

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

NCS. NGUYỄN HOÀNG MINH VŨ

**XÂY DỰNG KỊCH BẢN NGUỒN ĐIỆN HƯỚNG TỚI NỀN
KINH TẾ CARBON THẤP TẠI VIỆT NAM TỚI NĂM 2030**

LUẬN ÁN TIẾN SĨ

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN – 9520201

Hướng dẫn khoa học:

1. PGS. TS. VÕ VIẾT CƯỜNG
2. PGS. TS. PHAN THỊ THANH BÌNH

Phản biện 1:

Phản biện 2:

Phản biện 3:

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 VIỆT 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

QUYẾT ĐỊNH GIAO ĐỀ TÀI

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

Số: 29/QĐ-DHSPKT-SDH

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM
Độc lập – Tự do – Hạnh phúc

Tp. Hồ Chí Minh, ngày 30 tháng 9 năm 2013

QUYẾT ĐỊNH

Về việc giao đề tài luận án và người hướng dẫn nghiên cứu sinh khóa 2013
HIỆU TRƯỞNG TRƯỜNG ĐẠI HỌC SƯ PHẠM KỸ THUẬT TP. HỒ CHÍ MINH

Căn cứ quyết định số 426/QĐ-TTg ngày 27/10/1976 của Thủ tướng Chính phủ quy định về mạng lưới tổ chức và nhiệm vụ của các trường đại học;

Căn cứ chương 6 Điều lệ Trường Đại học ban hành kèm theo quyết định số 58/2010/QĐ-TTg ngày 22 tháng 9 năm 2010 của Thủ tướng Chính phủ;

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 Minh Vũ

Ngành : Kỹ thuật điện

Khoá: 2013 – 2016

Tên luận án : Xây dựng kịch bản điện lực hướng tới nền kinh tế không khí thải của Việt Nam

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

Người HD thứ hai : PGS.TS Phạm Thị Thanh Bình

Thời gian thực hiện : 01/10/2013 đến 01/10/2016

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 và các Ông (Bà) có tên ở 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 P.ĐT





ĐỀ NGHỊ THAY ĐỔI
Liên quan đến luận án Tiến sĩ

Họ tên NCS: NGUYỄN HOÀNG MINH VŨ
Chuyên ngành: KỸ THUẬT ĐIỆN

Ngày sinh: 16/11/1974
Khoa: 2013 – 2016

Nơi sinh: Bình Thuận
MSNCS: 13252020203

TT	Yêu cầu	Thông tin, chi tiết	Giải trình lý do	Ý kiến & chữ ký của CBHD	Ý kiến của Trường khoa
1	Thay đổi tên luận án (Chỉ được phép thay đổi trước nửa đầu thời gian học – trước 18 tháng)	Tên cũ Xây dựng kịch bản điện lực hướng tới nền kinh tế không khí thải của Việt Nam Tên mới Xây dựng kịch bản nguồn điện hướng tới nền kinh tế carbon thấp tại Việt Nam tới năm 2030	Sau quá trình nghiên cứu, thu thập số liệu và tiếp thu ý kiến đóng góp của giảng viên hướng dẫn và các thầy cô trong lĩnh vực liên quan đến luận án. NCS nhận thấy cần giới hạn nội dung nghiên cứu để luận án tập trung nghiên cứu sâu kịch bản nguồn điện ở Việt Nam đến 2030	 TS. Võ Viết Cường	 TS. Nguyễn Minh Tâm

Phòng Đào tạo
(Họ tên và chữ ký)

Tp. Hồ Chí Minh, ngày 10 tháng 5 năm 2015

Học viên
(Họ tên và chữ ký)


Nguyễn Hoàng Minh Vũ

Tháng 03/2008	Hội Chiếu sáng Việt Nam	Thành viên
Tháng 11/2008	Trung Tâm Tư Vấn & Kiểm Toán Năng Lượng Trường Đại học Kiến trúc TP. Hồ Chí Minh	Giám đốc
Tháng 12/2015 đến nay	Ban Giám hiệu Trường Đại học Kiến trúc Thành phố Hồ Chí Minh	Phó Hiệu trưởng
Tháng 8/2016	Hội Quy Hoạch Phát Triển Đô Thị, Trường Đại học Kiến Trúc Thành phố Hồ Chí Minh	Phó Chủ tịch

IV. QUÁ TRÌNH NGHIÊN CỨU KHOA HỌC

1. Các đề tài nghiên cứu khoa học và đề án đã tham gia

TT	Tên đề tài nghiên cứu	Năm	Cấp đề tài	Vai trò
1	Tham gia xây dựng dự án sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm trong công trình xây dựng – EECB cho Việt Nam do tổ chức GEF/UNDP – United Nations phối hợp với Bộ Xây dựng, Bộ Công thương thực hiện.	2006	Dự án quốc gia	Tham gia
2	Biên soạn Hướng dẫn thiết kế điện công trình xây dựng theo tiêu chuẩn quốc tế IEC 60364	2006	Bộ Xây dựng 50TĐ	Chủ nhiệm
3	Xây dựng Hướng dẫn quy trình kiểm toán năng lượng cho công trình nhà cao tầng	2008	Bộ Xây dựng 50TĐ	Chủ nhiệm
4	Tập huấn phổ biến các hướng dẫn, tiêu chuẩn kỹ thuật về tiết kiệm năng lượng cho cán bộ quản lý năng lượng, chủ tòa nhà tiêu thụ năng lượng trọng điểm	2010	Bộ Xây dựng 400TĐ	Chủ nhiệm
5	Nghiên cứu xây dựng mới tiêu chuẩn quốc gia: “Hệ thống điện sử dụng năng lượng mặt trời trong công trình xây dựng bao gồm 3 phần: Phần 1 – Hướng dẫn thiết	2011	Bộ Xây dựng 450TĐ	Chủ nhiệm

