

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT TP.HCM**

NGUYỄN HOÀNG PHƯƠNG

**SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG HIỆU QUẢ,
PHÁT THẢI CO₂ THẤP
CHO CÁC ĐẢO KHU VỰC NHIỆT ĐỚI**

Chuyên ngành: KỸ THUẬT ĐIỆN
Mã số chuyên ngành: 9520201

TÓM TẮT LUẬN ÁN TIẾN SĨ

TP. HỒ CHÍ MINH – NĂM 2025

Công trình được hoàn thành tại **Trường Đại học Sư phạm Kỹ thuật Tp.HCM**

Người hướng dẫn khoa học 1: PGS.TS. VÕ VIẾT CUỒNG

Người hướng dẫn khoa học 2: PGS.TS. PHAN THỊ THANH BÌNH

Phản biện 1:

Phản biện 2:

Phản biện 3:

DANH MỤC CÔNG TRÌNH 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, "CO₂ 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. (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).

CHƯƠNG 1. GIỚI THIỆU

1.1. Lý do chọn đề tài

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 [1].

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. Các đảo như gồm Phú Quốc, từ năm 2014 đã được cấp điện từ lưới điện quốc gia 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. Côn Đảo hiện đang cấp điện chính từ 9 tổ máy diesel, tổng công suất 11.820 kW, cùng với nguồn điện mặt trời công suất 136 kWp. Nhu cầu điện ở Côn Đảo tăng trung bình 23,4% mỗi năm. Tại Phú Quý, nguồn điện diesel có tổng công suất 9,7 MW, hệ thống điện gió 6 MW và điện mặt trời 0,732 MW. 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.

Qua đó, cho thấy các đảo của Việt Nam phụ thuộc vào năng lượng điện từ diesel gây phát thải CO₂ lớn hoặc vài đảo được cấp điện từ đất liền. Nếu xảy ra sự cố cấp ngầm, các đảo này có thể phải đối mặt với tình trạng mất điện kéo dài. Trong khi đó, các đảo này sở hữu điều kiện tự nhiên thuận lợi để khai thác các nguồn NLTT như mặt trời, gió, và sinh khối. Tuy nhiên, việc áp dụng các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả chưa được triển khai đồng bộ. Nếu được quan tâm đúng mức, điều này có thể được xem là giải pháp chiến lược, tạo điều kiện cho các ngành kinh tế trên đảo phát triển bền vững, không gây thêm áp lực lên nguồn cung năng lượng [45-46].

Sau khi khảo sát tình hình sử dụng năng lượng hiện tại của các đảo nhiệt đới trên thế giới và nghiên cứu các mô hình năng lượng như mô hình của đảo Gran Canaria [6], 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], kèm theo tính cấp thiết về việc áp dụng các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả, luận án đề xuất đề tài "Sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO₂ thấp cho các đảo khu vực nhiệt đới". 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.

1.2. Đối tượng nghiên cứu

- Các phương pháp tiếp cận và khai thác tiềm năng NLTT 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 NLTT 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 NLTT 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 NLTT 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

Luận án sử dụng linh hoạt các phương pháp sau: phương pháp nghiên cứu tài liệu, phương pháp thu thập số liệu thực địa, phương pháp mô phỏng và tối ưu hóa, phương pháp phân tích chi phí, phương pháp dự báo và xây dựng kịch bản

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 CO₂, 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 CO₂ 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. 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 CO₂ giảm thiểu dao động từ 23.118

đến 34.220 tấn CO₂/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 CO₂ giảm thiểu lần lượt là 193.844, 293.287, 464.473 tấn CO₂/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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂/m²/năm; thời gian hoàn vốn chỉ hơn 9 tháng.

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

Chuyển đổi năng lượng trên các đảo nhiệt đới thể 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, năng

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 CO₂ 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 tối 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 CO₂ 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 CO₂ 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.

CHƯƠNG 3.

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

3.1. Đề xuất mô hình năng lượng cho các đảo nhiệt đới

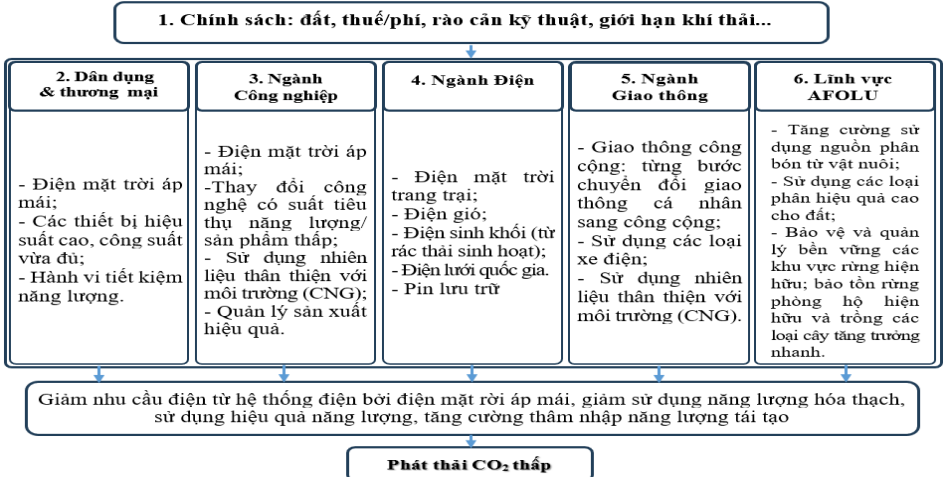
Mô hình nhằm khai thác tối đa tiềm năng NLTT tại địa phương và thúc đẩy sự phát triển bền vững như Hình 3.1

3.1.1. Chính sách: là yếu tố quyết định mức độ thành công của kịch bản phát thải carbon thấp. Những gói chính sách này bao gồm hai nhóm chính là nhóm chính sách gây cản trở hoặc khó khăn và nhóm chính sách tạo điều kiện thuận lợi hoặc hỗ trợ.

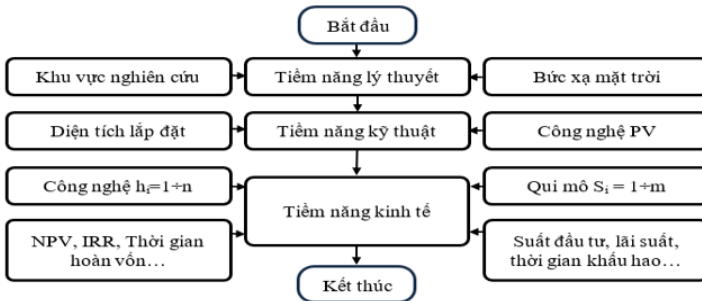
3.1.2. Các nhóm giải pháp

• 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.



Hình 3.1 Mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO₂ thấp cho các đảo nhiệt đới của Việt Nam



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

Tiềm năng điện mặt trời kinh tế $EG_{Economic}$ tại khu vực khảo sát mỗi năm được xác định bởi (3.3), Thời gian hoàn vốn của hệ thống điện mặt trời được tính theo công thức (3.6) [55]:

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

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

Với P_t : thời gian hoàn vốn. T : năm xảy ra sự chuyển đổi từ dòng tiền thuần tích lũy âm sang dòng tiền thuần tích lũy dương. $CNCF_{T-1}$: dòng tiền thuần tích lũy tại năm $T - 1$, $CNCF_{T-1}$ được xác định như (3.7) [56]:

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

Hiện giá thu hồi thuần (NPV) được tính theo công thức (3.8) [56]:

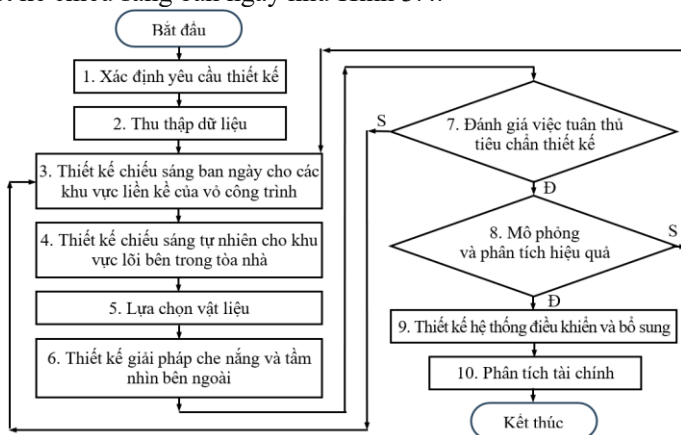
$$NPV = \sum_{t=0}^N (CI_t - CO_t) \times (1 + i)^{-t} \quad (3.8)$$

Tỷ lệ hoàn vốn nội bộ (IRR) được tính theo (3.9) [56]:

$$IRR = i_2 + (i_3 - i_2) \times \frac{NPV_2}{NPV_2 + |NPV_3|_2} \quad (3.9)$$

• 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 chiếu sáng cho công trình kiến trúc tập trung vào việc tăng cường ánh sáng tự nhiên và tối ưu hóa thiết kế chiếu sáng ban ngày. Quy trình thiết kế sử dụng phần mềm mô phỏng như Dialux, Relux để giảm ánh sáng nhân tạo, đồng thời đảm bảo hiệu quả năng lượng và chất lượng không gian. Các yếu tố như kính Low-E, hệ thống che nắng, trần dốc, cửa sổ ngang giúp tối ưu hóa ánh sáng tự nhiên, tăng phản xạ bằng bề mặt sáng màu và giảm chói qua mái vòm. Việc tính toán chỉ số chiếu sáng ban ngày (DF) và tỷ lệ diện tích cửa sổ trên tường (WWR) giúp xác định sự phù hợp của ánh sáng tự nhiên. Đánh giá tài chính dựa trên các chỉ tiêu như NPV, IRR giúp kiểm tra tính khả thi của các dự án tiết kiệm năng lượng. Lưu đồ thiết kế chiếu sáng ban ngày như Hình 3.4.



