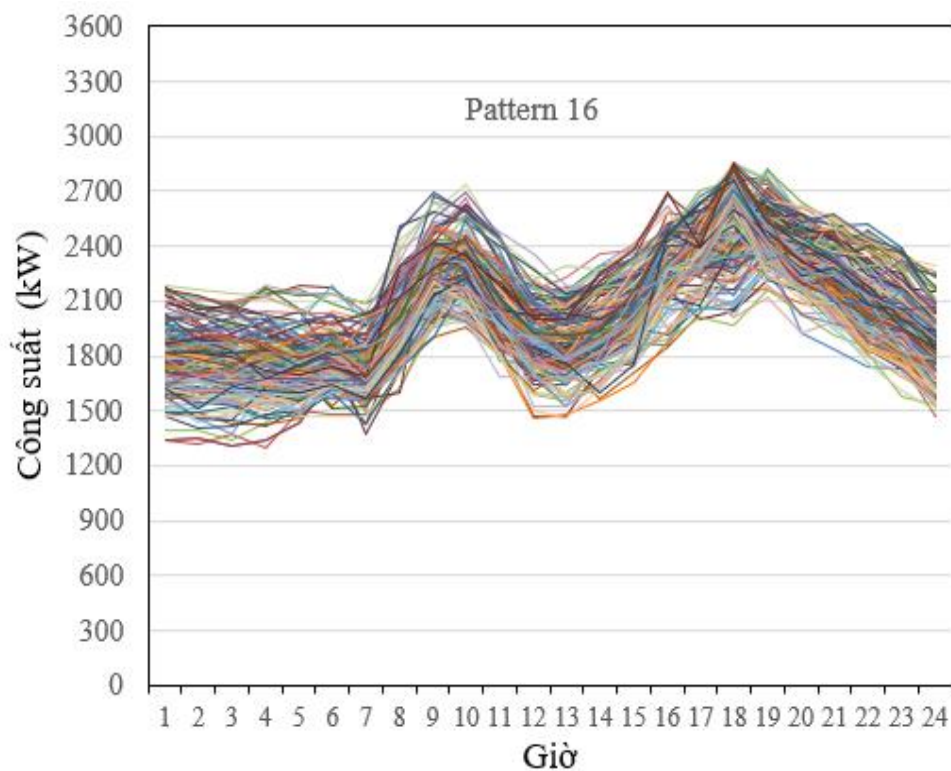


Hình 4.16. Nhóm phụ tải pattern 5 trong trường hợp chia 6 nhóm.

Để làm rõ hơn các nhóm có số ngày tham gia lớn, số lượng nhóm chia được chọn tăng tiếp lên 8, 10, 12, 14, 16 và tới 18. Kết quả cho thấy những nhóm tăng thêm cũng chỉ là vài ngày rất kỳ dị, không theo quy luật và logic nào. Hình 4.17 thể hiện một nhóm đồ thị phụ tải điển hình có tới 200 ngày tham gia.



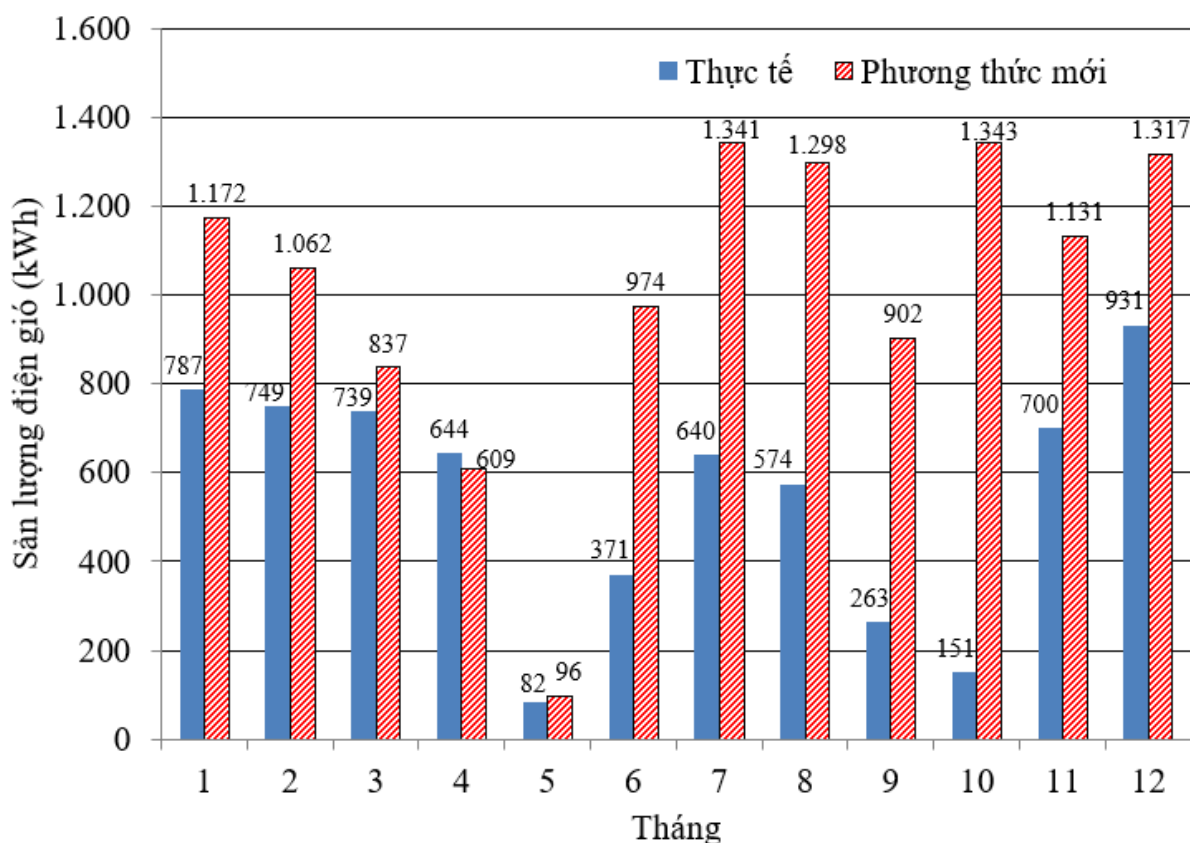
Hình 4.17. Nhóm phụ tải pattern 16 trong trường hợp chia 18 nhóm.



Hình 4.18. Nhóm phụ tải pattern 16 trong trường hợp chia 18 nhóm sau khi loại bỏ nhiễu.

Hình 4.18 thể hiện nhóm phụ tải pattern 16 trong trường hợp chia thành 18 nhóm điển hình, sau khi trải qua quá trình lọc nhiễu phức tạp. Trong đó, số liệu của một số ngày đã bị loại bỏ ở tất cả các nhóm phụ tải do có tính ngẫu nhiên không thể giải thích, ngoại trừ nguyên nhân sự cố lưới điện. Tuy nhiên, có thể thấy rõ rằng, mặc dù đã loại bỏ nhiễu, các nhóm phụ tải vẫn tương đối đồng nhất về hình dạng, nhưng biên độ dao động của các đường phụ tải vẫn rất lớn. Khi lấy đường trung bình của nhóm làm đại diện cho pattern, sai số trở nên quá lớn. Đặc biệt, phụ tải đại diện này không thể hiện được quy luật theo mùa, ngày làm việc hay ngày nghỉ. Hiện tượng này cũng xuất hiện ở các nhóm đồ thị phụ tải khác, làm dấy lên nhiều nghi ngờ về tính xác thực của số liệu phụ tải. Nếu số liệu được ghi nhận chính xác, rõ ràng việc vận hành hệ thống điện của điện lực có vấn đề, cụ thể là có nhiều sự cố lưới điện và mất điện trên đảo trong năm 2018.

Việc phân nhóm phụ tải không đạt yêu cầu do bộ số liệu có quá nhiều nhiễu, khiến giải thuật không thể cho ra kết quả tối ưu. Do đó, nghiên cứu sẽ tiến hành các bước: xây dựng hoặc giả lập dữ liệu phụ tải cho những ngày bất thường để tạo ra dữ liệu phụ tải theo giờ với 8.760 giá trị; xác định công suất phát của turbine gió từ số liệu tốc độ gió và đặc tính công suất phát của turbine; sau đó xác định công suất phát của diesel.

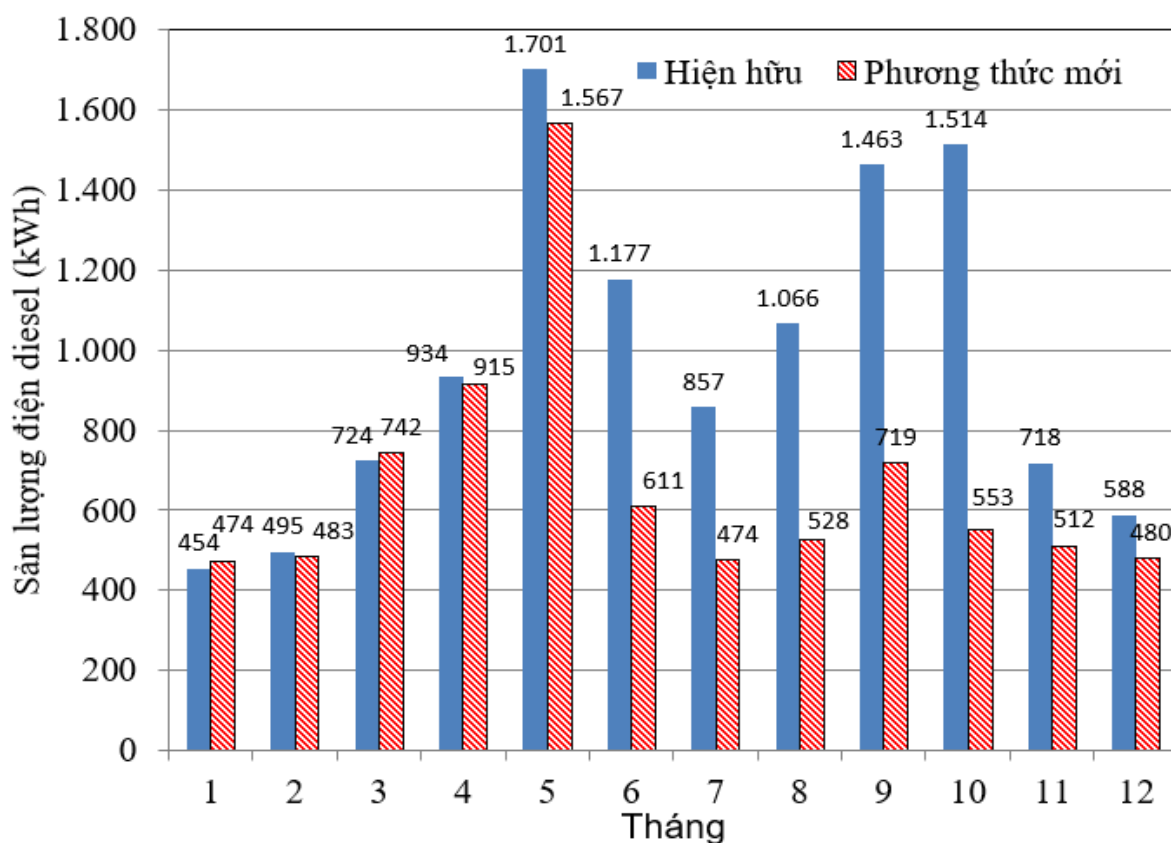


Hình 4.19. Sản lượng điện gió năm 2018 theo thực tế và phương thức vận hành mới.

Xây dựng số liệu phụ tải cho các ngày bất thường: kết quả xây dựng số liệu phụ tải cho những ngày bất thường được thực hiện theo hai phương án: lấy dữ liệu của 3 và 5 ngày trước và sau ngày sự cố trong năm 2018. Theo đó, tổng điện năng sản xuất lần lượt là 19.889.730 kWh và 20.089.661 kWh. Kết quả cho thấy gần như không có sự khác biệt giữa hai phương án. Cả hai phương án đều có sản lượng cao hơn thực tế, do phụ tải đã được "phục hồi" cho những ngày bị sụt giảm đột ngột do sự cố lưới điện. Việc phục hồi này làm tăng nhu cầu sản lượng điện năm 2018 khoảng 9,6% so với thực tế vận hành.

Phát điện gió: Hình 4.19 so sánh sản lượng phát điện gió theo tháng trong năm 2018 giữa phương án thực tế và phương thức phát điện mới. Khi vận hành theo phương thức mới, sản lượng điện gió tăng 81,69% so với thực tế, đạt mức 12.048.365 kWh, chiếm 59,97% tổng sản lượng phát của hệ thống.

Phát điện diesel: tương ứng với sản lượng điện gió trên, sản lượng điện diesel theo tháng giảm 31,23% so với thực tế khi vận hành theo phương thức mới, chỉ còn 8.041.376 kWh, chiếm 40,03% tổng sản lượng phát của hệ thống (Hình 4.20).

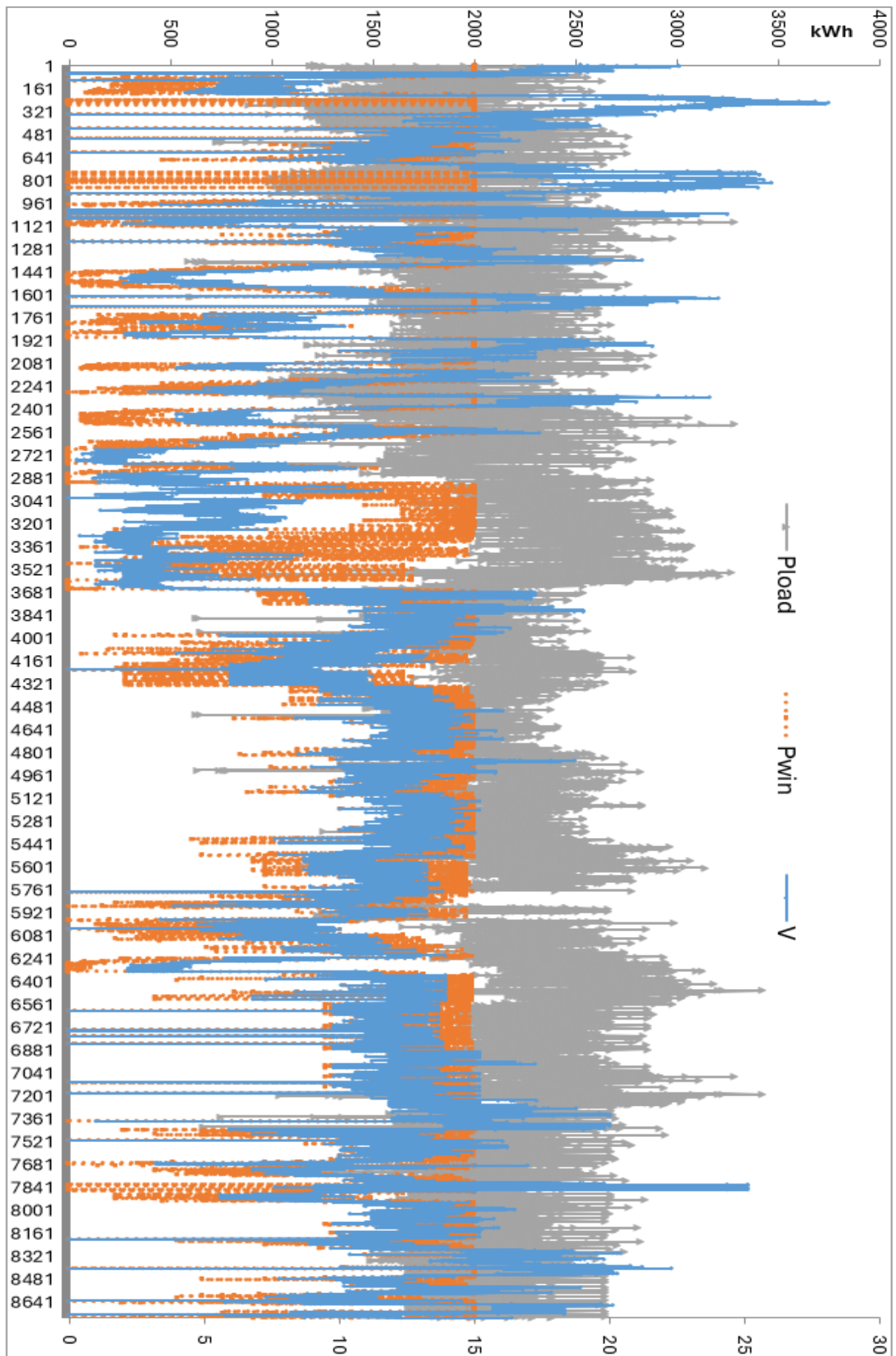


Hình 4.20. Sản lượng điện diesel năm 2018 theo thực tế và phương thức vận hành mới.

Chi phí phát điện diesel và lượng CO<sub>2</sub> phát thải: tổng hợp đồ thị phát điện diesel - gió theo giờ của đảo Phú Quý trong năm 2018, khi vận hành theo phương thức mới, được thể hiện trong Hình 4.21. Với suất hao dầu trung bình năm 2018 của Nhà máy Diesel Phú Quý là 234 g/kWh và sản lượng điện diesel giảm được nhờ phương thức vận hành mới đạt 3.607.490 kWh, Điện lực Phú Quý đã tiết kiệm gần 1,07 triệu lít dầu, tương đương 17,79 tỷ đồng. Bên cạnh đó, nhờ giảm sản lượng điện diesel, lượng khí thải CO<sub>2</sub> cũng được cắt giảm, với tổng lượng giảm đạt 3.376 tấn.

Có thể kết luận rằng: phát triển phương thức vận hành kết hợp giữa phát điện diesel và năng lượng gió nhằm giảm thiểu chi phí sử dụng nhiên liệu diesel là vô cùng quan trọng. Khi áp dụng cho đảo Phú Quý, dù với số liệu phụ tải phức tạp, việc tìm kiếm phương thức vận hành tối ưu hoàn toàn là thách thức. Tuy nhiên, một phương thức vận hành với chi phí phát điện diesel thấp, gần đạt mức tối ưu, đã được đề xuất.

Theo phương thức này, sản lượng phát điện gió tăng 81,69% so với thực tế, chi phí diesel giảm 31,23% và lượng phát thải CO<sub>2</sub> giảm tương ứng với mức giảm diesel. Nếu chỉ đạt 70% hiệu quả của phương án đề xuất, chi phí diesel có thể tiết kiệm tới 12,5 tỷ đồng/năm, điều này hoàn toàn khả thi trong thực tế. Đây cũng là cơ sở để Điện lực Phú Quý xây dựng lại phương thức vận hành hợp lý, tăng tỷ lệ phát điện gió, cũng như lập kế hoạch bảo trì, sửa chữa lưới điện nhằm giảm thiểu sự cố trong các năm tiếp theo.



Hình 4.21. Biểu đồ phụ tải Phú Quý theo phương thức vận hành mới.

#### 4.2.5. Thiết kế tận dụng chiếu sáng tự nhiên cho tòa nhà

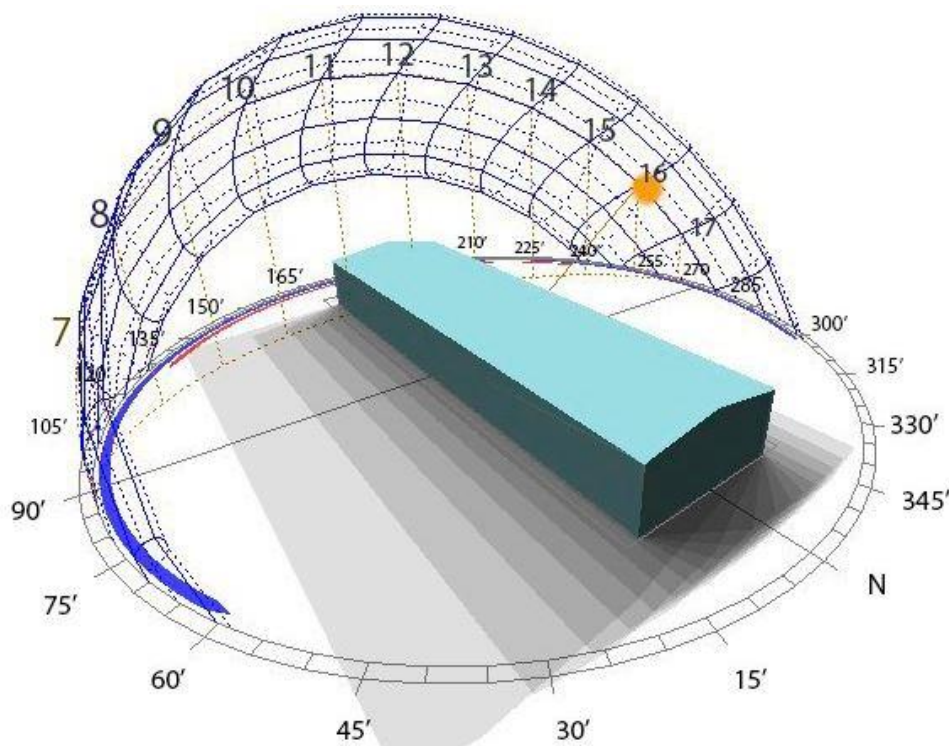
Để làm rõ quy trình thiết kế chiếu sáng tự nhiên được đề xuất, một thiết kế chiếu sáng ban ngày điển hình được thực hiện theo các bước của phương pháp đề xuất cho một tòa nhà đã chọn.

Xác định yêu cầu thiết kế: thông tin về dự án được trình bày trong Bảng 4.19.

Bảng 4.19. Dữ liệu đầu vào.

| Dữ liệu               | Sự miêu tả                                                                                                                                                  | Giá trị              |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|
| Mô tả tòa nhà         | Công trình đa chức năng (văn phòng, xưởng cơ khí nhỏ và dịch vụ thương mại) kết cấu bê tông cốt thép, tường gạch trát dày 2,0 mm, mái cách nhiệt dày 20 mm. |                      |
| Kích thước            | 80m x32m x14m                                                                                                                                               | 2.560 m <sup>2</sup> |
| Tổng diện tích sàn    |                                                                                                                                                             | 3.136 m <sup>2</sup> |
| Tổng diện tích vỏ bọc |                                                                                                                                                             |                      |
| Tỷ lệ che nắng        | Không có bóng                                                                                                                                               | 0%                   |
| Số tầng               |                                                                                                                                                             | 01                   |

Thu thập dữ liệu cần thiết bao gồm: hướng, tọa độ, bản vẽ kiến trúc, vật liệu truyền sáng, thông số thiết bị điện, cảm biến, công cụ và dữ liệu mô phỏng.

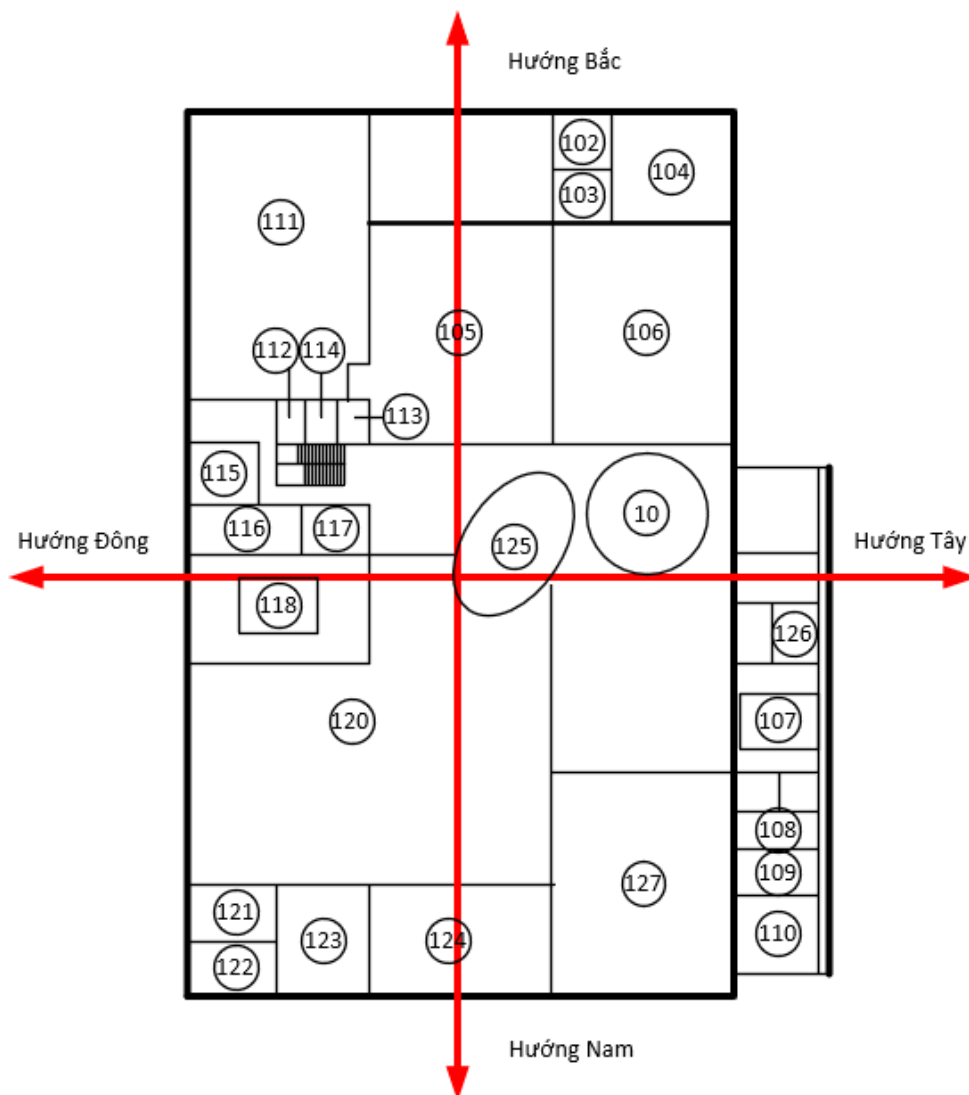


Hình 4.22. Biểu đồ đường đi của mặt trời tại công trường xây dựng vào tháng 6.

Hướng và tọa độ: Mặt tiền tòa nhà hướng Bắc, trục chính Bắc - Nam. Cường độ bức xạ mặt trời cao nhất ở mặt tiền phía đông và đông nam [120], chuyển dịch về phía tây và tây nam vào buổi chiều. Số giờ nắng cao nhất được thể hiện trong Hình 4.22.

Giả định vị trí lắp đặt tòa nhà: Tòa nhà nằm ở vĩ độ thấp, gần đường xích đạo, với số giờ nắng trung bình từ 4 đến 11 giờ mỗi ngày, tổng số giờ nắng hàng năm là 2500 giờ. Cường độ bức xạ mặt trời tăng nhanh từ lúc mặt trời mọc đến 2:00 chiều và giảm từ 2:00 chiều đến khi mặt trời lặn. Nhiệt độ có hai đỉnh vào tháng 4 và tháng 8 và hai cực tiểu vào tháng 12 và tháng 6, dữ liệu năng lượng mặt trời xác định được từ phần mềm DIALux Evo.

Bản vẽ mặt bằng các khu chức năng của tòa nhà như Hình 4.23, bản vẽ kiến trúc và phối cảnh thiết kế của công trình: Công trình gồm 1 tầng với mặt bằng và hình khối như trong Hình 4.24. Các bản vẽ này được dựng lại trong phần mềm mô phỏng.



Hình 4.23. Bản vẽ mặt bằng các khu chức năng của tòa nhà.

Tiêu chuẩn chiếu sáng thiết kế: công trình áp dụng Quy chuẩn kỹ thuật Việt Nam [121-122] cho thiết kế chiếu sáng, bao gồm cả chiếu sáng tự nhiên và chiếu sáng nhân tạo. Các giá trị chiếu sáng được liệt kê trong Bảng 4.20.

Bảng 4.20. Tiêu chuẩn thiết kế chiếu sáng.

| Số phòng | Chức năng các phòng                     | Chiếu sáng nhân tạo | Tỷ lệ chiếu sáng ban ngày |
|----------|-----------------------------------------|---------------------|---------------------------|
|          |                                         | $E_{min}$ (lux)     | (%)                       |
| 101      | Sảnh đón tiếp                           | 100                 | 1,5                       |
| 102      | Phòng khách 1                           | 200                 | 5,0                       |
| 103      | Phòng khách 2                           | 200                 | 5,0                       |
| 104      | Phòng họp 1                             | 500                 | 3,0                       |
| 105      | Phòng thử nghiệm                        | 500                 | 5,0                       |
| 106      | Phòng làm việc của nhân viên thử nghiệm | 500                 | 5,0                       |
| 107      | Phòng họp nhóm                          | 300                 | 3,0                       |
| 108      | Phòng máy chủ                           | 200                 | 3,0                       |
| 109      | Phòng in, photocopy 1                   | 300                 | 3,0                       |
| 110      | Phòng lưu trữ sản phẩm                  | 200                 | 2,0                       |
| 111      | Phòng họp chính                         | 500                 | 3,0                       |
| 112      | Phòng kỹ thuật điện                     | 200                 | 5,0                       |
| 113      | Nhà bếp                                 | 200                 | 2,0                       |
| 114      | Phòng lưu trữ tài liệu                  | 100                 | 1,0                       |
| 115      | Nhà vệ sinh nam                         | 75                  | 1,0                       |
| 116      | Nhà vệ sinh nữ                          | 75                  | 1,0                       |
| 117      | Phòng nghiên cứu và phát triển (R&D)    | 400                 | 5,0                       |
| 118      | Phòng thử nghiệm, R&D và cắt tự động    | 500                 | 5,0                       |
| 120      | Xưởng cắt laser và may                  | 1000                | >5,0                      |
| 121      | Phòng kỹ thuật bơm                      | 200                 | 2,0                       |
| 122      | Phòng thiết kế và thi công              | 500                 | 5,0                       |
| 123      | Khu lưu trữ sản phẩm                    | 300                 | 2,0                       |
| 124      | Khu lưu trữ vật liệu mẫu                | 300                 | 2,0                       |
| 125      | Phòng tài chính - kế toán               | 500                 | 3,0                       |
| 126      | Phòng in, photocopy 2                   | 300                 | 3,0                       |
| 127      | Văn phòng                               | 400                 | 5,0                       |

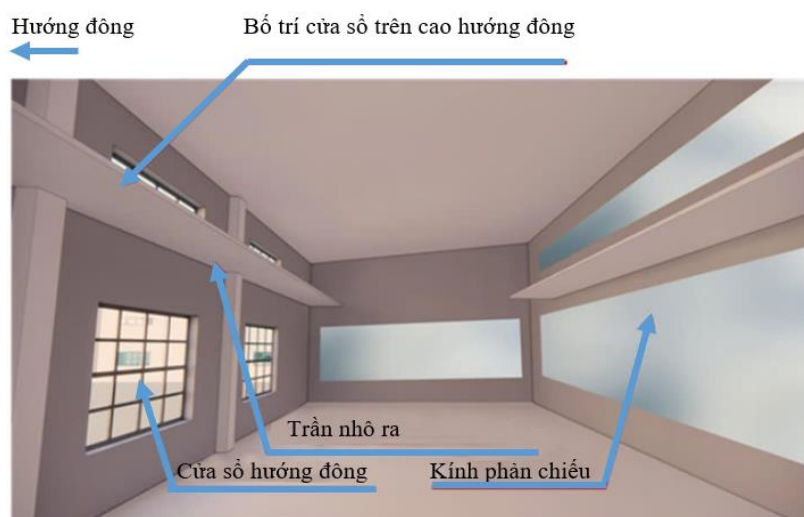
Các thông số của vật liệu truyền sáng: tòa nhà sử dụng kính Low-E hai lớp cho cửa chính và cửa sổ, được áp dụng ở mặt trước và mặt sau để tối đa hóa ánh sáng tự nhiên. Thông tin này giúp lựa chọn vật liệu chính xác trong phần mềm mô phỏng, đảm bảo kết quả mô phỏng có thông số đúng đắn của vật liệu [123].

Các thông số của thiết bị chiếu sáng điện và cảm biến: diode phát quang (LED) và cảm biến quang được sử dụng để đo thông lượng ánh sáng mặt trời và truyền tín hiệu đến trung tâm xử lý, điều chỉnh ánh sáng đèn. Các cảm biến chuyển động cũng được lắp đặt trong tòa nhà để phát hiện sự hiện diện của công nhân và kiểm soát việc bật/tắt đèn.

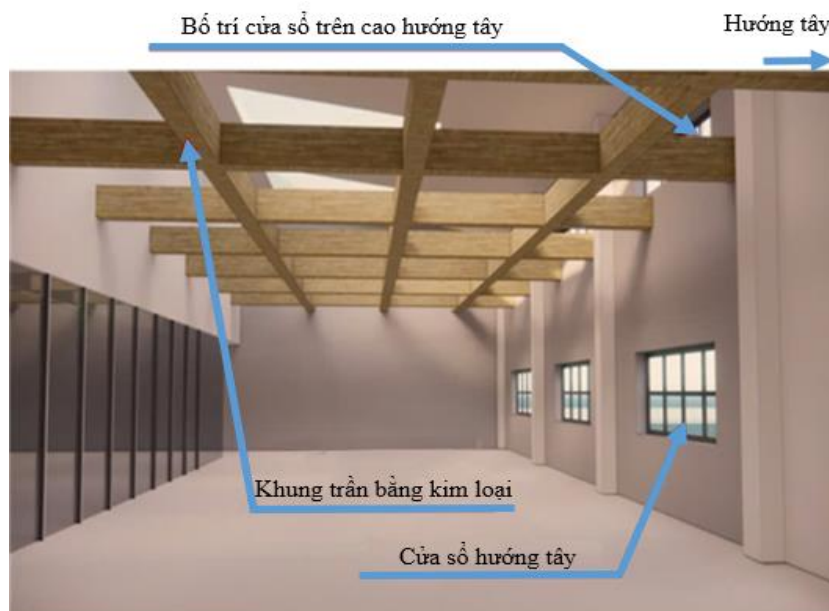
Thiết kế chiếu sáng ban ngày cho các khu vực lân cận của vỏ tòa nhà: tòa nhà có kết cấu bê tông cốt thép, tường gạch trát dày 20 mm và mái cách nhiệt dày 20 mm. Nửa phía đông là khu vực văn phòng với nhiều nhân viên làm việc vào ban ngày, trong khi nửa phía tây bao gồm hội trường chính, xưởng và khu vực nghiên cứu có ít nhân viên tham gia. Giải pháp chiếu sáng ban ngày được thể hiện trong Hình 4.24 - Hình 4.26.



Hình 4.24. Bản vẽ phối cảnh tòa nhà.

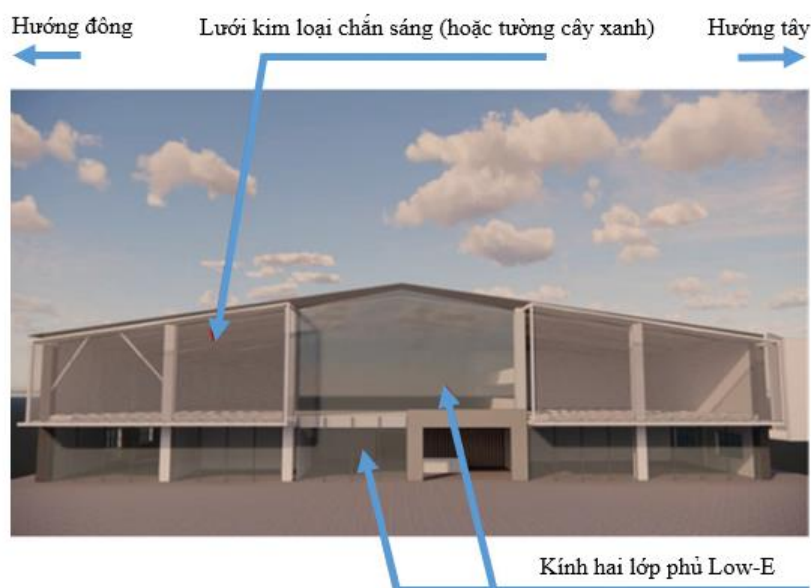


Hình 4.25. Giải pháp chiếu sáng ban ngày ở phía đông.



Hình 4.26. Giải pháp chiếu sáng ban ngày ở phía tây.

Thiết kế chiếu sáng ban ngày cho các khu vực lõi bên trong tòa nhà: sử dụng giếng trời có cảm biến quang học tích hợp (sunoptics) kích thước  $2,4\text{ m} \times 1,2\text{ m}$  để đón ánh sáng mặt trời vào lõi. Với chiều cao tòa nhà từ 10 m - 12 m và chiều cao từ mặt phẳng làm việc đến mái nhà khoảng 9,2 m đến 11,2 m, ánh sáng mặt trời được tán xạ xuống mặt phẳng làm việc, hạn chế độ chói từ bức xạ trực tiếp. Cơ sở hạ tầng kỹ thuật và nội thất bên dưới được sử dụng để kiểm soát độ chói và che bóng tự nhiên. Hệ thống giếng trời tiên tiến và hiệu ứng ánh sáng ban ngày ở khu vực lõi đã được mô phỏng và bổ sung chiếu sáng nhân tạo cho các vị trí thiếu sáng (Hình 4.28), Giải pháp chiếu sáng tự nhiên ở mặt tiền tòa nhà như Hình 4.27. Các điều khiển tự động được sử dụng để đồng bộ hóa hai hệ thống.



Hình 4.27. Giải pháp chiếu sáng tự nhiên ở mặt tiền tòa nhà.



Hình 4.28. Giải pháp bố trí hệ thống quang học mặt trời trên nóc tòa nhà.

Lựa chọn vật liệu: cửa chính và cửa sổ tòa nhà sử dụng kính Low-E hai lớp ở mặt trước và mặt sau để tối ưu hóa ánh sáng tự nhiên vào tòa nhà.

Giải pháp thiết kế che nắng và tầm nhìn ra bên ngoài: tòa nhà sử dụng kính Low-E hai lớp cho cửa sổ hông và cửa sổ mái phía đông và phía tây, không cần giải pháp che nắng ngoài trời. Thay vào đó, rèm cục bộ được lắp bên trong cửa, sát cửa và vận hành thủ công theo nhu cầu người sử dụng.

Đánh giá mức độ tuân thủ các tiêu chuẩn thiết kế: tổng diện tích mở cửa tòa nhà là 628,38 m<sup>2</sup>, WWR là 20%, đáp ứng hầu hết yêu cầu của tiêu chuẩn công trình xanh quốc tế và quy định quốc gia Việt Nam. Các thông số yêu cầu của vật liệu kính được liệt kê trong Bảng 4.21 [61].

Bảng 4.21. Các thông số thiết kế ánh sáng.