	kế; Phần 2 – Hướng dẫn lắp đặt; Phần 3 – Hướng dẫn nghiệm thu			
6	Hỗ trợ đào tạo, phát triển nguồn nhân lực, tăng cường năng lực thiết bị, máy móc và tài liệu cho Trung tâm Tư vấn – Kiểm toán Năng lượng Trường Đại học Kiến trúc TP. Hồ Chí Minh	2014	Bộ Xây dựng 700TĐ	Chủ nhiệm
7	Khảo sát, đánh giá tình hình triển khai áp dụng các nội dung QCVN 09: 2013/BXD tại các địa phương. Đề xuất các nội dung và giải pháp nâng cao hiệu quả thực hiện	2015	Đề tài cấp Bộ thuộc Chương trình Chuyển hóa carbon thấp do Chính phủ Đan Mạch tài trợ. 500TĐ	Chủ nhiệm
8	Nghiên cứu xây dựng tài liệu quy trình, nội dung, phương pháp đánh giá, kiểm tra, thử nghiệm các hạng mục về sử dụng năng lượng của công trình trong quá trình nghiệm thu trước khi đưa vào sử dụng	2015	Đề tài cấp Bộ thuộc Chương trình Chuyển hóa carbon thấp do Chính phủ Đan Mạch tài trợ. 500TĐ	Chủ nhiệm
9	Nghiên cứu giải pháp thiết kế hệ thống năng lượng mặt trời sử dụng thinfilm đối với công trình kiến trúc cao tầng sử dụng vách kính tại Việt Nam	2017	Bộ Xây dựng 800TĐ	Đồng chủ nhiệm
10	Dự báo nhu cầu điện của Việt Nam đến năm 2030	2017 – 2018	Cấp trường trọng điểm (SPKT Tp. HCM) 20TĐ	Thành viên tham gia

2. Các bài báo đã công bố

1. Vo Viet Cuong, **Nguyen Hoang Minh Vu**, Do Van Truong, “*Rice Husk Feedstock Planning for Energy Development in the Area of South Western Region*”, Journal of Science & Technology 101 (2014) 066-070, ISSN 0868 – 3980 (Print).
2. **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Truong Dinh Dieu, Nguyen Le Duy Luan, Phan Thi Thanh Binh, Nguyen Hoang Phuong, “*Modeling the Concept of Waste-Heat Recovery System for Generating Electricity in Holcim Cement Factory, Kien Giang, Viet Nam*” Journal of Science & Technology 120 (2017) 052-058, ISSN 2354 – 1083 (Online).
3. **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Nguyen Truong Phuc Khanh, Phan Thi Thanh Binh, “*Forecast on Viet Nam Electricity Consumption to 2030*” 2107 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICELTICs 2017), October 18-20, 2017 – Banda Aceh, Indonesia, IEEE catalogue number: CFP17M32-ART, ISBN 978-1-5386-2934-5.
4. **Vu H. M. Nguyen**, Cuong V. Vo, Khanh T. P. Nguyen, Binh T. T. Phan, “*Forecast on 2030 Viet Nam Electricity Consumption*” Engineering, Technology & Applied Science Research, Vol.8, No. 3, 2018, 2869-2874, ISSN 1792-8036 (e-journal), ISSN 2241-4487 (Print). (ESCI)
5. **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Phan Thi Thanh Binh, “*Peak Load Forecasting for VietNam National Power System to 2030*” Journal of Science & Technology 123 (2017) 007-013, ISSN 2354 – 1083 (Online).
6. **Nguyen Hoang Minh Vu**, Nguyen Ngoc Au, Vo Viet Cuong, Phan Thi Thanh Binh, “*Forecasting Vietnam’s Electric Load Profile to 2030*” Journal of Technical Education Science Ho Chi Minh City University of Technology and Education, No.49 (9/2018), ISSN 1859 – 1272 (Print).
7. **Vu H. M. Nguyen**, Cuong V. Vo, Luan D. L. Nguyen, Binh T. T. Phan, “*Green Scenarios for Power Generation in Vietnam by 2030*” Engineering, Technology & Applied Science Research, Vol.9, No. 2, 2019, 3719-3726, ISSN 1792-8036 (e-journal), ISSN 2241-4487 (Print). (ESCI).