Hình 3.4. Lưu đồ thiết kế chiếu sáng ban ngày

• Giải pháp thay đổi phương thức vận hành hệ thống điện diesel - gió hiện hữu trên các đảo

Dù các đảo có tiềm năng điện gió lớn, hiệu quả khai thác vẫn còn thấp. Để tối ưu hóa, luận án giới thiệu một giải thuật vận hành, sử dụng phân nhóm phụ tải điện và tốc độ gió. Phân nhóm phụ tải được thực hiện bằng giải thuật $K_{\max} - K_{\min}$ kết hợp với hệ chuyên gia. Nếu phân nhóm phụ tải thành công, sẽ tiếp tục phân nhóm tốc độ gió để đáp ứng nhu cầu. Quá trình tính toán giúp xác định phương án vận hành tối ưu với chi phí diesel thấp nhất, bao gồm giả lập dữ liệu phụ tải và tính toán công suất turbine gió và diesel. Phân nhóm phụ tải đóng vai trò quan trọng trong việc quy hoạch và vận hành hệ thống điện. Lưu đồ giải thuật được trình bày trong Hình 3.8.

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]:

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

Với $g_{D,W}$: là loại hình phát điện gió hoặc diesel. q : tháng trong năm. t : là thời gian (giờ). y : là năm thực hiện nghiên cứu. $CE_{g_{D,W},y}$: là chỉ phí phát điện của nhà máy điện $g_{D,W}$. $X_{g_{D,W},q,t,y}$: là công suất phát tối ưu về chi phí của nhà máy sử dụng nguồn phát $g_{D,W}$ (MWh). W_y là hệ số quy đổi thời giá.

Các ràng buộc đi với hàm mục tiêu gồm: ràng buộc về công suất & 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 dung lượng xả và sạc của hệ thống lưu trữ.

• Giải pháp phát điện sinh khối từ rác thải sinh hoạt (CTR)

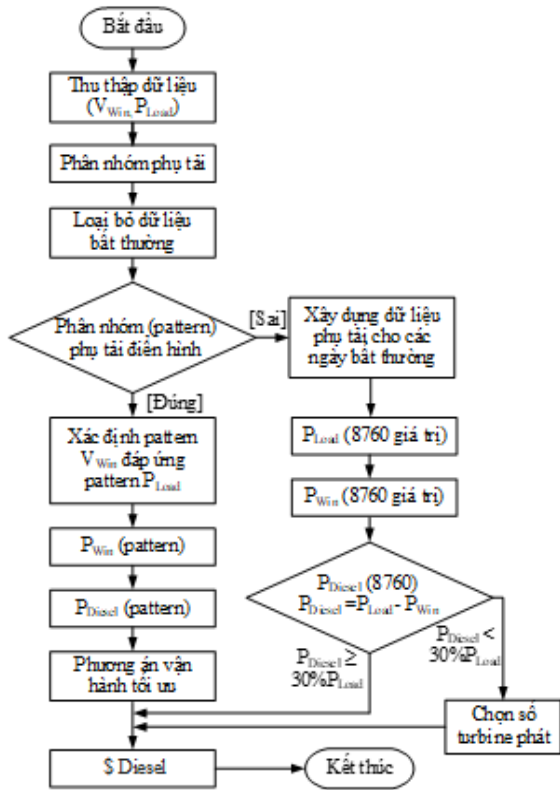
L luận án đề xuất dùng CTR vô cơ làm nguyên liệu sinh khối phát điện, giảm rác tồn đọng và tối ưu tái chế. Sơ đồ khối nghiên cứu khả thi sản xuất điện từ rác thải sinh như hình 3.12.

Khối lượng chất thải rắn sinh hoạt phát sinh trong một ngày được xác định [70]:

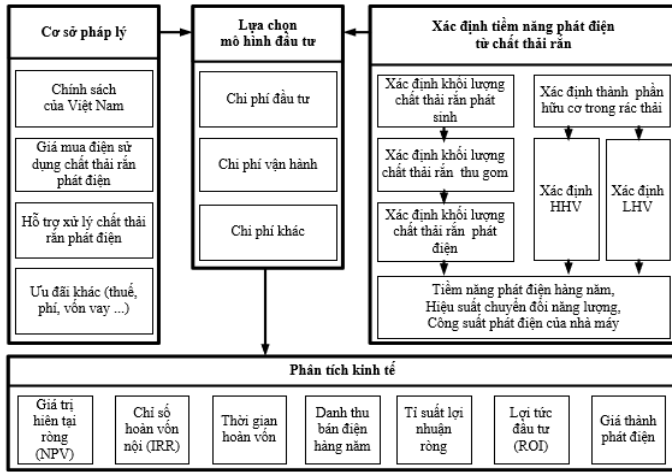
$$M_T = \frac{P_y \times w_{cy}}{365} \quad (3.25)$$

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 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 $P_{y\Sigma} = P_y + P_{T,y}$.



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



Hình 3.12 Sơ đồ khối nghiên cứu khả thi sản xuất điện từ rác thải sinh hoạt
 Với $P_{y\Sigma}$: 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).

Nhiệt hữu ích cần thiết để quay turbin hơi nước được xác định bằng (3.31):

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

Với e : là tổng lượng nhiệt bị tổn thất (%), b : là khối lượng khô của chất liệu đầu vào (lb/h), HHV : là giá trị nhiệt cao (Btu/lb).

Tiềm năng sản xuất điện hàng năm được xác định như [70], [98]:

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

Với $E_{P(INC)}$: sản lượng điện tiềm năng hàng năm (kWh/năm), Q_{inc} : nhiệt hữu ích đầu vào hàng năm (Btu/giờ).

Công suất phát điện của nhà máy được xác định bởi (3.41):

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

Với $G_{P(INC)}$: công suất phát điện danh định của nhà máy (MW), $E_{P(INC)}$: sản lượng điện thực tế hàng năm (MWh). CF : hệ số công suất [98].

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

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

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

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

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

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

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

Với Rev : doanh thu hàng năm (USD), E_p : là sản lượng điện (kWh/năm). F_d : là giá điện (USD/kWh).

Chi phí sản xuất điện LCOE (3.46) [70]:

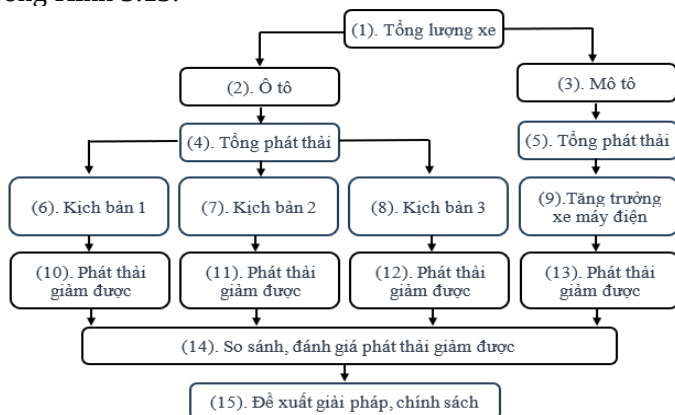
$$LCOE = \frac{LCC \times CRF}{E_p} \quad (3.46)$$

Với LCC : là chi phí 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).

Thời gian hoàn vốn, giá trị hiện tại ròng (NPV), tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) xác định tương khi phân tích hiệu quả kinh tế - kỹ thuật hệ thống điện mặt trời áp mái.

• **Giải pháp giảm phát thải CO₂ thông qua việc thay thế dần xe sử dụng nhiên liệu hóa thạch bằng xe điện**

Luận án tính toán khả năng giảm phát thải CO₂ bằng cách thay thế xe sử dụng nhiên liệu hóa thạch bằng xe điện, dựa trên dữ liệu dân số, GDP và số lượng xe cơ giới. Sơ đồ khối nghiên cứu tiềm năng giảm CO₂ khi áp dụng xe điện được trình bày trong Hình 3.13.



Hình 3.13. Sơ đồ khối nghiên cứu tiềm năng giảm CO₂ khi đưa xe điện vào hoạt động.

Nghiên cứu đề xuất ba kịch bản phát triển xe điện:

- Kịch bản cấp thấp (kịch bản 1): Thị phần xe điện, taxi và xe buýt đạt 5%, tổng thâm nhập thị trường 7% do chi phí vận hành và chính sách trợ giá.

- Kịch bản cấp cao (kịch bản 2): Thị phần xe điện, taxi và xe buýt đạt 10%, thâm nhập thị trường 12%.

- Kịch bản siêu cao cấp (kịch bản 3): Thị phần xe điện, taxi và xe buýt đạt 15%, thâm nhập thị trường 20%.

Dự báo tăng trưởng xe máy điện theo nghiên cứu của Ngân hàng Phát triển Châu Á, trong kịch bản tham chiếu, xe máy điện đạt 40% thị trường vào năm 2050 và trong kịch bản phát thải thấp, tỷ lệ xe máy điện chiếm 90% vào năm 2050

Luận án sử dụng mô hình Bass để khuếch tán công nghệ như (3.22):

$$\frac{dF(t)}{dt} = [p + qF(t)] \times [1 - F(t)] \quad (3.22)$$

Với $F(t)$: tỷ lệ tích lũy khách hàng đã chấp nhận sản phẩm tại thời điểm t .

Giải phương trình (3.22): 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 (3.23) (Bass 1969):

$$F(t) = \frac{1 - \exp(-(p+q)t)}{1 + \frac{q}{p} \exp(-(p+q)t)} \quad (3.23)$$

Phát thải CO₂ của xe truyền thống lượng được xác định bởi (3.24) [82]:

$$CE = L \times FC \times CE_{fuel} \quad (3.24)$$

Với CE : lượng phát thải CO_2 của xe truyền thống (kCO_2). L : khoảng cách phương tiện di chuyển (km). FC : mức tiêu thụ nhiên liệu của phương tiện (l/km). CE_{fuel} : phát thải CO_2 của nhiên liệu ($k CO_2/l$).