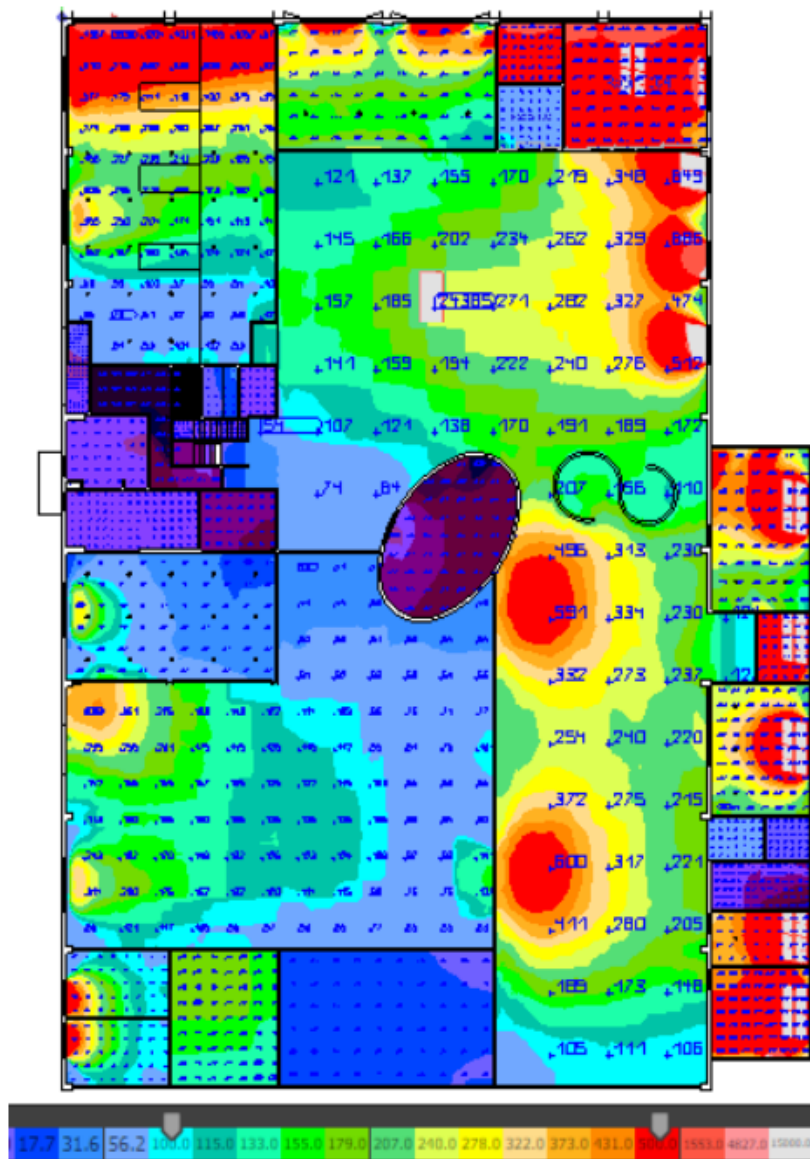
| WWR | SHGC <sub>max</sub> dựa trên hướng đã cài đặt |      |    | VTL <sub>min</sub> |
|-----|-----------------------------------------------|------|----|--------------------|
| %   | Bắc                                           | Đông | %  | Bắc                |
| 20  | 0.9                                           | 0.8  | 20 | 0.9                |

Ghi chú:

- SHGC<sub>max</sub> (Solar Heat Gain Coefficient) là chỉ số biểu thị khả năng kiểm soát nhiệt lượng mặt trời qua kính, phụ thuộc vào hướng lắp đặt cửa sổ hoặc cửa kính. Giá trị này được tối ưu hóa theo vị trí địa lý và thiết kế kiến trúc để giảm tải nhiệt và tiết kiệm năng lượng hiệu quả..

-  $VTL_{min}$  là viết tắt của "Minimum Visible Transmittance Level," có nghĩa là mức độ truyền sáng khả kiến tối thiểu. Đây là một thông số kỹ thuật trong thiết kế ánh sáng tự nhiên, dùng để chỉ tỷ lệ ánh sáng khả kiến (visible light) mà vật liệu như kính hoặc cửa sổ có thể truyền qua.

Trong các tòa nhà,  $VTL_{min}$  được xác định để đảm bảo ánh sáng tự nhiên vào không gian đủ mức, không gây chói mắt, tối ưu hóa ánh sáng tự nhiên và giảm ánh sáng nhân tạo.



Hình 4.29. Kết quả mô phỏng tòa nhà lúc 9 giờ sáng.

Mô phỏng và hiệu quả: kết quả mô phỏng sử dụng phần mềm DIALux Evo về ánh sáng tự nhiên của tòa nhà vào các giờ 7:00 sáng, 9:00 sáng được trình bày trong Hình 4.29. Kết quả cho thấy vào lúc 7:00 sáng, các khu vực trong tòa nhà có cửa sổ hướng đông và cửa ra vào đã nhận được ánh sáng tự nhiên với độ chiếu sáng khá tốt (trên 300 lux). Mặt tiền phía bắc của tòa nhà nhận được ánh sáng tán xạ với độ chiếu sáng trung

bình từ 130 - 150 lux. Các khu vực có cửa sổ hướng tây của tòa nhà vẫn nhận được ánh sáng tán xạ với độ chiếu sáng không đáng kể (khoảng 100 lux). Hầu hết các khu vực khác, đặc biệt là các khu vực lõi của tòa nhà, nhận được rất ít ánh sáng tự nhiên trực tiếp. Ánh sáng tự nhiên từ ánh sáng tán xạ trong tòa nhà dao động từ 30 - 50 lux.

Vào khoảng 9:00 sáng, ánh sáng tự nhiên xuyên qua với cường độ mạnh mẽ và mức độ lan tỏa ánh sáng tự nhiên vào các khu vực lõi của tòa nhà cũng tăng đáng kể. Độ chiếu sáng tự nhiên ở các cửa sổ hướng đông của tòa nhà dao động từ 450 đến 900 lux. Các khu vực có mặt tiền phía bắc của tòa nhà cũng đạt độ chiếu sáng khá cao (trên 400 lux). Đặc biệt, ở các khu vực có sunoptics được lắp đặt trên mái, độ chiếu sáng tự nhiên tăng mạnh và đạt từ 600 đến 1000 lux. Độ chiếu sáng trung bình ở khu vực lõi cũng tăng lên trên 120 lux so với 30 - 50 lux vào lúc 7:00 sáng. Một số khu vực vẫn cần thêm ánh sáng tự nhiên.

Vào khoảng 3:00 chiều, độ chiếu sáng tự nhiên ở nửa phía đông của khu vực lõi giảm mạnh, độ chiếu sáng ở vị trí cửa sổ giảm xuống dưới 500 lux, các vị trí sunoptics cũng giảm xuống mức ổn định dưới 200 lux. Mặt khác, độ chiếu sáng ở các khu vực có cửa sổ hướng tây tăng mạnh và đạt trên 400 lux.

Vào buổi chiều, độ chiếu sáng tự nhiên ở nửa phía đông của khu vực lõi của tòa nhà nhanh chóng giảm xuống mức 0. Từ 5:00 chiều, các khu vực cửa sổ phía tây của tòa nhà cũng bắt đầu nhận được ít ánh sáng tự nhiên hơn, với độ chiếu sáng trung bình giảm xuống còn 200 - 300 lux. Hầu hết các khu vực lõi của tòa nhà không còn nhận được ánh sáng tự nhiên, trong khi mặt tiền phía bắc vẫn nhận được một ít ánh sáng tán xạ từ bề mặt kính.

Kết quả mô phỏng cho thấy các phòng có cửa sổ ở hai bên đông và tây của tòa nhà đạt được mức độ chiếu sáng đủ cho một nửa ngày hoặc cả ngày. Mặt tiền phía bắc nhận được ánh sáng tự nhiên suốt cả ngày. Bảng tổng hợp kết quả mô phỏng được trình bày trong Bảng 4.22.

Bảng 4.22. Kết quả mô phỏng.

| Danh mục | Ánh sáng tự nhiên chiếu sáng 100% diện tích trong suốt cả ngày | Ánh sáng tự nhiên chiếu sáng 100% diện tích trong một khoảng thời gian |               | Ánh sáng tự nhiên chiếu sáng từ 30% đến 50% diện tích trong một khoảng thời gian |
|----------|----------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------------------------------------------------------------------------|
|          |                                                                | 7:00 - 9:00                                                            | 15:00 - 17:00 |                                                                                  |
| Phòng    | 102, 104                                                       | 106, 109                                                               | 121, 122, 123 | 101, 105, 107, 111, 118, 120, 127                                                |

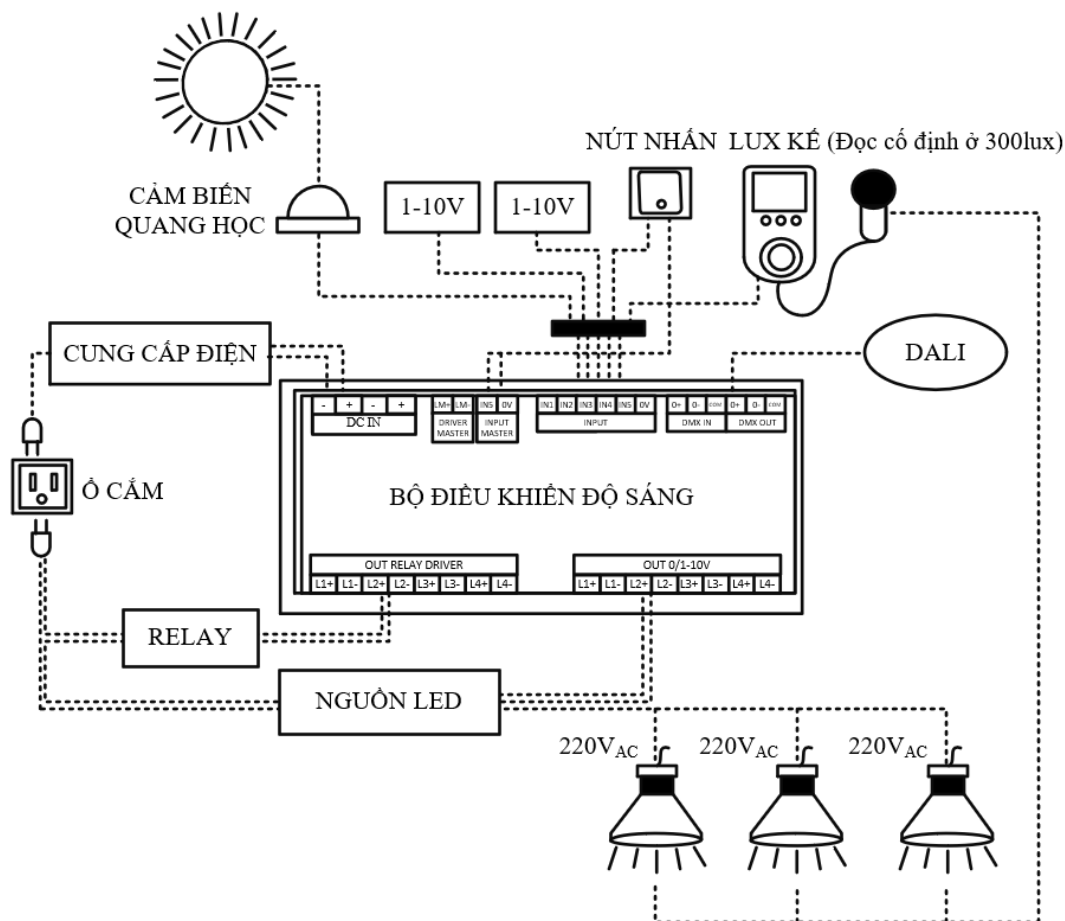
Dựa trên kết quả mô phỏng và phân tích chức năng các khu vực trong tòa nhà, thiết kế hệ thống bổ sung cho hệ thống chiếu sáng nhân tạo bao gồm:

- Hệ thống chiếu sáng cho văn phòng và không gian làm việc chung: ánh sáng nhân tạo sẽ hoạt động trong giờ hành chính từ 7:00 sáng đến 5:00 chiều. Hệ thống chiếu sáng sẽ tự động điều chỉnh cường độ ánh sáng dựa trên ánh sáng tự nhiên và hoạt động của người sử dụng.

- Hệ thống chiếu sáng cho xưởng sản xuất: do xưởng sản xuất có thể hoạt động kéo dài đến đêm, cần thiết kế hệ thống chiếu sáng với công suất cao và điều chỉnh linh hoạt, đảm bảo đủ ánh sáng trong suốt quá trình làm việc.

- Hệ thống chiếu sáng cho kho hàng: ánh sáng nhân tạo sẽ hoạt động khi kho hàng có yêu cầu, chủ yếu vào ban đêm hoặc khi có hoạt động đặc biệt, với các cảm biến chuyển động và điều khiển tự động để tiết kiệm năng lượng khi không có người làm việc.

Hệ thống chiếu sáng sẽ được điều khiển tự động và kết hợp với cảm biến ánh sáng và chuyển động để tối ưu hóa hiệu quả sử dụng năng lượng và đảm bảo chiếu sáng thích hợp cho từng khu vực.



Hình 4.30. Cơ chế của hệ thống kiểm soát quang thông được tích hợp với quang học mặt trời.

Hệ thống điều khiển lượng flux ánh sáng tích hợp với sunoptics: về mặt điều kiện tự nhiên tại khu vực tòa nhà được xem xét, cường độ ánh sáng ban ngày trong suốt cả ngày thay đổi liên tục nhưng không bao giờ giảm xuống dưới 70% cường độ ánh sáng ban ngày trung bình trong ngày [120]. Do đó, chiến lược thiết kế chiếu sáng đề xuất nhằm tối đa hóa ánh sáng tự nhiên, sử dụng sunoptics lắp đặt trên mái và cửa sổ ở các bên hông của tòa nhà. Nếu ánh sáng ban ngày không cung cấp đủ độ sáng cho các hoạt động làm việc, độ sáng của hệ thống chiếu sáng nhân tạo sẽ được điều chỉnh bằng các bộ điều chỉnh độ sáng qua một bộ điều khiển DIM đa chức năng để đảm bảo mức độ chiếu sáng yêu cầu ổn định. Nguyên lý điều khiển của hệ thống, được lấy từ [124], được minh họa trong Hình 4.30.

Hệ thống cảm biến tồn tại để điều khiển chiếu sáng của tòa nhà: hệ thống cảm biến trong tòa nhà giám sát sự hiện diện của nhân viên, có hai chức năng chính: (1) kích hoạt hoặc tắt đèn dựa trên sự có mặt của người trong phòng để tiết kiệm năng lượng. (2) tắt tất cả đèn khi phòng không có người hoặc khi cá nhân cuối cùng rời khỏi mà quên tắt đèn.

Phân tích tài chính: phân tích tài chính cho giải pháp chiếu sáng tự nhiên của dự án đề xuất một phương pháp dựa trên chi phí đầu tư tiêu chuẩn, với chi phí vốn tăng 7% do: (1) chi phí thay thế kính cho tường gạch truyền thống, (2) chi phí thiết bị sunoptic và cảm biến và (3) chi phí cho hệ thống điều khiển. Các chi phí phát sinh như chi phí tư vấn, thiết kế và pháp lý không được tính vào tỷ lệ đầu tư này. Sự khác biệt chi phí được sử dụng để đánh giá khả năng sinh lời của dự án, bao gồm cả lợi ích từ việc giảm phát thải CO<sub>2</sub>. Mức tiêu thụ năng lượng được tính toán theo tiêu chuẩn về tòa nhà tiết kiệm năng lượng và biểu giá điện hiện tại để xác định chi phí tiêu thụ và tiềm năng tiết kiệm chi phí.

Các kết quả mô phỏng cho thấy việc giảm tiêu thụ điện năng khoảng 34% so với tổng mức tiêu thụ điện năng hàng năm của hệ thống chiếu sáng. Với mức giá điện bán lẻ trung bình là 0,083 USD/kWh [125], mức tiết kiệm ròng từ việc thực hiện giải pháp chiếu sáng tự nhiên ước tính khoảng 2.323,3 USD mỗi năm. Với tỷ lệ khí thải đề xuất là 143 g-C/kWh [104], việc giảm phát thải CO<sub>2</sub> hàng năm là khoảng 4.002,9 tấn/năm. Thời gian hoàn vốn của dự án là 9 tháng 10 ngày, được thể hiện qua bảng phân tích tài chính (Bảng 4.23).

Bảng 4.23. Phân tích tài chính của giải pháp đề xuất.

| TT | Yếu tố tính toán                                                   | Kết quả    | Đơn vị                    |
|----|--------------------------------------------------------------------|------------|---------------------------|
| 1  | Chi phí đầu tư xây dựng chuẩn [126]                                | 184,30     | USD/m <sup>2</sup>        |
| 2  | Tổng chi phí đầu tư ban đầu của dự án                              | 471.784,20 | USD                       |
| 3  | Tăng chi phí đầu tư do sử dụng ánh sáng tự nhiên                   | 33.024,90  | USD                       |
| 4  | Tiêu thụ điện hàng năm của hệ thống chiếu sáng trong tòa nhà [127] | 82.329,60  | MWh                       |
| 5  | Giảm tiêu thụ điện hàng năm của hệ thống chiếu sáng                | 27.992,10  | MWh                       |
| 6  | Tiết kiệm hàng năm từ việc giảm tiêu thụ điện                      | 2.323,30   | USD                       |
| 7  | Giảm phát thải CO <sub>2</sub> hàng năm                            | 4002,90    | tấn-CO <sub>2</sub> /kWhe |
| 8  | Giá CO <sub>2</sub> [128]                                          | 10,02      | USD/tấn                   |
| 9  | Thu nhập tổng từ giao dịch CO <sub>2</sub>                         | 40.109,10  | USD                       |
| 10 | Thời gian hoàn vốn                                                 | 0,78       | năm                       |

Giải pháp thiết kế tận dụng chiếu sáng tự nhiên cho tòa nhà: nghiên cứu đề xuất quy trình thiết kế chiếu sáng tự nhiên tích hợp, dựa trên (1) thiết kế thân thiện với môi trường và tiết kiệm năng lượng, (2) phát triển công nghệ thông tin và phần mềm, (3) cơ sở dữ liệu về điều kiện tự nhiên và môi trường. Quy trình này được phân tích rõ từng bước và có thể điều chỉnh tùy thuộc vào nhu cầu và phán đoán của nhà thiết kế.

Phương pháp thiết kế đề xuất giúp mô phỏng chính xác ánh sáng ban ngày vào không gian tòa nhà, phân chia các khu vực biên và lõi tòa nhà. Cường độ ánh sáng ban ngày ở khu vực ngoại vi được tính toán dựa trên ánh sáng trung bình và tỷ lệ cửa sổ, trong khi các khu vực lõi thu hút ánh sáng từ không gian mở trên mái.

Phương pháp đề xuất yêu cầu xây dựng chiến lược chiếu sáng tự nhiên và xác định mức độ ánh sáng ban ngày trước khi thiết kế chiếu sáng nhân tạo, với sự phân tích cường độ ánh sáng biến động theo thời gian và điều kiện địa phương. Phương pháp này tuân theo hai ràng buộc: hệ số chiếu sáng tự nhiên và tỷ lệ cửa sổ trên tường, phân biệt với các phương pháp khác như dòng sáng và DIALux. Đặc điểm độc đáo là sử dụng cấu trúc kiến trúc để điều khiển cường độ ánh sáng ban ngày, điều mà các phương pháp khác không tính đến.

Phương pháp tiếp cận mới sẽ được triển khai trên một tòa nhà phức hợp để đánh giá tính khả thi và hợp lý khoa học. Dự án thử nghiệm tuân thủ quy trình và các quy định kỹ thuật về hiệu quả năng lượng tại Việt Nam, cho kết quả giảm mức tiêu thụ năng lượng chiếu sáng lên tới 34%, tiết kiệm hơn 4.000 tấn CO<sub>2</sub> mỗi năm và đạt lợi nhuận đáng kể với thời gian hoàn vốn chỉ 9 tháng 10 ngày.

### **4.3. Cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo Phú Quý, Việt Nam**

#### **4.3.1. Sơ đồ khối nghiên cứu xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho Phú Quý**

Phú Quý hiện đang phụ thuộc chủ yếu vào nguồn điện diesel, dẫn đến sự bất ổn định trong cung cấp năng lượng, đặc biệt trong các tình huống khẩn cấp hoặc khi nhu cầu điện tăng cao. Mặc dù đã bổ sung các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió (6 MW) và điện mặt trời, nhưng khả năng thâm nhập của chúng vào hệ thống điện Phú Quý vẫn còn rất hạn chế. Điều này khiến việc phát triển bền vững và giảm thiểu tác động tiêu cực đến môi trường gặp khó khăn.

Việc phát triển các kịch bản phát điện giúp dự báo và chuẩn bị cho những thay đổi trong cung cấp và tiêu thụ điện, từ đó giảm thiểu rủi ro thiếu hụt năng lượng, đảm bảo sự ổn định trong hệ thống điện của đảo. Các kịch bản phát điện này còn giúp điều chỉnh cơ cấu phát điện, giảm sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch và tăng cường sử dụng năng lượng tái tạo, nhằm đảm bảo sự phát triển bền vững cho đảo, đồng thời cung cấp đủ điện năng cho đảo trong tương lai và đáp ứng nhu cầu phát triển của cộng đồng.

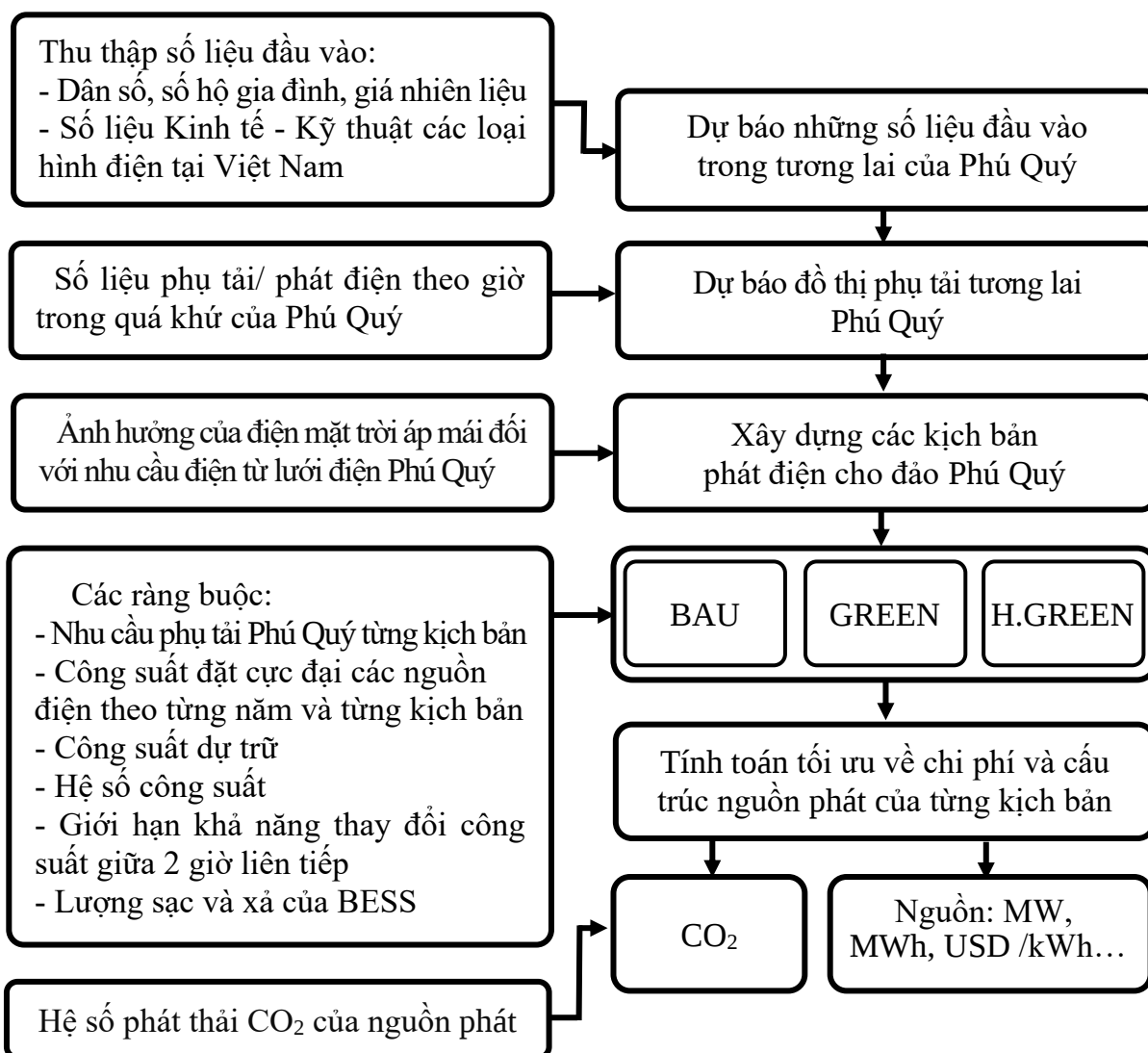
Việc xây dựng các kịch bản phát điện sẽ giúp xác định cấu hình phát điện tối ưu cho Phú Quý, tối ưu hóa chi phí đầu tư, vận hành và bảo trì hệ thống điện. Đồng thời, việc sử dụng các nguồn năng lượng tái tạo sẽ được tối ưu hóa, giúp giảm thiểu tác động môi trường và tiết kiệm chi phí cho hệ thống phát điện.

Việc sử dụng nguồn điện diesel gây ra lượng phát thải CO<sub>2</sub> lớn, làm gia tăng tác động tiêu cực đối với môi trường. Các kịch bản phát điện tối ưu sẽ giúp giảm thiểu phát thải khí nhà kính, góp phần thực hiện các cam kết quốc tế về bảo vệ môi trường và giảm thiểu biến đổi khí hậu.

Việc tính toán các yếu tố kinh tế, kỹ thuật và môi trường của từng kịch bản phát điện sẽ được thực hiện thông qua quá trình tối ưu hóa chi phí năng lượng và điện năng. Các ràng buộc kỹ thuật và môi trường cũng sẽ được đưa vào xem xét để đảm bảo rằng các giải pháp phát điện không chỉ hiệu quả về chi phí mà còn đáp ứng các tiêu chí về bảo vệ môi trường và phát triển bền vững.

Để chuẩn bị cho công tác xây dựng các kịch bản phát điện cho đảo Phú Quý trong các năm 2025, 2030, 2035 và 2040, nghiên cứu sử dụng các số liệu đầu vào được thu thập, thống kê trong nhiều năm và có khả năng tác động đến kết quả các kịch bản như: dân số, số hộ gia đình, lượng khách du lịch, các chỉ số kinh tế kỹ thuật của các nhà máy điện tại Việt Nam...

Sơ đồ khối nghiên cứu xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo Phú Quý được sử dụng như Hình 4.31. Nghiên cứu sẽ dựa trên công suất phát điện tại Phú Quý qua các năm để đưa ra các dự báo. Do đó, khi sử dụng các giá trị này như nhu cầu phụ tải trong các kịch bản, điều này có nghĩa là đã bao gồm tỷ lệ tổn thất công suất trên đường dây truyền tải. Dữ liệu công suất phát do Điện lực Phú Quý cung cấp là một hồ sơ công suất bao gồm 8760 giá trị công suất của các năm 2018, 2020 và 2022. Khối lưu trữ nhu cầu phụ tải theo giờ của hệ thống điện là số liệu đầu vào cần thiết để thực hiện dự báo và tìm ra đồ thị phụ tải theo giờ trong tương lai.



Hình 4.31. Sơ đồ khối nghiên cứu xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho Phú Quý.

Khối lưu trữ sự tham gia của năng lượng mặt trời áp mái (PV rooftop) thể hiện các giả định về mức độ ảnh hưởng khác nhau của sự thâm nhập điện mặt trời áp mái đến nhu cầu phụ tải. Đây là cơ sở để phân chia đồ thị phụ tải theo giờ trong tương lai thành các kịch bản với nhu cầu tiêu thụ điện khác nhau.

Khối lưu đồ hệ số phụ tải, chi phí vận hành bảo dưỡng, hiệu suất, giới hạn công suất... là các ràng buộc trong việc tối ưu chi phí phát điện. Khối dự báo lượng phát thải CO<sub>2</sub> là tham số để tính toán dự đoán lượng phát thải CO<sub>2</sub> của các kịch bản nguồn phát điện.

#### **4.3.2. Xây dựng các kịch bản phát điện cho Phú Quý**

Luận án đề xuất 03 kịch bản phát điện cho Phú Quý trên cơ sở các đề xuất đã được trình bày ở Chương 3, như Bảng 4.28.

- Kịch bản BAU là những gì sẽ diễn ra cho hệ thống điện tại đảo Phú Quý trong những năm tới khi diesel và điện gió vẫn là chủ đạo của hệ thống. Việc tăng trưởng các loại hình năng lượng tái tạo như turbine gió và điện mặt trời sẽ tùy thuộc vào giới hạn quỹ đất (đối với điện mặt trời) cũng như mật độ công suất (đối với điện gió). Hệ thống lưu trữ (BESS) cũng sẽ được thêm vào từ năm 2030 và lượng công suất bổ sung vào từng năm sẽ do tính toán tối ưu xác định để đáp ứng đủ nhu cầu phụ tải.

- Kịch bản GREEN: trong năm 2025, các nhà máy diesel vẫn là chủ đạo trong hệ thống phát điện của đảo Phú Quý. Trong những mốc tiếp theo vào các năm 2030, 2035 và 2040, lượng thâm nhập của các nguồn NLTT sẽ được gia tăng để thay thế các nhà máy diesel sắp hết hạn hoặc đến hạn. Ngoài ra, điểm khác biệt giữa kịch bản GREEN và kịch bản BAU là lượng điện mặt trời áp mái của các hộ gia đình, tuy không được xem là nguồn phát điện trong hệ thống nhưng lại ảnh hưởng tích cực đến việc giảm nhu cầu phụ tải. Một yếu tố khác biệt nữa giữa kịch bản GREEN và kịch bản BAU là từ năm 2030, sẽ có thêm nguồn điện sinh khối tham gia vào cấu trúc phát điện. Chi tiết của những yếu tố này sẽ được thể hiện ở các chương tiếp theo. Tương tự như kịch bản BAU, có một sự giới hạn nhất định trong việc tăng trưởng công suất điện mặt trời và điện gió qua các năm, còn công suất đặt của BESS sẽ do tính toán tối ưu xác định.

- Kịch bản HIGHER GREEN: mục tiêu của kịch bản này là giảm thiểu tối đa sự phụ thuộc vào diesel. Từ năm 2030, các nguồn phát điện diesel của kịch bản này sẽ được đưa về 0. Thay thế cho các nhà máy diesel sẽ là nhà máy điện gió, điện mặt trời, các BESS và nhà máy điện sinh khối. Thêm vào đó, lượng thâm nhập của điện mặt trời áp mái cũng sẽ ấn tượng hơn so với kịch bản GREEN, điều này khiến cho từ năm 2030 trở về sau, nhu cầu phụ tải của kịch bản này sẽ là thấp nhất.

Bảng 4.28. Mô tả tóm tắt các kịch bản phát điện cho Phú Quý.

| Mục tiêu                                                                                                                        | Năm 2025                                    | Năm 2030                                                                                                                                                                               | Năm 2035                                                                                                                                                                                                     | Năm 2040                                                                                                                                                                                                     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>1. Kịch bản BAU</b>                                                                                                          |                                             |                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                              |                                                                                                                                                                                                              |
| Hệ thống phát triển tự nhiên, không có thay đổi đáng kể ngoài các yếu tố hiện hữu.                                              | - Diesel, Điện gió, Điện mặt trời hiện hữu. | Bổ sung:<br>- Điện mặt trời trang trại (mới).<br>- BESS.                                                                                                                               | Bổ sung:<br>- Điện mặt trời trang trại (mới).<br>- Điện gió (mới).<br>- BESS.                                                                                                                                | Bổ sung:<br>- Điện mặt trời trang trại (mới).<br>- Điện gió (mới).<br>- BESS.                                                                                                                                |
| <b>2. Kịch bản GREEN</b>                                                                                                        |                                             |                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                              |                                                                                                                                                                                                              |
| Nguồn NLTT sẽ được gia tăng để thay thế dần diesel, kết hợp sự thâm nhập của PV áp mái                                          | - Diesel, Điện gió, Điện mặt trời hiện hữu. | Bổ sung:<br>- Điện gió (mới).<br>- Điện mặt trời áp mái.<br>- Điện mặt trời trang trại (mới).<br>- Điện sinh khối.<br>- Bổ sung hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS).                    | Bổ sung:<br>- Điện gió (mới) > năm 2025.<br>- Điện mặt trời áp mái.<br>- Điện mặt trời trang trại (mới) > năm 2025.<br>- Điện sinh khối.<br>- Bổ sung hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS).                    | Bổ sung:<br>- Điện gió (mới) > năm 2030.<br>- Điện mặt trời áp mái.<br>- Điện mặt trời trang trại (mới) > năm 2030.<br>- Điện sinh khối.<br>- Bổ sung hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS).                    |
| <b>3. Kịch bản HIGHER GREEN</b>                                                                                                 |                                             |                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                              |                                                                                                                                                                                                              |
| Giảm thiểu tối đa sự phụ thuộc vào diesel, lượng thâm nhập của điện mặt trời áp mái cũng sẽ ấn tượng hơn so với kịch bản GREEN. | - Diesel, Điện gió, Điện mặt trời hiện hữu. | Loại bỏ hoàn toàn diesel khỏi hệ thống, bổ sung:<br>- Điện gió (mới).<br>- Điện mặt trời áp mái.<br>- Điện mặt trời trang trại (mới).<br>- Bổ sung hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). | Loại bỏ hoàn toàn diesel khỏi hệ thống, bổ sung:<br>- Điện gió (mới) > năm 2025.<br>- Điện mặt trời áp mái.<br>- Điện mặt trời trang trại (mới) > năm 2025.<br>- Bổ sung hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). | Loại bỏ hoàn toàn diesel khỏi hệ thống, bổ sung:<br>- Điện gió (mới) > năm 2030.<br>- Điện mặt trời áp mái.<br>- Điện mặt trời trang trại (mới) > năm 2030.<br>- Bổ sung hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). |

Ghi chú: Năng lượng tái tạo được bổ sung của các kịch bản thời gian càng về sau sự thâm nhập càng ấn tượng hơn thời điểm trước đó.

#### 4.3.3. Dự báo các chỉ tiêu xã hội của Phú Quý

Ước tính dân số và số hộ gia đình: Như số liệu về dân số và số hộ gia đình đã thu thập, được thể hiện dưới dạng đồ thị như Hình 4.32, có thể thấy dân số trên đảo Phú Quý tăng gần như tuyến tính từ năm 2015 đến năm 2021. Biến số thứ hai cần dự báo là số hộ gia đình, đây là biến số phức tạp và tính chính xác chỉ ở mức tương đối vì số liệu và dữ liệu rời rạc, không đầy đủ và có sự sai lệch với nhau giữa các số liệu thống kê của các đơn vị khác nhau. Vì vậy, nghiên cứu căn cứ vào số liệu dân số quá khứ của Phú Quý, từ đó xác định hàm đường cong khuynh hướng của tăng trưởng dân số tại đảo Phú Quý trong tương lai, riêng tỷ lệ 4,18 người/hộ được xem như không thay đổi trong tương lai.

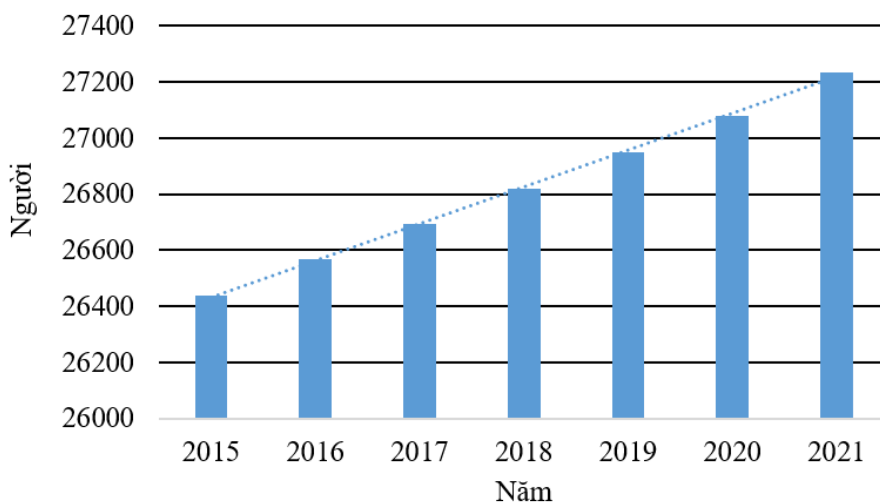
Dựa trên nền tảng lý thuyết của hồi quy tuyến tính trong phân tích dữ liệu thống kê và sử dụng công cụ “Add trend line” của Excel, biểu diễn toán học của đường khuynh hướng tăng trưởng dân số tại đảo Phú Quý được viết dưới dạng như sau:

$$P_y = 131,07x + 26302 \quad (4.1)$$

Trong đó:

- $P_y$ : là dân số ở năm dự báo (người).
- $x$ : là thứ tự của năm dự báo (Năm 2015 được tính là năm đầu tiên).

Từ phương trình (4.1) Dự báo dân số và số hộ gia đình tại đảo Phú Quý trong tương lai được tính toán và thống kê trong Bảng 4.29.



Hình 4.32. Biểu đồ dân số Phú Quý giai đoạn 2015-2021.

Giá nhiên liệu cho các kịch bản phát điện Phú Quý: nghiên cứu chủ yếu sử dụng giá dầu diesel làm cơ sở, vì các nguồn điện như điện gió, điện mặt trời không có chi phí nhiên liệu, giá nhiên liệu trong đốt rác phát điện được xem như bằng không. Giá dầu giai đoạn 2025 - 2040 và qui đổi theo sức mua tương đương được trình bày trong Bảng 3.6. về dự báo giá dầu 2025 - 2040 và qui đổi theo sức mua tương đương ở Chương 3.

Bảng 4.29. Dự báo dân số và số hộ gia đình tại đảo Phú Quý trong tương lai.

| Năm              | 2025   | 2030   | 2035   | 2040   |
|------------------|--------|--------|--------|--------|
| Dân số (người)   | 27.744 | 28.399 | 29.054 | 29.710 |
| Hộ gia đình (hộ) | 6.631  | 6.788  | 6.944  | 7.101  |

#### 4.3.4. Chỉ tiêu Kinh tế các loại nhà máy điện tại Phú Quý

Nhà máy điện diesel: theo Tổng sơ đồ VIII, loại hình phát điện diesel sẽ không còn xuất hiện trong hệ thống điện Việt Nam. Tuy nhiên do đặc thù đảo Phú Quý, vận dụng tất cả các loại hình phát điện hiện hữu với mục tiêu đáp ứng nhu cầu phụ tải 24/24 giờ. Vì vậy nguồn diesel vẫn xuất hiện trong các kịch bản. Trong những kịch bản tương lai, luận án vẫn đề mở việc tăng nguồn phát điện này, việc chọn lựa cấu hình phát điện và mức công suất đặt sẽ do tính toán tối ưu xác định.