Phát thải CO_2 của nhiên liệu CE_{fuel} xác định bởi (3.25):

$$CE_{fuel} = D \times E \times CF \times 10^{-3} \quad (3.25)$$

Với D : tỷ trọng nhiên liệu (kg/l). E : giá trị calore tịnh (GJ/t). CF : tỷ lệ phát thải CO_2 mặc định (tCO_2/TJ).

Mặc dù xe điện không phát thải CO_2 trực tiếp trong quá trình vận hành, nhưng vẫn có lượng phát thải gián tiếp từ hệ thống sản xuất và cung cấp điện năng. Lượng CO_2 này được tính theo phương trình (3.26) [83]:

$$EF = L \times EG \times FE_{Grid} \quad (3.26)$$

Với 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).

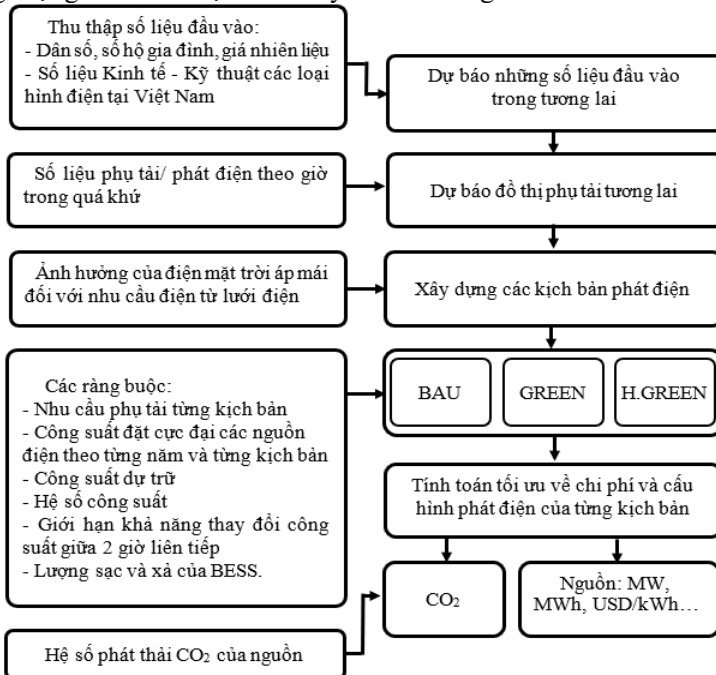
Lượng CO_2 giảm được ΔE : khi chuyển từ xe truyền thống sang xe điện xác định theo (3.27):

$$\Delta E = CE - EF \quad (3.27)$$

Với CE : lượng phát thải CO_2 của xe truyền thống (kCO_2). EF : là lượng phát thải CO_2 của xe điện (kCO_2).

3.2. Cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo khi áp dụng Mô hình năng lượng

L 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

3.2.1. Xây dựng các kịch bản phát điện cho đảo

Luận án đề xuất ba kịch bản phát điện cho đảo:

- Kịch bản BAU: Hệ thống điện duy trì tăng trưởng NLTT như điện gió và điện mặt trời, hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) được tích hợp từ năm 2030 để đáp ứng nhu cầu phụ tải.

- Kịch bản GREEN: Đến 2025, các nhà máy hiện tại vẫn chủ đạo; từ 2030, NLTT dần thay thế diesel, trong khi điện mặt trời áp mái của hộ gia đình giúp giảm tải lưới điện.

- Kịch bản HIGHER GREEN: Từ 2030, loại bỏ hoàn toàn diesel, thay thế bằng NLTT và BESS, với sự tăng trưởng mạnh của điện mặt trời áp mái.

3.2.2. Dự báo các chỉ tiêu xã hội

Ước tính dân số và số hộ gia đình: Trong luận án, dân số và số hộ gia đình trên đảo được ước tính dựa trên số liệu thống kê địa phương gần đây, sử dụng đường cong khuynh hướng tăng trưởng để dự báo dân số và số hộ gia đình trong tương lai. Giá diesel trong nghiên cứu được điều chỉnh theo sức mua và dự báo từ EIA giai đoạn 2025-2040.

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, diesel sẽ không còn trong hệ thống điện Việt Nam. Tuy nhiên, do nhu cầu phụ tải liên tục 24/24 tại các đảo, nguồn phát điện diesel vẫn có thể được sử dụng. Trong các kịch bản tương lai, luận án đề mở khả năng tăng cường diesel và việc xác định giá trị tăng trưởng sẽ do tính toán tối ưu xác định để đáp ứng yêu cầu phụ tải.

3.2.3. Các số liệu Kinh tế - Kỹ thuật của các nhà máy điện

Nhà máy điện diesel: Cần thu thập thông số về công suất đặt, vòng đời, chi phí đầu tư, vận hành và bảo trì từ báo cáo nhà sản xuất, tổ chức tư vấn năng lượng, cơ quan năng lượng quốc gia và "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021". Thông số này hỗ trợ tối ưu hóa chi phí và hiệu quả vận hành, đánh giá tính bền vững dựa trên dữ liệu thực tế và kịch bản năng lượng.

Nhà máy điện gió: Thông số kỹ thuật và kinh tế ảnh hưởng đến chi phí tối ưu và tiềm năng phát triển. Suất đầu tư điện gió giảm nhờ công nghệ cải tiến, nhưng chi phí lãi suất, vật liệu và xây dựng lại tăng. Nghiên cứu dùng mức đầu tư 1.875 USD/MW trước năm 2020, tăng 5% mỗi năm, với dữ liệu từ thực tế địa phương, kịch bản năng lượng và "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam 2021".

Điện mặt trời: Hai hướng phát triển chính là hệ thống áp mái và nhà máy điện mặt trời. Suất đầu tư điện mặt trời giảm từ 1.200 USD/kW (2018) xuống dưới 900 USD/kW (2025), nhưng các yếu tố chi phí khác có xu hướng tăng. Số liệu Kinh tế - Kỹ thuật dựa trên dữ liệu thực tế địa phương và "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021".

Nhà máy điện sinh khối: Kinh tế xã hội phát triển dẫn đến áp lực quản lý chất thải rắn (CTR), ảnh hưởng xấu đến môi trường và sức khỏe cộng đồng. Nhà máy điện sinh khối tái sử dụng CTR, góp phần giải quyết vấn đề ô nhiễm và thúc đẩy phát triển bền vững. Các thông số kỹ thuật cần thiết bao gồm quy mô dân số, khả năng tăng rác thải và dữ liệu thực tế từ địa phương. Nghiên cứu dựa trên "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021", đảm bảo thông tin chi tiết và đáng tin cậy.

Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)

Chính quyền địa phương và Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đã triển khai các chính sách nhằm tăng cường sử dụng NLTT và giảm năng lượng hóa thạch. Mục tiêu là tích trữ năng lượng dư thừa từ NLTT vào BESS và cung cấp điện khi cần thiết, giúp ổn định hệ thống.

C-rate trong BESS là tốc độ sạc hoặc xả của pin so với dung lượng danh định. C-rate cao thích hợp với các ứng dụng yêu cầu phản ứng nhanh như ổn định lưới điện, trong khi C-rate thấp dùng cho các ứng dụng dài hạn như giảm đỉnh tải. Độ xả sâu - DOD cho biết phần năng lượng đã sử dụng so với dung lượng của pin, với DOD cao giúp cung cấp nhiều năng lượng hơn nhưng lại giảm tuổi thọ của pin. Để duy trì tuổi thọ, DOD nên trong khoảng 60% - 80%.

Nghiên cứu của Zihang Qiu chỉ ra rằng mối quan hệ giữa C-rate và số chu kỳ tiêu thụ ảnh hưởng đến hiệu suất và thất thoát năng lượng. C-rate thấp giúp giảm thất thoát chu kỳ nhưng không phù hợp với yêu cầu vận hành nhanh. C-rate = 0,5 C được chọn làm mức ràng buộc trong luận án. số liệu Kinh tế - Kỹ thuật được xác định dựa vào "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021"

3.2.4. Dự báo nhu cầu phụ tải

Dự báo phụ tải điện cho các đảo dựa trên dữ liệu tiêu thụ lịch sử, tăng trưởng dân số, kinh tế, cơ cấu tiêu thụ, chính sách phát điện và mục tiêu năng lượng tái tạo. Nghiên cứu sử dụng sản lượng phát điện bình quân 5 năm qua, tỷ lệ tăng trưởng nhu cầu trung bình, và đặc điểm địa phương để dự báo nhu cầu phụ tải đến 2025, 2030, 2035, và 2040.

3.2.5. Ảnh hưởng của điện mặt trời áp mái với nhu cầu điện từ lưới điện

Trong tương lai, sự gia tăng giá điện cùng với chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời áp mái sẽ tạo động lực mạnh mẽ thúc đẩy năng lượng tái tạo, đặc biệt ở quy mô hộ gia đình. Điều này không chỉ giúp giảm nhu cầu tiêu thụ điện từ lưới mà còn hạn chế việc mở rộng công suất hệ thống điện trên đảo. Tuy nhiên, việc dự báo tăng trưởng điện mặt trời áp mái gặp nhiều khó khăn do thiếu dữ liệu chi tiết về điện tích mái nhà.

Để khắc phục, nghiên cứu đưa ra các giả định sau: (1) mỗi hộ gia đình trên đảo có khả năng lắp đặt tối đa 3 kWp điện mặt trời áp mái. (2) Tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời áp mái tối đa trong kịch bản BAU là 0%. (3) Trong kịch bản GREEN, tỷ lệ này đạt lần lượt 5%, 7%, và 10% vào các năm 2030, 2035, và 2040. (4) Trong kịch bản HIGHER GREEN, tỷ lệ này tăng lên 10%, 15%, và 20% vào cùng các mốc thời gian.

Để tính toán công suất phát của hệ thống điện mặt trời áp mái trong các năm tương lai, công thức áp dụng như (3.58):

$$P_{PV} = Y_{PV} \times f_{PV} \times \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) \quad (3.58)$$

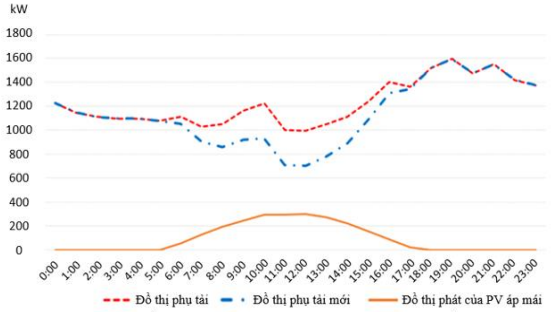
P_{PV} : công suất phát của hệ thống điện mặt trời áp mái (kWp). Y_{PV} : công suất thiết kế (kW). f_{PV} : hệ số suy giảm của tấm quang điện (%). G_T : bức xạ mặt trời tới tấm quang điện (kW/m²). $G_{T,STC}$: bức xạ mặt trời ở điều kiện tiêu chuẩn (1 kW/m²).

Sự phát triển điện mặt trời áp mái làm thay đổi đồ thị phụ tải, giảm nhu cầu điện ban ngày (06:00 - 18:00) nhưng không đồng đều giữa các giờ. Nhu cầu phụ tải từng giờ được tính bởi (3.59):

$$D'_{i,y} = D_{i,y} - P_{sr_{i,y}} \quad (3.59)$$

Với $D'_{i,y}$: nhu cầu phụ tải đã tiết giảm (kWh). $D_{i,y}$: nhu cầu phụ tải được tương lai (kWh). $Ps_{i,y}$: công suất phát của điện mặt trời áp mái.

Hình 3.20 là một ví dụ minh họa cho kiểu đồ thị phụ tải mới, được tạo ra bởi sự kết hợp bởi đồ thị phụ tải và mức độ thâm nhập của điện mặt trời áp mái.



Hình 3.20. Nhu cầu phụ tải và sản lượng điện mặt trời áp mái điển hình.

3.2.6. 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]:

$$\sum costs = \sum_{g,q,t,y} W_y \times CE_{g,y} \times X_{g,q,t,y} \rightarrow \min \quad (3.60)$$

Với W_y : hệ số quy đổi thời giá. $CE_{g,y}$: chi phí phát điện của nhà máy điện g năm y (USD/MWh). $X_{g,q,t,y}$: 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. q : tháng trong năm (từ 1 đến 12). t : thời gian trong một ngày (1:00 - 24:00). y : năm tính toán (2025, 2030, 2035 và 2040).

3.2.7. Các ràng buộc của hàm mục tiêu

Các ràng buộc của hàm mục tiêu là kết hợp của các ràng buộc thuộc bài toán quy hoạch như: (1) ràng buộc về công suất & sản lượng các nguồn phát; (2) ràng buộc của 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:

Phương trình cân bằng công suất được biểu diễn như (3.63) [65]:

$$\sum_g X_{g,q,t,y} = P_{q,t,y} \quad (3.63)$$

Với $X_{g,q,t,y}$: 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 .

Ràng buộc về công suất đặt cực đại (3.64) [65]:

$$C_{g,y} \leq C_{max,g,y} \quad (3.64)$$

Với $C_{g,y}$: 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.

Ràng buộc về công suất dự trữ (3.65) [65]:

$$\sum C_{g,y} \geq (1 + \alpha_y) \times P_{max,y} \quad (3.65)$$

Với $\sum C_{g,y}$: 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). α_y : hệ số dự trữ công suất của năm y .

Ràng buộc về hệ số công suất (3.66) [65]:

$$\sum_t X_{g,q,t,y} \leq 24 \times L_{g,q} \times C_{g,y} \quad (3.66)$$

Với $\sum_t X_{g,q,t,y}$: tổng sản lượng phát điện thực tế hàng ngày của nhà máy g (MWh). $C_{g,y}$: công suất đặt của nhà máy g trong năm y (MW). $L_{g,q}$: là hệ số phụ tải của nhà máy điện g theo dạng đồ thị phụ tải q , ($L_{g,q} = 0 \div 1$).

Giới hạn thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp (3.67) [65]:

$$(1 - \rho_g) \times X_{g,q,t,y} \leq X_{g,q,t,y} \leq (1 + \rho_g) \times X_{g,q,t-1,y} \quad (3.67)$$

Với ρ_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).

Nhà máy điện gió và điện mặt trời 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.

Ràng buộc về công suất phát cực đại theo giờ của điện gió (3.68):

$$C_{wind,t} \leq k \times C_{maxwind,t} \quad (3.68)$$

Với $C_{wind,t}$: công suất phát thực tế của điện gió tại thời điểm t (MW). $C_{maxwind,t}$: công suất đặt cực đại của hệ thống tuabin gió tại thời điểm t (MW). k : là hệ số phát điện theo giờ của điện gió, với $k \leq 1$.

Công suất phát cực đại theo giờ của điện mặt trời (3.70):

$$C_{solar,t} \leq m \times C_{maxsolar,t} \quad (3.70)$$

Với m : là hệ số khả dụng của điện mặt trời, với $m \leq 1$. $C_{solar,t}$: công suất phát thực tế của điện mặt trời tại thời điểm t (MW). $C_{maxsolar,t}$: công suất đặt cực đại của hệ thống điện mặt trời tại thời điểm t (MW).

Ràng buộc về hệ thống lưu trữ - BESS:

$$C_{bess discharge,t} \leq \mu \times C_{bess max} \quad (3.71)$$

$$C_{bess charge,t} \leq \mu \times C_{bess max} \quad (3.72)$$

Với $C_{bess discharge,t}$: dung lượng xả của BESS tại thời điểm t (MWh). $C_{bess charge,t}$: dung lượng nạp của BESS tại thời điểm t (MWh). $C_{bess max}$: dung lượng cực đại của BESS (MWh). μ : hệ số lượng nạp xả tối đa trong 1 giờ của BESS.

Ràng buộc khi BESS đang nạp thì BESS không được xả.

$$C_{bess discharge,t} > 0 ; C_{bess charge,t} = 0 \quad (3.73)$$

$$C_{bess charge,t} > 0 ; C_{bess discharge,t} = 0 \quad (3.74)$$

Ràng buộc về tổng dung lượng xả của BESS:

$$\sum C_{bess discharge,t} \leq \gamma \times C_{bess max} \quad (3.75)$$

Với γ : hệ số điều chỉnh lượng BESS xả tối đa.

Ràng buộc về tổng dung lượng sạc của hệ thống BESS như (3.76):

$$\sum C_{bess charge,t} \leq C_{bess max} \quad (3.76)$$

3.2.8. Giới hạn công suất lắp đặt của các nguồn phát

- Giới hạn công suất lắp đặt điện gió: Công suất điện gió tại các đảo phụ thuộc vào tốc độ gió, tiềm năng khai thác, hạ tầng kỹ thuật và chính sách quy hoạch năng lượng. Hiện chưa có dự án khả thi tại đảo nhiệt đới Việt Nam, và công suất dự báo không tăng trước 2025. Tương lai, công suất tối đa sẽ phụ thuộc vào vị trí, phân tích kỹ thuật, môi trường và quy hoạch đất.

- Giới hạn công suất lắp đặt điện mặt trời: Tương tự điện gió, đến 2025, không có dự án điện mặt trời mới tại các đảo Việt Nam. Tăng trưởng điện mặt trời sau đó phụ thuộc vào diện tích đất có sẵn. Giả định đến 2040, 1% diện tích đất đảo sẽ được sử dụng cho điện mặt trời.

- Công suất dự trữ của hệ thống: Các hệ thống cần dự trữ công suất để đối phó với tình huống khẩn cấp hoặc giảm sút công suất năng lượng tái tạo. Tỷ lệ công suất dự trữ giả định là: Kịch bản BAU 10%, GREEN 15%, HIGHER GREEN 20%.

3.2.9. Công cụ tối ưu hóa

Để giải bài toán tối ưu chi phí phát điện theo cấu trúc nguồn phát, luận án đề xuất sử dụng phần mềm LINDO, công cụ tối ưu hóa nổi bật cho các mô hình tuyến tính và phi tuyến. Phát triển bởi LINDO Systems, Inc. từ năm 1981, LINDO giúp giải quyết các bài toán tối ưu trong các lĩnh vực như tài chính, năng lượng, sản xuất và chuỗi cung ứng. Trong luận án này, LINDO được áp dụng để tối ưu hóa công suất phát điện với mục tiêu giảm thiểu tổng chi phí, thông qua thuật toán nhánh và cận (Branch and Bound), một thuật toán phổ biến trong việc tính toán tối ưu cho các vấn đề kinh tế..

3.2.10. Phát thải CO₂

Để tính toán lượng phát thải CO₂ 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.

Bảng 3.7. Hệ số phát thải CO₂ của các loại hình phát điện ở Việt Nam.

Loại hình phát điện	Diesel	Sinh khối	Gió	Mặt trời
Phát thải CO ₂ (g-CO ₂ /kWh)	763,6	20	11,7	40

Lượng CO₂ phát thải của hệ thống theo cấu trúc phát điện tối ưu theo cơ cấu nguồn phát g năm y , được trình bày như (3.77):

$$CE_{gy} = \sum_g \sum_t X_{g,y} \times EG_{gCO_2} \quad (3.77)$$

CE_{gy} : lượng phát thải CO₂ của hệ thống (g-CO₂). $\sum_t X_{g,y}$: sản lượng phát điện thực tế theo cấu trúc phát điện tối ưu (kWh). EG_{gCO_2} : lượng phát thải CO₂ của loại hình phát điện g (g-CO₂/kWh).