Nhà máy điện diesel cho Phú Quý, dựa trên hệ thống diesel hiện hữu là 9,7 MW, căn cứ các kịch bản BAU, GREEN và HIGHER GREEN, căn cứ vào "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021" [90], các chỉ số kinh tế và kỹ thuật của nhà máy điện Phú Quý được thu thập và trình bày trong Bảng 4.30.

Bảng 4.30. Các chỉ số kinh tế - kỹ thuật nhà máy điện diesel.

| Mô tả                                           | Hiện tại | 2030       | 2035       | 2040       |
|-------------------------------------------------|----------|------------|------------|------------|
| Công suất đặt hiện hữu (MW)                     | 9,7      | $\leq 9,7$ | $\leq 7,0$ | $\leq 7,0$ |
| Giới hạn công suất đặt trong tương lai (MW) (*) |          | $\geq 0$   | $\geq 0$   | $\geq 0$   |
| Vòng đời kỹ thuật (năm)                         |          | 25         |            |            |
| Số liệu tài chính                               |          |            |            |            |
| Đầu tư danh nghĩa (triệu USD/MW)                |          | 0,60       |            |            |
| Vận hành & bảo trì cố định (USD/MW/năm)         | 19.000   | 20.500     | 22.000     | 23.500     |
| Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)           |          | 500        |            |            |

(\*) Chỉ số này thể hiện các nhà máy Diesel được lắp đặt trong tương lai, để dự trữ công suất trường hợp huy động tất cả các nguồn phát điện nhưng vẫn không đủ cung cấp cho phụ tải.

#### • Nhà máy điện gió

Theo nhiều dự báo và nghiên cứu trong những năm gần đây, suất đầu tư cho điện gió có thể giảm nhờ công nghệ phát triển. Tuy nhiên, những chi phí khác liên quan đến dự án điện gió, như lãi suất ngân hàng, trượt giá, chi phí vật liệu kim loại, chi phí xây dựng và giá đất đều có xu hướng gia tăng. Vì vậy, để đảm bảo an toàn khi tính toán chi

phí phát điện, nghiên cứu sẽ chọn mức 1.875 USD/MW cho các dự án xây dựng từ năm 2020 trở về trước và giả định suất đầu tư sẽ tăng 5% mỗi năm. Các chi phí vận hành và bảo trì cố định và biến đổi được thu thập từ "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021" [90].

Dựa trên hệ thống điện gió hiện hữu là 6 MW, căn cứ vào các kịch bản BAU, GREEN và HIGHER GREEN và căn cứ vào "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021" [90] các chỉ số kinh tế và kỹ thuật của nhà máy điện Phú Quý được thu thập từ và trình bày trong Bảng 4.31.

Bảng 4.31. Các chỉ số kinh tế - kỹ thuật nhà máy điện gió Phú Quý.

| Mô tả                                   | Hiện tại (*) | 2030   | 2035  | 2040  |
|-----------------------------------------|--------------|--------|-------|-------|
| Công suất đặt hiện hữu (MW)             | 6,0          | 6,0    | 6,0   | 6,0   |
| Vòng đời kỹ thuật (năm)                 |              | 35     |       |       |
| Số liệu tài chính                       |              |        |       |       |
| Đầu tư danh nghĩa (triệu USD/MW)        | 1.875        | 3.054  | 3.897 | 4.975 |
| Vận hành & bảo trì cố định (USD/MW/năm) |              | 42.000 |       |       |
| Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)   |              | 3,5    |       |       |

#### • Điện mặt trời

Không chỉ nổi bật với tài nguyên gió, Phú Quý còn là địa phương có số giờ nắng và bức xạ rất tốt. Tuy nhiên, tại Phú Quý, điện mặt trời chưa được khai thác tương xứng với tiềm năng. Số liệu từ Điện lực tỉnh Bình Thuận cho thấy, tính đến năm 2024, chỉ có khoảng 732 kWp điện mặt trời được đầu tư tại hòn đảo này. Trong tương lai, việc phát triển điện mặt trời tại Phú Quý có thể được thúc đẩy ở cả hai khía cạnh: điện mặt trời áp mái cho hộ gia đình và các nhà máy điện mặt trời (solar farm). Việc này hoàn toàn khả thi nếu tiếp tục có những chính sách khuyến khích và hỗ trợ từ Bộ Công Thương và EVN, như đã diễn ra tại Việt Nam trong khoảng thời gian 2018 - 2020. Điện mặt trời áp mái sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến nhu cầu phụ tải, cũng như các chỉ tiêu của điện mặt trời ở quy mô nhà máy.

Trong luận án này, các thông số kinh tế - kỹ thuật của nhà máy điện mặt trời tại Phú Quý được thu thập từ nhà máy điện mặt trời hiện hữu tại Phú Quý (0,732 MWp), dựa trên các kịch bản BAU, GREEN và HIGHER GREEN, cũng như từ "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021" [90]. Các chỉ số kinh tế của nhà máy điện mặt trời được thể hiện trong Bảng 4.32 [129].

Bảng 4.32. Các chỉ số kinh tế nhà máy điện mặt trời Phú Quý (Quy mô nhà máy).

| Mô tả                                    | Hiện tại (*) | 2030  | 2035  | 2040  |
|------------------------------------------|--------------|-------|-------|-------|
| Công suất đặt hiện hữu (MWp)             | 0,732        | 0,732 | 0,732 | 0,732 |
| Vòng đời kỹ thuật (năm)                  |              | 30    |       |       |
| Số liệu tài chính                        |              |       |       |       |
| Đầu tư danh nghĩa (triệu USD/MW)         | 976,5        | 1.590 | 2.030 | 2.591 |
| Vận hành & bảo trì cố định (USD/kWp/năm) |              | 13,85 |       |       |

• **Nhà máy điện sinh khối**

Một trong những vấn đề cần lưu ý của Phú Quý nói riêng và các hòn đảo khác nói chung là vấn đề xử lý rác thải, hay còn gọi là chất thải rắn (CTR). CTR gây ô nhiễm môi trường, làm mất mỹ quan và ảnh hưởng nghiêm trọng đến tiềm năng du lịch. Song song với việc xử lý rác trên bờ, Phú Quý cũng cần hướng tới việc xử lý rác thải đại dương từ ngoài khơi trôi dạt vào.

Năm 2019, Phú Quý đã khánh thành nhà máy xử lý rác thải với mục tiêu phân loại và tái chế chất thải rắn, làm phân bón nhằm giải quyết vấn đề CTR của đảo. Tuy nhiên, vấn đề chất thải rắn và chất thải sinh hoạt vẫn chưa được xử lý triệt để. Trong nghiên cứu này, luận án tập trung phân tích phương pháp xử lý chất thải rắn, đặc biệt là việc sử dụng chất thải này làm nguyên liệu để phát điện.

Bảng 4.33. Các chỉ số kinh tế kỹ thuật nhà máy điện nhiên liệu chất thải rắn.

| Dữ liệu                                          | ĐVT        | 2030      | 2035      | 2040      |
|--------------------------------------------------|------------|-----------|-----------|-----------|
| Dân số                                           | Người      | 28.399    | 29.054    | 29.710    |
| Lượng khách du lịch                              | lượt       | 74.000    | 121.692   | 200.119   |
| Khối lượng chất thải rắn hàng ngày               | tấn        | 58        | 66        | 75        |
| Khối lượng chất thải rắn được xử lý để phát điện | tấn/năm    | 16.240    | 16.787    | 19.245    |
| Hiệu suất chuyển đổi năng lượng (*)              | kWh/tấn    |           | 341       |           |
| Công suất đặt nhà máy                            | kW         | 791       | 900       | 1.023     |
| Tiềm năng phát điện hàng năm                     | kWh        | 5.537.935 | 6.296.841 | 7.159.105 |
| Suất đầu tư (*)                                  | USD/kW     |           | 1.000     |           |
| Chi phí vận hành bảo trì (*)                     | USD/kW/năm |           | 29        |           |
| Vòng đời kỹ thuật                                | năm        |           | 23        |           |

(\*) Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021 [129].

Bên cạnh đó, theo thống kê, Phú Quý là địa phương thuộc tỉnh Bình Thuận. Bình Thuận là một trong những tỉnh có tỷ lệ phát sinh CTR trên đầu người ở mức cao so với

cả nước. Luận án giả định tỷ lệ phát sinh CTR tại đảo Phú Quý vào năm 2030 là 2 kg/người/ngày, cứ mỗi 5 năm, lượng rác thải sẽ tăng thêm 0,2 kg/người/ngày, tương ứng tỷ lệ phát sinh CTR trên đầu người là 2,2 kg/người/ngày vào năm 2035 và 2,4 kg/người/ngày vào năm 2040. Đối với du khách đến đảo Phú Quý, trung bình mỗi lượt khách sẽ lưu trú tại đảo trong 4 ngày. Bảng tổng hợp các chỉ số kinh tế - kỹ thuật cho nhà máy phát điện bằng xử lý đốt CTR được thể hiện trong Bảng 4.33.

- **Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)**

Việc lựa chọn dung lượng BESS phụ thuộc vào nhu cầu tích trữ điện năng (sạc điện) vào thời điểm sản lượng điện mặt trời và điện gió cao hơn nhu cầu phụ tải hoặc cung cấp điện năng (xả) khi điện mặt trời và điện gió không đủ đáp ứng nhu cầu phụ tải, dung lượng BESS cụ thể từng giai đoạn sẽ được xác định thông qua tính toán tối ưu. Tuy nhiên, dung lượng BESS sẽ không được phép vượt quá tổng công suất của nguồn phát điện gió và nguồn phát điện mặt trời. Giới hạn dung lượng BESS cài đặt cụ thể được thể hiện trong Bảng 4.43.

Các chỉ số kinh tế - kỹ thuật của BESS, được tổng hợp từ các kịch bản và tài liệu “Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021” [90], được trình bày trong Bảng 4.34.

Bảng 4.34. Các chỉ số kinh tế kỹ thuật của BESS [129].

|                                          |       |      |      |
|------------------------------------------|-------|------|------|
| Số liệu năng lượng/kỹ thuật              | 2030  | 2035 | 2040 |
| Vòng đời kỹ thuật (năm)                  | 8     |      |      |
| Số liệu tài chính                        |       |      |      |
| Đầu tư danh nghĩa (USD/kWh)              | 140   | 120  | 100  |
| Vận hành & bảo trì cố định (USD/kWh/năm) | 0,311 |      |      |

#### 4.3.5. Dự báo nhu cầu phụ tải Phú Quý

Đảo Phú Quý có nền kinh tế chủ yếu dựa vào hoạt động đánh bắt thủy hải sản và du lịch quy mô nhỏ. Trong lĩnh vực đánh bắt thủy hải sản, đảo không có nhà máy chế biến thủy sản tại chỗ. Về du lịch, Phú Quý không có nhiều resort hay khu nghỉ dưỡng lớn, mà chủ yếu là các mini hotel hoặc homestay. Mặc dù du lịch phát triển trong những năm gần đây, nhưng điều này không làm nhu cầu tiêu thụ điện tăng đột biến.

Theo dữ liệu thu thập được về sản lượng phát điện bình quân tại đảo trong vòng 5 năm qua, tỷ lệ tăng trưởng nhu cầu phụ tải trung bình hàng năm của Phú Quý ước tính

khoảng 9%. Ngoài ra, với diện tích đảo chỉ khoảng 17 km<sup>2</sup> và còn hoang sơ, cùng với việc phương tiện di chuyển đến đảo chưa thực sự đa dạng, lượng khách du lịch đến đảo phần lớn là các nhóm bạn trẻ theo hình thức du lịch tự túc hoặc phượt.

Dựa trên tỷ lệ tăng trưởng nhu cầu phụ tải trung bình hàng năm này, luận án đã xây dựng dự báo nhu cầu phụ tải điện trong tương lai của đảo Phú Quý. Bảng 4.35 trình bày sản lượng điện tại Phú Quý từ năm 2015 đến năm 2022 và Bảng 4.36 thể hiện dự báo nhu cầu phụ tải điện của đảo trong các năm tới.

Bảng 4.35. Sản lượng điện tại Phú Quý từ năm 2017 đến năm 2022.

| Năm                           | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   | 2022   |
|-------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Sản lượng bình quân (MWh/năm) | 12.170 | 15.004 | 16.174 | 18.299 | 19.620 | 22.711 | 24.200 | 25.943 |

Bảng 4.36. Dự báo nhu cầu phụ tải Phú Quý trong những năm tương lai.

| Năm                       | 2025       | 2030       | 2035       | 2040        |
|---------------------------|------------|------------|------------|-------------|
| Nhu cầu phụ tải (kWh/năm) | 33.596.056 | 51.704.200 | 79.540.931 | 122.372.659 |
| P <sub>max</sub> (kW)     | 6.843      | 10.531     | 16.201     | 24.925      |

#### 4.3.6. Ảnh hưởng của điện mặt trời áp mái đối với nhu cầu điện từ lưới điện phân phối

Như đã trình bày trong Chương 3, khi giá điện không ngừng gia tăng và các chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái được đẩy mạnh, việc lắp đặt hệ thống này trở nên ngày càng hấp dẫn đối với các hộ gia đình, đặc biệt nhằm đáp ứng nhu cầu tự tiêu dùng điện sinh hoạt. Điều này hứa hẹn sự phục hồi và tăng trưởng của điện mặt trời áp mái trong thời gian tới.

Tuy nhiên, việc triển khai điện mặt trời áp mái tại các hộ gia đình trên đảo Phú Quý không làm gia tăng công suất đặt của hệ thống điện tại địa phương. Ngược lại, nó mang lại lợi ích đáng kể khi góp phần giảm phụ tải tiêu thụ từ lưới điện chính, giúp tối ưu hóa nguồn điện sẵn có và nâng cao tính bền vững cho hệ thống điện trên đảo.

Do không có dữ liệu chính xác về tổng diện tích mái nhà của các hộ dân tại Phú Quý, luận án đề xuất một số giả định sau:

- (1) Mỗi hộ gia đình trên đảo có thể lắp đặt tối đa 3 kWp điện mặt trời áp mái.
- (2) Tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời áp mái tối đa đối với các kịch bản như Bảng 4.37:

Bảng 4.37. Tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời áp mái theo các kịch bản.

| Năm                   | 2030 | 2035 | 2040 |
|-----------------------|------|------|------|
| Kịch bản BAU          | 0%   | 0%   | 0%   |
| Kịch bản GREEN        | 5%   | 7%   | 10%  |
| Kịch bản HIGHER GREEN | 10%  | 15%  | 20%  |

#### **Luận giải về giả định nêu trên:**

(1) Cơ sở lý luận và hợp lý của giả định: mỗi hộ gia đình có thể lắp đặt tối đa 3 kWp điện mặt trời áp mái, bởi vì hệ thống PV áp mái công suất 3 kWp phổ biến cho hộ gia đình, đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện cơ bản như chiếu sáng, quạt, điều hòa và thiết bị gia dụng. Diện tích mái nhà trung bình của các hộ dân tại khu vực nông thôn, như Phú Quý, thường đủ để lắp đặt 3 kWp, cần diện tích lắp đặt khoảng 18 - 24 m<sup>2</sup>, với tiêu chuẩn khoảng 6 - 8 m<sup>2</sup>/kWp, phù hợp với quy mô hộ gia đình nhỏ và khả năng tận dụng mái nhà có sẵn mà không cần xây dựng thêm cơ sở hạ tầng.

(2) Tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời áp mái theo các kịch bản

- Kịch bản BAU (0%): phản ánh tình trạng không có sự can thiệp chính sách hoặc hỗ trợ đặc biệt. Với điều kiện hiện tại trên đảo Phú Quý, chi phí lắp đặt điện mặt trời áp mái vẫn còn cao so với thu nhập của người dân, dẫn đến tỷ lệ thâm nhập gần như bằng 0%.

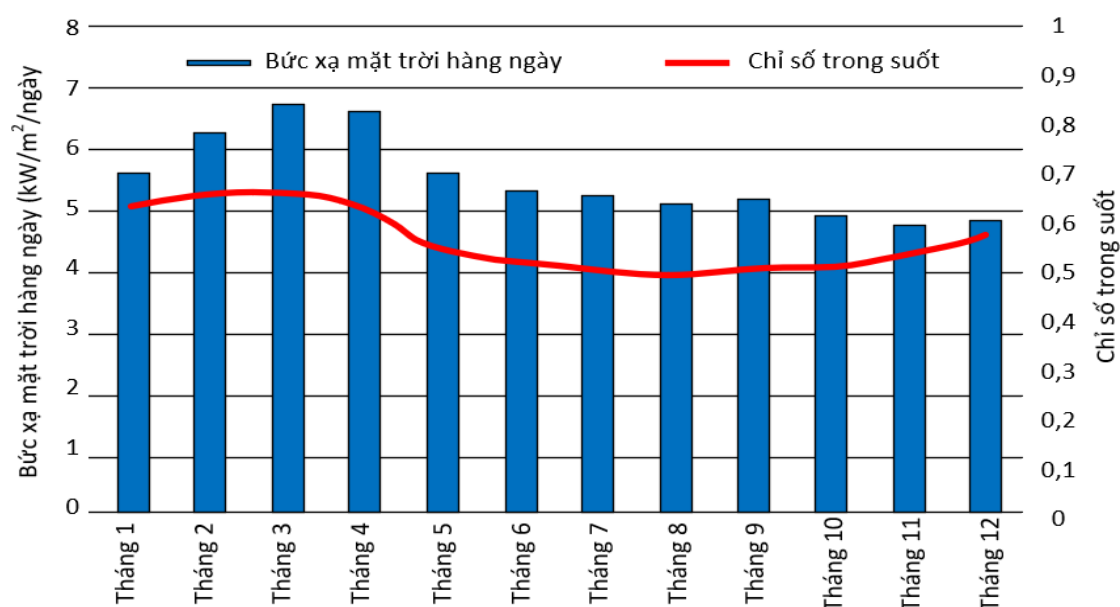
- Kịch bản GREEN và HIGHER GREEN: các kịch bản này giả định có sự can thiệp của chính sách hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo, ví dụ như việc trợ giá, giảm thuế hoặc các ưu đãi về tài chính, nhận thức của người dân dần cải thiện, chi phí lắp đặt giảm theo xu hướng chung toàn cầu. chính sách hỗ trợ của Nhà nước ngày càng hiệu quả, tỷ lệ tăng dần qua các năm. Các tỷ lệ thâm nhập từ 5% đến 20% tương ứng với lộ trình phát triển năng lượng tái tạo và các yếu tố kinh tế xã hội.

Từ các giả định trên, nghiên cứu đã ước tính dân số, số hộ gia đình và công suất thâm nhập tối đa của điện mặt trời áp mái. Kết quả chi tiết được trình bày trong Bảng 4.38.

Để tính toán công suất phát của hệ thống điện mặt trời áp mái trong những năm tương lai áp dụng (3.57) để tính toán. Nếu không xét đến ảnh hưởng của nhiệt độ lên tấm quang điện, (3.57) được đơn giản hóa như (3.58). Áp dụng (3.58) vào tính toán dựa trên những dữ liệu về tài nguyên mặt trời sẽ xác định được lượng công suất phát theo từng năm. Tài nguyên năng lượng mặt trời thể hiện lượng bức xạ mặt trời chiếu xuống bề mặt trái đất trong một năm. Hình 4.33 thể hiện bảng cường độ bức xạ mặt trời (KWh/m<sup>2</sup>/ngày) và biểu đồ tương ứng trong cả năm tại đảo Phú Quý.

Bảng 4.38. Dự báo công suất lắp đặt điện mặt trời tối đa cho các kịch bản tại Phú Quý.

| Năm  | Số hộ gia đình (hộ) | Công suất lắp đặt điện mặt trời áp mái tối đa (kWp) | Công suất lắp đặt điện mặt trời áp mái của từng kịch bản (kWp) |              |
|------|---------------------|-----------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|--------------|
|      |                     |                                                     | GREEN                                                          | HIGHER GREEN |
| 2030 | 6.788               | 20.364                                              | 1.018                                                          | 2.036        |
| 2035 | 6.944               | 20.832                                              | 1.458                                                          | 3.125        |
| 2040 | 7.101               | 21.303                                              | 2.130                                                          | 4.261        |



Hình 4.33. Cường độ bức xạ mặt trời tại Phú Quý (nguồn: phần mềm HOMER).

Tính toán mẫu cho một nhà máy điện mặt trời quy mô 1 MWp tại đảo Phú Quý sau đó chia công suất phát theo giờ cho công suất thiết kế ta được một đồ thị công suất phát theo tháng của hệ thống điện mặt trời áp mái tại đảo Phú Quý được thể hiện dưới dạng đơn vị tương đối như Bảng 4.39, Hình 4.38 Công suất phát điển hình tháng 11 và tháng 12 của hệ thống điện mặt trời áp mái tại đảo Phú Quý theo đơn vị tương đối.



Hình 4.38. Công suất phát điển hình tháng 11 và tháng 12 của hệ thống điện mặt trời áp mái tại đảo Phú Quý theo đơn vị tương đối.

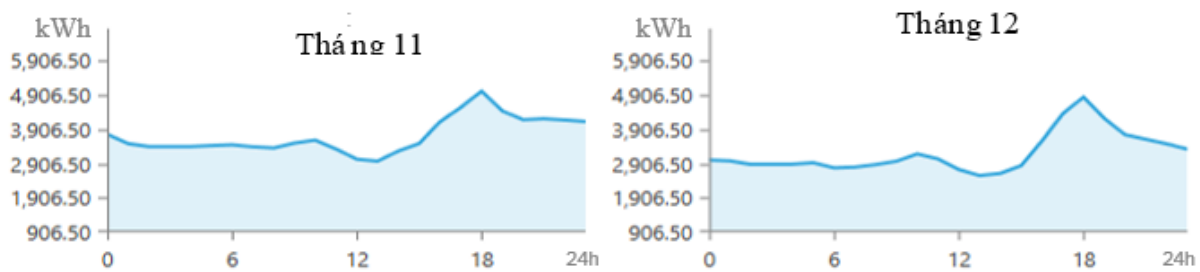
Bảng 4.39. Hệ số công suất phát điện hình theo tháng của hệ thống điện mặt trời áp mái tại đảo Phú Quý theo đơn vị tương đối.

| Giờ/<br>Tháng | 0:00 |      |      |      |      |      |       |       |       |       |       |       |       |       |   | 18:00 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---|-------|
|               | ÷    | 5:00 | 6:00 | 7:00 | 8:00 | 9:00 | 10:00 | 11:00 | 12:00 | 13:00 | 14:00 | 15:00 | 16:00 | 17:00 | ÷ |       |
|               | 4:00 |      |      |      |      |      |       |       |       |       |       |       |       |       |   | 23:00 |
| Th. 1         | 0    | 0    | 0,07 | 0,26 | 0,47 | 0,65 | 0,75  | 0,78  | 0,79  | 0,69  | 0,55  | 0,37  | 0,20  | 0,03  | 0 |       |
| Th. 2         | 0    | 0    | 0,08 | 0,29 | 0,48 | 0,65 | 0,79  | 0,88  | 0,89  | 0,79  | 0,67  | 0,47  | 0,25  | 0,06  | 0 |       |
| Th. 3         | 0    | 0    | 0,12 | 0,34 | 0,56 | 0,77 | 0,87  | 0,89  | 0,88  | 0,85  | 0,67  | 0,47  | 0,26  | 0,07  | 0 |       |
| Th. 4         | 0    | 0    | 0,16 | 0,37 | 0,57 | 0,71 | 0,86  | 0,86  | 0,87  | 0,79  | 0,64  | 0,46  | 0,26  | 0,06  | 0 |       |
| Th. 5         | 0    | 0    | 0,16 | 0,35 | 0,48 | 0,61 | 0,69  | 0,72  | 0,72  | 0,63  | 0,55  | 0,42  | 0,22  | 0,06  | 0 |       |
| Th. 6         | 0    | 0    | 0,15 | 0,30 | 0,44 | 0,57 | 0,67  | 0,71  | 0,72  | 0,60  | 0,50  | 0,37  | 0,21  | 0,07  | 0 |       |
| Th. 7         | 0    | 0    | 0,13 | 0,28 | 0,45 | 0,56 | 0,66  | 0,69  | 0,70  | 0,61  | 0,52  | 0,36  | 0,21  | 0,08  | 0 |       |
| Th. 8         | 0    | 0    | 0,12 | 0,28 | 0,41 | 0,53 | 0,61  | 0,65  | 0,68  | 0,62  | 0,51  | 0,37  | 0,21  | 0,07  | 0 |       |
| Th. 9         | 0    | 0    | 0,13 | 0,28 | 0,47 | 0,58 | 0,67  | 0,69  | 0,70  | 0,60  | 0,49  | 0,35  | 0,19  | 0,03  | 0 |       |
| Th.10         | 0    | 0    | 0,12 | 0,29 | 0,44 | 0,62 | 0,64  | 0,66  | 0,65  | 0,57  | 0,44  | 0,32  | 0,13  | 0,01  | 0 |       |
| Th. 11        | 0    | 0    | 0,13 | 0,28 | 0,43 | 0,55 | 0,64  | 0,66  | 0,63  | 0,56  | 0,46  | 0,31  | 0,12  | 0,00  | 0 |       |
| Th. 12        | 0    | 0    | 0,09 | 0,25 | 0,42 | 0,55 | 0,66  | 0,70  | 0,66  | 0,58  | 0,48  | 0,33  | 0,14  | 0,00  | 0 |       |

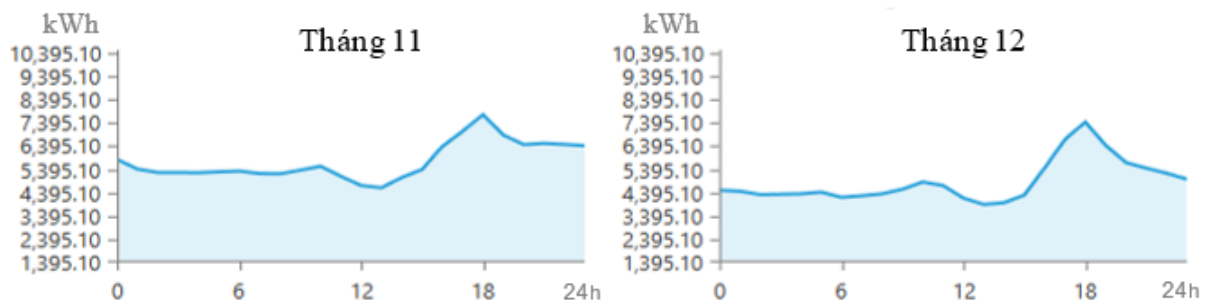
Sau khi tính toán bộ số liệu theo giờ của nhu cầu phụ tải cũng như số liệu về công suất phát theo giờ của điện mặt trời áp mái trong các năm 2025, 2030, 2035 và 2040. Áp dụng phương trình (3.58) để tìm ra bộ số liệu theo giờ của từng kịch bản trong các năm tương ứng. Hình 4.39 thể hiện đồ thị nhu cầu phụ tải tháng 11 và tháng 12 năm 2025 của kịch bản BAU khi không có sự thâm nhập của điện mặt trời mái nhà, tương tự Hình 4.40, Hình 4.41, Hình 4.42 thể hiện đồ thị nhu cầu phụ tải tháng 11 và tháng 12 của năm 2030, 2035, 2040 của kịch bản BAU.

Hình 4.43, Hình 4.44 và Hình 4.45 dưới đây thể hiện đồ thị nhu cầu phụ tải tháng 11 và tháng 12 của kịch bản GREEN trong các năm 2030, 2035 và 2040 so với kịch bản BAU có thể thấy rõ nhu cầu phụ tải vào khung giờ từ 06 giờ đến 18 giờ đã sụt giảm khá nhiều do sự thâm nhập của điện mặt trời mái nhà.

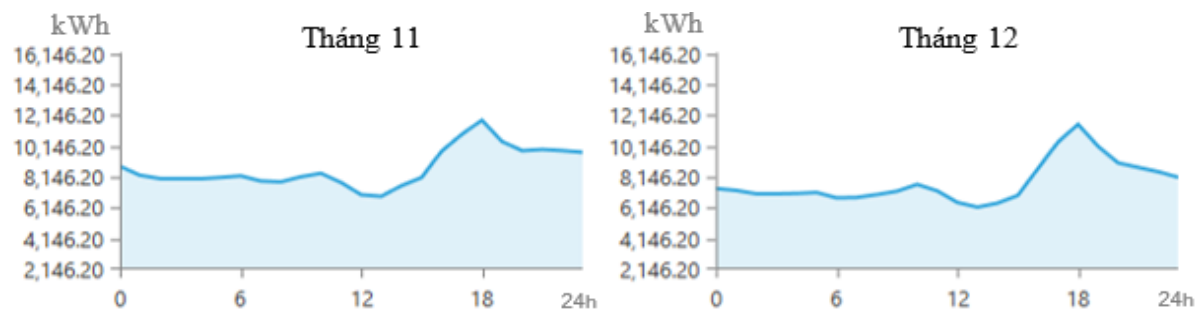
Tương tự như các kịch bản GEEN, đồ thị nhu cầu phụ tải tháng 11 và tháng 12 của kịch bản HIGHER GREEN trong các năm 2030, 2035 và 2040 ghi nhận sụt giảm đáng kể của nhu cầu phụ tải vào khung giờ từ 06 giờ đến 18 giờ so với kịch bản GEEN (Hình 4.46, 4.49 và 4.50).



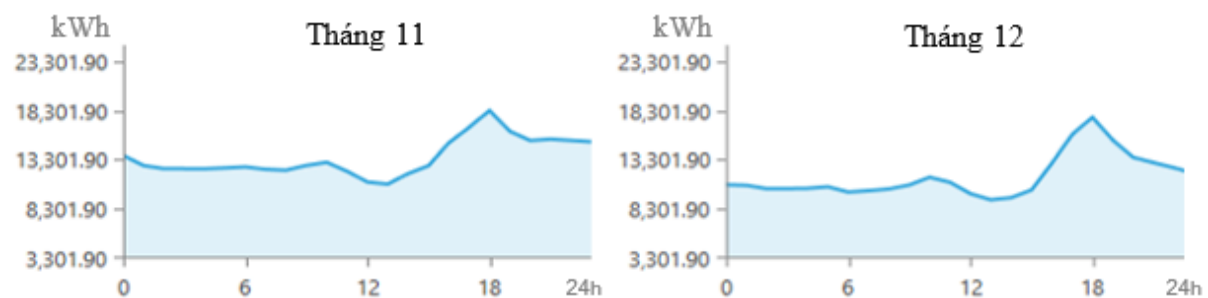
Hình 4.39. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU tháng 11 và tháng 12 - năm 2025.



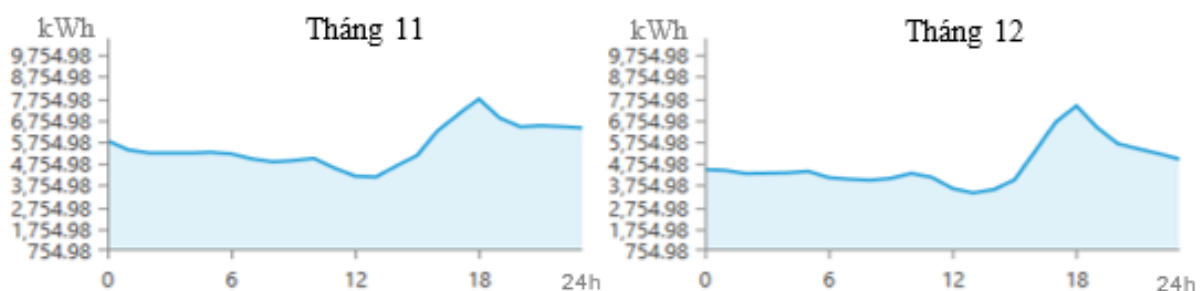
Hình 4.40. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU tháng 11 và tháng 12 - năm 2030.



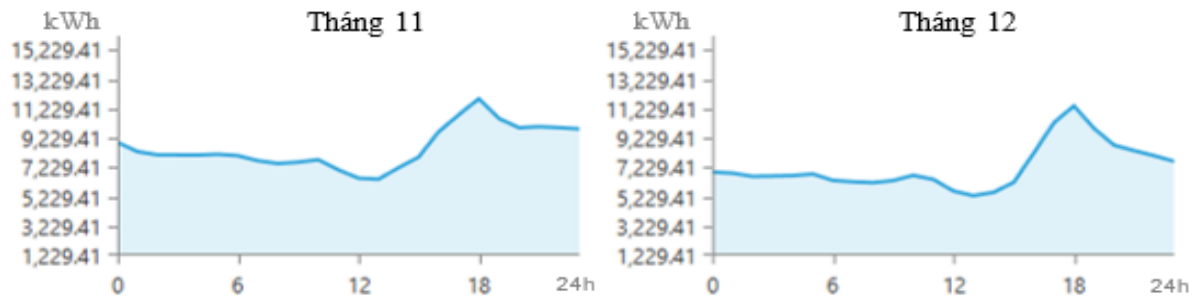
Hình 4.41. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU tháng 11 và tháng 12 - năm 2035.



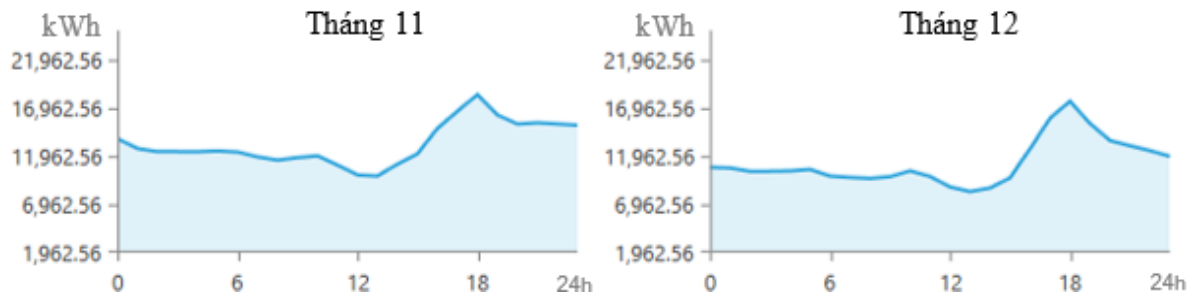
Hình 4.42. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU tháng 11 và tháng 12 - năm 2040.



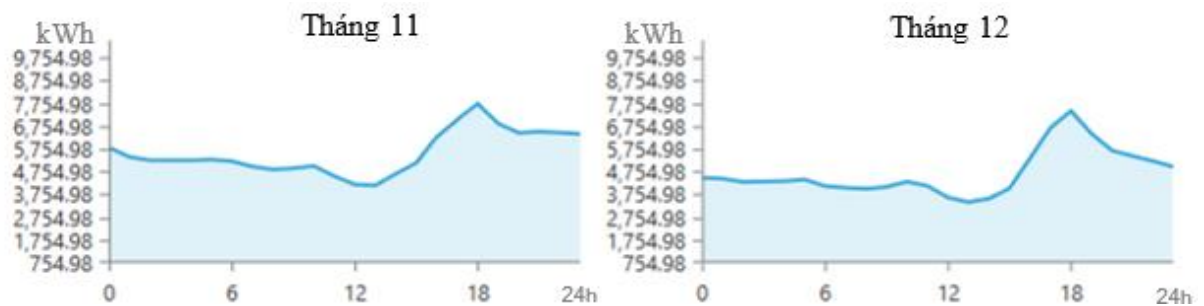
Hình 4.43. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2030.



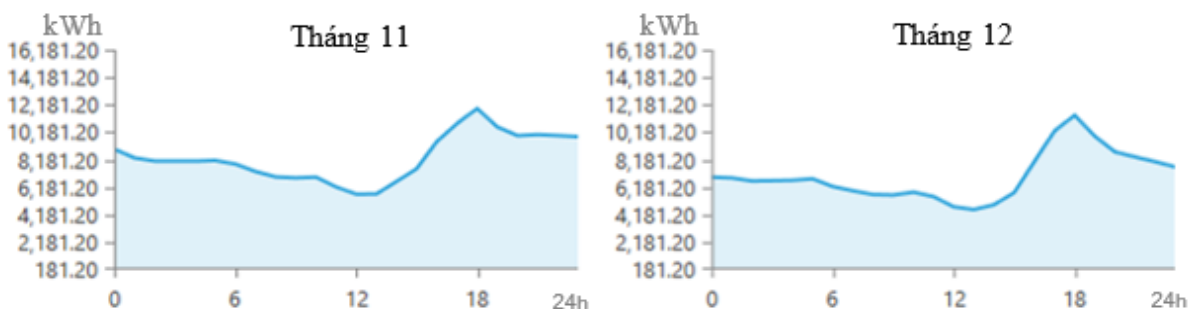
Hình 4.44. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2035.



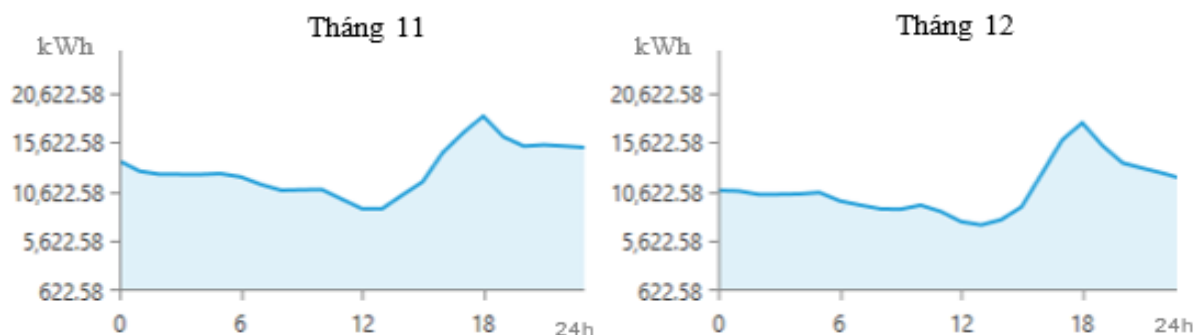
Hình 4.45. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2040.



Hình 4.46. Đồ thị nhu cầu phụ tải KB HIGHER GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2030.



Hình 4.47. Đồ thị nhu cầu phụ tải KB HIGHER GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2035.



Hình 4.48. Đồ thị nhu cầu phụ tải KB HIGHER GREEN tháng 11 và tháng 12 - năm 2040.

#### 4.3.7. Giới hạn công suất lắp đặt của các nguồn phát

- **Giới hạn công suất lắp đặt điện gió**

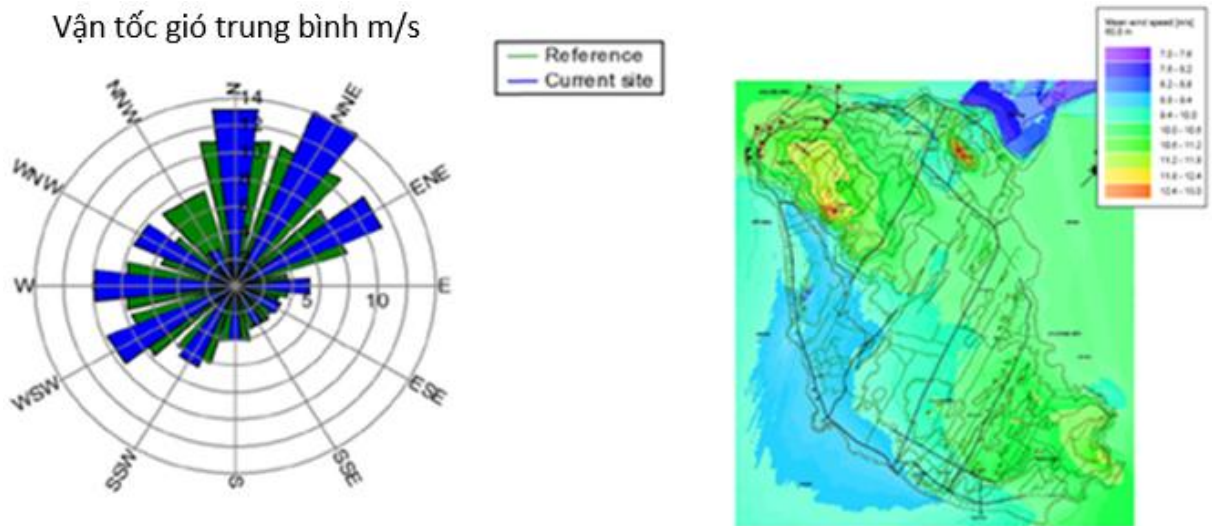
Hiện nay, vẫn chưa có thông tin về các dự án điện gió khả thi hoặc tiền khả thi sẽ được xây dựng trong tương lai tại đảo Phú Quý. Tuy nhiên, có thể khẳng định rằng đến năm 2025, điện gió sẽ không tăng trưởng công suất trong tất cả các kịch bản, vì thời gian xây dựng một dự án điện gió sẽ mất khoảng 03 năm.

Trong những năm tiếp theo, việc giới hạn công suất lắp đặt của điện gió phụ thuộc vào quá trình xác định các vị trí thích hợp cho turbine gió, liên quan đến việc đối chiếu và phân tích các yếu tố kỹ thuật, môi trường và quy hoạch sử dụng đất của đảo. Tuy nhiên, do có rất ít thông tin kỹ thuật địa chất công khai về Phú Quý, nghiên cứu sẽ dựa vào hình ảnh vệ tinh từ Google Map cùng với dữ liệu địa chất và tính chất gió đã được nghiên cứu trong các dự án trước đây. Từ đó, các đánh giá kỹ thuật và môi trường ban đầu sẽ được thực hiện để xác định các khu vực có địa hình phù hợp, giao thông thuận tiện và đáp ứng các quy định quy hoạch của địa phương, đồng thời đảm bảo khoảng cách an toàn đến các khu dân cư và công trình khác [130].

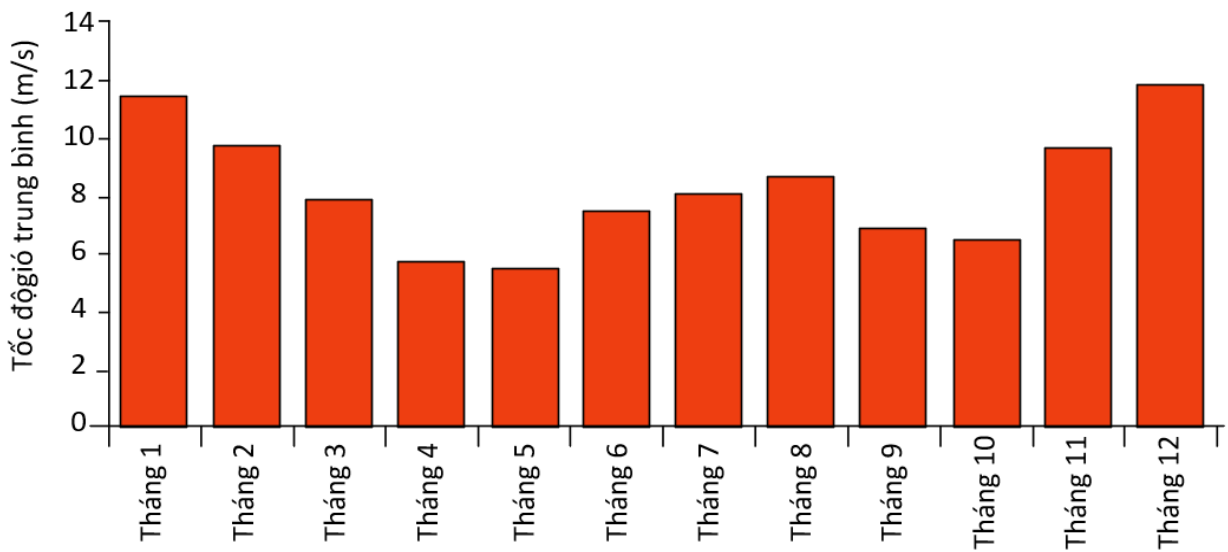
Về vị trí địa lý của các turbine gió, theo số liệu gió tại đảo Phú Quý từ năm 1999 - 2003 của Trung tâm KTTV Quốc gia - Đài KTTV khu vực Nam Trung Bộ và số liệu gió từ tháng 7/2004 đến 6/2005 của Trạm KTTV Phú Quý, phía Bắc của đảo Phú Quý là khu vực có tiềm năng gió lớn nhất (Hình 4.49). Dữ liệu tốc độ gió theo tháng được thu thập từ hai nguồn: Cục Quản trị Hàng không và Không gian Quốc gia Hoa Kỳ (NASA) và Trung tâm Thí nghiệm Năng lượng Tái tạo Quốc gia Hoa Kỳ (NREL). Có thể thấy, hướng gió tốt nhất cho đảo Phú Quý là hướng Bắc và Đông Bắc, với vận tốc gió khá tốt. Mức gió trung bình trong quãng thời gian 30 năm (lấy từ độ cao 50m so với mặt đất) dao động trong khoảng từ 6 đến 12 m/s (Hình 4.50).

Dựa vào những yếu tố trên, nghiên cứu giả định khu vực phía Bắc đảo sẽ được đưa vào kế hoạch phát triển điện gió của địa phương trong tương lai (đây cũng là nơi hiện tại đang bố trí 03 turbine gió). Đồng thời, nghiên cứu bỏ qua khoảng lùi so với ranh giới bất động sản do không có thông tin sở hữu bất động sản tại đây, mà chỉ tập trung vào khoảng cách đến các khu dân cư và các tòa nhà, tối thiểu là 300m và cách ngọn hải đăng ít nhất 1 km.

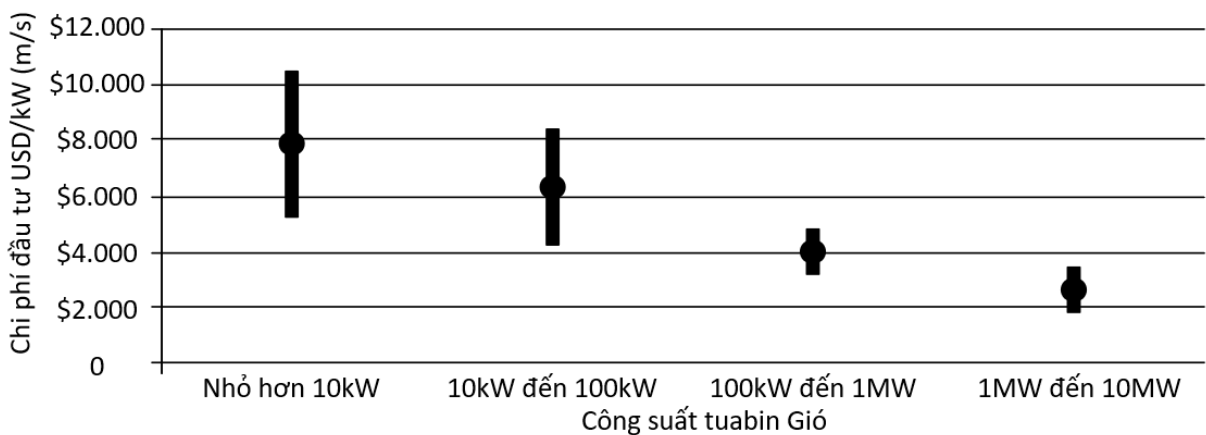
Với những giả định đã nêu, nghiên cứu chỉ ra ba vùng không gian có thể được quy hoạch, được gọi là zone 1, zone 2 và zone 3. Ba vùng quy hoạch này nằm về phía Bắc của đảo, thuộc hai xã Ngũ Phụng và Long Hải, gần đường nhựa giao thông chính vòng quanh đảo, sát bờ biển nhưng cách xa cảng biển ở phía Nam đảo.



Hình 4.49. Vận tốc gió theo hướng và theo khu vực của đảo Phú Quý.



Hình 4.50. Vận tốc gió trung bình tại Phú Quý (nguồn: phần mềm HOMER).



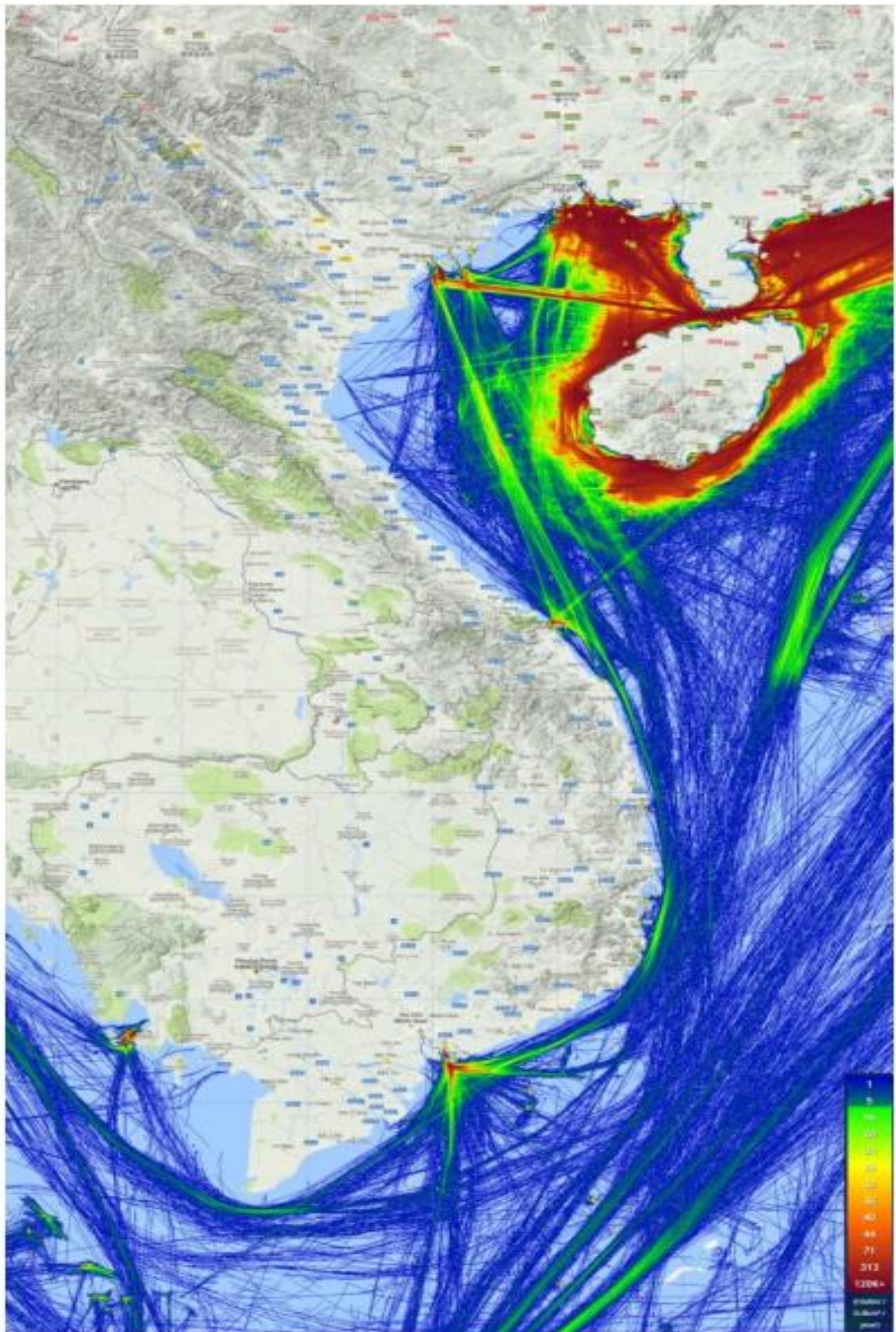
Hình 4.51. Tương quan giữa công suất đặt và suất đầu tư turbine gió [131].

Xét về mặt kinh tế, nghiên cứu của Tom Rogers và các cộng sự chỉ ra rằng suất đầu tư cho điện gió thường giảm khi công suất định mức của turbine gió và chiều cao tháp tăng (Hình 4.51). Điều này dẫn đến nhận thức rằng nên lắp đặt các turbine gió có công suất lớn nhất có thể. Đặc biệt đối với những hòn đảo nhỏ, yếu tố này càng trở nên quan trọng hơn vì không gian dành cho turbine gió thường bị hạn chế. Nghiên cứu này cũng chỉ ra rằng việc lựa chọn turbine có công suất từ 1 MW đến 10 MW được xem là tối ưu về mặt chi phí [131].

Một vấn đề khác cần quan tâm tại đảo Phú Quý là chiều cao của các cột turbine gió so với chiều cao của ngọn hải đăng. Ngọn hải đăng tại Phú Quý được xây dựng trên đỉnh Núi Cẩm, thuộc xã Ngũ Phụng, là điểm cao nhất trên đảo Phú Quý. Với chiều cao toàn bộ là 126m và chiều rộng trung bình của tháp đèn là 4m, ngọn hải đăng này là lớn nhất Việt Nam và có tầm quan trọng trong việc đảm bảo an toàn hàng hải, với mật độ tàu thuyền lưu thông qua khu vực khá dày đặc (Hình 4.52). Để đảm bảo tầm nhìn tốt cho các phương tiện tàu thuyền qua lại, các cột turbine gió trong tương lai không được thiết kế vượt quá chiều cao 80m.

Trong nghiên cứu này, turbine gió Enercon E-101 E2 từ nhà sản xuất Enercon của Đức sẽ được lựa chọn, vì turbine gió này có chiều cao trục là 78m và công suất 3,5 MW, tương đối lớn trong phân khúc, rất phù hợp với các khu vực ven biển có điều kiện gió trung bình và cao như đảo Phú Quý. Sau khi xác định được vùng quy hoạch và lựa chọn được turbine, bước tiếp theo là tính toán số lượng turbine gió có thể lắp đặt trong mỗi vùng. Nghiên cứu sử dụng một phương pháp đơn giản là mật độ công suất điện hình (power density). Theo nghiên cứu của Peter Enevoldsen và các cộng sự [132], mật độ công suất phổ biến trên thế giới là 20MW/km<sup>2</sup>. Tuy nhiên, một nghiên cứu khác của Olav Hohmeyer [133] chỉ ra rằng mật độ công suất xấp xỉ 10MW/km<sup>2</sup> là phù hợp, ví dụ như ở đảo Barbados. Do đó, trong nghiên cứu này, mật độ công suất được chọn là khoảng 10,5 MW (tương đương với 03 turbine Enercon E-101 E2).

Tuy nhiên, cần lưu ý rằng quy tắc này thường được sử dụng cho địa hình bằng phẳng và rộng mở, không bị ảnh hưởng bởi các công trình nhà ở, cơ sở hạ tầng hay các chướng ngại vật tự nhiên như thảm thực vật và biến động địa hình. Với diện tích đất hạn chế và các yêu cầu về khoảng cách đến ngọn hải đăng và khu dân cư đã đề cập ở trên, công suất tối đa của Zone 1, bao gồm các turbine gió đã lắp đặt, được tính là 9,5 MW. Công suất của Zone 2 là 7 MW, do diện tích hữu dụng của khu vực này chỉ còn khoảng 0,8 km<sup>2</sup>, một phần diện tích đang được sử dụng làm nghĩa trang hiện hữu của đảo. Cuối cùng, công suất của Zone 3 sẽ là 10,5 MW. Vị trí quy hoạch và vị trí lắp đặt turbine được thể hiện trong Hình 4.53.



Source: Wind Minds, [Marinetraffic.com](http://Marinetraffic.com)

Hình 4.52. Lưu lượng giao thông đường thủy tại Việt Nam (Nguồn: Marinetraffic).

Theo Theo Van Q. Doan và các cộng sự, với nghiên cứu Usability and Challenges of Offshore Wind Energy in Vietnam Revealed by the Regional Climate Model Simulation, tại Phú Quý có thể cung cấp điện gió công suất lên đến 38,2 GW [134], Hong Thai Vo và các cộng sự đã thảo luận về những bài học kinh nghiệm trong thiết kế, vận hành các dự án năng lượng [135]. Xem xét Hình 4.53, đến năm 2040, nghiên cứu thấy rằng ngoài các turbine gió hiện hữu, có thể lắp thêm 21 MW điện gió mới (ký hiệu là wind\_new). Để phân biệt với 6 MW điện gió hiện hữu, Bảng 4.40 chỉ thể hiện giới hạn công suất tối đa của điện gió mới trong các kịch bản qua các năm, theo các giả định của luận án. Việc phân loại này là cần thiết vì các turbine gió mới sẽ có giá trị đầu tư, giá trị khấu hao và vòng đời khác với các turbine gió hiện hữu.

Bảng 4.40. Công suất tối đa điện gió lắp mới theo các kịch bản (ĐVT: MW).

| Năm                   | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|-----------------------|------|------|------|------|
| Kịch bản BAU          | 0    | 0    | 7    | 14   |
| Kịch bản GREEN        | 0    | 3,5  | 10,5 | 17,5 |
| Kịch bản HIGHER GREEN | 0    | 7    | 14   | 21   |



Ghi chú:

 Turbine gió hiện hữu

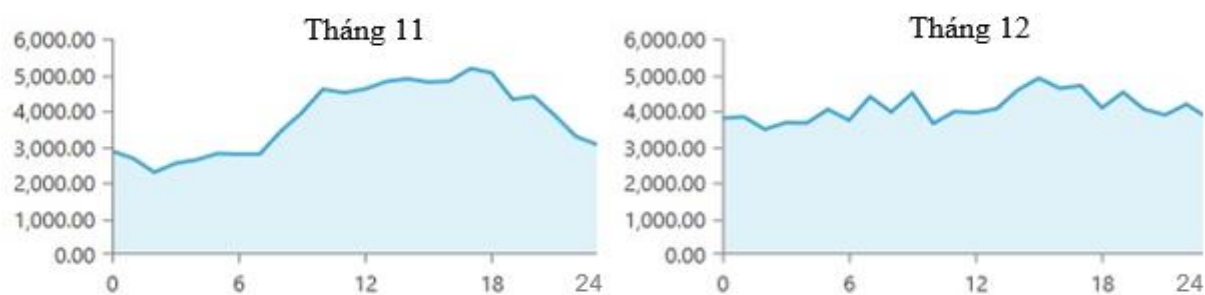
 Turbine gió dự kiến lắp mới

Hình 4.53. Bản đồ quy hoạch điện gió cho Phú Quý đến năm 2030.

Bảng 4.41. Hệ số công suất phát điện gió tại đảo Phú Quý.

| Giờ   | 0    | 1    | 2    | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10   | 11   | 12   | 13   | 14   | 15   | 16   | 17   | 18   | 19   | 20   | 21   | 22   | 23   |
|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Th 1  | 0,59 | 0,60 | 0,58 | 0,52 | 0,48 | 0,51 | 0,67 | 0,69 | 0,77 | 0,68 | 0,70 | 0,69 | 0,77 | 0,69 | 0,72 | 0,78 | 0,77 | 0,81 | 0,86 | 0,86 | 0,69 | 0,65 | 0,58 | 0,64 |
| Th 2  | 0,58 | 0,53 | 0,48 | 0,45 | 0,48 | 0,51 | 0,44 | 0,58 | 0,59 | 0,66 | 0,62 | 0,74 | 0,79 | 0,80 | 0,82 | 0,84 | 0,80 | 0,80 | 0,74 | 0,67 | 0,60 | 0,62 | 0,60 | 0,58 |
| Th 3  | 0,42 | 0,36 | 0,39 | 0,37 | 0,35 | 0,35 | 0,44 | 0,42 | 0,44 | 0,55 | 0,57 | 0,65 | 0,64 | 0,64 | 0,65 | 0,68 | 0,66 | 0,65 | 0,60 | 0,57 | 0,56 | 0,48 | 0,48 | 0,48 |
| Th 4  | 0,16 | 0,13 | 0,15 | 0,15 | 0,19 | 0,19 | 0,19 | 0,23 | 0,26 | 0,35 | 0,34 | 0,38 | 0,42 | 0,47 | 0,46 | 0,53 | 0,44 | 0,44 | 0,40 | 0,37 | 0,35 | 0,26 | 0,20 | 0,17 |
| Th 5  | 0,14 | 0,11 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,14 | 0,17 | 0,22 | 0,28 | 0,31 | 0,38 | 0,41 | 0,40 | 0,41 | 0,39 | 0,42 | 0,39 | 0,46 | 0,42 | 0,38 | 0,26 | 0,22 | 0,17 | 0,16 |
| Th 6  | 0,27 | 0,24 | 0,27 | 0,27 | 0,30 | 0,34 | 0,42 | 0,48 | 0,50 | 0,51 | 0,56 | 0,63 | 0,67 | 0,68 | 0,66 | 0,63 | 0,65 | 0,62 | 0,56 | 0,53 | 0,54 | 0,46 | 0,41 | 0,35 |
| Th 7  | 0,42 | 0,46 | 0,37 | 0,34 | 0,34 | 0,37 | 0,44 | 0,52 | 0,54 | 0,61 | 0,64 | 0,69 | 0,67 | 0,70 | 0,73 | 0,69 | 0,66 | 0,63 | 0,67 | 0,66 | 0,62 | 0,58 | 0,49 | 0,40 |
| Th 8  | 0,41 | 0,41 | 0,43 | 0,42 | 0,43 | 0,48 | 0,58 | 0,66 | 0,65 | 0,61 | 0,66 | 0,70 | 0,69 | 0,73 | 0,69 | 0,68 | 0,63 | 0,67 | 0,66 | 0,62 | 0,58 | 0,54 | 0,45 | 0,44 |
| Th 9  | 0,31 | 0,24 | 0,29 | 0,29 | 0,26 | 0,26 | 0,27 | 0,28 | 0,33 | 0,41 | 0,50 | 0,56 | 0,60 | 0,55 | 0,63 | 0,61 | 0,57 | 0,55 | 0,53 | 0,51 | 0,48 | 0,45 | 0,44 | 0,38 |
| Th 10 | 0,26 | 0,25 | 0,26 | 0,21 | 0,24 | 0,27 | 0,34 | 0,38 | 0,45 | 0,42 | 0,41 | 0,41 | 0,48 | 0,47 | 0,50 | 0,54 | 0,55 | 0,51 | 0,50 | 0,51 | 0,42 | 0,37 | 0,31 | 0,29 |
| Th 11 | 0,48 | 0,44 | 0,38 | 0,42 | 0,44 | 0,47 | 0,46 | 0,47 | 0,57 | 0,66 | 0,76 | 0,75 | 0,77 | 0,81 | 0,82 | 0,80 | 0,81 | 0,87 | 0,84 | 0,72 | 0,73 | 0,64 | 0,55 | 0,51 |
| Th 12 | 0,64 | 0,64 | 0,58 | 0,61 | 0,61 | 0,68 | 0,62 | 0,73 | 0,66 | 0,75 | 0,61 | 0,66 | 0,66 | 0,68 | 0,76 | 0,82 | 0,77 | 0,78 | 0,68 | 0,74 | 0,68 | 0,65 | 0,70 | 0,63 |

Để tính toán hệ số công suất phát theo giờ của nhà máy điện gió: cần xác định công suất đầu ra của một turbine gió khi được lắp đặt tại tọa độ của Phú Quý. Dựa trên giá trị công suất đầu ra của turbine gió theo giờ và theo tháng, nghiên cứu sẽ phân tích và tìm ra quy luật của hệ số công suất phát theo giờ, như đã trình bày ở Chương 3. Sau đó, áp dụng đường cong công suất và phương trình (3.69) để tính toán mẫu cho một turbine gió 6 MW đặt tại đảo Phú Quý, từ đó xác định sản lượng đầu ra, được thể hiện như Hình 4.54. Dựa trên giá trị công suất đầu ra turbine kết hợp dự báo tốc độ gió theo từng giờ và từng tháng, có thể tính được hệ số công suất phát điện gió tại đảo Phú Quý, kết quả được trình bày trong Bảng 4.41. Giới hạn nhỏ nhất công suất điện gió cho các kịch bản sẽ tương công suất điện gió hiện hữu.



Hình 4.54. Sản lượng tính toán mẫu cho turbine gió 6 MW tháng 11 và tháng 12 tại đảo Phú Quý.

- **Giới hạn công suất lắp đặt điện mặt trời**

Tương tự như điện gió, năm 2025 sẽ không có nhà máy điện mặt trời nào được thêm vào các kịch bản tại Phú Quý, giới hạn nhỏ nhất công suất phát điện mặt trời theo các kịch bản sẽ là công suất phát điện mặt trời hiện hữu. Trong những năm tiếp theo, việc giới hạn tăng trưởng công suất điện mặt trời quy mô nhà máy còn phụ thuộc vào diện tích đất của đảo Phú Quý.

Nghiên cứu giả định rằng đến năm 2040, sẽ có 1% diện tích đất của Phú Quý được sử dụng để phát triển điện mặt trời. Dựa trên hệ số quy đổi 6.000 m<sup>2</sup> lắp được 1 MWp điện mặt trời và tổng diện tích đảo Phú Quý là 17 km<sup>2</sup>, 1% diện tích đất này có thể lắp đặt hệ thống điện mặt trời với công suất tương đương 28,5 MWp. Công suất lắp đặt tối đa cho các nhà máy điện mặt trời mới được thể hiện trong Bảng 4.42.

Bảng 4.42. Giả định công suất đặt điện mặt trời cho các kịch bản.

| Các giả định                      | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 |
|-----------------------------------|------|------|------|------|
| Tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời (%) | 0%   | 50%  | 65%  | 100% |
| Công suất đặt điện mặt trời (MWp) | 0,0  | 14,0 | 18,0 | 28,5 |

### **Luận giải giả định:**

(1) Năm 2025 không có nhà máy điện mặt trời được thêm vào các kịch bản tại Phú Quý:

- Đảo Phú Quý chưa có hạ tầng quy mô lớn để phát triển nhà máy điện mặt trời.

- Việc xây dựng các nhà máy điện mặt trời đòi hỏi đầu tư lớn, thời gian chuẩn bị dài và quy hoạch sử dụng đất hợp lý.

- Không bổ sung nhà máy mới trong giai đoạn ngắn hạn (đến năm 2025) là hợp lý, phản ánh quá trình triển khai thực tế của các dự án năng lượng tái tạo, thường mất nhiều năm để hoàn thiện từ quy hoạch đến xây dựng.

(2) Giả định đến năm 2040, 1% diện tích đất của đảo Phú Quý được dùng để phát triển điện mặt trời:

- Diện tích khả dụng: 1% diện tích đảo Phú Quý tương đương 0,17 km<sup>2</sup>, với hệ số quy đổi 6.000 m<sup>2</sup>/1 MWp, tổng công suất điện mặt trời có thể đạt 28,5 MWp.

- Tính hợp lý: diện tích 1% là tương đối nhỏ so với tổng diện tích đảo, đảm bảo không ảnh hưởng lớn đến các hoạt động khác như sinh hoạt dân cư, nông nghiệp hoặc du lịch. Công suất 28,5 MWp là hợp lý cho một khu vực nhỏ như Phú Quý, đáp ứng tốt nhu cầu năng lượng trong tương lai.

- Tỷ lệ sử dụng 1% diện tích đất cho điện mặt trời phù hợp với các dự án năng lượng tái tạo tại các vùng hải đảo khác.

(3) Tính khả thi về kỹ thuật và môi trường:

- Việc sử dụng 1% diện tích đảo không gây ảnh hưởng lớn đến môi trường tự nhiên hoặc cảnh quan của Phú Quý.

- Các mô đun điện mặt trời hiện đại có hiệu suất cao, giúp tối ưu hóa diện tích sử dụng, đồng thời đảm bảo thân thiện với môi trường.

### **• Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)**

Đối với trường hợp Phú Quý: dung lượng BESS trong các năm 2025, 2035 và 2040 sẽ được xác định dựa trên tỷ lệ tăng trưởng tương ứng của điện mặt trời và điện gió. Theo các kịch bản phát triển, lượng điện gió tại Phú Quý được dự báo sẽ tăng trưởng tốt, thuận lợi đáp ứng nhu cầu phụ tải vào mọi thời điểm trong ngày. Điện mặt trời áp mái với sự thâm nhập mạnh mẽ làm giảm đáng kể phụ tải ban ngày, trong khi điện mặt trời trang trại hầu như chỉ đảm nhận nhiệm vụ cung cấp năng lượng để sạc cho BESS.

Lựa chọn dung lượng BESS: dung lượng BESS được xác định dựa trên nhu cầu tích trữ (sạc) khi sản lượng điện mặt trời và điện gió vượt quá nhu cầu phụ tải hoặc cung cấp (xả) khi hai nguồn này không đáp ứng đủ nhu cầu. Việc tính toán tối ưu sẽ giúp xác

định dung lượng cụ thể cho từng giai đoạn. Tuy nhiên, dung lượng BESS không được vượt quá tổng công suất của nguồn phát điện gió và mặt trời.

Giải pháp cân bằng dung lượng BESS: căn cứ nhu cầu phụ tải, bao gồm cả dự báo tăng trưởng phụ tải trong tương lai, cấu trúc nguồn phát và tỷ lệ tích hợp nguồn tái tạo. Chi phí đầu tư, vận hành và bảo trì của BESS... có thể sử dụng mô hình tối ưu hóa để xác định dung lượng phù hợp, đảm bảo sự cân bằng giữa hiệu quả kinh tế, ổn định hệ thống và khả năng đáp ứng nhu cầu năng lượng một cách bền vững.

Trong luận án này, BESS đang sử dụng cho đảo, BESS rất cần thiết để đảm bảo nguồn dự trữ công suất cho các tình huống khẩn cấp, cần đủ dung lượng để lưu trữ năng lượng dư thừa vào giờ cao điểm và cung cấp khi nguồn tái tạo không hoạt động, để đảm bảo yêu cầu này, luận án đề xuất công suất BESS khởi điểm ở mức  $\geq 0$  MW cho đảo Phú Quý, áp dụng cho các kịch bản từ năm 2030, giá trị lớn nhất của BESS không được vượt quá công suất phụ tải cực đại chia cho DOD của BESS ( $\leq P_{\max}/DOD$ ). Dung lượng BESS cụ thể từng giai đoạn sẽ được xác định thông qua tính toán tối ưu bởi mô hình tối ưu hóa.

#### 4.3.8. Hàm mục tiêu

Sử dụng hàm mục tiêu và các ràng buộc đã được trình bày ở Chương 3. Hàm mục tiêu của cấu trúc phát điện tối ưu là tối thiểu hóa tổng chi phí phát điện vào các năm 2025, 2030, 2035 và 2040 [65]:

$$\sum costs = \sum_{g,q,t,y} W_y \times CE_{g,y} \times X_{g,q,t,y} \rightarrow \min$$

Trong đó:

- $\sum costs$ : tổng chi phí phát điện [USD].
- Nhà máy điện  $g$  được cụ thể hóa tại Phú Quý bao gồm: nhà máy điện diesel, điện gió cũ và điện gió mới, điện mặt trời cũ và điện mặt trời mới, nhà máy điện sinh khối, hệ thống lưu trữ năng lượng BESS.
- Trong giai đoạn 2025, 2030, 2035 và 2040, tùy vào các kịch bản BAU, GREEN và HIGHER GREEN sẽ tính toán hàm  $\sum costs$  theo từng kịch bản, từng giờ, từng tháng và từng năm đó để có chi phí phát điện tối ưu và cơ cấu nguồn phát tương ứng từng kịch bản.
- Các thông số:  $q$  là tháng trong năm (từ 1 đến 12),  $t$  là thời gian trong một ngày (từ 1:00 đến 24:00) và  $y$  là năm tính toán (2025, 2030, 2035 và 2040).

#### 4.3.9. Các ràng buộc của hàm mục tiêu

Trong việc giải bài toán tối ưu, các ràng buộc đi với hàm mục tiêu là kết hợp của các ràng buộc thuộc bài toán quy hoạch như: giới hạn max, min của công suất & sản

lượng các nguồn phát và bài toán vận hành như: cân bằng công suất, công suất dự trữ, hệ số công suất, phạm vi thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp, công suất phát cực đại theo giờ của điện mặt trời, giới hạn dung lượng xả và sạc của hệ thống lưu trữ... được trình bày trong chương 3 phải được đảm bảo.

#### **4.3.10. Giải bài toán tối ưu**

Để xác định cấu trúc phát điện tối ưu, nghiên cứu phải thực hiện việc giải bài toán tối ưu được mô tả bởi hàm mục tiêu và các ràng buộc. Luận án sẽ sử dụng công cụ tính toán tối ưu là phần mềm LINDO. Phần mềm LINDO hỗ trợ giải bài toán tối ưu căn cứ:

- Dữ liệu đầu vào:

- + Dữ liệu đồ thị phụ tải và công suất đặt của các dạng nguồn phát:

- + Dự báo nhu cầu phụ tải cho các giai đoạn 2025, 2030, 2035, 2040.

- + Quá trình thâm nhập của điện mặt trời áp mái theo các kịch bản, tạo nên đồ thị phụ tải mới cho các giai đoạn 2025, 2030, 2035, 2040.

- + Công suất giới hạn của từng loại nguồn phát điện gồm diesel, điện gió, điện mặt trời, sinh khối tại các thời điểm tính toán (năm 2025, 2030, 2035, 2040).

- Hàm mục tiêu: hàm mục tiêu của cấu trúc phát điện tối ưu là tối thiểu hóa tổng chi phí phát điện tại các thời điểm tính toán (năm 2025, 2030, 2035 và 2040).

- Các ràng buộc:

- + Ràng buộc cân bằng cung - cầu công suất: tổng công suất phát điện từ các nguồn phải đáp ứng đủ nhu cầu phụ tải tại mọi thời điểm, đảm bảo không để thiếu hụt năng lượng.

- + Ràng buộc khả năng lưu trữ và xả của BESS: công suất xả tối đa của BESS không vượt quá dung lượng pin tại thời điểm đó. Năng lượng sạc cho BESS tại bất kỳ thời điểm nào không vượt quá dung lượng lưu trữ tối đa.

- + Ràng buộc công suất lắp đặt tối đa: công suất của mỗi nguồn phát không vượt quá công suất đặt tối đa theo kịch bản.

- + Ràng buộc nguồn tái tạo: công suất phát từ điện gió và điện mặt trời phụ thuộc vào tốc độ gió và bức xạ mặt trời, cần cài đặt ràng buộc dựa trên hệ số khả dụng.

- + Ràng buộc khấu hao và thời gian sử dụng: Các nhà máy điện căn cứ vào thời gian sử dụng và chi phí đầu tư để xác định chi phí khấu hao.

- Các thông số về chi phí: chi phí nhiên liệu (USD/MWh), chi phí O&M cố định. chi phí O&M biến đổi, chi phí khấu hao của nhà máy hiện hữu và nhà máy mới.

Cài đặt trên phần mềm LINDO: sau khi thu thập, dự báo, tính toán và xử lý dữ liệu đầu vào, các giá trị được cài đặt cho phần mềm LINDO được tổng hợp chi tiết tại Bảng 4.43.