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. Các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả cho các đảo

4.1.1. Tính toán khả thi phát điện từ rác thải rắn trên đảo Phú Quốc giai đoạn 2020 - 2030

Luận án nghiên cứu tiềm năng phát điện từ rác thải rắn tại Phú Quốc, giải pháp giúp giảm ô nhiễm và cung cấp điện cho lưới điện đảo. Dữ liệu tính toán cho thấy Phú Quốc có thể phát điện từ rác thải rắn với công suất từ 4,7 đến 7,0 MW trong giai đoạn 2020-2030, với chi phí phát điện dao động từ 6,4 đến 5,3 cent/kWh. Mức đầu tư dự án ước tính là 34,1 triệu USD, thời gian xây dựng 2 năm và thời gian hoạt động 23 năm. Các chỉ số tài chính, như tỷ suất hoàn vốn đầu tư (ROI) đạt 18,9% và 14,9%, cho thấy tính khả thi về mặt kinh tế của dự án.

Dự án sẽ được hưởng các ưu đãi lớn trong giai đoạn phát triển và hoạt động. Kết quả tính toán cho thấy giá trị hiện tại ròng (NPV) của dự án 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.

4.1.2. Tính toán khả thi của hệ thống điện mặt trời áp mái tại Phú Quốc đến 2030

Luận án nghiên cứu tiềm năng điện mặt trời tại Phú Quốc dựa trên vị trí địa lý, bức xạ mặt trời, diện tích đất và quy hoạch hạ tầng, sử dụng phương pháp tiếp cận từ trên xuống, hướng đến mục tiêu năm 2030. Diện tích lắp đặt hệ thống PV được xác định qua quy hoạch đất, mật độ xây dựng và diện tích mái nhà phù hợp.

Nghiên cứu so sánh ba công nghệ pin mặt trời phổ biến tại Việt Nam, đánh giá hiệu quả kinh tế và kỹ thuật của hệ thống PV từ 3 kWp đến 300 kWp qua các chỉ số như chi phí đầu tư, thời gian thu hồi vốn, tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR), và giá trị hiện tại ròng (NPV).

Ba kịch bản phát triển điện mặt trời đến năm 2030 được phân tích. Kịch bản 1 đạt công suất 805 MWp, sản lượng 304.499 MWh/năm, giảm 193.844 tấn CO₂/năm. Kịch bản 2 tăng lên 1.219 MWp (51,4%), sản lượng 460.709 MWh/năm (51,2%), và giảm 293.287 tấn CO₂/năm (51,2%). Kịch bản 3 đạt 1.930 MWp (139,5%), sản lượng 729.615 MWh/năm (139,8%), và giảm 464.473 tấn CO₂/năm (139,2%).

Kịch bản 3 tối ưu về hiệu quả kinh tế và môi trường nhưng đòi hỏi đầu tư lớn. Kịch bản 2 là lựa chọn cân bằng, phù hợp với tình hình thực tế của Phú Quốc. Kịch bản 1 dễ triển khai hơn nhưng hiệu quả kinh tế và môi trường thấp. Lựa chọn kịch bản phụ thuộc vào khả năng huy động vốn và các chính sách hỗ trợ năng lượng tái tạo.

4.1.3. Tính toán giảm phát thải CO₂ khi đưa xe điện vào hoạt động tại đảo Phú Quốc

Luận án nghiên cứu triển khai xe điện tại Phú Quốc để giảm CO₂, cải thiện chất lượng không khí và xây dựng hình ảnh du lịch xanh. Với hạ tầng năng lượng tái tạo phát triển, Phú Quốc hướng tới trở thành đô thị thông minh, tích hợp xe điện vào giao thông.

Nghiên cứu giả định tốc độ tăng trưởng phương tiện giao thông và ước tính lượng phát thải CO₂ của xe truyền thống. Các phương tiện như xe máy, xe buýt, xe 4 chỗ và 7 chỗ có lượng khí thải CO₂ đáng kể, với xe máy là 0,0505 kg/km và xe ô tô 4 chỗ là 0,1838 kg/km. So với xe điện, có mức tiêu thụ điện thấp hơn, xe điện có tiềm năng giảm phát thải CO₂ đáng kể.

Ba kịch bản phát triển xe điện tại Phú Quốc đến năm 2030 được nghiên cứu, với sự tăng trưởng của các loại xe điện khác nhau như xe buýt, xe 4 chỗ, xe 7 chỗ và taxi. Kết quả dự báo cho thấy việc triển khai xe điện có thể giảm khoảng 17-21% lượng phát thải CO₂ từ xe ô tô truyền thống.

Ngoài ra, nghiên cứu cũng đề xuất một khung chính sách hỗ trợ xe điện, bao gồm miễn thuế nhập khẩu, thuế tiêu thụ đặc biệt, và các biện pháp ưu đãi cho khách hàng và nhà sản xuất xe điện, nhằm tạo điều kiện thuận lợi cho sự phát triển của xe điện, tương tự như các quốc gia tiên tiến.

4.1.4. Phương thức vận hành mới cho hệ thống phát điện diesel - gió hiện hữu tại Phú Quý

Việc cải tiến phương thức vận hành hệ thống điện diesel - gió trên đảo Phú Quý là cần thiết để giảm chi phí nhiên liệu, giảm phát thải CO₂, bảo vệ môi trường, nâng cao an ninh năng lượng và tối ưu hóa sử dụng tài nguyên tái tạo. Đảo Phú Quý có tiềm năng lớn về điện gió với tốc độ gió trung bình vượt 9 m/s, trong khi nguồn điện diesel hiện có công suất 4,5 MW và gió là 6 MW. Nhu cầu điện của đảo tăng cao, nhưng sản lượng điện gió không tương xứng với tốc độ gió, chứng tỏ hệ thống hoạt động kém hiệu quả.

Mục tiêu nghiên cứu là đề xuất phương thức vận hành mới tập trung vào việc giảm chi phí diesel thông qua việc tối đa hóa công suất điện gió và đảm bảo ổn định hệ thống. Nghiên cứu sử dụng giải thuật Kmax - Kmin kết hợp với hệ chuyên gia để phân nhóm phụ tải và tốc độ gió, từ đó xác định phương án vận hành tối ưu.

Kết quả cho thấy phương thức mới giúp sản lượng điện gió tăng 81,69%, giảm 31,23% điện diesel, tiết kiệm gần 1,07 triệu lít dầu, giảm 3.376 tấn CO₂, và tiết kiệm 17,79 tỷ đồng. Nếu đạt 70% hiệu quả, có thể tiết kiệm 12,5 tỷ đồng/năm.

4.1.5. Thiết kế tận dụng chiếu sáng tự nhiên cho tòa nhà

Thiết kế tận dụng ánh sáng tự nhiên cho tòa nhà 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

Dự án tập trung vào việc thu thập dữ liệu liên quan đến thiết kế chiếu sáng tự nhiên và nhân tạo cho tòa nhà, bao gồm các yếu tố như hướng, tọa độ, vật liệu truyền sáng, và các thông số thiết bị điện. Mặt tiền tòa nhà hướng Bắc, với cường độ bức xạ mặt trời cao nhất vào buổi sáng ở phía đông và đông nam, giảm dần vào chiều tối. Bản vẽ kiến trúc và phối cảnh công trình đã được mô phỏng trong phần mềm DIALux Evo để tính toán chiếu sáng tự nhiên và nhân tạo. Tòa nhà sử dụng kính Low-E hai lớp cho cửa sổ và cửa chính để tối ưu hóa ánh sáng tự nhiên. Các cảm biến quang học và chuyển động được lắp đặt để điều chỉnh ánh sáng. Thiết kế chiếu sáng ngày cho các khu vực văn phòng và sản xuất được tích hợp hệ thống chiếu sáng nhân tạo, điều chỉnh theo độ sáng tự nhiên. Hệ thống cảm biến tiết kiệm năng lượng khi không có người sử dụng. Mô phỏng ánh sáng cho thấy tòa nhà nhận ánh sáng tốt vào buổi sáng, với mức độ chiếu sáng từ 300 lux đến 1000 lux. Phân tích tài chính cho thấy chi phí đầu tư cho hệ thống chiếu sáng tự nhiên và các thiết bị liên quan tăng khoảng 7%, nhưng giúp giảm tiêu thụ điện năng và tiết kiệm chi phí.

Các kết quả chính như sau: giảm 34% điện năng tiêu thụ năng lượng; tiết giảm khoảng 1,56 tấn CO₂/m²/năm; thời gian hoàn vốn chỉ hơn 9 tháng.

4.2. Cấu trúc phát điện tối ưu cho đảo Phú Quý, Việt Nam

4.2.1. Luận án xây dựng ba kịch bản phát điện cho Phú Quý

- Kịch bản BAU: hệ thống điện Phú Quý duy trì diesel và điện gió là chủ đạo, sự gia tăng NLTT như điện gió và mặt trời phụ thuộc vào quỹ đất và mật độ công suất, BESS sẽ được thêm vào từ 2030 để đáp ứng nhu cầu phụ tải.

- Kịch bản GREEN: tăng trưởng nguồn NLTT để thay thế các nhà máy diesel hết hạn. Điện mặt trời áp mái của hộ gia đình và điện sinh khối tham gia từ năm 2030 sẽ hỗ trợ giảm nhu cầu phụ tải.

- Kịch bản HIGHER GREEN: nhằm giảm tối đa sự phụ thuộc và thay thế hoàn toàn diesel bằng điện gió, mặt trời, BESS và điện sinh khối từ 2030, cùng với việc gia tăng điện mặt trời áp mái giúp giảm nhu cầu phụ tải.