Bảng 4.43. Bảng tổng hợp các giá trị cài đặt cho phần mềm LINDO.

| Các chỉ tiêu                                     | Nhà máy      | DIESEL |      |      |      | ĐIỆN GIÓ |      |      |      | ĐIỆN MẶT TRỜI |       |       |       | SINH KHỐI |       |       |       | BESS |        |       |        |
|--------------------------------------------------|--------------|--------|------|------|------|----------|------|------|------|---------------|-------|-------|-------|-----------|-------|-------|-------|------|--------|-------|--------|
|                                                  | Năm          | 2025   | 2030 | 2035 | 2040 | 2025     | 2030 | 2035 | 2040 | 2025          | 2030  | 2035  | 2040  | 2025      | 2030  | 2035  | 2040  | 2025 | 2030   | 2035  | 2040   |
| Công suất đặt hiện hữu KB BAU & GREEN (MW)       |              | ≤9,7   | ≤9,7 | ≤7,0 | ≤7,0 | 6,0      | 6,0  | 6,0  | 6,0  | 0,73          | 0,73  | 0,73  | 0,73  | 0,0       | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0  | 0,0    | 0,0   | 0,0    |
| Công suất đặt hiện hữu K.B HIGHER GREEN (MW)     |              | ≤9,7   | 0,0  | 0,0  | 0,0  | 6,0      | 6,0  | 6,0  | 6,0  | 0,73          | 0,73  | 0,73  | 0,73  | 0,0       | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0  | 0,0    | 0,0   | 0,0    |
| Công suất tối đa các nguồn phát (MW)             | BAU          | ≥ 0    | ≥ 0  | ≥ 0  | ≥ 0  | No       | No   | 7,0  | 14,0 | No            | ≤14,0 | ≤18,0 | ≤28,5 | 0,0       | 0,0   | 0,0   | 0,0   | No   | ≤21,06 | ≤32,4 | ≤49,86 |
|                                                  | GREEN        | ≥ 0    | ≥ 0  | ≥ 0  | ≥ 0  | No       | 3,5  | 10,5 | 17,5 | No            | ≤14,0 | ≤18,0 | ≤28,5 | 0,0       | 1,0   | 1,0   | 1,0   | No   | ≤21,06 | ≤32,4 | ≤49,86 |
|                                                  | HIGHER GREEN | ≥ 0    | ≥ 0  | ≥ 0  | ≥ 0  | No       | 7,0  | 14,0 | 21,0 | No            | ≤14,0 | ≤18,0 | ≤28,5 | 0,0       | 1,0   | 1,0   | 1,0   | No   | ≤21,06 | ≤32,4 | ≤49,86 |
| Chi phí nhiên liệu (USD/MWh)                     |              | 285    | 352  | 420  | 488  | 0,0      | 0,0  | 0,0  | 0,0  | 0,0           | 0,0   | 0,0   | 0,0   | No        | 0,0   | 0,0   | 0,0   | No   | 0,0    | 0,0   | 0,0    |
| Chi phí O&M biến đổi (USD/MWh)                   |              | 500    | 500  | 500  | 500  | 3,3      | 2,8  | 2,7  | 2,6  | 0,0           | 0,0   | 0,0   | 0,0   | No        | 24,3* | 24,3* | 24,3* | No   | 2,1*   | 2,1*  | 2,1*   |
| Chi phí khấu hao máy hiện hữu (nghìn USD/năm/MW) |              | 33,6   | 33,6 | 0    | 0    | 107      | 107  | 0,0  | 0,0  | 65            | 65    | 65    | 0,0   | No        | No    | No    | No    | No   | No     | No    | No     |
| Chi phí khấu hao máy mới (nghìn USD/năm/MW))     |              | 48     | 48   | 48   | 48   | 137      | 175  | 223  | 284  | No            | 106   | 135   | 173   | No        | 67    | 67    | 67    | No   | 35     | 30    | 25     |
| Chi phí O&M cố định (nghìn USD/năm/MW)           |              | 19,0   | 20,5 | 22,0 | 23,5 | 42       | 42,0 | 42,0 | 42,0 | No            | 13,9  | 13,9  | 13,9  | No        | 234   | 226   | 217   | No   | 0,3    | 0,3   | 0,3    |

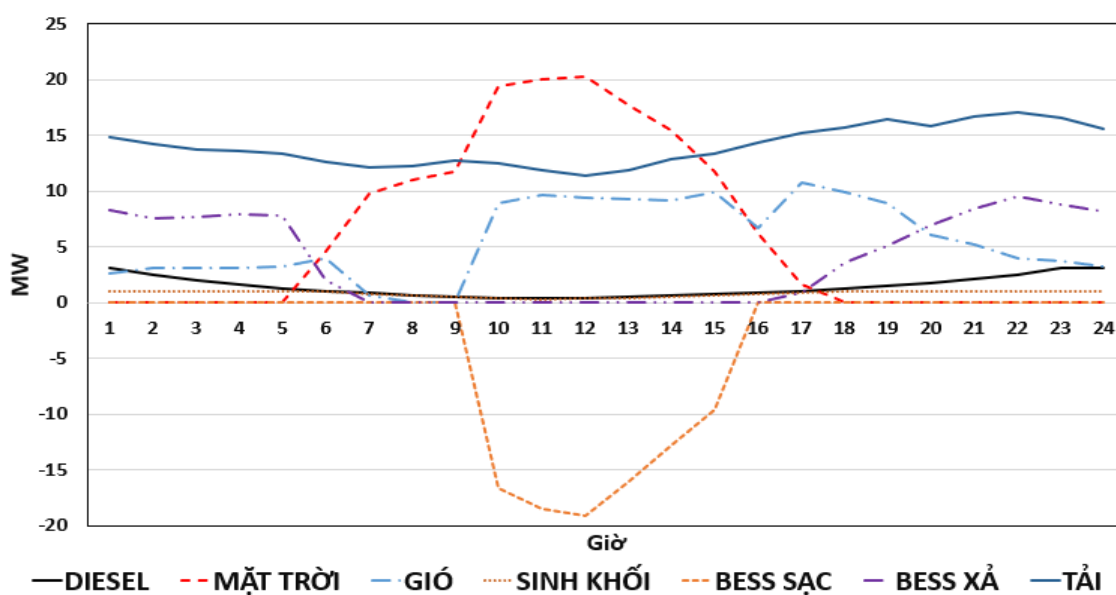
Ghi chú: No: Không sử dụng.

\* Dữ liệu được cung cấp bởi phần mềm Homer.

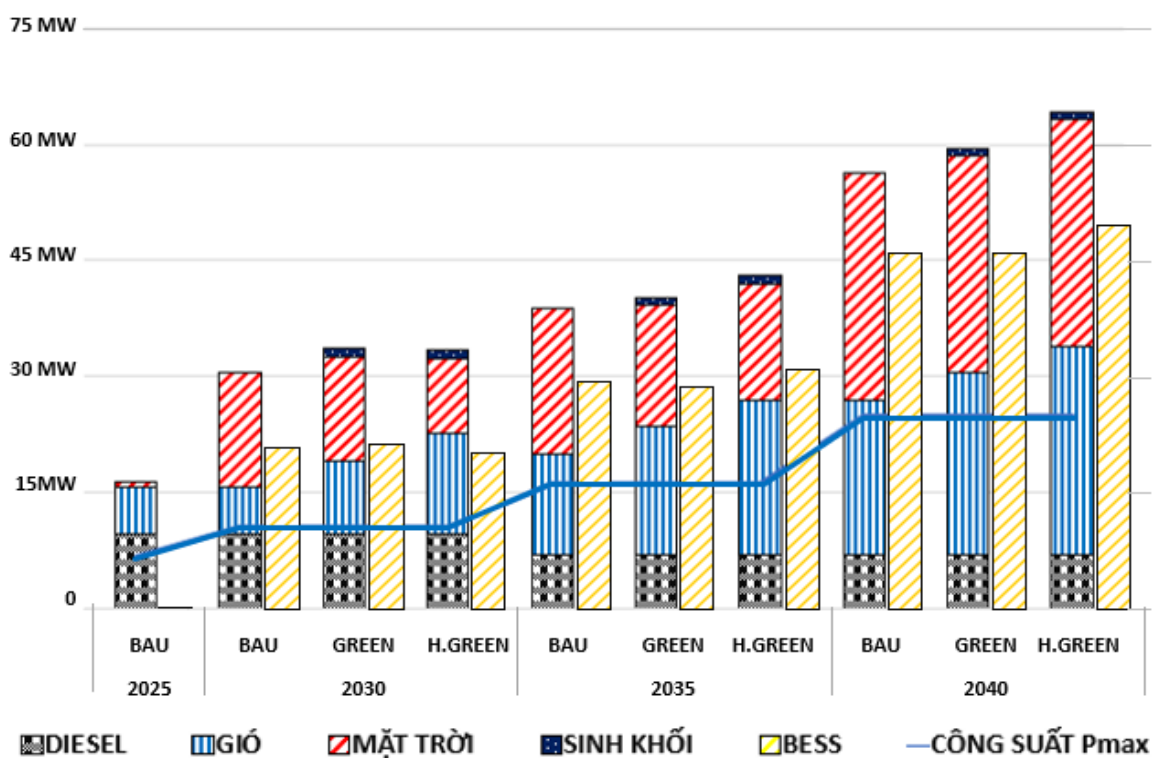
### 4.3.11. Kết quả

Sau khi nhập các dữ liệu đầu vào phần mềm LINDO, ta được kết quả cấu trúc phát điện tối ưu về mặt công suất lắp đặt và sản lượng của các dạng nguồn phát điện cho các năm 2025, 2030, 2035 và 2040 tương ứng từng kịch bản. Trên cơ sở các giá trị kết quả tính toán, tính được lượng phát thải CO<sub>2</sub> và chi phí phát điện. Các kết quả lần lượt được trình bày dưới đây.

#### 1. Công suất lắp đặt



Hình 4.55. Công suất phát của các loại nguồn theo phụ tải điển hình tháng 5 - 2040 KB GREEN.



Hình 4.56. Công suất lắp đặt của các nguồn phát và phụ tải cực đại qua các năm.

Hình 4.55 là biểu đồ thể hiện sự kết hợp giữa các nguồn phát điện trong một ngày điển hình (tháng 5 năm 2040 - kịch bản GREEN). Tiếp theo, toàn bộ cấu hình công suất đặt của các nguồn phát của các kịch bản qua từng năm được minh họa trong Hình 4.56. Kết quả tính toán công suất của các nguồn phát được huy động để đáp ứng nhu cầu phụ tải theo các kịch bản qua các năm được thể hiện như Bảng 4.44.

Bảng 4.44. Kết quả tính toán công suất của các nguồn phát được huy động để đáp ứng nhu cầu phụ tải theo các kịch bản qua các năm.

| Năm  | Kịch bản | DIESEL | GIÓ   | MẶT TRỜI | SINH KHỐI | BESS  | CÔNG SUẤT<br>$P_{\max}$ |
|------|----------|--------|-------|----------|-----------|-------|-------------------------|
| 2025 | BAU      | 3,68   | 6,00  | 0,73     | 0,00      | 0,00  | 6,84                    |
|      | BAU      | 2,51   | 6,00  | 14,73    | 0,00      | 20,92 | 10,53                   |
| 2030 | GREEN    | 0,50   | 9,50  | 13,38    | 1,00      | 21,00 | 10,53                   |
|      | H. GREEN | 0,00   | 13,00 | 9,64     | 1,00      | 20,14 | 10,53                   |
|      | BAU      | 3,30   | 13,00 | 18,73    | 0,00      | 29,67 | 16,20                   |
| 2035 | GREEN    | 1,45   | 16,50 | 15,73    | 1,00      | 28,89 | 16,20                   |
|      | H. GREEN | 0,00   | 20,00 | 14,98    | 1,00      | 31,34 | 16,20                   |
|      | BAU      | 4,75   | 20,00 | 29,23    | 0,00      | 46,36 | 24,93                   |
| 2040 | GREEN    | 3,05   | 23,50 | 28,04    | 1,00      | 46,32 | 24,93                   |
|      | H. GREEN | 0,00   | 27,00 | 29,16    | 1,00      | 49,80 | 24,93                   |

• **Năm 2025**

- Kịch bản BAU

+ Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  6,84 MW.

+ Nguồn điện gió: công suất huy động 6 MW, đạt 100% công suất lắp đặt.

+ Nguồn năng lượng mặt trời: công suất lắp đặt 0,73 MWp, được huy động tối đa (100%).

+ Nguồn điện diesel: công suất huy động 3,68 MW, chiếm 37% trong tổng công suất lắp đặt 9,7 MW.

+ Tỷ lệ công suất lắp đặt so với phụ tải 225,4%, cho thấy hệ thống có công suất dự trữ lớn, do các nhà máy điện diesel, điện gió và điện mặt trời hiện hữu.

Nhận xét: kịch bản BAU thể hiện một sự phụ thuộc lớn vào nguồn năng lượng diesel, chiếm tỷ trọng cao trong cơ cấu nguồn điện. Năng lượng tái tạo (gió và mặt trời) chỉ chiếm tỷ trọng nhỏ, điều này phản ánh mức độ khai thác còn hạn chế của các nguồn năng lượng tái tạo. Hệ thống cũng phụ thuộc nhiều vào diesel, dẫn đến lượng phát thải CO<sub>2</sub> cao và không bền vững về lâu dài. Để đạt được mục tiêu phát triển bền vững, cần tăng tỷ lệ năng lượng tái tạo trong cơ cấu nguồn năng lượng.

- **Năm 2030**

- Kịch bản BAU

- + Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  10,53 MW.
- + Nguồn điện diesel: công suất huy động 2,5 MW, chiếm tỷ lệ 25,77% công suất lắp đặt 9,7 MW.
- + Nguồn điện gió: công suất huy động 6 MW, đạt 100% công suất lắp đặt.
- + Nguồn điện mặt trời: công suất huy động 14,73 MW, đạt 100% công suất lắp đặt.
- + Tỷ lệ công suất lắp đặt/phụ tải: 288%, cho thấy dự trữ công suất tốt nhờ điện mặt trời gia tăng đáng kể.

Nhận xét: kịch bản BAU thể hiện sự gia tăng đáng kể trong tỷ lệ năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời, với tỷ lệ huy động đạt 100%. Tuy nhiên, nguồn diesel vẫn duy trì ở mức thấp (chỉ chiếm 25,77%), điều này chứng tỏ bước tiến trong việc giảm sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch. Tỷ lệ công suất lắp đặt so với phụ tải đạt 288%, cho thấy hệ thống có khả năng dự trữ công suất mạnh mẽ và đáp ứng được nhu cầu phụ tải. Tuy nhiên, các nguồn năng lượng tái tạo như gió và mặt trời vẫn chưa chiếm tỷ trọng đủ lớn để thay thế hoàn toàn năng lượng diesel.

- Kịch bản GREEN

- + Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  10,53 MW.
- + Nguồn điện gió: công suất huy động 9,5 MW, đạt 100% công suất lắp đặt.
- + Nguồn điện mặt trời: công suất huy động 13,38 MW.
- + Nguồn điện sinh khối: công suất lắp đặt 1 MW, hệ số công suất 0,4.
- + Nguồn điện diesel: công suất huy động 0,5 MW, phần còn lại trong tổng số 9,7 MW lắp đặt chủ yếu đóng vai trò dự trữ.

Nhận xét: kịch bản GREEN cho thấy sự tích cực trong việc khai thác năng lượng tái tạo, đặc biệt là gió và mặt trời, với công suất huy động của điện gió đạt 100% và điện mặt trời đạt 90%. Tuy nhiên, nguồn điện sinh khối (với công suất lắp đặt 1,0 MW, hệ số công suất 0,6 đã được huy động tham gia cơ cấu nguồn điện. Điện diesel được huy động lại với 0,5 MW, cho thấy việc sử dụng năng lượng tái tạo đã bắt đầu thay thế một phần nguồn diesel.

- Kịch bản HIGHER GREEN

- + Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  10,53 MW.
- + Nguồn điện gió: công suất huy động 13 MW, đạt 100% công suất lắp đặt.
- + Nguồn điện mặt trời: công suất huy động 9,64 MW (65,4% công suất lắp đặt).

+ Nguồn điện sinh khối: công suất lắp đặt 1 MW, hệ số công suất 0,4 tiếp tục được huy động bổ sung để đáp ứng nhu cầu phụ tải.

+ Nguồn điện diesel: không huy động, chỉ đóng vai trò dự trữ.

Nhận xét: kịch bản HIGHER GREEN thể hiện sự loại bỏ hoàn toàn năng lượng diesel và tăng cường sử dụng năng lượng tái tạo. Công suất điện gió và điện mặt trời đều được huy động tối đa (100% cho gió và 65,4% cho mặt trời), cùng với sự tham gia của năng lượng sinh khối. Kịch bản này phản ánh một xu hướng mạnh mẽ về phát triển bền vững và giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub>.

#### • Năm 2035

- Kịch bản BAU

+ Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  16,2 MW.

+ Nguồn điện diesel: công suất lắp đặt giảm còn 7 MW do một số nhà máy diesel được lắp đặt trước đó hết hạn sử dụng, công suất huy động 3,3 MW, phần còn lại đóng vai trò công suất dự trữ.

+ Nguồn điện gió: công suất huy động 13 MW, đạt 100% công suất lắp đặt.

+ Nguồn điện mặt trời: công suất huy động 18,73 MW, đạt 100% công suất lắp đặt.

Nhận xét: kịch bản BAU tiếp tục duy trì sự giảm dần của năng lượng diesel, với công suất diesel giảm xuống còn 3,3 MW. Năng lượng tái tạo (gió và mặt trời) chiếm tỷ trọng chính trong cơ cấu nguồn điện, cho thấy sự chuyển hướng mạnh mẽ từ năng lượng hóa thạch sang năng lượng tái tạo. Điều này đồng thời cũng phản ánh xu hướng bền vững hơn trong việc khai thác năng lượng.

- Kịch bản GREEN

+ Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  16,2 MW.

+ Nguồn điện gió: công suất huy động 16,5 MW, đạt 100%.

+ Nguồn điện mặt trời: công suất huy động 15,73 MW (83,98% công suất lắp đặt).

+ Nguồn điện sinh khối: công suất huy động 1 MW.

+ Nguồn điện diesel: công suất huy động 1,5 MW, chiếm 21,4% công suất lắp đặt.

Nhận xét: trong kịch bản GREEN, điện gió và mặt trời tiếp tục chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu nguồn điện, đặc biệt là điện gió (100%). Mặc dù công suất điện mặt trời tham gia với tỷ lệ huy động vẫn cao (83,98%). Nguồn sinh khối cũng được khai thác, nhưng vẫn chiếm tỷ trọng nhỏ. Năng lượng diesel vẫn tiếp tục giảm dần và chiếm tỷ lệ nhỏ, nhưng chiếm tỷ lệ (21,4%) cao hơn so với kịch bản GREEN 2030 do các nhà máy diesel đã được khấu hao hết, cho thấy sự chuyển dịch mạnh mẽ sang năng lượng tái tạo.

- Kịch bản HIGHER GREEN

- + Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  16,2 MW.
- + Nguồn điện gió: công suất huy động 20 MW, đạt 100% công suất lắp đặt.
- + Nguồn điện mặt trời: công suất huy động 14,98 MW (80% công suất lắp đặt).
- + Nguồn điện sinh khối: công suất huy động 1 MW (hệ số công suất 0,6).
- + Nguồn điện diesel: công suất 7MW lắp đặt còn hiện hữu đã không được huy động, chỉ đóng vai trò dự trữ công suất.

Nhận xét: kịch bản HIGHER GREEN tiếp tục duy trì sự loại bỏ hoàn toàn năng lượng diesel và tăng cường năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện gió và mặt trời. Năng lượng tái tạo đã trở thành nguồn chủ đạo trong cơ cấu nguồn điện và năng lượng sinh khối đóng vai trò bổ sung để đáp ứng nhu cầu phụ tải. Đây là kịch bản tiên bộ nhất với khả năng giảm dần phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch.

• Năm 2040

- Kịch bản BAU

- + Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  24,93 MW.
- + Nguồn điện gió: công suất huy động 20 MW, đạt 100% công suất lắp đặt.
- + Nguồn điện mặt trời: công suất huy động 28,04 MW đạt 95,6% công suất lắp đặt.
- + Nguồn điện diesel: công suất huy động 4,7 MW, chiếm 67,8% công suất lắp đặt.

Nhận xét: kịch bản BAU cho thấy sự thay đổi rõ rệt với sự giảm mạnh của năng lượng diesel, tuy nhiên để đáp ứng nhu cầu phụ tải, diesel vẫn được huy động 4,7 MW, trong khi năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện gió và điện mặt trời, chiếm tỷ trọng lớn (100% cho điện gió và 95,6% cho điện mặt trời). Kịch bản này phản ánh sự thâm nhập mạnh mẽ của năng lượng tái tạo vào cơ cấu nguồn điện, mặc dù nguồn điện diesel vẫn duy trì ở mức nhất định, nhưng tỷ trọng của nó đang giảm dần.

- Kịch bản GREEN

- + Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  24,93 MW.
- + Nguồn điện gió: công suất huy động 23,5 MW, đạt 100%.
- + Nguồn điện mặt trời: công suất huy động 28,04 MW (96,6%).
- + Nguồn điện sinh khối: công suất huy động 1 MW với hệ số công suất 0,8.
- + Nguồn điện diesel: tương tự như kịch bản GREEN 2035, các nhà máy diesel đã được khấu hao hết, chi phí phát điện giảm và để đáp ứng yêu cầu phụ tải, công suất diesel được huy động là 3,05 MW, chiếm 43% công suất lắp đặt.

Nhận xét: kịch bản GREEN tại năm 2040 đã tăng cường lớn sự thay thế bởi năng lượng diesel bằng năng lượng tái tạo, với công suất huy động từ điện gió và điện mặt trời đạt 100% công suất lắp đặt. Sinh khối cũng tham gia góp phần đáp ứng nhu cầu phụ tải, mặc dù tỷ trọng của nó vẫn nhỏ. Tuy nhiên vẫn còn sự tham gia của diesel để đảm bảo nhu cầu phụ tải. Kết quả này thể hiện sự chuyển đổi bền vững và giảm dần phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch.

- Kịch bản HIGHER GREEN

+ Công suất phụ tải cực đại  $P_{\max}$  24,93 MW.

+ Nguồn điện gió: công suất huy động 27 MW, đạt 100%.

+ Nguồn điện mặt trời: công suất huy động 29,16 MW (99%).

+ Nguồn điện sinh khối: công suất huy động 1 MW, hệ số công suất 0,8, đạt 100%.

+ Nguồn điện diesel: không huy động, chỉ đóng vai trò dự trữ.

Nhận xét: kịch bản HIGHER GREEN cho thấy sự chuyển đổi hoàn toàn sang năng lượng tái tạo, với điện gió và điện mặt trời chiếm tỷ trọng lớn trong cơ cấu nguồn điện (100% cho điện gió và 99% cho điện mặt trời). Nguồn điện sinh khối tiếp tục tham gia nhưng với tỷ trọng nhỏ, trong khi năng lượng diesel không được huy động. Điều này phản ánh một hệ thống điện hoàn toàn bền vững với 100% năng lượng tái tạo, phù hợp với xu hướng toàn cầu về giảm phát thải và bảo vệ môi trường.

• **Đánh giá về việc huy động công suất của hệ thống lớn hơn nhiều so với nhu cầu phụ tải cực đại:**

- Công suất lắp đặt và hệ số công suất: vào năm 2025, công suất lắp đặt hiện tại của hệ thống được xác định theo tình hình thực tế. Tuy nhiên, trong các năm tiếp theo, công suất lắp đặt sẽ được xác định dựa trên công suất phát cực đại của từng loại nguồn phát điện nhân với hệ số công suất tương ứng.

- Tác động bởi sự thâm nhập của điện mặt trời áp mái

+ Theo giả định nghiên cứu, sự thâm nhập của điện mặt trời áp mái sẽ giảm nhu cầu tiêu thụ điện từ lưới trong khung giờ có mặt trời, từ 6 giờ sáng đến 18 giờ chiều.

+ Tải đỉnh của hệ thống sẽ chuyển sang khung giờ từ 18 giờ đến 23 giờ, tùy thời điểm trong ngày hoặc tháng. Tại thời điểm này, năng lượng mặt trời không tham gia cung cấp điện. Thay vào đó, các nguồn như diesel, gió, BESS và điện từ chất thải rắn sẽ phối hợp để đáp ứng tải đỉnh.

- Đặc điểm của điện gió

- + Sản lượng điện gió cao nhất vào tháng 01 và tháng 12, thấp nhất vào tháng 4 và tháng 5.
- + Trong các tháng 01 và 12, công suất phát từ điện gió sẽ được huy động tối đa, giảm sự phụ thuộc vào các loại nguồn khác.

- + Ngược lại, vào tháng 4 và tháng 5, khi công suất phát từ điện gió suy giảm, các nguồn diesel, điện từ chất thải rắn, điện mặt trời và BESS phải tăng cường hoạt động để đáp ứng nhu cầu tải.

- Quản lý vận hành tối ưu: dù công suất cực đại của toàn hệ thống lớn, nhưng hệ số đồng thời của các nguồn phát thấp, hệ số công suất phát giữa các nguồn không đồng nhất. Vì vậy, việc vận hành tối ưu không huy động đồng thời tất cả nguồn phát mà cần phối hợp linh hoạt theo thời điểm để đảm bảo hiệu quả và đáp ứng tốt nhất nhu cầu tải.

### **Đánh giá về công suất các kịch bản:**

- Kịch bản HIGHER GREEN là kịch bản tiên tiến nhất, hoàn toàn loại bỏ nguồn điện diesel và tập trung tối đa vào năng lượng tái tạo. Điều này giúp đảm bảo phát triển bền vững và thân thiện với môi trường.

- Kịch bản BAU và GREEN tuy có sự gia tăng năng lượng tái tạo nhưng vẫn duy trì một tỷ lệ nhất định của năng lượng hóa thạch, đặc biệt là diesel. Tuy nhiên, sự gia tăng này không đủ mạnh để thay thế hoàn toàn nguồn điện hóa thạch trong giai đoạn đầu.

### **• Nhận xét chung**

- Các kịch bản qua các năm cho thấy sự giảm dần phụ thuộc vào năng lượng diesel, nhường chỗ cho năng lượng tái tạo.

- Điện gió tỏ ra rất phù hợp với đảo Phú Quý và có xu hướng tăng mạnh qua các năm. Trong tất cả các kịch bản và các năm, điện gió hầu như luôn đạt đến giới hạn công suất được cài đặt.

- Trái ngược với điện gió, vai trò của điện mặt trời trong các kịch bản chủ yếu tập trung vào việc sạc BESS. Nguyên nhân chính bao gồm: (1) điện gió vốn có thể khai thác gần như suốt cả ngày, điện mặt trời chỉ hoạt động trong khung giờ giới hạn vào ban ngày, (2) sự phát triển mạnh mẽ của điện mặt trời áp mái đã làm giảm đáng kể nhu cầu sử dụng điện vào ban ngày, khiến vai trò của điện mặt trời từ các nhà máy trở nên kém quan trọng hơn. Do đó, đóng góp chính của các nhà máy điện mặt trời chủ yếu tập trung vào việc hỗ trợ sạc BESS.

- Nói cách khác, trong các kịch bản có mức tăng trưởng điện gió thấp, điện mặt trời và BESS sẽ được huy động nhiều hơn. Điều này được thể hiện rõ qua đồ thị, khi

công suất đặt điện mặt trời trong kịch bản BAU thường cao hơn so với kịch bản GREEN và HIGHER GREEN, mặc dù cả ba kịch bản đều áp dụng cùng một giới hạn tăng trưởng công suất cho điện mặt trời.

- Đóng góp của hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) mang lại ý nghĩa quan trọng trong việc điều tiết hệ thống điện và thay thế điện diesel, đặc biệt khi giá nhiên liệu tăng cao. BESS phục vụ cho việc lưu trữ năng lượng từ nguồn phát điện gió và điện mặt trời tại những thời điểm, do đặc thù của thời tiết (nắng tốt, tốc độ gió tốt đảm bảo khả năng phát điện), dẫn đến công suất phát của hệ thống lớn hơn yêu cầu của phụ tải, BESS được sạc. Đồng thời, cũng do đặc điểm của thời tiết (nắng yếu, tốc độ gió thấp), hệ thống phát công suất không đảm bảo, BESS sẽ xả năng lượng được lưu trữ để phục vụ nhu cầu phụ tải. Nói một cách khác hạn chế của BESS là để xả ra một lượng điện lớn, cần phải sạc vào một lượng điện tương ứng. Điều này dẫn đến yêu cầu công suất đặt hỗn hợp của điện gió và điện mặt trời phải cao hơn, không chỉ để đáp ứng nhu cầu phụ tải mà còn để sản xuất điện dư thừa nhằm sạc BESS.

Bảng 4.45. Tỷ lệ dự trữ công suất theo các kịch bản qua các năm.

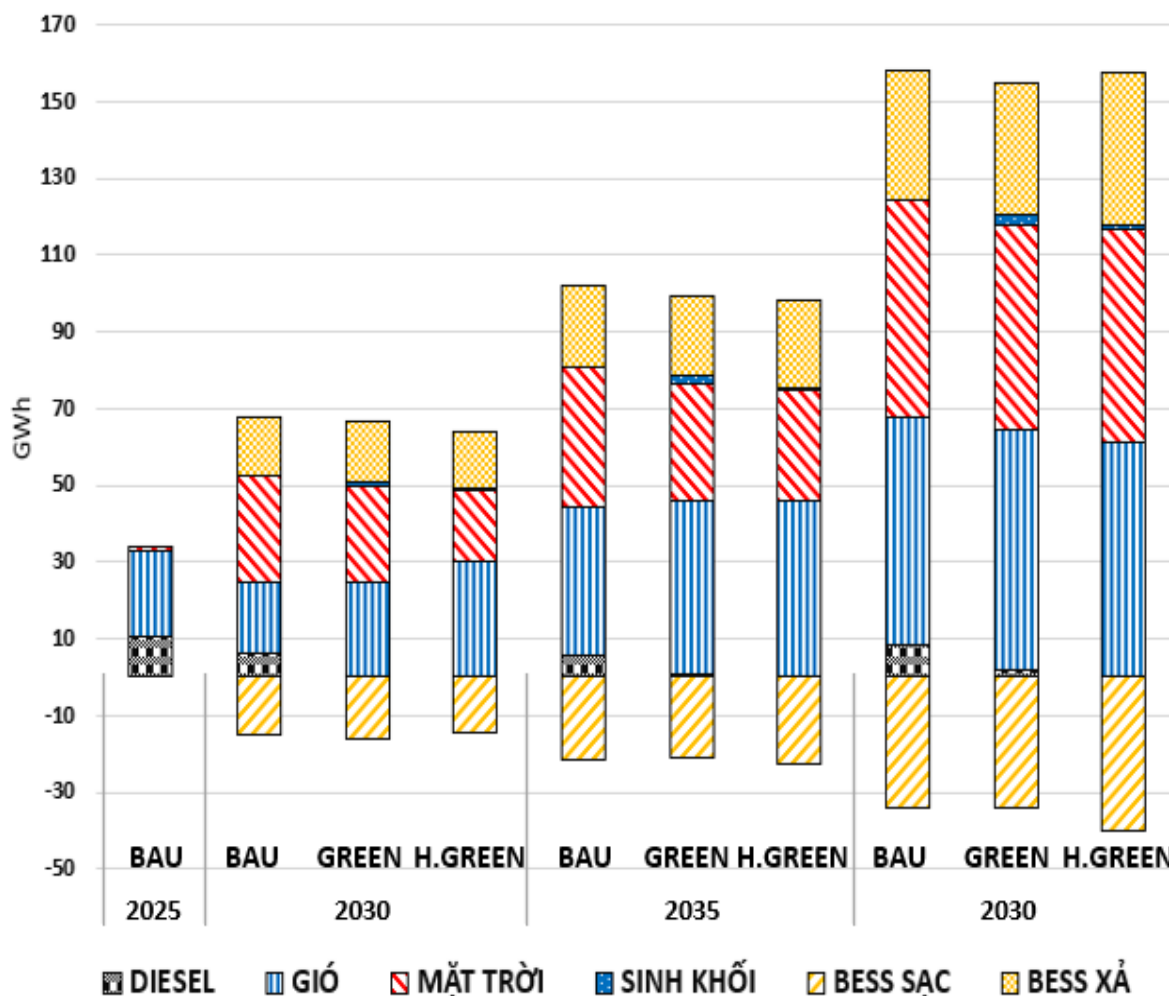
| Năm  | Kịch bản     | Phụ tải đỉnh (MW) | Diesel không dùng đến (MW) | Tỷ lệ dự trữ công suất (%) |
|------|--------------|-------------------|----------------------------|----------------------------|
| 2025 | BAU          | 6,84              | 6,02                       | 88,01                      |
|      | BAU          | 10,53             | 7,19                       | 68,28                      |
| 2030 | GREEN        | 10,53             | 9,20                       | 87,37                      |
|      | HIGHER GREEN | 10,53             | 9,70                       | 92,12                      |
| 2035 | BAU          | 16,20             | 3,70                       | 22,84                      |
|      | GREEN        | 16,20             | 5,55                       | 34,26                      |
|      | HIGHER GREEN | 16,20             | 7,00                       | 43,21                      |
| 2040 | BAU          | 24,93             | 2,25                       | 9,03                       |
|      | GREEN        | 24,93             | 3,95                       | 15,84                      |
|      | HIGHER GREEN | 24,93             | 7,00                       | 28,08                      |

- Do giả định của luận án, điện sinh khối chỉ được triển khai trong các kịch bản GREEN và HIGHER GREEN. Tuy nhiên, vì lượng rác thải trên đảo không nhiều, công

suất lắp đặt của điện sinh khối chỉ đạt mức 1 MW với các hệ số công suất được tăng dần, nhờ dân số tăng làm cho lượng rác thải sinh hoạt tăng theo từ 2030 đến 2040.

- Lượng diesel không được huy động để sử dụng so với công suất lắp đặt được gọi là công suất dư. Công suất dư này được xem như công suất dự trữ (reserve) trong các kịch bản. Tùy thuộc vào từng kịch bản, tỷ lệ dự trữ công suất sẽ khác nhau. Thông tin chi tiết về tỷ lệ dự trữ công suất của các kịch bản được trình bày trong Bảng 4.45.

## 2. Sản lượng của hệ thống.



Hình 4.57. Sản lượng phát điện của các nguồn phát theo các kịch bản qua các năm.

Tương ứng với công suất lắp đặt đã phân tích ở trên, Hình 4.57 thể hiện kết quả dự báo về sản lượng phát điện tối ưu của các kịch bản qua các năm. Sản lượng của hệ thống sẽ được tạo ra bởi các nguồn điện mặt trời, điện gió, sinh khối và diesel. Sản lượng sạc và xả của BESS chủ yếu được cung cấp bởi các nguồn năng lượng tái tạo, với phần sạc và xả gần như đối xứng nhau. Sản lượng phát điện qua các năm của các kịch bản sẽ đáp ứng ràng buộc về cân bằng công suất, tức là tổng sản lượng của các nguồn phát sẽ bằng nhu cầu phụ tải.

- **Năm 2025**

Kịch bản BAU: sản lượng điện diesel 10,592 GWh (31,1%), sản lượng điện gió 22,029 GWh (64,6%), sản lượng điện mặt trời 1,467 GWh (4,3%). Tổng sản lượng 34,088 GWh, Trong kịch bản BAU 2025, điện gió chiếm tỷ lệ lớn nhất (64,6%), với điện diesel là nguồn năng lượng chủ yếu (31,1%). Điện mặt trời chiếm tỷ lệ nhỏ nhất với 4,3% và không có điện sinh khối trong kịch bản này.

- **Năm 2030**

- Kịch bản BAU 2030: sản lượng điện diesel 6,392 GWh (12,2%), sản lượng điện gió 18,530 GWh (35,3%), sản lượng điện mặt trời 27,539 GWh (52,5%). Tổng sản lượng 52,461 GWh, so với kịch bản BAU 2025, tỷ lệ điện gió giảm xuống (35,3%) và điện mặt trời tăng mạnh lên 52,5%, cho thấy sự chuyển dịch mạnh mẽ sang năng lượng mặt trời trong kịch bản BAU. Điện diesel giảm mạnh, còn điện sinh khối vẫn chưa tham gia.

- Kịch bản GREEN: sản lượng điện diesel 0,241 GWh (0,5%), sản lượng điện gió 24,203 GWh (47,7%), sản lượng điện mặt trời 25,229 GWh (49,7%), sản lượng điện sinh khối 1,151 GWh (2,3%). Tổng sản lượng 50,825 GWh, kịch bản GREEN 2030 thể hiện sự chuyển dịch mạnh mẽ sang năng lượng tái tạo, với điện gió và điện mặt trời chiếm tổng cộng 97,4%. Nguồn điện sinh khối bắt đầu tham gia với tỷ lệ 2,3%, nguồn phát điện diesel giảm mạnh chỉ còn 0,5%.

- Kịch bản H. GREEN: sản lượng điện diesel 0,000 GWh (0%), sản lượng điện gió 30,126 GWh (61,2%), sản lượng điện mặt trời 18,741 GWh (38,0%), sản lượng điện sinh khối 0,321 GWh (0,7%). Tổng sản lượng 49,189 GWh, kịch bản HIGHER GREEN 2030 cho thấy điện gió chiếm tỷ lệ cao nhất (61,2%), với điện mặt trời chiếm 38%. Điện diesel không được huy động và điện sinh khối chiếm tỷ lệ nhỏ nhất (0,7%).

- **Năm 2035**

- Kịch bản BAU: sản lượng điện diesel 5,825 GWh (7,2%), sản lượng điện gió 38,572 GWh (47,9%), sản lượng điện mặt trời 36,109 GWh (44,9%), sản lượng điện sinh khối 0,000 GWh (0%). Tổng sản lượng 80,505 GWh, tỷ lệ điện gió và điện mặt trời gần như cân bằng (cùng khoảng 47-44%) và điện diesel tiếp tục giảm xuống còn 7,2%. Năng lượng tái tạo đã chiếm tỷ lệ rất lớn trong tổng sản lượng.

- Kịch bản GREEN: sản lượng điện diesel 0,935 GWh (1,2%), sản lượng điện gió 44,851 GWh (57,2%), sản lượng điện mặt trời 30,681 GWh (39,2%), sản lượng điện sinh khối 1,895 GWh (2,4%). Tổng sản lượng 78,362 GWh, kịch bản GREEN vẫn duy trì tỷ lệ năng lượng tái tạo rất cao, với điện gió chiếm 57,2% và điện mặt trời chiếm 39,2%. Điện sinh khối bắt đầu tham gia đáng kể với tỷ lệ 2,4%.

- Kịch bản HIGHER GREEN: sản lượng điện diesel 0,0 GWh (0%), sản lượng điện gió 45,953 GWh (61,0%), sản lượng điện mặt trời 29,086 GWh (38,5%), sản lượng điện sinh khối 0,454 GWh (0,6%). Tổng sản lượng 75,493 GWh, kịch bản HIGHER GREEN có tỷ lệ điện gió cao nhất (61%), với điện mặt trời chiếm 38,5%. Điện sinh khối tham gia với tỷ lệ nhỏ 0,6%, trong khi điện diesel không được huy động.

- **Năm 2040**

- Kịch bản BAU: sản lượng điện diesel 8,296 GWh (6,7%), sản lượng điện gió 59,342 GWh (47,8%), sản lượng điện mặt trời 56,387 GWh (45,5%). Tổng sản lượng 124,025 GWh, tỷ lệ điện gió và điện mặt trời vẫn chiếm ưu thế, tương ứng 47,8% và 45,5%. Năng lượng tái tạo chiếm đa số và điện diesel vẫn tồn tại nhưng chiếm tỷ lệ rất nhỏ (6,7%).

- Kịch bản GREEN: sản lượng điện diesel 1,975 GWh (1,6%), sản lượng điện gió 62,304 GWh (51,7%), sản lượng điện mặt trời 53,729 GWh (44,5%), sản lượng điện sinh khối 2,679 GWh (2,2%). Tổng sản lượng 120,686 GWh, kịch bản GREEN vẫn duy trì tỷ lệ năng lượng tái tạo rất cao, với điện gió chiếm 51,7% và điện mặt trời chiếm 44,5%. Điện sinh khối tham gia với tỷ lệ 2,2% và điện diesel giảm xuống còn 1,6%.

- Kịch bản HIGHER GREEN: sản lượng điện diesel 0,0 GWh (0%), sản lượng điện gió 61,359 GWh (52,3%), sản lượng điện mặt trời 55,345 GWh (47,1%), sản lượng điện sinh khối 0,821 GWh (0,7%). Tổng sản lượng 117,525 GWh, kịch bản HIGHER GREEN có tỷ lệ điện gió cao nhất (52,3%) và điện mặt trời chiếm 47,1%. Điện sinh khối tham gia với tỷ lệ nhỏ 0,7%, trong khi điện diesel không được huy động.

- **Nhận xét**

- Giả định rằng nguồn điện mặt trời áp mái sẽ thâm nhập mạnh mẽ vào lưới điện, dẫn đến sự giảm dần nhu cầu phụ tải. Sự thâm nhập này tăng dần theo các kịch bản GREEN và HIGHER GREEN, khiến nhu cầu phụ tải giảm theo thứ tự BAU > GREEN > HIGHER GREEN. Kết quả là, sản lượng điện phát ra cân bằng với nhu cầu phụ tải trong cùng một năm của ba kịch bản này nên cũng giảm tương ứng.

- Các hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) gia tăng đáng kể qua các năm, đặc biệt trong các kịch bản liên quan đến năng lượng tái tạo. BESS đóng vai trò quan trọng trong việc ổn định nguồn cung điện, bằng cách hỗ trợ lưu trữ và phân phối năng lượng tái tạo khi cần thiết.

- **Đánh giá sự tham gia của năng lượng tái tạo theo từng năm và theo kịch bản**

- Năm 2025: năng lượng tái tạo (gió + mặt trời) chiếm 68,9% trong tổng sản lượng điện, với gió chiếm tỷ lệ lớn. Trong kịch bản BAU, diesel vẫn là nguồn phát chính.

- Năm 2030: trong kịch bản GREEN, năng lượng tái tạo chiếm 97,4% tổng sản lượng, trong khi trong kịch bản HIGHER GREEN, tỷ lệ này là 61,9%. Diesel gần như không còn tham gia vào việc cung cấp điện.

- Năm 2035: tỷ lệ năng lượng tái tạo tiếp tục gia tăng, đạt từ 92,8% đến 100% trong các kịch bản. Điện gió và điện mặt trời tiếp tục đóng vai trò chủ đạo.

- Năm 2040: tỷ lệ năng lượng tái tạo trong kịch bản GREEN và HIGHER GREEN gần như đạt 100%, với điện gió và điện mặt trời chiếm tỷ trọng lớn. Điều này phản ánh mục tiêu bền vững về năng lượng tái tạo trong tương lai.

Năng lượng tái tạo đã và sẽ tiếp tục đóng vai trò chủ đạo trong các kịch bản phát triển năng lượng bền vững. Các nguồn điện gió và mặt trời, đặc biệt là trong các kịch bản GREEN và HIGHER GREEN, sẽ ngày càng chiếm ưu thế, trong khi năng lượng từ diesel sẽ giảm mạnh. Sự gia tăng của hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) cũng sẽ góp phần quan trọng trong việc duy trì sự ổn định nguồn cung điện từ năng lượng tái tạo.

### 3. Chi phí phát điện

Kết quả dự báo về chi phí phát điện được trình bày ở Bảng 4.46 tương ứng với những kịch bản khác nhau sẽ có chi phí phát điện khác nhau:

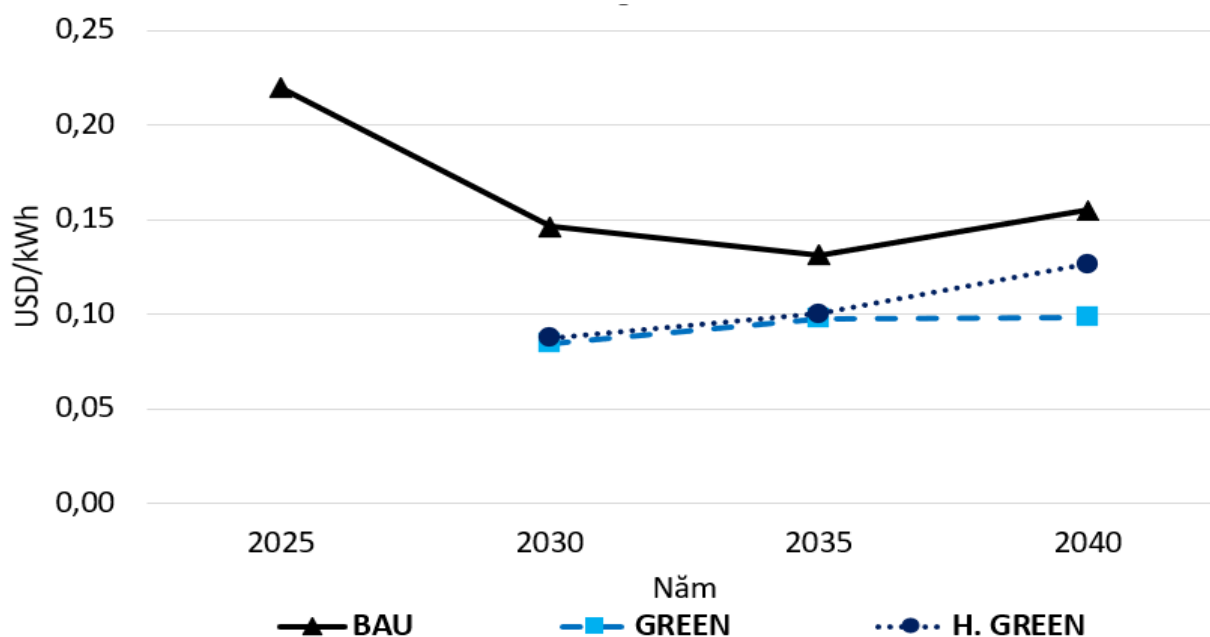
Bảng 4.46. Chi phí phát điện của các kịch bản qua các năm.

| ĐVT: USD/kWh |       |       |       |       |
|--------------|-------|-------|-------|-------|
| Kịch bản     | 2025  | 2030  | 2035  | 2040  |
| BAU          | 0,220 | 0,150 | 0,132 | 0,155 |
| GREEN        | -     | 0,080 | 0,098 | 0,099 |
| HIGH GREEN   | -     | 0,090 | 0,100 | 0,127 |

- **Năm 2025**

- Kịch bản BAU có chi phí phát điện là 22 UScent /kWh. Trong năm này, các giải pháp xanh chưa tác động đáng kể và nhu cầu năng lượng phát triển theo xu hướng tự nhiên.

Biểu đồ Hình 4.58 thể hiện sự tăng, giảm của chi phí phát điện của các kịch bản qua các năm.



Hình 4.58. Chi phí phát điện của ba kịch bản

- **Năm 2030**

- Kịch bản BAU dự báo chi phí phát điện là 15 UScent/kWh. Đây là mức chi phí thấp hơn so với năm 2025, nhờ vào việc giảm dần sự phụ thuộc vào diesel. Tuy nhiên, mức độ phụ thuộc vào nhiên liệu diesel vẫn còn khá lớn, ảnh hưởng đến giá điện.

- Kịch bản GREEN có chi phí phát điện chỉ 8 UScent/kWh, thấp hơn 46,7% so với BAU. Một điểm thú vị và đặc trưng trong cơ cấu phát điện của đảo Phú Quý là đến năm 2030, các nhà máy diesel gần như đã hết khấu hao, vì vậy việc sử dụng một lượng nhỏ diesel vào những thời điểm thiếu hụt nguồn phát sẽ giúp duy trì chi phí phát điện thấp hơn so với việc loại bỏ hoàn toàn nguồn phát diesel và đầu tư vào một hệ thống hỗn hợp điện mặt trời và BESS. Điều này giải thích vì sao chi phí phát điện của kịch bản GREEN trong những năm sau lại thấp hơn so với kịch bản HIGHER GREEN. Sự tham gia mạnh mẽ của điện mặt trời và gió, cùng các nguồn năng lượng tái tạo khác, giúp giảm đáng kể chi phí phát điện.

- Kịch bản HIGHER GREEN có chi phí phát điện là 9 UScent/kWh, thấp hơn 40% so với BAU. Mặc dù có chi phí cao hơn kịch bản GREEN, kịch bản này vẫn cho thấy hiệu quả trong việc giảm chi phí phát điện nhờ vào việc tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo, cùng với đầu tư mạnh mẽ vào hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). Tuy nhiên, việc áp dụng 100% năng lượng tái tạo (NLTT) trong kịch bản này sẽ mang lại hiệu quả môi trường cao hơn so với các kịch bản còn lại.

- **Năm 2035**

- Kịch bản BAU có chi phí phát điện là 13,2 UScent/kWh, tiếp tục giảm so với năm 2030, nhưng vẫn giữ mức chi phí khá cao do vẫn phụ thuộc vào diesel.

- Kịch bản GREEN có chi phí phát điện là 9,8 UScent/kWh, thấp hơn 25,8% so với BAU. Sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn điện tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời và gió, giúp giảm đáng kể chi phí phát điện.

- Kịch bản HIGHER GREEN có chi phí phát điện là 10 UScent/kWh, thấp hơn 24,2% so với BAU. Mặc dù chi phí cao hơn một chút so với kịch bản GREEN, nhưng kịch bản này vẫn mang lại hiệu quả rõ rệt trong việc giảm chi phí phát điện nhờ vào sự đầu tư vào các nguồn năng lượng tái tạo. Đồng thời, việc áp dụng 100% NLTT trong kịch bản này sẽ mang lại hiệu quả môi trường tốt hơn các kịch bản còn lại.

- **Năm 2040**

- Kịch bản BAU dự báo chi phí phát điện sẽ trở lại mức 15,5 UScent/kWh, tăng 13% so với năm 2035. Điều này là do sự gia tăng phụ thuộc vào diesel khi các nguồn năng lượng tái tạo đạt đến giới hạn, dẫn đến chi phí phát điện cao hơn.

- Kịch bản GREEN duy trì chi phí phát điện ở mức 9,9 UScent/kWh, chỉ tăng 1% so với năm 2035 và thấp hơn 36% so với BAU. Việc sử dụng diesel vào những thời điểm cần thiết giúp giữ chi phí phát điện ở mức thấp hơn so với kịch bản HIGHER GREEN.

- Kịch bản HIGHER GREEN có chi phí phát điện là 12,7 UScent/kWh, tăng 27% so với năm 2035, thấp hơn 18% so với BAU. Mặc dù chi phí cao hơn, kịch bản này vẫn duy trì hiệu quả trong việc giảm phát thải CO<sub>2</sub> và tối ưu hóa sự thâm nhập của các nguồn năng lượng tái tạo.

- **Kết luận và đánh giá**

- Kịch bản BAU vẫn duy trì chi phí phát điện cao, đặc biệt trong giai đoạn 2040, khi cần phải phụ thuộc nhiều vào diesel.

- Kịch bản GREEN có lợi thế lớn về chi phí phát điện trong tất cả các giai đoạn so với BAU và HIGHER GREEN, đặc biệt là trong giai đoạn 2030 và 2040.

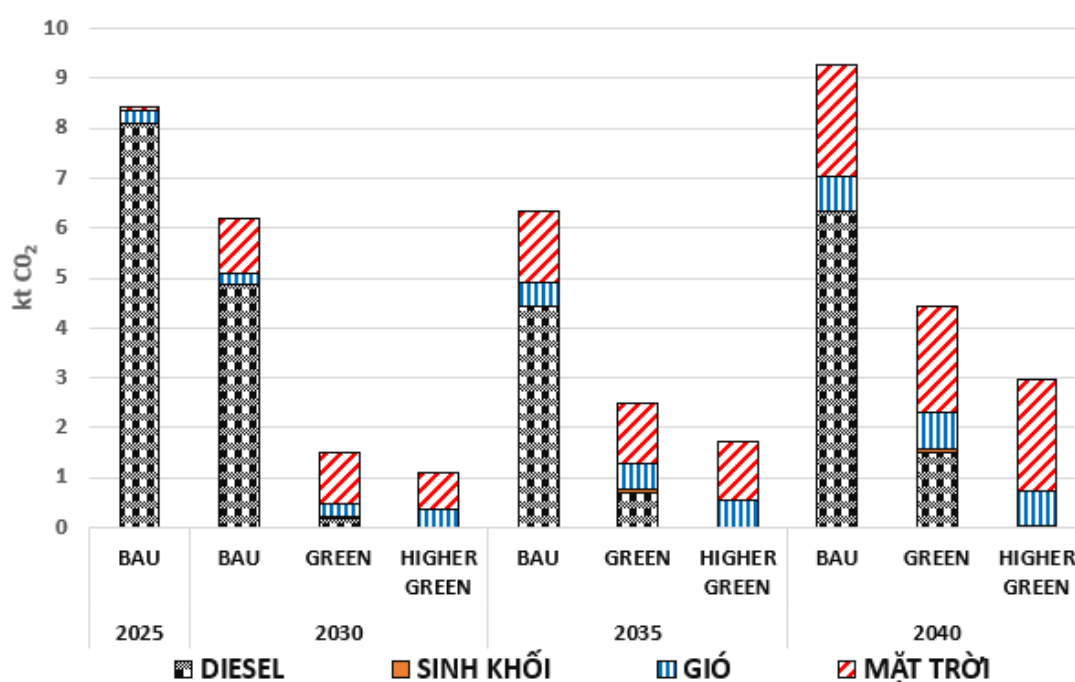
- Kịch bản HIGHER GREEN có chi phí cao hơn GREEN, nhưng vẫn thấp hơn BAU. Sự chênh lệch này xuất phát từ việc HIGHER GREEN đầu tư mạnh mẽ vào các nguồn năng lượng tái tạo và hệ thống lưu trữ (BESS), dẫn đến chi phí cao hơn, nhưng với sự tham gia 100% năng lượng tái tạo, kịch bản này sẽ mang lại hiệu quả môi trường cao hơn các kịch bản khác.

#### 4. Lượng phát thải CO<sub>2</sub>

Bảng 4.47. Lượng phát thải CO<sub>2</sub> của từng loại nguồn theo các kịch bản.

ĐVT: ktCO<sub>2</sub>

| Năm  | Kịch bản     | Diesel | Sinh khối | Gió  | Mặt trời | Tổng |
|------|--------------|--------|-----------|------|----------|------|
| 2025 | BAU          | 8,09   | 0,00      | 0,26 | 0,06     | 8,40 |
|      | BAU          | 4,88   | 0,00      | 0,22 | 1,10     | 6,20 |
| 2030 | GREEN        | 0,18   | 0,02      | 0,28 | 1,01     | 1,50 |
|      | HIGHER GREEN | 0,00   | 0,01      | 0,35 | 0,75     | 1,11 |
|      | BAU          | 4,45   | 0,00      | 0,45 | 1,44     | 6,34 |
| 2035 | GREEN        | 0,71   | 0,04      | 0,52 | 1,23     | 2,50 |
|      | HIGHER GREEN | 0,00   | 0,01      | 0,54 | 1,16     | 1,71 |
|      | BAU          | 6,33   | 0,00      | 0,69 | 2,26     | 9,28 |
| 2040 | GREEN        | 1,51   | 0,05      | 0,73 | 2,15     | 4,44 |
|      | HIGHER GREEN | 0,00   | 0,02      | 0,72 | 2,21     | 2,95 |



Hình 4.59. Phát thải CO<sub>2</sub> của các kịch bản qua các năm

Dự báo tổng lượng phát thải CO<sub>2</sub> của các kịch bản khác nhau qua các năm được thể hiện trong Bảng 4.47. Biểu đồ kết quả dự báo lượng phát thải cho các kịch bản được thể hiện ở Hình 4.59. Tổng thể qua các giai đoạn 2025 - 2040 phát thải của kịch bản BAU là cao nhất, kế tiếp là phát thải của kịch bản GREEN và thấp nhất là phát thải của kịch bản HIGHTER GREEN. Cụ thể:

- **Năm 2025**

Tổng phát thải kịch bản BAU 8,40 ktCO<sub>2</sub>, phát thải hoàn toàn phụ thuộc vào diesel, với lượng phát thải lớn nhất (8,09 ktCO<sub>2</sub>). Năng lượng tái tạo đóng góp không đáng kể vào phát thải. Tác động xanh chưa được thể hiện do kịch bản xanh chưa được triển khai.

- **Năm 2030**

Tổng phát thải: kịch bản BAU 6,20 ktCO<sub>2</sub>, kịch bản GREEN 1,50 ktCO<sub>2</sub> (giảm 75,81% so với kịch bản BAU), kịch bản HIGHER GREEN 1,11 ktCO<sub>2</sub> (giảm 82,10% so với kịch bản BAU).

- Kịch bản BAU: giảm tổng phát thải nhờ giảm sử dụng diesel nhưng vẫn ghi nhận lượng phát thải cao vì diesel chiếm tỷ lệ lớn.

- Kịch bản GREEN và kịch bản HIGHER GREEN: thể hiện hiệu quả rõ rệt trong giảm phát thải, chủ yếu nhờ giảm mạnh diesel và tăng năng lượng tái tạo.

- Kịch bản HIGHER GREEN: nhu cầu phụ tải trong kịch bản HIGHER GREEN luôn thấp hơn kịch bản GREEN tại cùng thời điểm, do sự thâm nhập mạnh mẽ của điện mặt trời áp mái, dẫn đến giảm lượng điện năng tiêu thụ từ hệ thống. Đặc biệt, từ năm 2030, khi nhu cầu phụ tải giảm, kịch bản HIGHER GREEN đã loại bỏ hoàn toàn nguồn phát từ diesel. Điều này giúp giảm đáng kể phát thải CO<sub>2</sub>, chỉ còn 1,11 kt CO<sub>2</sub>, phù hợp với định hướng giảm phát thải dài hạn, chứng minh tiềm năng áp dụng năng lượng bền vững.

- **Năm 2035**

Tổng phát thải: kịch bản BAU 6,34 kt CO<sub>2</sub>, kịch bản GREEN 2,50 kt CO<sub>2</sub> (giảm 60,57% so với kịch bản BAU), kịch bản HIGHER GREEN 1,71 kt CO<sub>2</sub> (giảm 73,03% so với kịch bản BAU).

- Kịch bản BAU: tổng phát thải tăng nhẹ do diesel vẫn chiếm tỷ lệ lớn dù có sự gia tăng sử dụng năng lượng tái tạo với phát thải nhỏ.

- Kịch bản GREEN và HIGHER GREEN: phát thải CO<sub>2</sub> giảm nhờ sự thâm nhập mạnh mẽ của điện mặt trời áp mái, giảm lượng điện tiêu thụ từ hệ thống. Tuy nhiên, tỷ lệ giảm phát thải không sâu bằng giai đoạn trước. Đồng thời, tích hợp năng lượng sinh khối và hệ thống lưu trữ (BESS) tiếp tục giảm mạnh phát thải.

- Trong kịch bản GREEN: do các nhà máy diesel hết khấu hao, chi phí phát điện giảm, nguồn phát điện diesel được huy động trở lại để đáp ứng nhu cầu phụ tải, dẫn đến phát thải gia tăng.

- Kịch bản HIGHER GREEN: duy trì mức phát thải thấp hơn kịch bản GREEN (1,71 ktCO<sub>2</sub> so với 2,50 ktCO<sub>2</sub>), nhờ việc loại bỏ hoàn toàn diesel.

- **Năm 2040**

- Tổng phát thải: kịch bản BAU 9,28 ktCO<sub>2</sub>, kịch bản GREEN 4,44 ktCO<sub>2</sub> (giảm 52,13% so với kịch bản BAU), kịch bản HIGHER GREEN 2,95 ktCO<sub>2</sub> (giảm 68,20% so với kịch bản BAU).

- Kịch bản BAU: lượng phát thải tăng trở lại, đạt 9,28 ktCO<sub>2</sub>, do diesel vẫn đóng vai trò chủ chốt.

- Kịch bản GREEN và HIGHER GREEN: phát thải tiếp tục giảm nhờ sự thâm nhập mạnh mẽ hơn nữa của điện mặt trời áp mái và tăng cường sử dụng năng lượng tái tạo, đặc biệt là năng lượng sinh khối.

- Kịch bản HIGHER GREEN: có mức phát thải thấp nhất (2,95 ktCO<sub>2</sub>) và duy trì loại bỏ hoàn toàn diesel từ năm 2030.

- **Đánh giá tổng quan các kịch bản trên cơ sở phát thải CO<sub>2</sub>**

- Kịch bản BAU: là kịch bản phát triển không có sự cải tiến công nghệ, chủ yếu phụ thuộc vào diesel, dẫn đến lượng phát thải CO<sub>2</sub> duy trì ở mức cao và có xu hướng tăng trưởng chậm. Sự phụ thuộc này không chỉ tạo ra chi phí nhiên liệu cao mà còn dễ bị ảnh hưởng bởi sự biến động giá dầu, gây rủi ro cho nền kinh tế.

- Kịch bản GREEN và HIGHER GREEN: cả hai kịch bản đều dựa vào sự phát triển mạnh mẽ của điện mặt trời áp mái và khai thác tối đa năng lượng tái tạo từ gió, mặt trời, sinh khối, kết hợp với hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) để tối ưu hóa nguồn cung điện.

- Kịch bản HIGHER GREEN: lựa chọn này có ưu thế vượt trội nhờ vào việc loại bỏ hoàn toàn diesel, giúp đạt mức phát thải CO<sub>2</sub> thấp nhất và mang lại hiệu quả tối ưu về cả mặt kinh tế và môi trường. Việc cắt giảm mạnh mẽ việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch không chỉ làm giảm phát thải mà còn tạo ra lợi ích dài hạn.

- Chi phí đầu tư: mặc dù chi phí đầu tư ban đầu cho năng lượng tái tạo và hệ thống lưu trữ năng lượng khá cao, nhưng lợi ích lâu dài mà nó mang lại, đặc biệt trong việc tiết kiệm chi phí nhiên liệu và giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub>, là vô cùng đáng kể.

- Lượng phát thải trong kịch bản BAU: phát thải CO<sub>2</sub> trong kịch bản BAU dự báo sẽ duy trì ở mức cao nhất qua các năm, cho thấy tính bền vững thấp và sự thiếu chủ động trong việc giảm thiểu tác động môi trường.

- Tiềm năng của kịch bản HIGHER GREEN: ngược lại, kịch bản HIGHER GREEN cho thấy tiềm năng giảm phát thải mạnh mẽ nhờ tỷ trọng năng lượng tái tạo lớn, đặc biệt là sự tham gia quan trọng của hệ thống điện mặt trời áp mái, góp phần tạo ra một hệ thống năng lượng xanh, bền vững.

- Kết luận: kịch bản HIGHER GREEN không chỉ là lựa chọn tối ưu về mặt kỹ thuật mà còn mang lại hiệu quả kinh tế vượt trội. Nó không chỉ giúp giảm phát thải CO<sub>2</sub>, giảm sự phụ thuộc vào diesel, mà còn thúc đẩy sự phát triển bền vững cho hệ thống điện của đảo Phú Quý, hướng đến một tương lai xanh và ít tác động môi trường.

#### **4.4. Tiểu kết chương 4**

Chương 4 của luận án đã chứng minh tính khả thi của các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, cùng với việc xác định cấu trúc hệ thống phát điện tối ưu về chi phí và giảm phát thải CO<sub>2</sub> áp dụng cho các đảo Phú Quốc và Phú Quý của Việt Nam.

Các nhóm giải pháp đã đánh giá tính khả thi về sự cạnh tranh của chi phí năng lượng khi áp dụng các đề xuất; cấu trúc phát điện thể hiện hàm mục tiêu đã được tính toán tối thiểu chi phí phát điện của hệ thống điện khi có sự tham gia của các nguồn năng lượng tái tạo cùng các biện pháp sử dụng năng lượng hiệu quả.

Yếu tố giảm phát thải CO<sub>2</sub> được hình thành trong khi xác định cấu trúc phát điện tối ưu, đã đề xuất các kịch bản phát điện xanh (GREEN) và xanh hơn (HIGHER GREEN), trong đó có sự tham gia ở các mức độ khác nhau của năng lượng tái tạo.

Với các nhóm giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, luận án đã tính toán và minh chứng tính khả thi của 05 đề xuất bao gồm:

- Tính toán khả thi phát điện từ rác thải rắn trên đảo Phú Quốc giai đoạn 2020 - 2030.
- Tính toán khả thi hệ thống điện mặt trời áp mái tại Phú Quốc đến năm 2030.
- Tính toán khả thi giảm phát thải CO<sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động trên đảo Phú Quốc.
- Phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió hiện hữu tại Phú Quý.
- Thiết kế tận dụng chiếu sáng tự nhiên cho tòa nhà.

Về cấu trúc phát điện tối ưu áp dụng cho đảo Phú Quý: nghiên cứu này đã áp dụng mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả và phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho đảo Phú Quý, Việt Nam, nhằm xác định cấu trúc phát điện tối ưu cho đến năm 2040. Kết quả nghiên cứu đã đạt được nhiều thành tựu đáng kể, cụ thể:

Xây dựng kịch bản nhu cầu điện tương lai: dựa trên tỷ lệ phát triển thời gian qua và dữ liệu đồ thị phụ tải quá khứ giai đoạn 2018 - 2022 của Phú Quý, bộ dữ liệu này bao gồm 8.760 giá trị phát điện hàng năm theo từng giờ tại Phú Quý. Theo tính toán, mỗi năm nhu cầu tiêu thụ điện tại đây tăng trưởng khoảng 9%. Trên cơ sở này, nghiên cứu đã dự báo phụ tải cho Phú Quý vào các năm 2025, 2030, 2035 và 2040 với 8.760 giá trị tương ứng.

Đề xuất ba kịch bản năng lượng cho Phú Quý:

- Kịch bản BAU: đây là kịch bản phát triển kinh tế bình thường với nhu cầu phụ tải dựa trên hồ sơ hiện có, kết hợp với sự gia tăng cơ bản công suất của các nguồn năng lượng tái tạo nhằm đáp ứng nhu cầu phụ tải.

- Kịch bản GREEN: giả định nhu cầu phụ tải thấp hơn kịch bản BAU nhờ sự thâm nhập của hệ thống điện mặt trời áp mái và công suất đặt của các nguồn năng lượng tái tạo cao hơn.

- Kịch bản HIGHER GREEN: đây là kịch bản có nhu cầu phụ tải giảm nhiều nhất, với mức thâm nhập của điện mặt trời áp mái cao nhất và công suất đặt của các nguồn năng lượng tái tạo được phát triển tối đa theo khả năng của đảo Phú Quý.

Hàm mục tiêu: Xác định cấu trúc nguồn phát tối ưu với mục tiêu tối thiểu hóa tổng chi phí phát điện, bao gồm các ràng buộc như: nhu cầu phụ tải, khả năng phát điện cực đại, công suất đặt cực đại, công suất dự trữ, giới hạn thay đổi công suất giữa hai giờ liên tiếp, hệ số phát điện của từng loại nhà máy, cài đặt sạc xả của hệ thống lưu trữ (BESS) theo giờ.

Phần mềm LINDO, ứng dụng thuật toán "Nhánh và Cận" tối ưu hóa công suất phát của từng nguồn phát nhằm giảm thiểu tổng chi phí phát điện. Kết quả tối ưu chỉ ra:

- Lượng phát thải CO<sub>2</sub> trong kịch bản HIGHER GREEN thấp hơn kịch bản BAU khoảng 5,2 ktCO<sub>2</sub> (giảm 82,10%) vào năm 2030, 9,8 ktCO<sub>2</sub> (giảm 73,03%) vào năm 2035 và 16,2 ktCO<sub>2</sub> (giảm 68,20%) vào năm 2040 nhờ tỷ trọng lớn của các nguồn năng lượng tái tạo và sự giảm nhu cầu phụ tải từ hệ thống điện mặt trời áp mái.

- Chi phí phát điện trong kịch bản HIGHER GREEN cũng thấp hơn kịch bản BAU từ 3 US cent/kWh (giảm tương đương 20%) đến 6 US cent/kWh (giảm tương đương 40%).

Kết quả và đánh giá:

- Kịch bản BAU có mức phát thải cao nhất và phụ thuộc quá nhiều vào nhiệt điện diesel.

- Kịch bản GREEN và HIGHER GREEN chứng minh vai trò của các giải pháp phát điện từ năng lượng tái tạo trong việc giảm phát thải CO<sub>2</sub> và chi phí phát điện. Trong đó, kịch bản HIGHER GREEN là tối ưu nhất về lượng phát thải nhờ tỷ trọng lớn của các giải pháp phát điện xanh.

Việc xây dựng hàm mục tiêu với lượng phát thải CO<sub>2</sub> là tối thiểu hay ở một mức mục tiêu nào đó là hoàn toàn khả thi. Tuy nhiên, tối ưu phát thải CO<sub>2</sub> thường dẫn đến tăng chi phí phát điện. Khi đó, mục tiêu môi trường sẽ được đảm bảo, nhưng bài toán kinh tế sẽ gặp khó khăn trong quá trình triển khai. Điều này sẽ dẫn đến bài toán tối ưu chưa thể giải quyết một cách hài hòa giữa các yếu tố kinh tế và môi trường, làm cho bài toán trở nên khó khả thi.

Chính vì vậy, bài toán tối ưu phổ biến là chi phí phát điện của hệ thống nhỏ nhất cho các kịch bản “xanh” được đề xuất. Phát thải CO<sub>2</sub> có thể được xem như một ràng buộc: trong nhiều trường hợp, thay vì đưa phát thải CO<sub>2</sub> vào hàm mục tiêu, bài toán tối ưu sẽ xem phát thải CO<sub>2</sub> như một ràng buộc, tức là không cho phép phát thải vượt quá

một mức giới hạn nhất định. Cách tiếp cận này giúp tối ưu hóa chi phí mà vẫn đảm bảo tuân thủ các giới hạn về môi trường.

Trong luận án này, việc giảm phát thải CO<sub>2</sub> được thực hiện thông qua các kịch bản phát điện xanh (GREEN) và phát điện xanh hơn (HIGHER GREEN), trong đó năng lượng tái tạo tham gia với tỷ lệ thâm nhập ngày càng cao hơn qua các kịch bản; cùng với sự hạn chế tối đa và tiến tới loại bỏ hoàn toàn các nguồn năng lượng từ nhiên liệu hóa thạch (trong kịch bản HIGHER GREEN).

Những kết luận rút ra từ nghiên cứu:

- Mặc dù nghiên cứu không đi sâu vào phương pháp dự báo, nhưng các kịch bản xây dựng đều dựa trên các giả định và ràng buộc thực tế của hệ thống điện tại đảo Phú Quý. Điều này cho thấy kết quả mô phỏng phù hợp với thực tế và có thể áp dụng cho các đảo hoặc quốc đảo khác.

- Nghiên cứu đã xác định được tổng công suất lắp đặt và dự báo sản lượng phát điện cho từng loại nguồn cho các năm 2025, 2030, 2035 và 2040. Đáng chú ý, chương trình LINDO không phát triển thêm nguồn diesel, điều này phù hợp với định hướng loại bỏ dần phát điện từ nhiên liệu hóa thạch theo Tổng sơ đồ VIII.

- Việc thâm nhập mạnh mẽ của điện mặt trời áp mái góp phần giảm nhu cầu điện của hệ thống, đồng thời thúc đẩy việc đầu tư vào năng lượng tái tạo và sử dụng năng lượng hiệu quả.

- Đến năm 2040, nguồn phát diesel vẫn còn trong hệ thống của Phú Quý để đảm bảo ổn định, nhưng nếu áp dụng kịch bản HIGHER GREEN, chi phí phát điện và phát thải CO<sub>2</sub> vẫn được tối ưu hóa.

Nghiên cứu đã thành công trong việc đề xuất và chứng minh tính khả thi của các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, xác định cấu trúc phát điện tối ưu với năng lượng tái tạo, hệ thống lưu trữ và phát triển năng lượng bền vững, đồng thời đáp ứng các yêu cầu về kinh tế, môi trường và xã hội. Kết quả này khẳng định tính đúng đắn của mô hình năng lượng đã được đề xuất. Tuy nhiên, cần nhận rằng do hạn chế về cơ sở dữ liệu, trong quá trình áp dụng mô hình, nghiên cứu chưa khảo sát đầy đủ 06 lĩnh vực đã được đề xuất trong Hình 3.1, đặc biệt là lĩnh vực năng lượng trong nông nghiệp, vốn chưa được khai thác. Việc thiếu dữ liệu trong lĩnh vực này đã ảnh hưởng đến khả năng phân tích và ứng dụng vào mô hình. Dù vậy, kết quả nghiên cứu cho thấy, không chỉ xác định được cấu trúc nguồn phát điện tối ưu và giảm phát thải CO<sub>2</sub> cho Phú Quý, mà mô hình còn có thể trở thành hình mẫu để áp dụng cho các đảo và quốc đảo nhiệt đới khác.

# CHƯƠNG 5.

## KẾT LUẬN VÀ HƯỚNG PHÁT TRIỂN

### 5.1 Kết luận

Mục tiêu của luận án này là đề xuất và minh chứng tính khả thi của các nhóm giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, cùng việc xác định cấu trúc hệ thống phát điện - dạng năng lượng chính yếu, tối ưu về chi phí phát điện, áp dụng cho các đảo khu vực nhiệt đới nói chung và Việt Nam nói riêng.

Các nhóm giải pháp đề xuất lấy tiêu chí đánh giá tính khả thi là chi phí năng lượng cạnh tranh khi áp dụng các đề xuất; cấu trúc phát điện lấy hàm mục tiêu là tối thiểu chi phí phát điện của hệ thống điện khi có sự tham gia của các nguồn năng lượng tái tạo cùng các biện pháp sử dụng năng lượng hiệu quả. Yếu tố giảm phát thải CO<sub>2</sub> được hình thành khi luận án đề xuất các kịch bản phát điện xanh (GREEN) và xanh hơn (HIGHER GREEN) trong đó có sự tham gia ở các mức độ khác nhau của năng lượng tái tạo.

Các kết quả chính của luận án như sau:

+ Mô hình năng lượng:

Mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO<sub>2</sub> thấp cho các đảo nhiệt đới được trình bày trong hình 3.1. Trong đó, đưa ra giải pháp cho 06 nhóm công việc và đối tượng hay thành phần kinh tế, cụ thể: (1) hệ thống chính sách để hỗ trợ/trợ giá cho thay đổi công nghệ hay tăng tỷ lệ thâm nhập của năng lượng tái tạo; nhóm giải pháp này bao trùm, hỗ trợ cho 05 nhóm hay thành phần kinh tế còn lại là: (2) thương mại & dịch vụ, (3) công nghiệp, (4) ngành điện, (5) giao thông vận tải và (6) lĩnh vực AFOLU (Agriculture, Forestry and Other Land Use).

+ Các nhóm giải pháp sử dụng hiệu quả năng lượng:

Từ mô hình trình bày trong Hình 3.1, luận án lựa chọn và đưa ra 05 đề xuất và tính toán bao gồm: phát điện từ rác thải sinh hoạt, hệ thống điện mặt trời áp mái, phương tiện giao thông điện (EV), phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió, thiết kế tận dụng chiếu sáng tự nhiên cho công trình. Cụ thể:

(1) Tính toán khả năng phát điện từ rác thải rắn trên đảo Phú Quốc giai đoạn 2020 - 2030: Căn cứ vào quy hoạch phát triển kinh tế - xã hội của đảo, theo đó dân số dự kiến sẽ tăng từ 360.000 người lên 532.888 người trong giai đoạn này. Từ đó, lượng rác thải sinh hoạt sẽ tăng từ 283 tấn/năm lên 419 tấn/năm; khi đó, Công suất nhà máy phát điện tăng từ 4,7 MW lên 7,0 MW. Các chỉ số tài chính gồm giá trị hiện tại ròng (NPV) đạt

5,1 triệu USD với tỷ lệ chiết khấu 7%, tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) đạt 10,5% và thời gian thu hồi vốn là 13,01 năm. Tổng lượng khí CO<sub>2</sub> giảm thiểu dao động từ 23.118 đến 34.220 tấn CO<sub>2</sub>/năm. Với vòng đời dự án khoảng 25 năm thì dự án cơ bản đáp ứng các chỉ tiêu kinh tế để có thể đầu tư.

(2) Tính toán khả năng phát triển hệ thống điện mặt trời áp mái tại Phú Quốc đến năm 2030 được đánh giá qua ba kịch bản. Các kịch bản này được xây dựng dựa trên diện tích sàn xây dựng theo quy hoạch Phú Quốc giai đoạn 2020 - 2030. Theo đó, tổng công suất lắp đặt tăng dần và lần lượt là 805 MWp, 1.219 MWp và 1.931 MWp. Các chỉ số tài chính cho các hệ điện mặt trời mái nhà lần lượt là: tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) đạt 10,5%, 11,88% và 15,41%; thời gian thu hồi vốn là: 8, 7,5 và 6 năm. Tổng lượng khí CO<sub>2</sub> giảm thiểu lần lượt là 193.844, 293.287, 464.473 tấn CO<sub>2</sub>/năm. Với vòng đời dự án là 20 đến 25 năm thì dự án đáp ứng tốt các chỉ tiêu kinh tế để có thể đầu tư.

(3) Tính toán giải pháp khả thi giảm phát thải CO<sub>2</sub> khi đưa xe điện vào hoạt động đảo Phú Quốc, theo 03 kịch bản của sự thay thế xe động cơ đốt trong bằng xe điện ở mức tỷ lệ tăng dần, lần lượt là 5, 10 và 15%. Các kịch bản trên hoàn toàn khả thi, ít nhất cho Việt Nam khi thị trường xe điện đang phát triển nhanh chóng. Kết quả là tỷ lệ giảm CO<sub>2</sub> vào năm 2030 lần lượt là khoảng 17%, 18% và 21%, tương ứng với 03 kịch bản.

(4) Phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió hiện hữu tại đảo Phú Quý mang lại những hiệu quả đáng kể, cụ thể: sản lượng phát điện từ năng lượng gió tăng 81,69% so với phương thức vận hành hiện tại; lượng diesel tiêu thụ giảm 31,23%; nếu chỉ cần đạt 70% hiệu quả của phương án đề xuất, chi phí diesel tiết kiệm 12,5 tỷ đồng chi phí phát điện; lượng giảm phát thải CO<sub>2</sub> theo tỷ lệ tương ứng.

(5) Thiết kế tận dụng ánh sáng tự nhiên cho tòa nhà với kích thước 80m x 32m x 14m, gồm 1 tầng. Tòa nhà đa chức năng, bao gồm văn phòng, xưởng cơ khí nhỏ và khu vực dịch vụ thương mại. Các kết quả chính như sau: giảm 34% điện năng tiêu thụ năng lượng; tiết giảm khoảng 1,56 tấn CO<sub>2</sub>/m<sup>2</sup>/y; thời gian hoàn vốn chỉ hơn 9 tháng.

+ Với cấu trúc phát điện tối ưu áp dụng cho đảo Phú Quý:

Phần tiếp theo của luận án là tìm cấu trúc phát điện tối ưu với chi phí phát điện thấp nhất. Các ràng buộc đi với hàm mục tiêu là kết hợp của các ràng buộc thuộc bài toán quy hoạch như: giới hạn max, min của công suất & sản lượng các nguồn phát và bài toán vận hành như: cân bằng công suất, công suất dự trữ, hệ số công suất, phạm vi thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp, công suất phát cực đại theo giờ của điện mặt trời, giới hạn dung lượng xả và sạc của hệ thống lưu trữ.

Phân áp dụng được thực hiện cho đảo Phú Quý với các kết quả sau:

- Xây dựng các kịch bản phát điện xanh: đề xuất 03 kịch bản: BAU - Business As Usual - là kịch bản không tác động gì và 02 kịch bản giảm phát thải CO<sub>2</sub> là GREEN và HIGHER GREEN với các giả định nhu cầu điện từ hệ thống giảm nhẹ do điện mặt trời áp mái, cùng công suất nguồn tái tạo tăng.