4.2.2. Dự báo các chỉ tiêu xã hội của Phú Quý

Dân số Phú Quý từ 2015 đến 2021 tăng gần như theo tuyến tính. Dự báo số hộ gia đình gặp khó khăn do số liệu không đồng nhất và sai lệch giữa các nguồn. Nghiên cứu sử dụng dân số quá khứ và giả định tỷ lệ 4,18 người/hộ không thay đổi trong tương lai. Đường khuynh hướng tăng trưởng dân số tại đảo Phú Quý được mô tả bằng phương trình toán học:

$$P_y = 131,07x + 26302 \quad (4.1)$$

Với P_y : là dân số ở năm dự báo (người). x : là thứ tự của năm dự báo.

Dựa vào (4.1), dân số và số hộ gia đình tại đảo Phú Quý trong tương lai được tính toán và dự báo, kết quả sẽ được thể hiện trong Bảng 4.29.

Bảng 4.29. Dự báo dân số và số hộ gia đình tại đảo Phú Quý

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

Giá nhiên liệu cho các kịch bản phát điện Phú Quý chủ yếu phụ thuộc vào giá dầu diesel, vì điện gió, điện mặt trời và điện từ rác thải không có chi phí nhiên liệu. Dự báo giá dầu từ 2025-2040, đã được quy đổi theo sức mua tương đương, được trình bày trong Chương 3.

4.2.3. Chỉ tiêu Kinh tế các loại nhà máy điện tại Phú Quý

Do đặc thù của đảo Phú Quý, nguồn điện diesel vẫn được duy trì để đáp ứng nhu cầu điện liên tục 24/24 giờ. Nhà máy điện diesel hiện tại có công suất 9,7 MW, và các chỉ số kinh tế, kỹ thuật của nhà máy, căn cứ vào các kịch bản BAU, GREEN và HIGHER GREEN, được thu thập từ "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021" [90] 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) (*)		≥ 0	≥ 0	≥ 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

Dựa trên hệ thống điện gió 6 MW hiện có và các kịch bản BAU, GREEN, HIGHER GREEN, cùng với "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam 2021" [90], các chỉ số kinh tế và kỹ thuật của nhà máy điện gió Phú Quý được 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

Phú Quý có tiềm năng lớn về điện mặt trời nhờ số giờ nắng và bức xạ cao, nhưng chỉ khai thác khoảng 732 kWp tính đến năm 2024. 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 hiện hữu, dựa trên các kịch bản BAU, GREEN, HIGHER GREEN và "Cẩm nang

Công nghệ Việt Nam 2021" [90]. Các chỉ số kinh tế của nhà máy điện mặt trời được trình bày trong Bảng 4.32.

Bảng 4.32. Các chỉ số kinh tế nhà máy điện mặt trời Phú Quý.

Mô tả	Hiện tại	2030	2035	2040
Công suất đặt hiện hữu (MW)	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/MW/năm)	13,85			

• **Nhà máy điện sinh khối**

Phú Quý có tỷ lệ phát sinh chất thải rắn cao, dự báo mỗi người sẽ phát sinh 2 kg CTR/ngày vào năm 2030, tăng 0,2 kg mỗi 5 năm, đạt 2,4 kg/ngày vào năm 2040. Du khách cũng góp phần vào lượng rác thải, trung bình lưu trú 4 ngày. Luận án phân tích tiềm năng sử dụng CTR làm nguyên liệu phát điện. Các chỉ số kinh tế - kỹ thuật của nhà máy điện nhiên liệu chất thải, thu thập từ thực tế và "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam 2021" [90], được trình bày trong Bảng 4.33.

Bảng 4.33. 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	MWh	5.537	6.296	7.159
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 [90].

• **Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)**

Bảng 4.34. Các chỉ số kinh tế kỹ thuật của hệ thống BESS.

Mô tả	2030	2035	2040
Vòng đời kỹ thuật (năm)		8	
Số liệu tài chính			
Đầu tư danh nghĩa (triệu USD/MW)	140	120	100
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MW/năm)		0,311	

Việc lựa chọn dung lượng BESS phụ thuộc vào nhu cầu tích trữ điện năng khi sản lượng điện mặt trời và điện gió vượt quá nhu cầu phụ tải, hoặc cung cấp điện năng (xả) khi sản lượng điện không đủ. Dung lượng BESS cụ thể sẽ được xác định qua tính toán tối ưu. Giới hạn dung lượng BESS cài đặt được thể hiện trong Bảng 4.43. Các chỉ số kinh tế - kỹ thuật của hệ thống BESS, tổng hợp từ các kịch bản và tài liệu "Cẩm nang Công nghệ Việt Nam 2021" [90], được trình bày trong Bảng 4.34.

4.2.4. Dự báo nhu cầu phụ tải Phú Quý

Đảo Phú Quý chủ yếu dựa vào đánh bắt thủy sản và du lịch quy mô nhỏ, với các cơ sở lưu trú chủ yếu là mini hotel và homestay. Mặc dù du lịch phát triển, nhu cầu

tiêu thụ điện tăng trưởng ổn định khoảng 9% mỗi năm. Nghiên cứu đã dự báo nhu cầu phụ tải điện tương lai của đảo, như thể hiện trong Bảng 4.36.

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 (MWh/năm)	33.596	51.704	79.540	122.372
P_{max} (MW)	6,843	10,531	16,201	24,925

4.2.5. Ảnh hưởng của điện mặt trời áp mái với nhu cầu điện từ lưới điện

Khi giá điện 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 hấp dẫn đối với các hộ gia đình, giúp đáp ứng nhu cầu tự tiêu dùng. Điều này sẽ thúc đẩy sự tăng trưởng của điện mặt trời áp mái, giảm phụ thuộc vào lưới điện chính mà không làm tăng công suất hệ thống điện của đảo Phú Quý. Dự báo tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời áp mái được thể hiện trong Bảng 4.37, với giả định mỗi hộ gia đình có thể lắp tối đa 3 kWp.

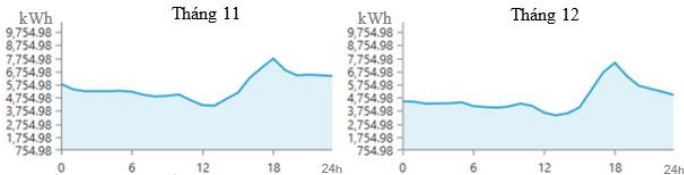
Bảng 4.37. Tỷ lệ thâm nhập điện mặt trời áp mái theo các kịch bản.

Năm	2030	2035	2040
Kịch bản BAU	0%	0%	0%
Kịch bản GREEN	5%	7%	10%
Kịch bản HIGHER GREEN	10%	15%	20%

Bảng 4.38. Dự báo công suất lắp đặt điện mặt trời cho 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
2025	6.631	19.893	398	796
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

Sau khi tính toán nhu cầu phụ tải và công suất phát điện mặt trời áp mái theo giờ cho các năm 2025, 2030, 2035 và 2040, các kịch bản được áp dụng theo phương trình (3.58). Hình 4.40 thể hiện đồ thị nhu cầu phụ tải trong tháng 11 và 12 năm 2025 cho kịch bản HIGHER GREEN, cho thấy nhu cầu phụ tải từ 06 giờ đến 18 giờ giảm rõ rệt nhờ vào sự thâm nhập của điện mặt trời áp mái.



Hình 4.46. Đồ thị nhu cầu phụ tải KB H. GREEN tháng 11 và 12 - năm 2030.

4.2.6. Giới hạn công suất lắp đặt của các nguồn phát

• Giới hạn công suất lắp đặt điện gió

Hiện tại, Phú Quý chưa có dự án điện gió khả thi, và công suất điện gió sẽ không tăng trưởng vào năm 2025 do thời gian xây dựng kéo dài. Việc lắp đặt turbine phụ thuộc vào vị trí, yếu tố kỹ thuật, môi trường và quy hoạch đất. Dữ liệu từ Trung tâm KTTV Quốc gia cho thấy khu vực phía Bắc đảo có tiềm năng gió lớn nhất, với ba vùng quy hoạch tiềm năng (Zone 1, Zone 2, Zone 3). Turbine công suất từ 1-10 MW, đặc biệt loại lớn, phù hợp với không gian hạn chế của đảo.



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.

Nghiên cứu chọn turbine Enercon E-101 E2, cao 78m và công suất 3,5 MW, phù hợp với điều kiện gió và yêu cầu không vượt quá chiều cao 80m để đảm bảo tầm nhìn của ngọn hải đăng 126m. Công suất điện gió tính theo mật độ công suất 10,5 MW/km², đáp ứng diện tích và khoảng cách an toàn. Công suất tối đa đạt 9,5 MW tại Zone 1, 7 MW tại Zone 2 và 10,5 MW tại Zone 3. Vị trí quy hoạch và lắp đặt turbine được thể hiện trong Hình 4.53.

• Giới hạn công suất lắp đặt điện mặt trời

Đến năm 2025, Phú Quý không có nhà máy điện mặt trời mới, công suất sẽ duy trì mức hiện tại. Tăng trưởng công suất điện mặt trời sau 2025 phụ thuộc vào quỹ đất sẵn có. Nghiên cứu giả định đến năm 2040, 1% diện tích đất trên đảo sẽ được sử dụng cho phát triển điện mặt trời, như trình bày 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

• Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS)

Dung lượng BESS tại Phú Quý trong các năm 2025, 2035 và 2040 sẽ được xác định dựa trên sự tăng trưởng của điện mặt trời và điện gió. BESS sẽ tích trữ năng lượng khi sản lượng điện tái tạo vượt quá nhu cầu và cung cấp năng lượng khi nguồn tái tạo không đủ. Giải pháp tối ưu hóa dung lượng BESS căn cứ vào nhu cầu phụ tải, tỷ lệ tích hợp nguồn tái tạo và chi phí đầu tư, vận hành. Đề xuất dung lượng BESS khởi điểm cho Phú Quý là ≥ 0 MW, với công suất tối đa không vượt quá P_{max}/DOD của hệ thống. Dung lượng cụ thể sẽ được tính toán qua mô hình tối ưu hóa để đảm bảo hiệu quả kinh tế và sự ổn định của hệ thống điện.