- Chi phí phát điện trong kịch bản HIGHER GREEN thấp hơn kịch bản BAU từ 3 đến 6 UScent/kWh, tương ứng từ 81,9% đến 60% chi phí phát điện kịch bản BAU; kịch bản HIGHER GREEN giúp giảm phát thải CO<sub>2</sub> nhiều nhất, thấp hơn kịch bản BAU lần lượt là: 5,2 ktCO<sub>2</sub>, 9,8 ktCO<sub>2</sub> và 16,2 ktCO<sub>2</sub>, tương ứng tỷ lệ 82,1% 73,03% và 68,20% cho các năm 2030, 2035 và 2040.

- Dù vẫn còn huy động nguồn phát diesel cho kịch bản BAU và kịch bản GREEN nhưng tỷ trọng sử dụng giảm dần, giúp giảm chi phí phát điện của hệ thống và giảm phát thải CO<sub>2</sub>.

Kết quả của nghiên cứu cấu trúc tối ưu hệ thống phát điện cho đảo Phú Quý đã khẳng định tính khả thi về kinh tế khi chi phí phát điện của hệ thống giảm nhiều và ở mức rất cạnh tranh; cùng với đó là giảm phát thải CO<sub>2</sub> lớn.

## **5.2 Hướng phát triển**

Luận án đã được nghiên cứu nghiêm túc và có nhiều đóng góp quan trọng, tuy nhiên vẫn còn một số hạn chế cần lưu ý:

(1) Chưa khảo sát đầy đủ hết 06 lĩnh vực đã đề xuất trong mô hình trình bày ở Hình 3.1. Một trong những hạn chế là lĩnh vực năng lượng trong nông nghiệp chưa được khai thác triệt để, do hạn chế về cơ sở dữ liệu tại các đảo của Việt Nam và các đảo nhiệt đới khác trên thế giới. Việc thiếu dữ liệu trong lĩnh vực này đã cản trở việc phân tích và áp dụng vào mô hình.

(2) Phần cấu trúc phát điện tối ưu, vì lý do không thu thập đủ số liệu cần thiết nên không thực hiện áp dụng được cho đảo Phú Quốc - đảo lớn nhất của Việt Nam. Nếu thực hiện được thì kết quả sẽ hấp dẫn hơn và có tính lan tỏa cao hơn cho luận án. Việc chỉ có thể thực hiện áp dụng cho đảo Phú Quý - đảo tương đối nhỏ, đã làm hạn chế phần nào ý nghĩa của luận án.

(3) Điểm hạn chế điển hình cho những tính toán áp dụng cho Việt Nam và các nước đang phát triển chính là số liệu. Số liệu thiếu, không liên tục, không dài hạn, độ mịn thấp, độ tin cậy không cao là những hạn chế.

Đề xuất với cộng đồng khoa học, công nghệ: trong các nghiên cứu tiếp theo liên quan đến chủ đề này, nên dành thêm thời gian và nỗ lực để khắc phục những hạn chế về số liệu, nhằm mang lại kết quả đầy đủ và chính xác hơn.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] M. Jędrusik, "Emerging islands" - A new role of tropical islands in the world, *Asia & Pacific Studies*, pp. 51-74, 2006.
- [2] T. Đ. Thanh, L. Đ. An, N. H. Cử, T. Đ. Lân, N. V. Quân, and T. H. Phương, *Biển đảo Việt Nam - Tài nguyên vị thế và những kỳ quan địa chất, sinh thái tiêu biểu*, Nhà xuất bản Khoa học Tự nhiên và Công nghệ, 2012.
- [3] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định số 500/QĐ-TTg phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050," 2023.
- [4] A. Ioannidis and K. J. Chalvatzis, "Energy supply sustainability for island nations: A study on 8 global islands," *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 3028-3034, 2017.
- [5] J. H. Lin, Y. K. Wu, and H. J. Lin, "Successful experience of renewable energy development in several offshore islands," *Energy Procedia*, vol. 100, pp. 8-13, 2016.
- [6] P. Cabrera, H. Lund, and J. A. Carta, "Smart renewable energy penetration strategies on islands: The case of Gran Canaria," *Energy*, vol. 162, pp. 421-443, 2018.
- [7] H. Meschede, P. Bertheau, S. Khalili, and C. Breyer, "A review of 100% renewable energy scenarios on islands," *WIREs Energy and Environment*, 2022.
- [8] H. Meschede, M. Child, and C. Breyer, "Assessment of sustainable energy system configuration for a small Canary island in 2030," *Energy Convers. Manag.*, vol. 165, pp. 363-372, 2018.
- [9] J. L. Ramos-Suárez, A. Ritter, J. Mata González, and A. Camacho Pérez, "Biogas from animal manure: A sustainable energy opportunity in the Canary Islands," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 137-150, 2019.
- [10] J. P. Praene, M. David, F. Sinama, D. Morau, and O. Marc, "Renewable energy: Progressing towards a net zero energy island, the case of Reunion Island," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 426-442, 2012.
- [11] L. Yang et al., "Can an island economy be more sustainable? A comparative study of Indonesia, Malaysia, and the Philippines," *J. Clean. Prod.*, vol. 242, p. 118572, 2020.
- [12] Phan Thị Sông Thương and Nguyễn Tất Trường, "Một số vấn đề về phát triển năng lượng tái tạo ở Việt Nam hiện nay: Thực trạng, tiềm năng và hàm ý giải pháp," *Tạp chí Cộng sản*, 2024.

- [13] Quốc Hội nước Cộng hoà xã hội chủ nghĩa Việt Nam, "Luật số: 50/2010/QH12 về Luật sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả," 2010.
- [14] European Union, "The Macroeconomic and other benefits of energy efficiency final report," 2016.
- [15] H. Altın, "The impact of energy efficiency and renewable energy consumption on carbon emissions in G7 countries," *International Journal of Sustainable Engineering*, vol. 17, no. 1, pp. 1-9, 2024.
- [16] International Energy Agency, *Energy Efficiency 2022*, 2022.
- [17] International Energy Agency, *Energy Efficiency 2020*, 2020.
- [18] Masson-Delmotte *et al.*, "Summary for policymakers," Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, NY, USA, pp. 3-24, 2018.
- [19] S. C. Doney *et al.*, "Ocean Acidification: The Other CO<sub>2</sub> Problem," *Annual Review of Marine Science*, vol. 1, pp. 169-192, 2009.
- [20] C. Parmesan and G. Yohe, "A globally coherent fingerprint of climate change impacts across natural systems," *Nature*, vol. 421, no. 6918, pp. 37-42, 2003.
- [21] H. Liu *et al.*, "Ground-level ozone pollution and its health impacts in China," *Atmospheric Environment*, 2017.
- [22] K. Dimitris, A. Ioannis, D. Irini, and C. Dimitris, "Turning Crete into an energy independent island," in *Proceedings of the 4th International Hybrid Power Systems Workshop*, 2019.
- [23] International Renewable Energy Agency, *Renewable Energy Statistics 2023*, 2023.
- [24] M. Tsangas, A. A. Zorpas, M. Jeguirim, and L. Limousy, "Cyprus energy resources and their potential to increase sustainability," in *2018 9th International Renewable Energy Congress (IREC)*, pp. 1-7, 2018.
- [25] M. Miguel, T. Nogueira, and F. Martins, "Energy storage for renewable energy integration: The case of Madeira island, Portugal," *Energy Procedia*, vol. 136, pp. 251-257, 2017.
- [26] S. Rodrigues and F. Morgado-Dias, "Renewable Energy Characterization of Madeira Island," *Conference Paper*, 2012.
- [27] R. Godina, E. Rodrigues, J. Matias, and J. P. S. Catalão, "Sustainable energy system of El Hierro Island," *ISSN 2172-038X*, no. 13, 2015.

[28] Y. Rivera-Durán, C. Berna-Escriche, Y. Córdova-Chávez, and J. L. Muñoz-Cobo, "Assessment of a Fully Renewable Generation System with Storage to Cost-Effectively Cover the Electricity Demand of Standalone Grids: The Case of the Canary Archipelago by 2040," *Machines*, vol. 11, no. 101, pp. 1-39, 2023.

[29] Z. M. A. Bundhoo, "Renewable energy exploitation in the small island developing state of Mauritius: Current practice and future potential," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.

[30] Asian Development Bank (ADB), *A Brighter Future for Maldives Powered by Renewables: Road Map for the Energy Sector 2020-2030*, 2020.

[31] H. B. Tambunan, D. F. Hakam, I. Prahastono, A. Pharmatrisanti, A. P. Purnomoadi, S. Aisyah, Y. Wicaksono, and I. G. R. Sandy, "The challenges and opportunities of renewable energy source (RES) penetration in Indonesia: Case study of Java-Bali power system," *Energies*, vol. 13, no. 5903, 2020.

[32] G. Stryi-Hipp, A. Steingrube, and S. Narmsara, "Renewable Energy Scenarios for the Thai Provinces Phuket, Rayong, and Nan: Final Report of the Project 'RES4THAI'," Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems ISE, pp. 3-69, 2015.

[33] D. Paisiripas, K.-w. Cho, and S.-j. Park, "Integration of small modular reactors with renewable energy for carbon neutrality: A case study of Phuket, Thailand," *Energies*, pp. 1-18, 2024.

[34] N. C. Hoan, "Tourism Destination Products Management - Case Studies of Phu Quoc Island Kien Giang Province, Vietnam by 2020," *Universal Journal of Management*, vol. 3, no. 12, pp. 509-513, 2015

[35] V.-T. Tran and T.-H. Chen, "Wind energy resources on Phuquoc Island, Vietnam," *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 38, no. 11, pp. 1612-1619, 2016.

[36] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định số 633/QĐ-TTg phê duyệt điều chỉnh quy hoạch chung xây dựng đảo Phú Quốc, tỉnh Kiên Giang đến năm 2030," Hà Nội, Việt Nam, 2010.

[37] Thủ tướng Chính phủ, "Quyết định số 868/QĐ-TTg phê duyệt điều chỉnh cục bộ điều chỉnh quy hoạch chung xây dựng đảo Phú Quốc, tỉnh Kiên Giang đến năm 2030," Hà Nội, Việt Nam, 2015.

- [38] C. D. Phi Doan, A. Sano, H. Tamaki, H. N. Duc Pham, X. H. Duong, and Y. Terashima, "Identification and biodegradation characteristics of oil-degrading bacteria from subtropical Iriomote Island, Japan, and tropical Con Dao Island, Vietnam," *Tropics*, vol. 25, no. 4, pp. 147-159, 2016.
- [39] Q. Tran, K. L. Davies, and S. Sepasi, "Isolation microgrid design for remote areas with the integration of renewable energy: A case study of Con Dao Island in Vietnam," *Clean Technologies*, vol. 3, no. 4, pp. 804-820, 2021.
- [40] L. V. Quyet, P. T. Duy, and V. P. Toan, "Sustainable development of tourism economy in Phu Quoc Island, Kien Giang Province, Vietnam: Current situation and prospects," *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, pp. 1-12, 2022.
- [41] L. D. Anh, N. Hoang, R. B. Shakirov, and T. T. Huong, "Geochemistry of late Miocene-Pleistocene basalts in the Phu Quy island area (East Vietnam Sea): Implication for mantle source feature and melt generation," *Vietnam Journal of Earth Sciences*, vol. 39, no. 3, pp. 270-288, 2017.
- [42] Cục Thống kê Tỉnh Bình Thuận, *Niên giám thống kê Tỉnh Bình Thuận các năm 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021*. Nhà xuất bản Thống Kê, Internet, 2024.
- [43] T. T. Thuy Trang and H. T. Thùy Trinh, "Evaluation of the exploitation of tourism resources on Ly Son Island, Quang Ngai," *HCMCOUJS-Journal of Economics and Business Administration*, vol. 16, no. 2, pp. 207-216, 2020..
- [44] N. T. Tường, "Định hướng phát triển du lịch ở huyện đảo Lý Sơn theo hướng bền vững," *Tạp chí Khoa học ĐHSP TPHCM*, no. 7(73), pp. 128, 2015.
- [45] S. Rodrigues, "Renewable Energy Characterization of Madeira Island," *Proceedings of the Portuguese Conference on Automatic Control*, 2012.
- [46] M. Miguel et al., "Energy storage for renewable energy integration: the case of Madeira Island, Portugal," *Energy Procedia*, vol. 136, pp. 251-257, 2017.
- [47] S. P. Türkoğlu and P. S. Öztürk Kardoğan, "The role and importance of energy efficiency for sustainable development of the countries," *Proceedings of 3rd International Sustainable Buildings Symposium (ISBS 2017)*, Springer International Publishing AG, pp. 53-60, 2018
- [48] S. Lohr, "Energy Use Can Be Cut by Efficiency, Survey Says...," *The New York Times*, 2006.

[49]. Y. Matsuoka, N. V. Tai, T. Thuc, M. Kainuma, N. Q. Kim, and H. Tsujihara, "A Low Carbon Society Development Towards 2030 in Vietnam," 2018.

[50] R. Fu, D. Chung, T. Lowder, D. Feldman, and K. Ardani, "Solar Photovoltaic cost Benchmarks," NREL, 2017.

[51] M. Biberacher, S. Gadocha, and D. Zocher, "GIS based model to optimize possible self-sustaining regions in the context of a renewable energy supply," *Proceedings of the iEMSs Fourth Biennial Meeting: International Congress on Environmental Modelling and Software*, 2008.

[52] A. Angelis-Dimakis, M. Biberacher, and J. Dominguez, "Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 1182-1200, 2011.

[53] S. F. Abdolmaleki and P. M. B. Bugallo, "Evaluation of renewable energy system for sustainable development," *Renew. Energy Environ. Sustain.*, vol. 6, no. 44, pp. 1-11, 2021.

[54] M. Lee, T. Hong, and C. Koo, "An economic impact analysis of state solar incentives for improving financial performance of residential solar photovoltaic systems in the United States," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 590-607, 2016.

[55] A. S. O. Ogunjuyigbe, T. R. Ayodele, and M. A. Alao, "Electricity generation from municipal solid waste in some selected cities of Nigeria: An assessment of feasibility, potential and technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80(C), pp. 149-162, 2017.

[56] X. G. Zhao, G. W. Jiang, A. Li, and Y. Li, "Technology, cost, and performance of waste-to-energy incineration industry in China," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 115-130, 2016.

[57] General Statistics Office, "Results of the 2019 Population and Housing Census," Statistical Publishing House, 2020.

[58] Bộ Tài nguyên và Môi trường, *Đánh giá công nghệ các bon thấp: Tạo điều kiện thực hiện, Đóng góp do quốc gia tự quyết định của Việt Nam*, Dự án hỗ trợ lên kế hoạch và thực hiện các hành động giảm nhẹ phát thải khí nhà kính phù hợp với điều kiện quốc gia (SPI-NAMA), 2018.

[59] Vietnam Green Building Council (VGBC), *LOTUS certification system*, Vietnam, 2019.

- [60] Ministry of Science and Technology, *TCXD 29:1991, Natural lighting in civil works - Design standard*, Vietnam, 1991.
- [61] Bộ Xây dựng, *QCVN 09:2013/BXD, Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về công trình sử dụng năng lượng hiệu quả*, Việt Nam, 2013.
- [62] Mai V. Trinh, B. T. P. Loan, D. T. T. Hang, D. L. Phuong, V. T. Hang, N. Q. Chien, H. Q. Anh, and N. H. Minh, "Preliminary results from application of the GACMO model to assess GHG mitigation potential in the agriculture sector of Vietnam," *Initiative for Climate Action Transparency (ICAT)*, Deliverable: D2.1.A, Hanoi, Vietnam, 2020.
- [63] G. Chicco, "Overview and performance assessment of the clustering methods for electrical load pattern grouping," *Energy*, vol. 42, pp. 68-80, 2012.
- [64] V. H. M. Nguyen, A. N. Nguyen, C. V. Vo, and B. T. T. Phan, "Forecasting Vietnam's electric load profile to 2030," *Journal of Technical Education Science (HCMUTE)*, vol. 49, pp. 51-57, 2018.
- [65] V. H. M. Nguyen, C. V. Vo, L. D. L. Nguyen, and B. T. T. Phan, "Green scenarios for power generation in Vietnam by 2030," *Engineering, Technology & Applied Science Research*, vol. 9, no. 2, pp. 4019-4026, 2019.
- [66] A.S.O. Ogunjuyigbe, T.R. Ayodele, and M.A. Alao, "Electricity generation from municipal solid waste in some selected cities of Nigeria: An assessment of feasibility, potential and technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 149-162, 2017.
- [67] F. Kokalj and N. Samec, "Combustion of Municipal Solid Waste for Power Production," in *Advances in Internal Combustion Engines and Fuel Technologies*, InTech, 2013.
- [68] Bộ Tài nguyên Môi trường, "Báo cáo hiện trạng môi trường Quốc gia 2019 - Chuyên đề: Quản lý chất thải rắn sinh hoạt," Nhà xuất bản Dân trí, 2020.
- [69] Nguyễn Văn Phước, *Giáo trình quản lý và xử lý chất thải rắn*, Nhà xuất bản Xây Dựng, 2008.
- [70] A. S. O. Ogunjuyigbe, T. R. Ayodele, and M. A. Alao, "Electricity generation from municipal solid waste in some selected cities of Nigeria: An assessment of feasibility, potential and technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 149-162, 2017.

[71] R. Fu, T. Remo, and R. Margolis, "2018 U.S. utility-scale photovoltaics-plus-energy storage system costs benchmark," 2018.

[72] General Statistics Office, "Reports analyzing and forecasting statistics for the year 2021," 2021.

[73] D. Pulido, G. Darido, R. Munoz-Raskin, and J. Moody, Eds., *The Urban Rail Development Handbook*. Washington, DC: International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, 2018.

[74] G. Masiero, M. H. Ogasavara, A. C. Jussani, and M. L. Risso, "Electric vehicles in China: BYD strategies and government subsidies," *RAI Revista de Administração e Inovação*, vol. 13, pp. 3-11, 2016.

[75] R. Baran and L. F. L. Legey, "The introduction of electric vehicles in Brazil: Impacts on oil and electricity consumption," *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 80, pp. 907-917, 2013.

[76] M. A. Schvartz, A. L. Salvia, L. L. Brandli, W. Leal Filho, and L. V. Avila, "The electric vehicle market in Brazil: A systematic literature review of factors influencing purchase decisions," *Sustainability*, vol. 16, no. 4594, pp. 1-23, 2024.

[77] R. Lema, T. Wuttke, and P. Konda, "The electric vehicle sector in Brazil, India, and South Africa: Are there green windows of opportunity?" *Industrial and Corporate Change*, vol. 33, pp. 1430-1459, 2024

[78] D. Zhu, D. P. Patella, R. Steinmetz, and P. Peamsilp, *The Bhutan Electric Vehicle Initiative: Scenarios, Implications, and Economic Impact*. Washington, DC: International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, 2016.

[79] Shihping Kevin Huang, Lopin Kuo, and Kuei-Lan Chou, "The impacts of government policies on green utilization diffusion and social benefits - A case study of electric motorcycles in Taiwan," *Energy Policy*, vol. 119, pp. 473-486, 2018.

[80] A. M. Al-Ghaili, H. Kasim, H. Aris, and N. M. Al-Hada, "Can electric vehicles be an alternative for traditional fossil-fuel cars with the help of renewable energy sources towards energy sustainability achievement?" *Energy Informatics.Academy Conference 2022 (EI.A 2022)*, Vejle, Denmark, 2022.

[81] OECD/IEA, *Global EV Outlook 2017*, International Energy Agency, 2017.

[82] *Pathways to low-carbon development for Viet Nam*, Asian Development Bank, 2017

- [83] L. A. Tuan, N. T. Y. Lien, and D. D. Tue, *Study of electric mobility development in Viet Nam*, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2021.
- [84] M. Sokele and L. Moutinho, "Bass Model with Explanatory Parameters," in *Innovative Research Methodologies in Management*, 2018.
- [85] V. Amanor-Boadu, "New Markets as New Products: Forecasting Agri-Food Exports Using System Dynamics Modeling," *Presentation at the IATRC 2021 Conference*, pp 1-40, 2021
- [86] A. Colmenar-Santos, C. de Palacio, E. Rosales-Asensio, and D. Borge-Diez, "Estimating the benefits of vehicle-to-home in islands: The case of the Canary Islands," *Energy*, 2017.
- [87] X. Zhang, J. Xie, R. Rao, and Y. Liang, "Policy incentives for the adoption of electric vehicles across countries," *Sustainability*, vol. 6, no. 11, pp. 8056-8078, 2014.
- [88] Beijing Capital Energy Technology Co. Ltd, "The Impact of Government Policy on Promoting New Energy Vehicles (NEVs) - The Evidence in APEC Economies," APEC Project: CTI 26 2014A, APEC Secretariat, Singapore, APEC#217-CT-01.3, 2017.
- [89] DNV GL, *Oil and Gas Forecast to 2050: Energy Transition Outlook 2017*. International Energy Agency, - Group Technology and Research, and DNV GL - Oil & Gas. Additional contributions from K. Sund, *Sund Energy*, and T. Sundset, *Gassnova*, 2017.
- [90] Bộ Công Thương, Đại sứ quán Đan Mạch, Cục Năng lượng Đan Mạch và Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam - Đan Mạch, *Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ Điện năng Việt Nam năm 2021*, 2021.
- [91] Bộ Công Thương - Viện Năng lượng, “Đề án Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến năm 2045,” 2021.
- [92] J. Parikh, S. A. Channiwala, and G. K. Ghosal, "A correlation for calculating HHV from proximate analysis of solid fuels," *Fuel*, vol. 84, pp. 487-494, 2005.
- [93] H. E. Putra, D. Permana, and D. Djaenudin, "Prediction of higher heating value of solid fuel produced by hydrothermal carbonization of empty fruit bunch and various biomass feedstock," *J. Mater. Cycles Waste Manag.*, vol. 24, no. 6, pp. 2162-2171, 2022.

- [94] S. M. Sulaiman, G. Nugroho, H. E. Putra, N. Fitria, and W. I. Sukmawati, "Prediction of higher heating value of various biomasses using the equation for the hydrothermal carbonization method on banana bunches," *Jurnal Reka Lingkungan*, vol. 12, no. 1, pp. 81-92, 2024
- [95] D. Y. Tsunatu, T. S. Tickson, K. D. Sam, and J. M. Namo, "Municipal solid waste as alternative source of energy generation: A case study of Jalingo metropolis - Taraba state," *Int. J. Eng. Technol.*, vol. 5, 2015.
- [96] A. NREL, "Manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies," National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, pp. 1-120, 1995.
- [97] A. J. Ujam and F. Eboh, "Flue gas analysis of a small-scale municipal solid waste-fired steam generator," *Int. J. Comput. Eng. Res.*, vol. 2, pp. 8-20, 2012.
- [98] A. Gomez, J. Zubizarreta, M. Rodrigues, C. Dopazo, and N. Fueyo, "Potential and cost of electricity generation from human and animal waste in Spain," *Renew. Energy*, vol. 35, pp. 498-505, 2010.
- [99] NREL, "Technical manual for the SAM biomass power generation model," *Natl. Renew. Energy Lab.*, p. 40, 2011.
- [100] K. Tsilemou and D. Panagiotakopoulos, "Approximate cost functions for solid waste treatment facilities," *Waste Manag. Res.*, vol. 24, pp. 310-322, 2006.
- [101] Z. Qiu, W. Zhang, S. Lu, C. Li, J. Wang, K. Meng, and Z. Dong, "Charging-rate-based battery energy storage system in wind farm and battery storage cooperation bidding problem," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 659-668, 2022.
- [102] C. J. Li, Z. Y. Dong, G. Chen, B. Zhou, J. Q. Zhang, and X. H. Yu, "Data-driven planning of electric vehicle charging infrastructure: a case study of Sydney, Australia," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 12, no. 4, pp. 3289–3304, 2021.
- [103] J. Wang, P. Liu, J. Hicks-Garner, E. Sherman, S. Soukiazian, M. Verbrugge, H. Tatara, J. Musser, and P. Finamore, "Cycle-life model for graphite-LiFePO<sub>4</sub> cells," *Journal of Power Sources*, vol. 196, pp. 3942-3948, 2011.
- [104] V. V. Cuong, "CO<sub>2</sub> life cycle emission factor of power generation in Vietnam," *Journal of Science & Technology of Technical Universities, Hanoi University of Science and Technology*, vol. 79, pp. 102-107, 2010.

- [105] The U.S. National Renewable Energy Laboratory, "Life cycle greenhouse gas emissions from solar photovoltaics," NREL/FS-6A20-56487, 2012.
- [106] D. Nugent and B. K. Sovacool, "Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey," *Energy Policy*, vol. 61, pp. 1-16, 2013
- [107] O. Gandhi, C. D. Rodríguez-Gallegos, and W. Zhang, "Life cycle greenhouse gas emission assessment of photovoltaic system in Indonesia," *Logistic and Operation Management Research (LOMR)*, vol. 1, no. 1, pp. 77-88, 2022.
- [108] Y. Gan, A. Elgowainy, Z. Lu, J. C. Kelly, M. Wang, R. D. Boardman, and J. Marcinkoski, "Greenhouse gas emissions embodied in the U.S. solar photovoltaic supply chain," *Environ. Res. Lett.*, vol. 18, no. 104012, pp. 1-10, 2023.
- [109] R. C. Thomson and G. P. Harrison, "Life cycle costs and carbon emissions of wind power," Scotland's Centre of Expertise Connecting Climate Change Research and Policy, University of Edinburgh, Scotland, 2015.
- [110] Bộ Tài nguyên và Môi trường, Cục Biến đổi khí hậu, Trung tâm bảo vệ tầng ô-dôn và Phát triển kinh tế các-bon thấp, "Báo cáo cuối cùng, Nghiên cứu, xây dựng hệ số phát thải của lưới điện Việt Nam Năm 2018," 2020.
- [111] K. Shekhawat, D. K. Doda, A. K. Gupta, and M. Bunde, "Decentralized Power Generation using Renewable Energy Resources: Scope, Relevance and Application," *International Journal of Innovative Technology and Exploring Engineering (IJITEE)*, vol. 8, no. 9, pp. 3052-3060, 2019.
- [112] P. Ramaiah, M. Sowmya, Y. Sivasankar, M. Eswaramma, B. Nagaraju, and M. S. Kuma, "Optimum utilization of renewable energy sources in a remote area," *Journal of Nonlinear Analysis and Optimization*, vol. 13, no. 1, pp. 906-914, 2022.
- [113] LINDO Systems, Inc., *What'sBest!® User's Manual*, 1415 North Dayton Street, Chicago, IL 60642, USA, 2024.
- [114] L. T. Hiệp, Đ. D. Tùng, N. T. Công và L. V. Doanh, "Điều khiển hệ thống phát điện hỗn hợp gió – diesel trong lưới cô lập theo hướng tối đa hóa mức thâm nhập điện gió," *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Đại học Đà Nẵng*, vol. 11, no. 96, quyển 2, pp. 53, 2015.

[115] H. N. K. Giao and T. H. Q. Tuan, "Phát triển bền vững kinh tế biển đảo Phú Quý tỉnh Bình Thuận: Tiềm năng, thách thức và đề xuất giải pháp," *SSRN Electronic Journal*, 2019.

[116] H. T. P. Chi, H. Q. Hai, and N. T. Q. Nam, "Tiềm năng địa du lịch Đảo Phú Quý, tỉnh Bình Thuận," *Science and Technology Development Journal - Natural Sciences*, vol. 4, no. SI, pp. SI126-SI135, 2020.

[117] K. L. Hoàng, "Renewable Energy Development in Vietnam - Current Situation and Solutions," *International Journal of Sustainable Applied Sciences (IJSAS)*, vol. 2, no. 4, pp. 353-374, 2024.

[118] J. M. Lassalle, D. F. Martínez, and L. V. Fernández, "Optimisation of hybrid renewable energy systems on islands: A review," *Island Studies Journal*, 2021.

[119] M. H. Chung, "Potential analysis of a target area selection for photovoltaic-based distributed generation in cases of an existing city in Korea," *Sustainable Cities and Society*, vol. 41, pp. 341-348, 2018.

[120] QCVN 02:2022/BXD, *National technical regulation on Natural Physical and Climatic Data for Construction*, Ministry of Construction, Vietnam, 2022.

[121] QCVN 12:2014/BXD, *National technical regulation on electrical installations of dwelling and public buildings*, Ministry of Construction, Vietnam, 2014.

[122] Circular 22/2016/TT-BYT, *National technical regulations on lighting - Permissible workshop illuminance*, Ministry of Health, Vietnam, 2016.

[123] A. Belkadi, D. Mezghani, and A. Mami, "Energy Design and Optimization of a Greenhouse: A Heating, Cooling and Lighting Study," *Engineering, Technology & Applied Science Research*, vol. 9, no. 3, pp. 4235-4242, 2019.

[124] "Lighting control and control gear," in *The Lighting Handbook*, 6th ed., Dornbirn, Austria: Zumtobel Lighting GmbH, pp. 102-139, 2018.

[125] Decision No. 648/QĐ-BCT, *Decision on adjustment of average electricity retail price and regulations on electricity price*, Ministry of Industry and Trade, Vietnam, 2019.

[126] Decision No. 65/QĐ-BXD, *Decision promulgating the rate of work construction investment capital and general construction price of structural parts in 2020*, Ministry of Construction, Vietnam, 2021.

[127] *LOTUS certification system*, Vietnam Green Building Council (VGBC), Vietnam, 2019.

[128] The Organisation for Economic Co-operation and Development, *Effective Carbon Rates 2021: Pricing Carbon Emissions Through Taxes and Emissions Trading*, OECD, 2021.

[129] Ministry of Industry and Trade, Embassy of Denmark, Danish Energy Agency, and Electricity and Renewable Energy Authority of Vietnam, *Vietnam Technology Catalogue 2021 for Power Generation and Storage - Input for Power System Modeling*. Hanoi, Vietnam, 2021.

[130] T. T. Doan and Q. V. Tran, "Offshore wind power - the new trend for economic development and security of island sovereignty," *Journal of Mining and Earth Sciences*, vol. 63, no. 3, pp. 74-81, 2022.

[131] T. Rogers, M. Ashtine, R. K. Koon, and M. Atherley-Ikechi, "Onshore wind energy potential for Small Island Developing States: Findings and recommendations from Barbados," *Energy for Sustainable Development*, vol. 52, pp. 116-127, 2019.

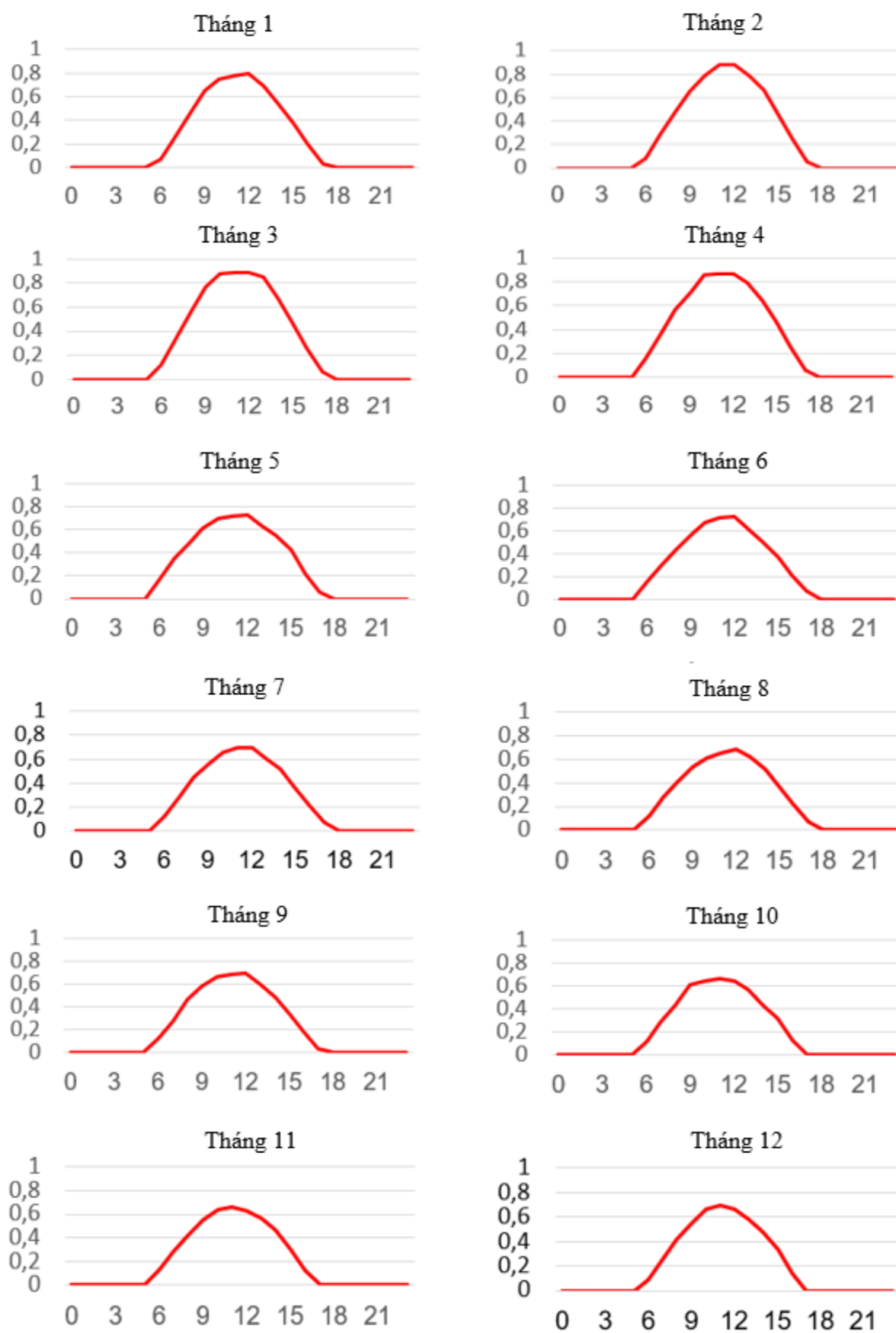
[132] P. Enevoldsen and M. Z. Jacobson, "Data investigation of installed and output power densities of onshore and offshore wind turbines worldwide," *Energy for Sustainable Development*, vol. 60, pp. 40-51, 2021.

[133] O. Hohmeyer, "A 100% renewable Barbados and lower energy bills: A plan to change Barbados' power supply to 100% renewables and its possible benefits," Center for Sustainable Energy Systems (CSES/ZNES), System Integration Department, 2015.

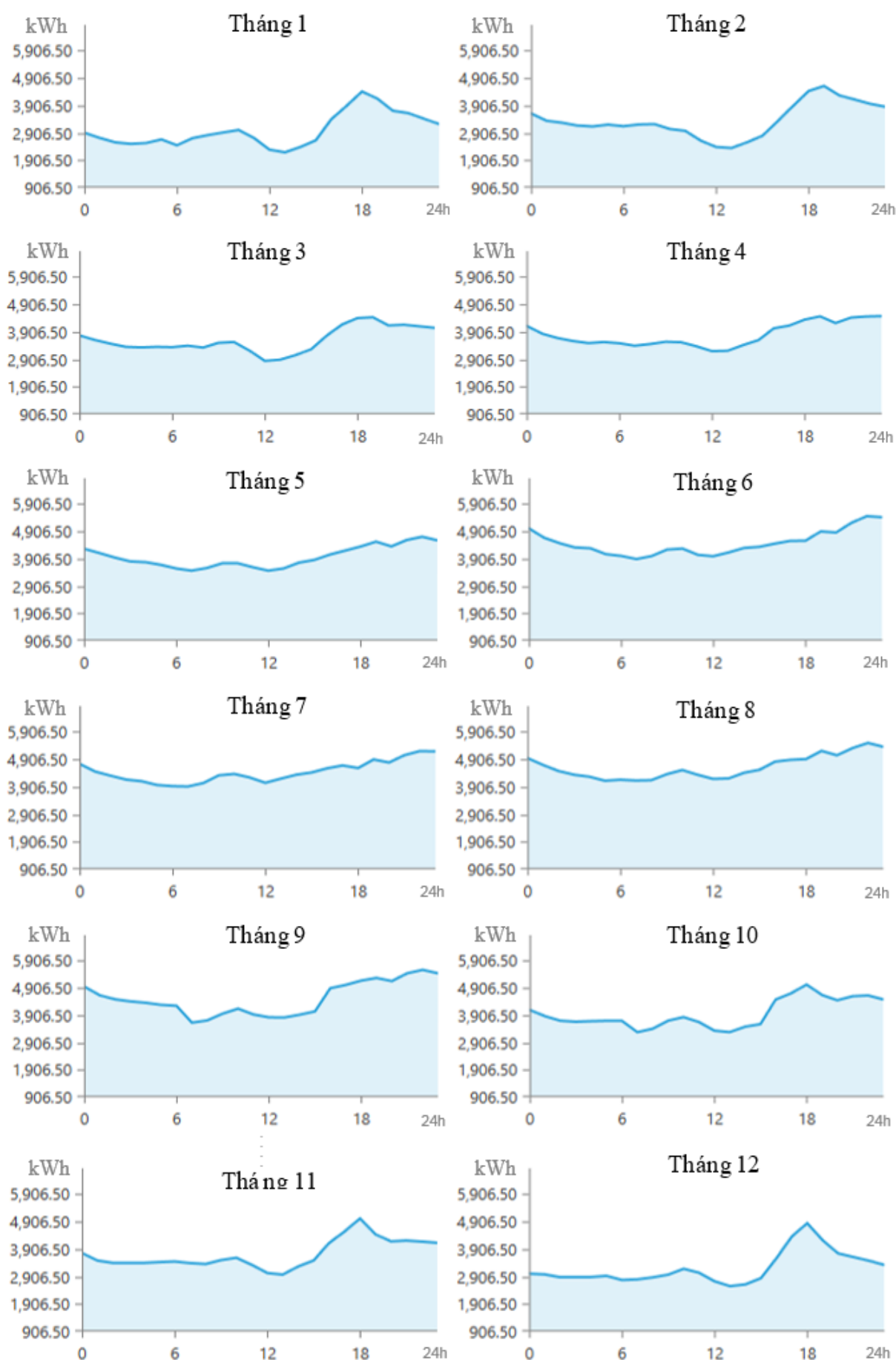
[134] V. Q. Doan, V. N. Dinh, H. Kusaka, T. Cong, A. Khan, T. V. Du, and N. D. Duc, "Usability and Challenges of Offshore Wind Energy in Vietnam Revealed by the Regional Climate Model Simulation," *Scientific Online Letters on the Atmosphere (SOLA)*, pp. 1-27, 2019.