4.2.7. Hàm mục tiêu và các ràng buộc

Sử dụng hàm mục tiêu và các ràng buộc đã trình bày trong Chương 3. Các ràng buộc bao gồm: giới hạn công suất và sản lượng các nguồn phát, cân bằng công suất, công suất dự trữ, hệ số công suất, sự thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp, công suất phát cực đại theo giờ của điện mặt trời, cùng giới hạn xả nạp của hệ thống lưu trữ. Tất cả các yếu tố này phải được đảm bảo theo nội dung Chương 3.

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.

4.2.8. Giải bài toán tối ưu

Để xác định cấu trúc phát điện tối ưu, nghiên cứu sử dụng phần mềm LINDO để giải bài toán tối ưu dựa trên hàm mục tiêu và các ràng buộc. Dữ liệu đầu vào, sau khi được thu thập, dự báo, tính toán và xử lý, sẽ được cài đặt vào phần mềm. Các giá trị cụ thể được trình bày chi tiết trong Bảng 4.43.

4.2.9. Kết quả

1. Công suất lắp đặt

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 (MW).

Năm	Kịch bản	DIESEL	GIÓ	MẶT TRỜI	SINH KHỐI	BESS	CÔNG SUẤT 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
2035	BAU	3,30	13,00	18,73	0,00	29,67	16,20
	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
2040	BAU	4,75	20,00	29,23	0,00	46,36	24,93
	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

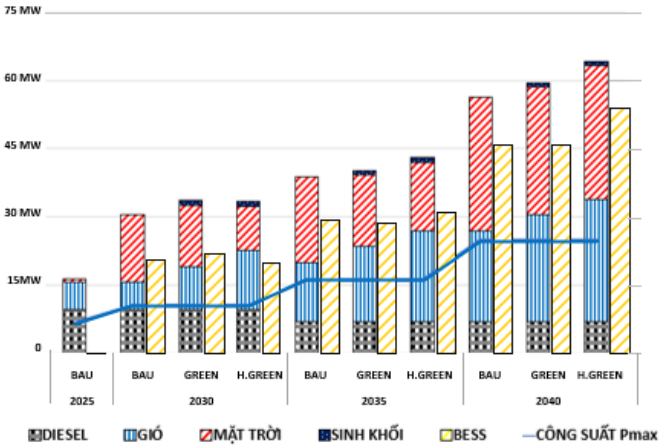
Năm 2025, kịch bản BAU cho thấy sự phụ thuộc lớn vào diesel với tỷ trọng cao trong cơ cấu điện, trong khi năng lượng gió và mặt trời chỉ chiếm tỷ lệ nhỏ, phản ánh khai thác NLTT còn hạn chế. Sự phụ thuộc này dẫn đến phát thải CO₂ cao và thiếu bền vững. Để hướng đến phát triển bền vững, cần tăng tỷ lệ NLTT trong cơ cấu năng lượng.

Đến năm 2030, trong kịch bản BAU, điện mặt trời huy động 100% công suất, diesel giảm còn 25,77%, với tỷ lệ công suất lắp đặt so với phụ tải P_{max} đạt 288%, nhưng NLTT vẫn chưa thay thế hoàn toàn diesel. Ở kịch bản GREEN, điện gió huy động 100%, điện mặt trời 90%, có sự tham gia của sinh khối, giúp giảm đáng kể diesel, phản ánh nỗ lực chuyển đổi năng lượng. Trong kịch bản HIGHER GREEN,

diesel được loại bỏ hoàn toàn, điện gió và sinh khối được huy động tối đa, hướng đến phát triển bền vững và giảm phát thải CO₂.

Bảng 4.45. Tỷ lệ dự trữ công suất theo các kịch bản qua các năm.

Năm	Kịch bản	Phụ tải đỉnh (MW)	Công suất diesel không được huy động (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
	H. GREEN	10,53	9,70	92,12
2035	BAU	16,20	3,70	22,84
	GREEN	16,20	5,55	34,26
	H. GREEN	16,20	7,00	43,21
2040	BAU	24,93	2,25	9,03
	GREEN	24,93	3,95	15,84
	H. GREEN	24,93	7,00	28,08



Hình 4.58. Công suất đặt các nguồn phát và dung lượng BESS theo các kịch bản.

Đến năm 2035, trong kịch bản BAU, Điện gió và mặt trời chiếm tỷ trọng chính, công suất diesel giảm còn 3,3 MW, cho thấy xu hướng giảm dần sự phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch. Trong kịch bản GREEN, điện gió huy động 100%, điện mặt trời đạt 83,98%, sinh khối bắt đầu tham gia với tỷ trọng nhỏ, trong khi diesel vẫn chiếm 21,4% nhờ các nhà máy đã khấu hao, phản ánh sự chuyển đổi mạnh mẽ sang NLTT. Kịch bản H. GREEN loại bỏ hoàn toàn diesel, tận dụng tối đa NLTT với điện gió và mặt trời làm nguồn chính, sinh khối bổ trợ, hướng đến phát triển bền vững.

Đến năm 2040, trong kịch bản BAU, năng lượng tái tạo, chủ yếu là điện gió (100%) và điện mặt trời (95,6%), chiếm tỷ trọng lớn, trong khi diesel giảm còn 4,7 MW, đáp ứng nhu cầu phụ tải nhưng dần suy giảm. Trong kịch bản GREEN, điện gió và mặt trời đạt 100% công suất lắp đặt, sinh khối tham gia với tỷ trọng nhỏ, nhưng diesel vẫn cần thiết, phản ánh quá trình chuyển đổi dần sang NLTT. Kịch bản HIGHER GREEN cho thấy hệ thống điện hoàn toàn chuyển sang NLTT, với điện gió (100%) và mặt trời (99%) làm chủ đạo, không còn sử dụng diesel, thể hiện sự phát triển bền vững toàn diện.

Đánh giá việc huy động công suất lắp đặt vượt xa công suất phụ tải cực đại:

Vào năm 2025, công suất lắp đặt được xác định theo thực tế. Trong các năm sau, công suất sẽ được điều chỉnh dựa trên công suất phát cực đại của từng nguồn điện, nhân với hệ số công suất tương ứng:

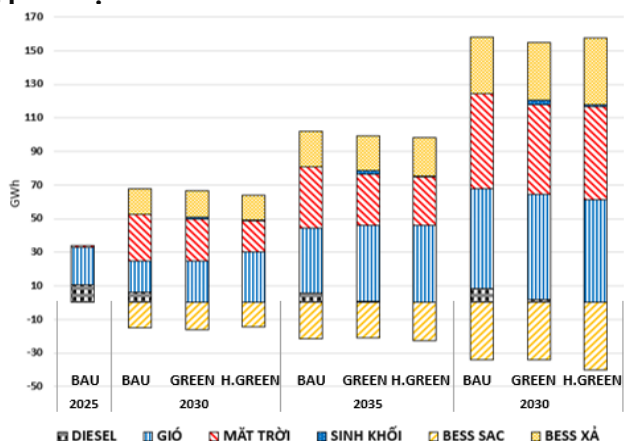
- **Tác động của điện mặt trời áp mái:** Sự thâm nhập của điện mặt trời áp mái sẽ giảm nhu cầu tiêu thụ điện từ lưới từ 6 giờ sáng đến 18 giờ chiều. Tải đỉnh của hệ thống sẽ chuyển sang khung giờ từ 18 giờ đến 23 giờ, khi các nguồn như diesel, gió, BESS và điện từ chất thải rắn phối hợp đáp ứng nhu cầu.

- **Đặc điểm của điện gió:** Điện gió có sản lượng cao nhất vào tháng 1 và tháng 12, và thấp nhất vào tháng 4 và tháng 5. Trong các tháng cao điểm, công suất từ điện gió sẽ được huy động tối đa, giảm sự phụ thuộc vào các nguồn khác. Tuy nhiên, vào tháng 4 và tháng 5, khi công suất từ điện gió giảm, diesel và BESS sẽ phải tăng cường hoạt động.

- **Quản lý vận hành tối ưu:** Mặc dù công suất cực đại của hệ thống lớn, hệ số đồng thời của các nguồn phát thấp và không đồng nhất. Do đó, việc vận hành tối ưu yêu cầu phối hợp linh hoạt các nguồn phát theo thời điểm để đảm bảo hiệu quả và đáp ứng nhu cầu tải.

- **Công suất dự (reserve):** Lượng diesel không được huy động được xem là công suất dự trữ, tỷ lệ này thay đổi theo từng kịch bản. Chi tiết tỷ lệ dự trữ có trong Bảng 4.45, và cấu hình công suất lắp đặt của các kịch bản qua các năm được minh họa trong Hình 4.58

2. Sản lượng phát điện



Hình 4.59. Sản lượng phát điện của các kịch bản.

Năm 2025: Trong kịch bản BAU, sản lượng điện đạt 34,088 GWh, chủ yếu từ điện gió (64,6%), điện diesel (31,1%) và điện mặt trời (4,3%). Không có sự tham gia của điện sinh khối.

Năm 2030: Kịch bản BAU sản xuất 52,461 GWh, với điện gió giảm còn 35,3% và điện mặt trời tăng lên 52,5%. Kịch bản GREEN sản xuất 50,825 GWh, trong đó 97,4% đến từ năng lượng tái tạo (gió và mặt trời), diesel chiếm 0,5%. Kịch bản HIGHER GREEN đạt 49,189 GWh, không sử dụng diesel, với điện gió (61,2%) và mặt trời (38%).

Năm 2035: Kịch bản BAU đạt 80,505 GWh, với điện gió (47,9%) và điện mặt trời (44,9%) gần như cân bằng, diesel giảm còn 7,2%. Kịch bản GREEN đạt 78,362 GWh, trong đó điện gió (57,2%), điện mặt trời (39,2%) và điện sinh khối (2,4%) tham gia. Kịch bản HIGHER GREEN đạt 75,493 GWh, điện gió (61%), mặt trời (38,5%) và sinh khối (0,6%), không sử dụng diesel.