[135] H. T. Vo, V. T. Le, and T. T. H. Cao, "Offshore Wind Power in Vietnam: Lessons Learnt from Phu Quy and Bac Lieu Wind Farms," *ACTA Scientific Agriculture*, vol. 3, no. 2, 2019.

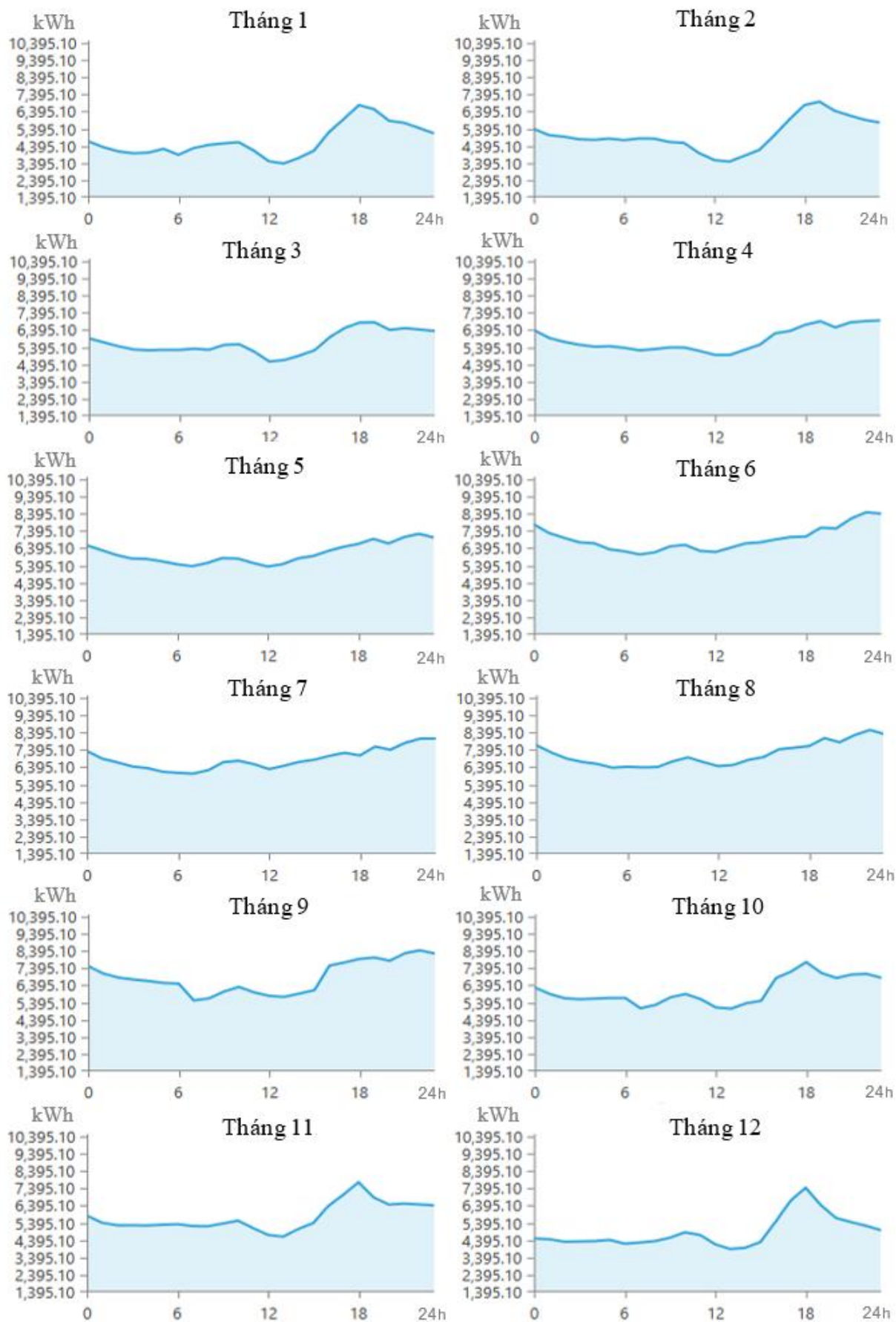
## PHỤ LỤC



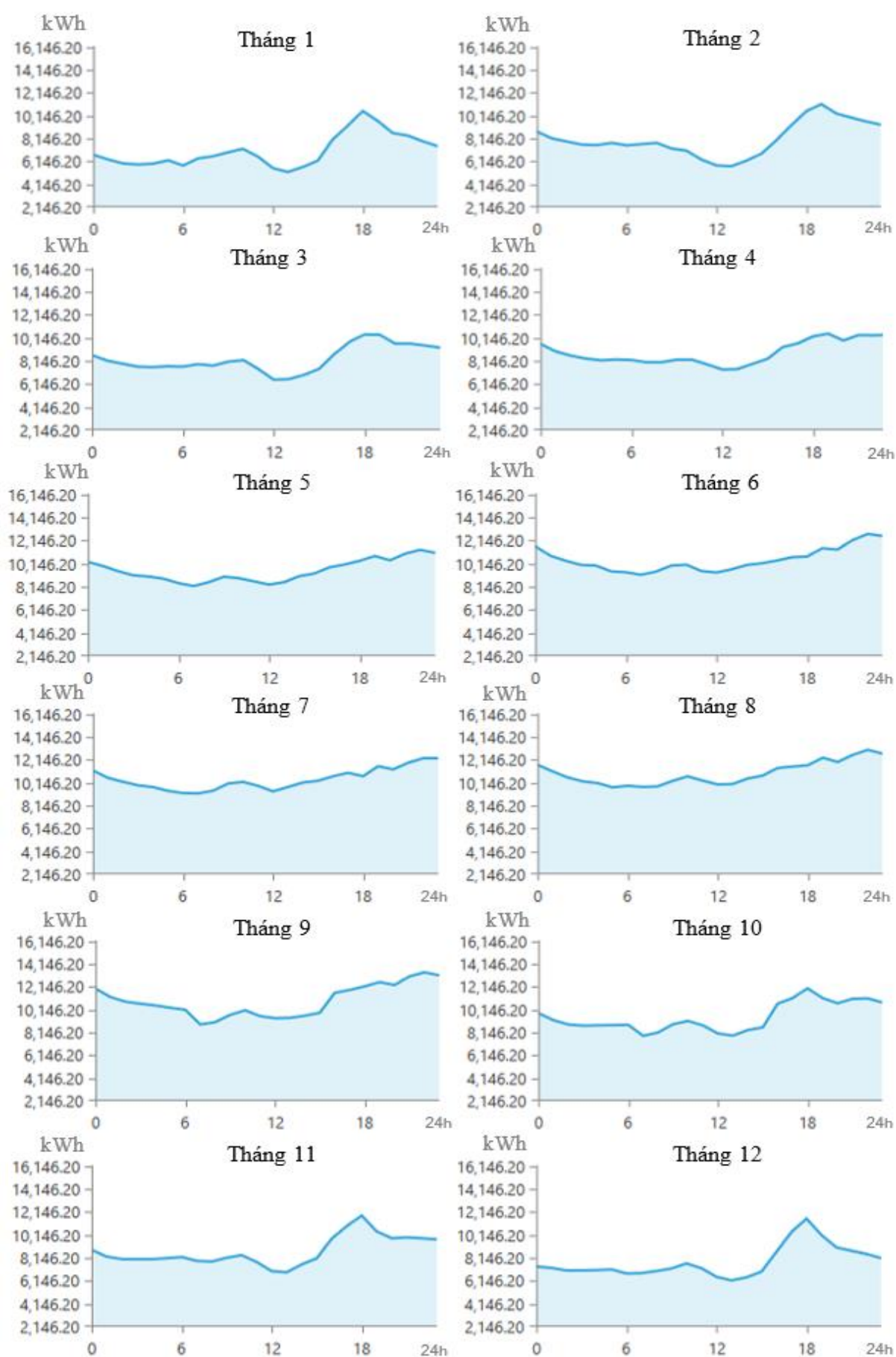
Hình PL.1. Công suất phát điện hình theo tháng của hệ thống điện mặt trời áp mái tại đảo Phú Quý theo đơn vị tương đối



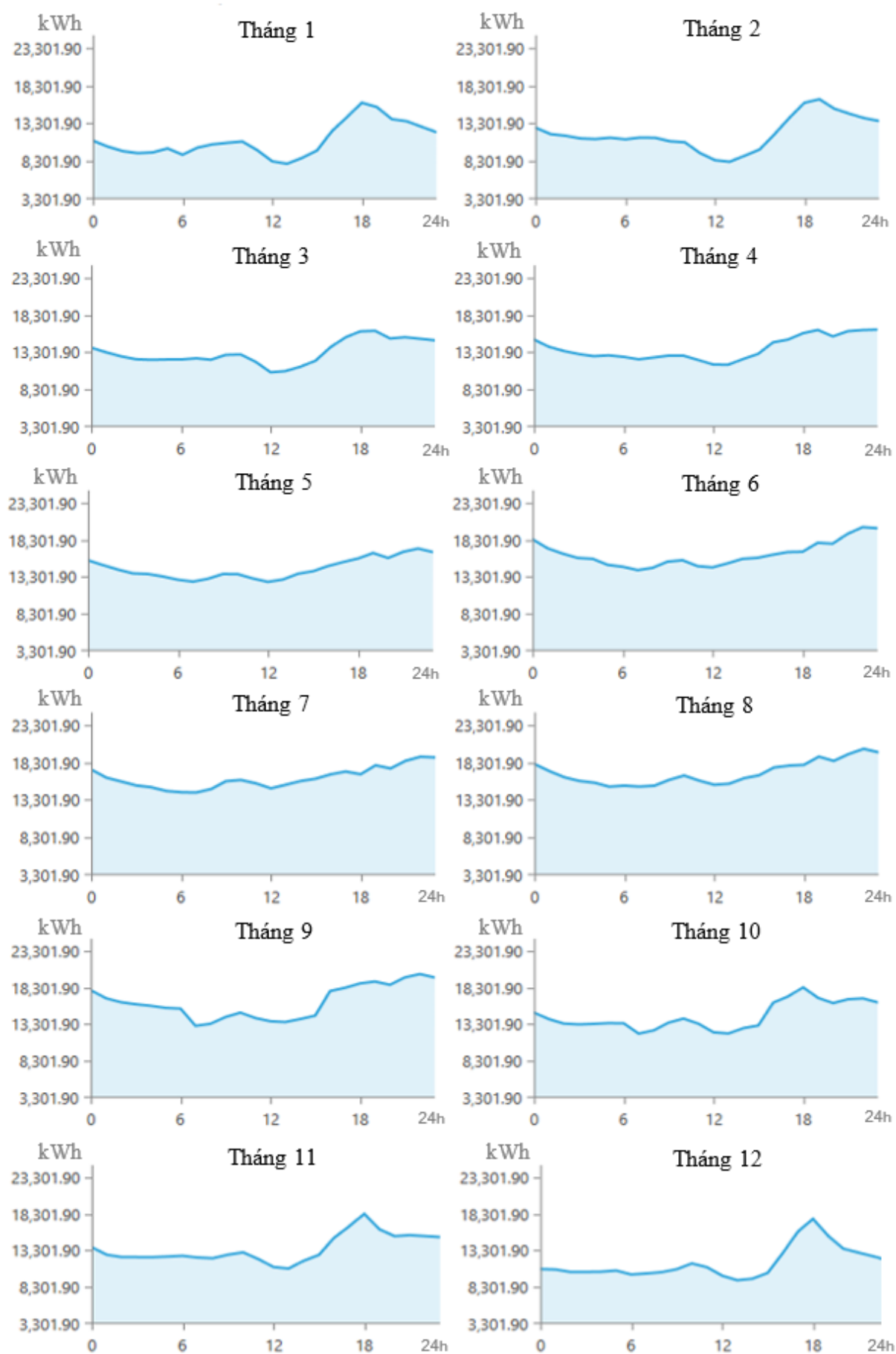
Hình PL.2. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU năm 2025



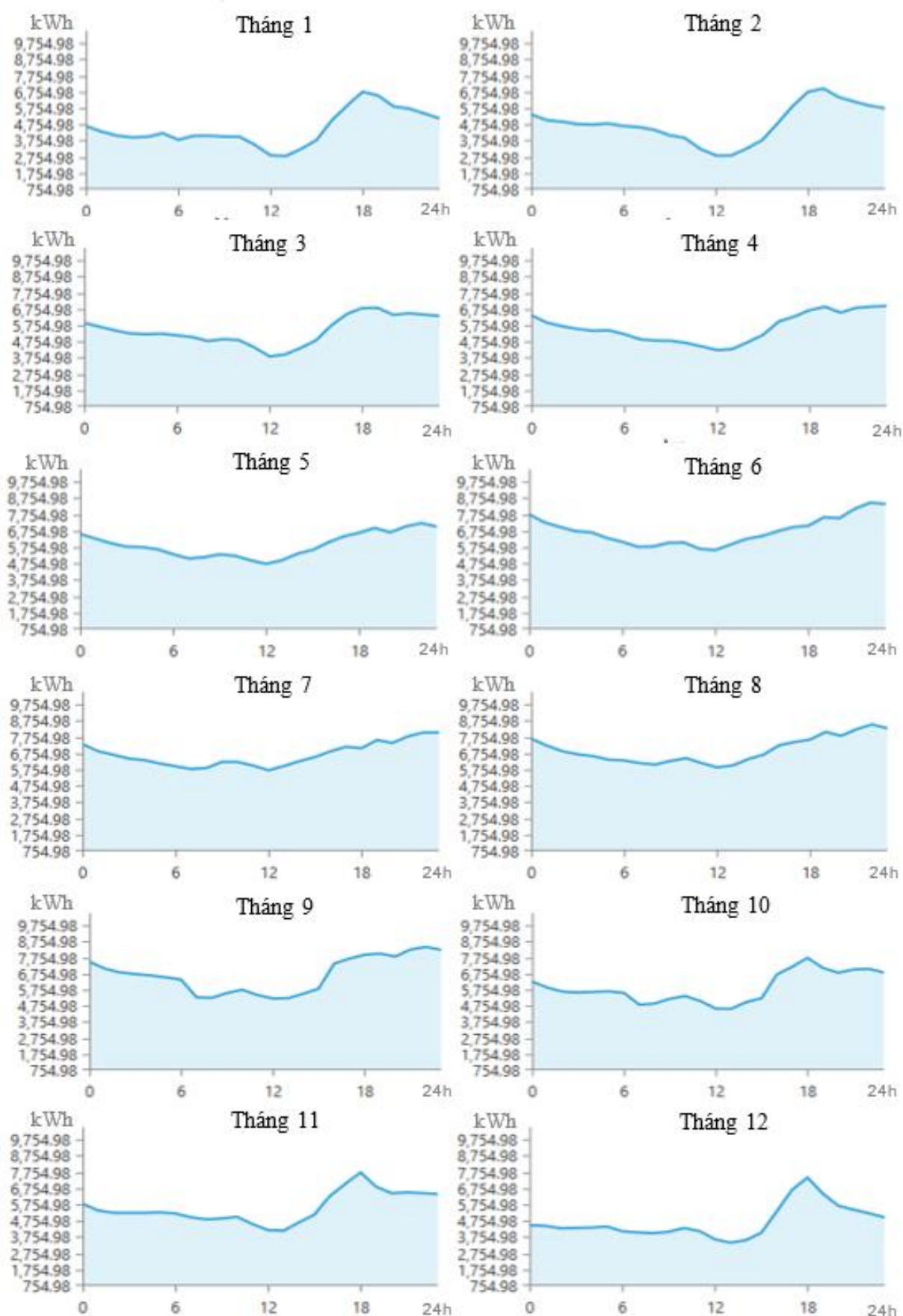
Hình PL.3. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU năm 2030.



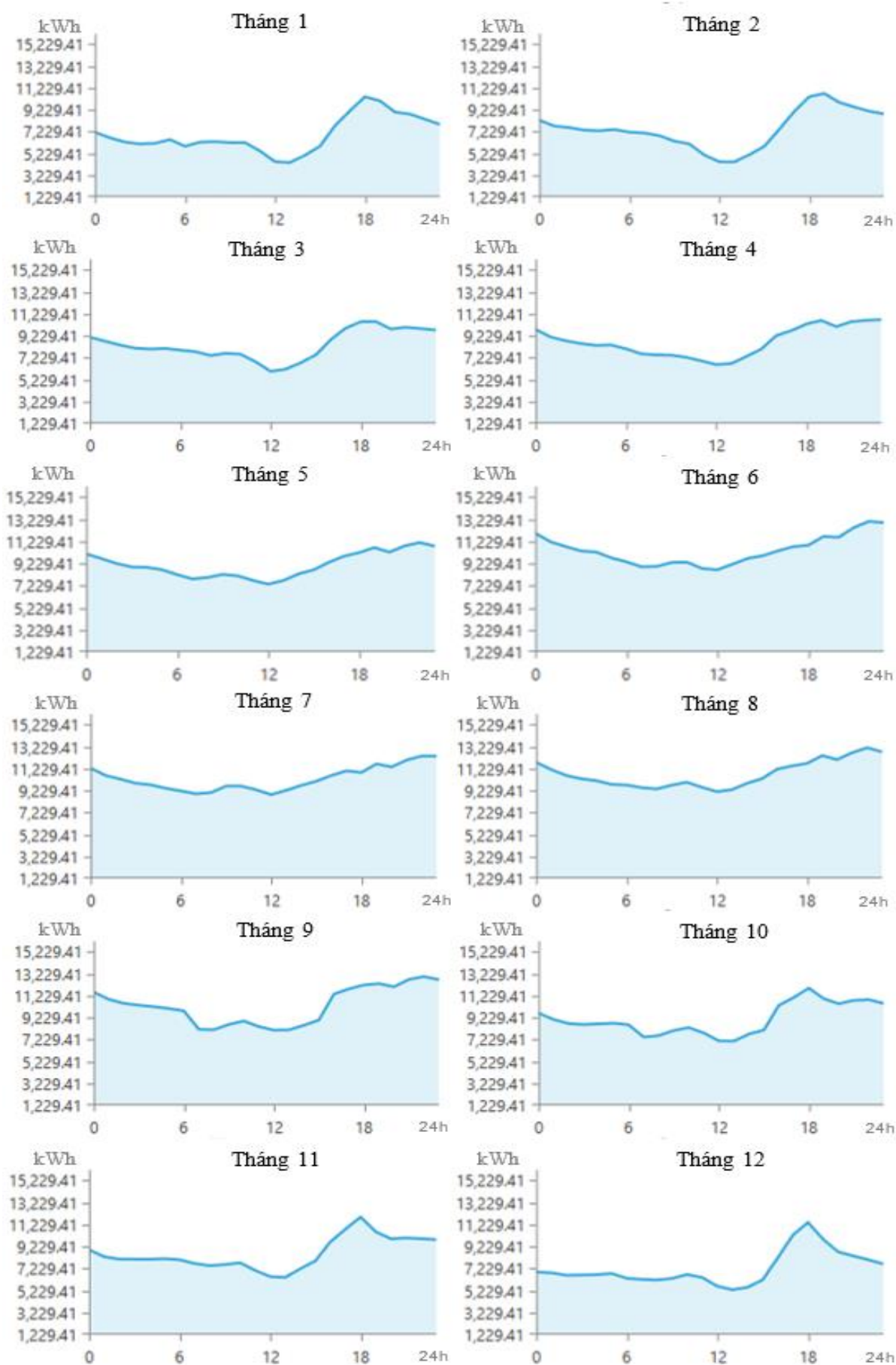
Hình PL.4. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU năm 2035.



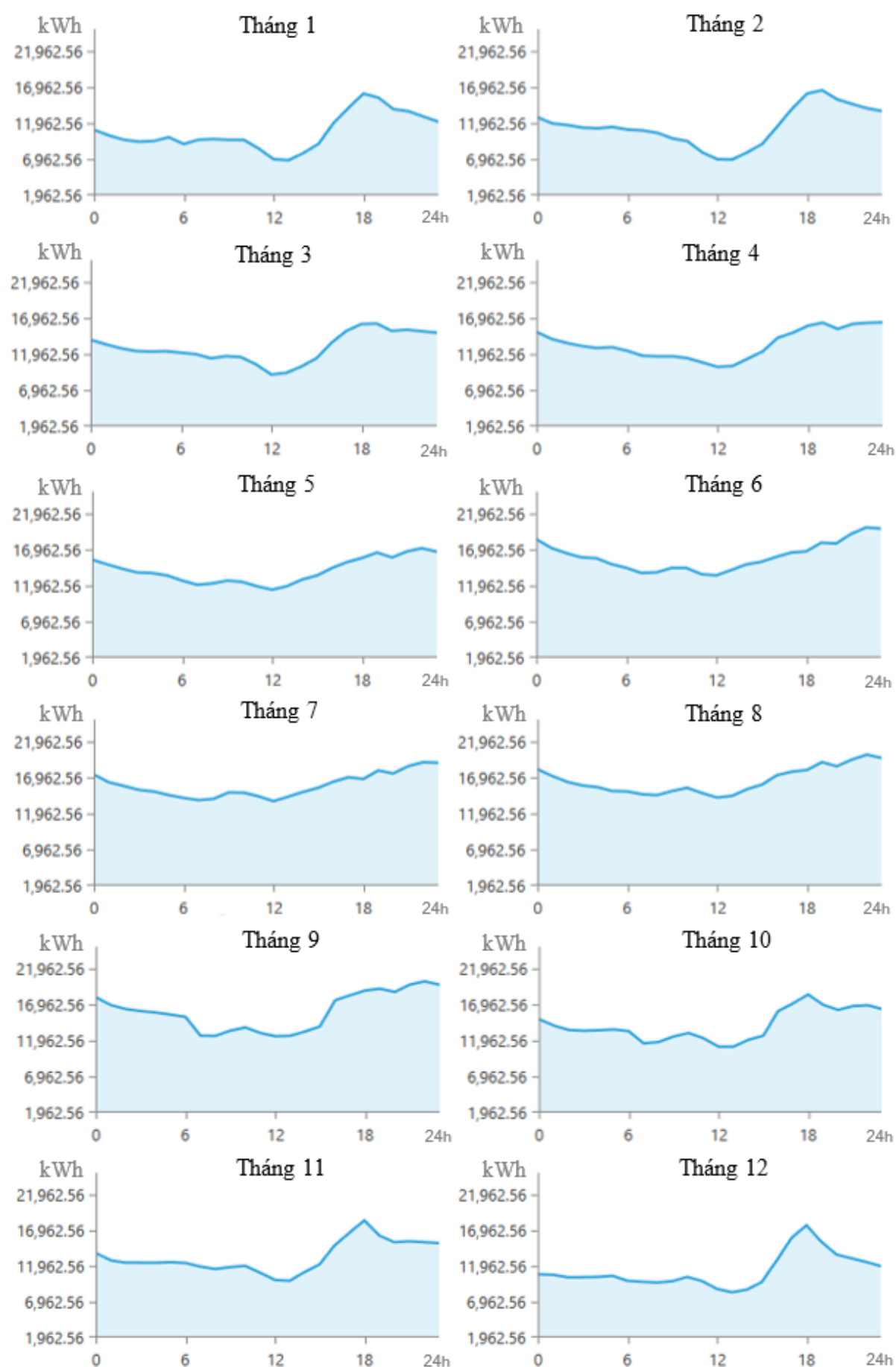
Hình PL.5. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản BAU năm 2040.



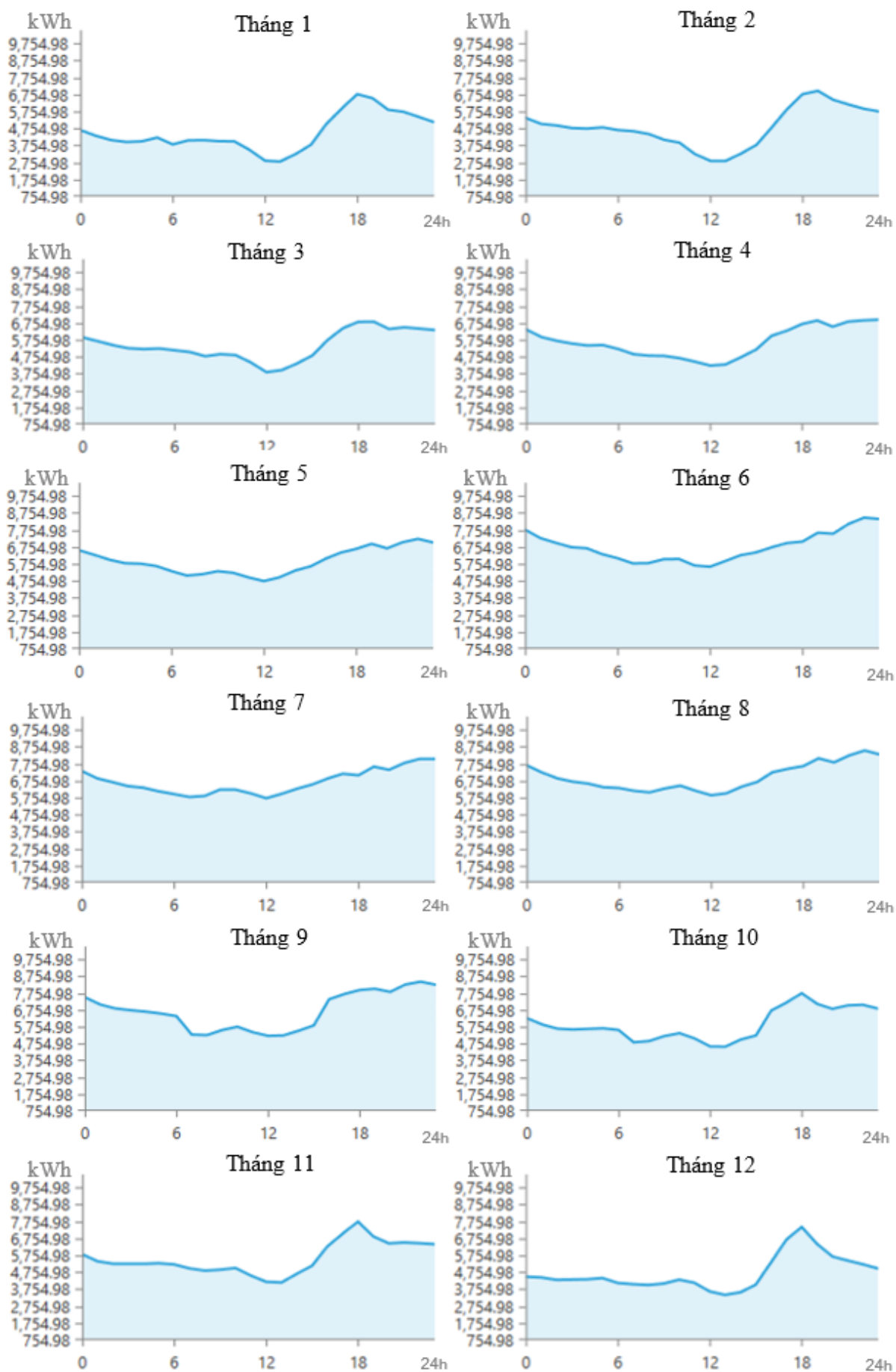
Hình PL.6. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN năm 2030.



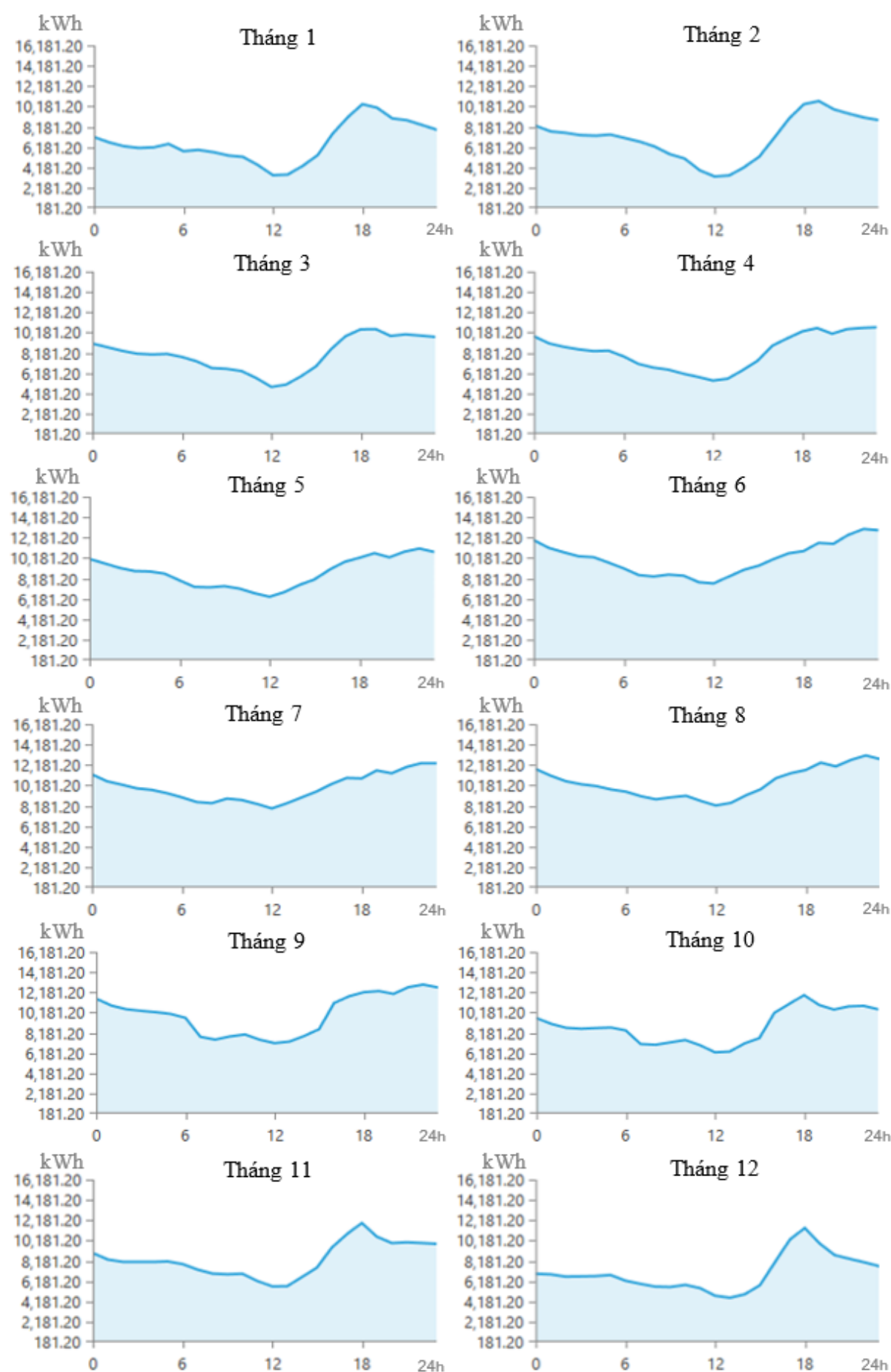
Hình PL.7. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN năm 2035.



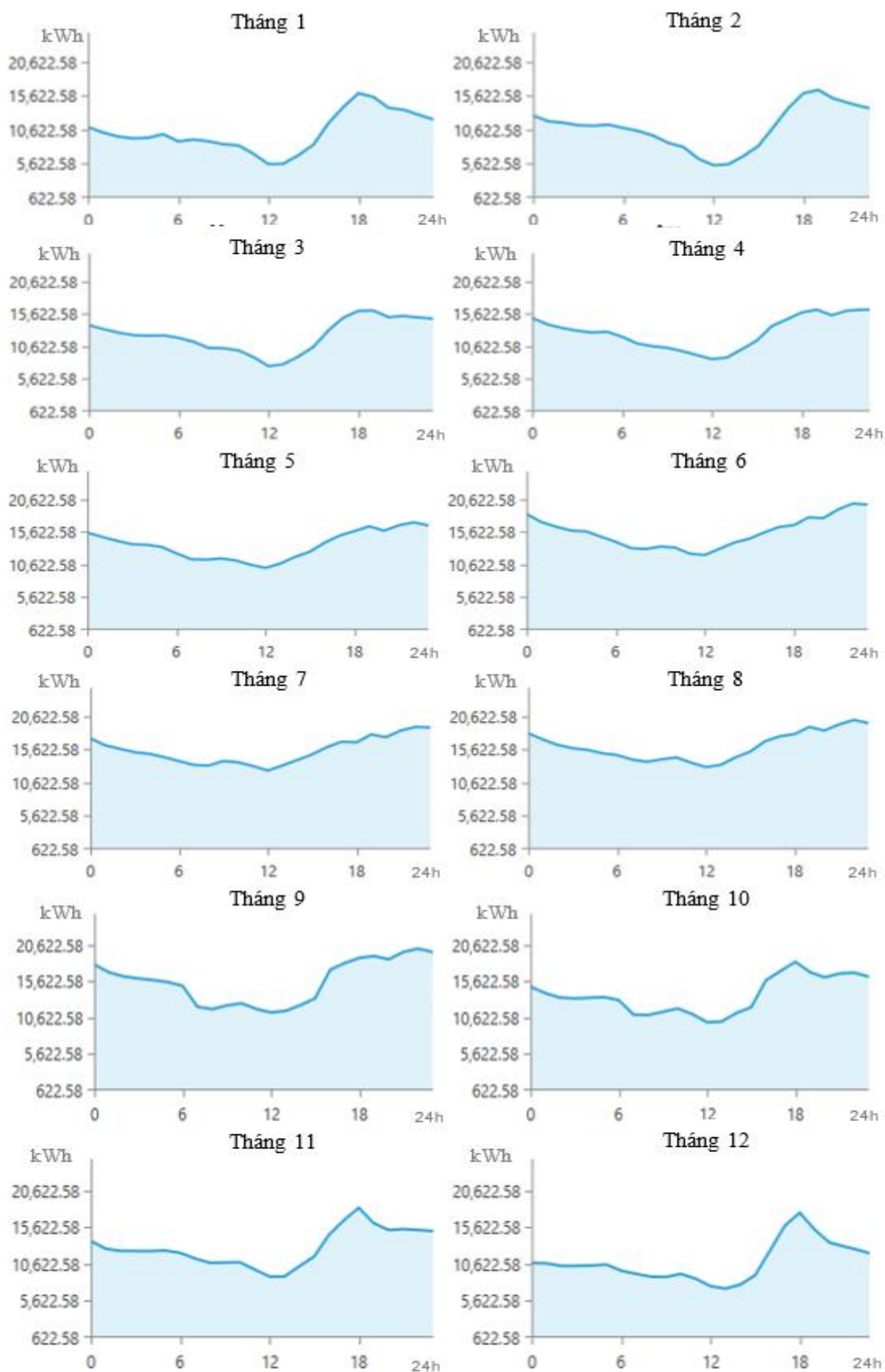
Hình PL.8. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản GREEN năm 2040.



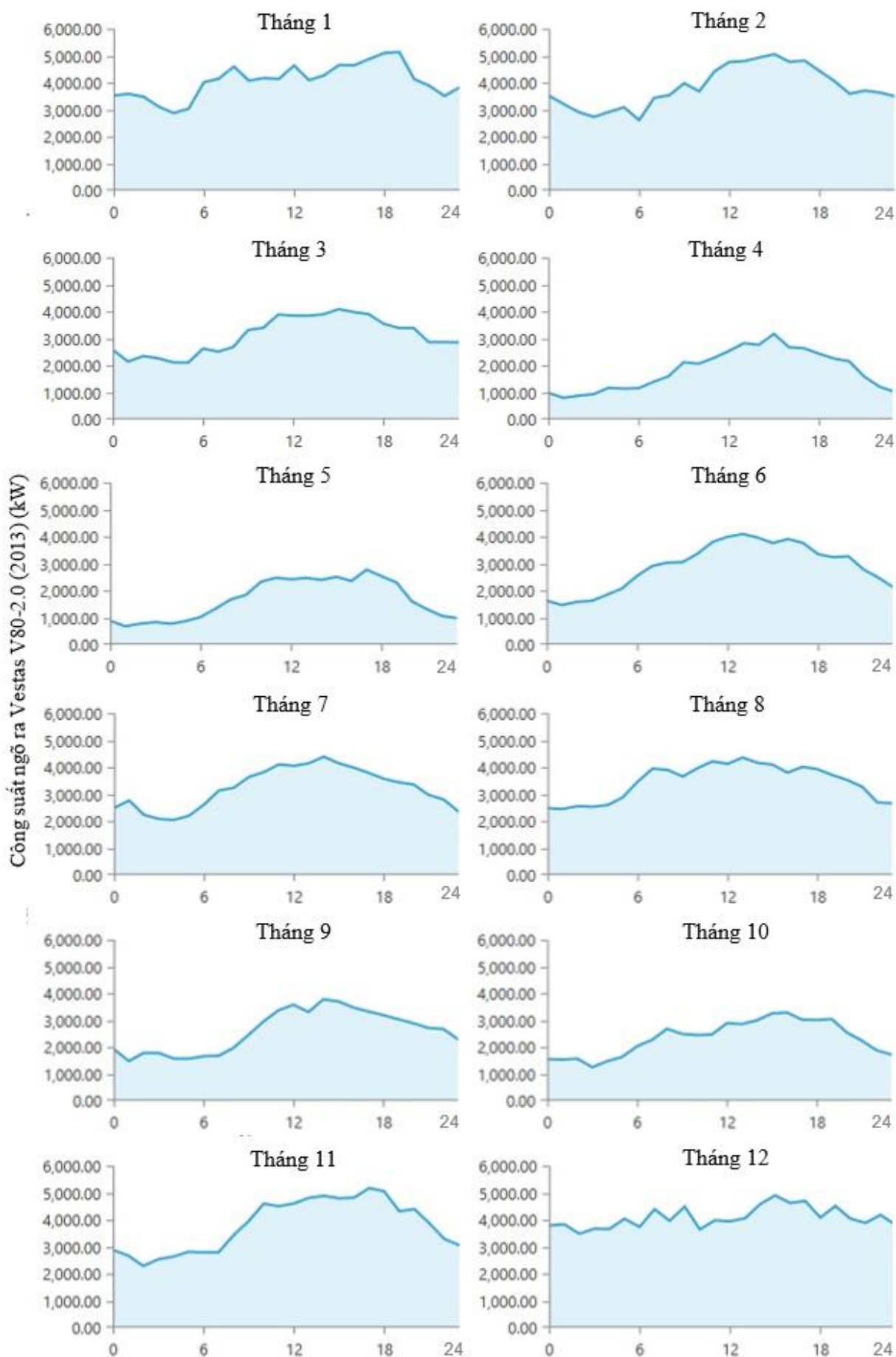
Hình PL.9. Đồ thị nhu cầu phụ tải khách bản HIGHER GREEN năm 2030.



Hình PL.10. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản HIGHER GREEN năm 2035.



Hình PL.11. Đồ thị nhu cầu phụ tải kịch bản HIGHER GREEN năm 2040.



Hình PL.12. Sản lượng tính toán mẫu cho turbine gió 6 MW tại đảo Phú Quý.