Năm 2040: Kịch bản BAU sản xuất 124,025 GWh, với điện gió (47,8%) và mặt trời (45,5%), diesel chiếm 6,7%. Kịch bản GREEN sản xuất 120,686 GWh, với điện gió (51,7%), mặt trời (44,5%) và sinh khối (2,2%). Diesel giảm xuống còn 1,6%. Kịch bản HIGHER GREEN sản xuất 117,525 GWh, với điện gió (52,3%), mặt trời (47,1%), sinh khối (0,7%), không sử dụng diesel.

Đánh giá: Năng lượng tái tạo (gió và mặt trời) chiếm tỷ trọng lớn và tăng mạnh qua các năm, đặc biệt trong các kịch bản GREEN và HIGHER GREEN, với tỷ lệ gần 100% vào năm 2040. Nguồn điện diesel giảm dần, đặc biệt trong các kịch bản GREEN và HIGHER GREEN. Hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) đóng vai trò quan trọng trong việc ổn định cung cấp điện từ năng lượng tái tạo.

3. Chi phí phát điện

Năm 2025: Kịch bản BAU có chi phí phát điện là 22 UScent/kWh. Trong năm này, các giải pháp xanh chưa tác động mạnh và nhu cầu năng lượng phát triển theo xu hướng tự nhiên.

Năm 2030: Chi phí phát điện trong BAU dự báo là 15 UScent/kWh, thấp hơn so với năm 2025 nhờ giảm dần sự phụ thuộc vào diesel. Kịch bản GREEN có chi phí phát điện chỉ 8 UScent/kWh, thấp hơn 46,7% so với BAU nhờ sự phát triển mạnh mẽ của năng lượng tái tạo và hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). Kịch bản HIGHER GREEN có chi phí 9 UScent/kWh, thấp hơn 40% so với BAU, nhưng cao hơn GREEN do đầu tư vào năng lượng tái tạo và BESS.

Năm 2035: Kịch bản BAU có chi phí phát điện là 13,2 UScent/kWh, giảm nhưng vẫn cao do phụ thuộc vào diesel. Kịch bản GREEN giảm chi phí còn 9,8 UScent/kWh, thấp hơn 25,8% so với BAU nhờ vào sự phát triển mạnh của năng lượng tái tạo. Kịch bản HIGHER GREEN có chi phí 10 UScent/kWh, thấp hơn 24,2% so với BAU, nhưng cao hơn GREEN.

Năm 2040: Dự báo chi phí trong BAU tăng lên 15,5 UScent/kWh, cao hơn 13% so với 2035, do gia tăng phụ thuộc vào diesel khi năng lượng tái tạo đạt giới hạn. Kịch bản GREEN duy trì chi phí ở mức 9,9 UScent/kWh, chỉ tăng 1% so với năm 2035 và thấp hơn 36% so với BAU, nhờ vào sử dụng một lượng nhỏ diesel trong thời gian thiếu hụt nguồn phát.

Đánh giá tổng thể: Chi phí phát điện trong các kịch bản GREEN và HIGHER GREEN thấp hơn rõ rệt so với BAU, nhờ sự phát triển mạnh mẽ của năng lượng tái tạo. Mặc dù kịch bản HIGHER GREEN có chi phí phát điện cao hơn GREEN, nhưng vẫn duy trì hiệu quả giảm phát thải CO₂ và tối ưu hóa sự thâm nhập của năng lượng tái tạo.

4. Lượng phát thải CO₂

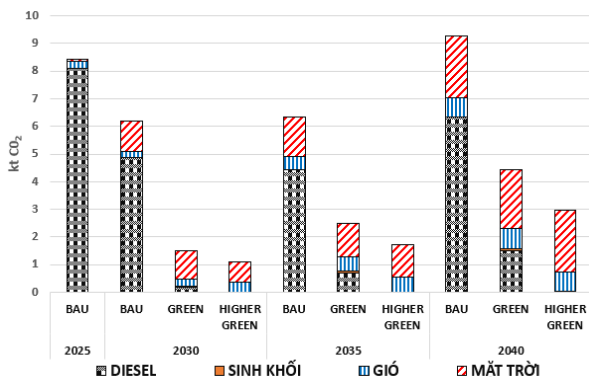
Dự báo tổng lượng phát thải CO₂ của các kịch bản khác nhau qua các năm được thể hiện trong Hình 4.61.

Năm 2025: Cả ba kịch bản BAU, GREEN và HIGHER GREEN đều phụ thuộc vào diesel làm nguồn phát điện chính, dẫn đến lượng phát thải CO₂ cao. Tuy nhiên, sự gia tăng năng lượng tái tạo trong kịch bản GREEN và HIGHER GREEN giúp

giảm nhẹ lượng phát thải, mặc dù mức giảm này không đáng kể vì diesel vẫn chiếm tỷ trọng lớn trong hệ thống phát điện.

Năm 2030: Kịch bản BAU vẫn ghi nhận lượng phát thải CO₂ cao (6,2 kt CO₂) do sự phụ thuộc vào diesel. Ngược lại, kịch bản GREEN và HIGHER GREEN giảm mạnh phát thải nhờ vào sự gia tăng năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió. Kịch bản HIGHER GREEN loại bỏ hoàn toàn diesel, làm giảm phát thải chỉ còn 1,11 kt CO₂, đạt mục tiêu giảm phát thải dài hạn.

Năm 2035: Kịch bản BAU tiếp tục ghi nhận mức phát thải CO₂ cao (6,34 kt CO₂) do phụ thuộc vào diesel. Trong khi đó, kịch bản GREEN và HIGHER GREEN tiếp tục giảm phát thải nhờ sự gia tăng năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời áp mái, sinh khối và hệ thống lưu trữ BESS. Kịch bản HIGHER GREEN duy trì mức phát thải thấp hơn kịch bản GREEN (1,71 ktCO₂ so với 2,5 ktCO₂) nhờ vào việc loại bỏ diesel hoàn toàn.



Hình 4.61. Lượng phát thải CO₂ của các kịch bản.

Năm 2040: Kịch bản BAU chứng kiến sự gia tăng phát thải CO₂ lên 9,28 ktCO₂, do diesel vẫn chiếm tỷ trọng chủ yếu trong hệ thống phát điện. Kịch bản GREEN và HIGHER GREEN tiếp tục giảm phát thải nhờ vào sự gia tăng năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời áp mái và năng lượng sinh khối. Kịch bản HIGHER GREEN duy trì mức phát thải thấp nhất (2,95 ktCO₂) và loại bỏ hoàn toàn diesel từ năm 2030.

Đánh giá tổng thể: Kịch bản H. GREEN là phương án tối ưu về cả kỹ thuật và kinh tế, với mục tiêu giảm phát thải CO₂ và tăng trưởng bền vững cho hệ thống điện trên đảo Phú Quý. Sự gia tăng năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời áp mái, giúp giảm phụ thuộc vào diesel và đạt mức phát thải thấp nhất qua các năm. So với kịch bản BAU, nơi lượng phát thải CO₂ vẫn cao, H. GREEN không chỉ đạt mục tiêu giảm phát thải lâu dài và bền vững mà còn chứng tỏ tính khả thi trong việc áp dụng mô hình này cho các đảo nhiệt đới khác. Cùng với kịch bản GREEN, H. GREEN là hướng đi hiệu quả và khả thi trong việc giảm phát thải CO₂ và thúc đẩy phát triển bền vững cho các đảo.

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 CO₂ 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:**

Sau khi khảo sát tình hình sử dụng năng lượng hiện tại của các đảo nhiệt đới trên thế giới, trong đó đảo Phuket của Thái Lan nổi bật với việc áp dụng mô hình "Kommood" 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. Mô hình sử dụng năng lượng hiệu quả, phát thải CO₂ 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 CO₂ giảm thiểu dao động từ 23.118 đến 34.220 tấn CO₂/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, 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 CO₂ giảm thiểu lần lượt là 193.844, 293.287, 464.473 tấn CO₂/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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂/m²/năm; thời gian hoàn vốn chỉ hơn 9 tháng.

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

Phản tiếp theo của luận án là tìm cấu trúc phát điện tối ưu với giá thành 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 nạp 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 CO₂ 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.

- Giá thành phát điện trong kịch bản HIGHER GREEN thấp hơn kịch bản BAU từ 3 đến 6 US cent/kWh; kịch bản HIGHER GREEN giúp giảm phát thải CO₂ nhiều nhất, thấp hơn kịch bản BAU lần lượt là: 5,2, 9,8 và 16,2 ktCO₂ cho các năm 2030, 2035 và 2040.

- Dù vẫn còn duy động nguồn phát diesel nhưng tỷ trọng sử dụng giảm dần, giúp giảm chi phí phát điện của hệ thống và giảm phát thải CO₂.

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 giá thành phát điện của hệ thống giảm nhiều và ở mức rất cạnh tranh; cùng với đó là giảm phát thải CO₂ lớn.

5.2 Hướng phát triển

Luận án có nhiều đóng góp quan trọng nhưng tồn tại một số hạn chế: (1) Chưa khảo sát đủ 6 lĩnh vực mô hình (Hình 3.1), đặc biệt năng lượng trong nông nghiệp do thiếu dữ liệu; (2) Chưa áp dụng cấu trúc phát điện tối ưu cho Phú Quốc, chỉ thực hiện trên đảo nhỏ Phú Quý, làm giảm tính lan tỏa; (3) Hạn chế về số liệu: thiếu, không liên tục, độ mịn và tin cậy thấp. Đề xuất tăng cường thu thập dữ liệu trong nghiên cứu tương lai để cải thiện độ chính xác và hiệu quả.