8. **Nguyen Hoang Minh Vu**, “*Reduction of Greenhouse gas in the Contruction Industry*”, Vietnam Investment Review – VIR, 11/01/2016, ISSN 1021 – 318X. (nhân dịp đoàn Việt Nam tham gia Hội nghị tại Paris – COP 21)
9. **Nguyen Hoang Minh Vu**, “*Bài học kinh nghiệm trong việc ngầm hóa điện và thông tin trên đường Trần Hưng Đạo (TP. Hồ Chí Minh)*”, Kỷ yếu Hội thảo quy hoạch và quản lý phát triển không gian ngầm đô thị - Workshop on Development Management And Planning of Urban Underground Space, ngày 28 tháng 7 năm 2012.

3. Danh mục xuất bản khác

1. Chủ biên sách “*Hướng dẫn quy trình Kiểm toán năng lượng nhà cao tầng*”, NXB Xây dựng, 2015, ISBN: 9786048215071.
2. Thành viên biên soạn sách “*Tính toán lựa chọn thiết bị cho công trình xây dựng*”, NXB Đại học quốc gia TP. Hồ Chí Minh, 2017, ISBN: 978-604-73-5554-9
3. Thành viên biên soạn sách “*Hướng dẫn Kiểm toán năng lượng công trình xây dựng*”, NXB Xây dựng, 2017, ISBN: 978-604-82-2243-7

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 tháng năm 2019

Nghiên cứu sinh

NGUYỄN HOÀNG MINH VŨ

LỜI CẢM TẠ

Xin chân thành cảm ơn Thầy **PGS. TS. VÕ VIẾT CƯỜNG** và Cô **PGS. TS. PHAN THỊ THANH BÌNH** đã tận tình hướng dẫn, giúp đỡ tôi trong suốt quá trình nghiên cứu thực hiện luận án.

Xin chân thành cảm ơn 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 đã tạo điều kiện tốt nhất cho tôi trong suốt quá trình thực hiện luận án. Chân thành cảm ơn những lời góp ý quý báu và động viên của Quý Thầy giáo, Cô giáo ở các Hội đồng chuyên đề đã giúp tôi hoàn thiện và hoàn thành nhiệm vụ nghiên cứu.

Xin chân thành cảm ơn các Anh, Chị nghiên cứu sinh đã hết lòng góp ý, giúp đỡ tôi hoàn thành luận án.

Xin chân thành cảm ơn Ban Giám hiệu, Quý Thầy Cô là Giảng viên, cựu Giảng viên Trường Đại học Kiến trúc Thành phố Hồ Chí Minh đã tạo điều kiện về mặt thời gian, giúp đỡ và động viên tôi trong suốt quá trình thực hiện luận án.

Cám ơn gia đình đã ủng hộ và chia sẻ, gánh vác công việc giúp tôi để tôi yên tâm nghiên cứu và hoàn thành luận án.

Nghiên cứu sinh

NGUYỄN HOÀNG MINH VŨ

TÓM TẮT

Điện năng góp phần quan trọng trong việc đảm bảo phát triển kinh tế, đời sống văn hóa xã hội, phát triển khoa học công nghệ, làm nền tảng thúc đẩy giá trị gia tăng của sản xuất, v.v... trên phạm vi quốc gia, khu vực, cũng như toàn thế giới. Việc tính toán khả năng đáp ứng nhu cầu điện năng cho phát triển kinh tế phải được thực hiện trước một bước rất sớm thông qua các kịch bản phát triển tổng thể ngành điện. Trong đó, các ràng buộc về bảo vệ môi trường đang được đặt ra hết sức cấp bách.

Mục tiêu của luận án là nghiên cứu xây dựng kịch bản nguồn điện hướng tới nền kinh tế carbon thấp tại Việt Nam tới năm 2030. Các nội dung nghiên cứu cụ thể bao gồm: (1) Dự báo nhu cầu điện Việt Nam (GWh) đến năm 2030; (2) Dự báo nhu cầu công suất đỉnh của hệ thống điện Việt Nam (P_{max}) đến năm 2030; (3) Phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện Việt Nam đến năm 2030; (4) Đề xuất kịch bản nguồn điện với các kịch bản “xanh” có sự tham gia nhiều hơn của các nguồn năng lượng tái tạo và giảm nhu cầu điện khi có sự tham gia của đèn LED và hệ thống năng lượng mặt trời PV lắp mái; (5) Tính toán cấu trúc nguồn phát tối ưu về chi phí, tính toán lượng giảm phát thải CO₂ của các kịch bản.

Về (1) dự báo nhu cầu điện Việt Nam (GWh) đến năm 2030, nghiên cứu sinh đã sử dụng phương pháp dự báo theo mô hình kinh tế lượng (Econometric Model) trên nền tảng hàm sản xuất Cobb – Douglas, phương pháp này lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam. Kết quả dự báo cho thấy, nhu cầu điện tại Việt Nam không bị tác động trực tiếp hay rõ ràng bởi các yếu tố GDP và tỷ trọng công nghiệp và dịch vụ trong cơ cấu GDP của Việt Nam. Các yếu tố được ghi nhận có tác động rõ ràng đến nhu cầu điện đó là: thu nhập, dân số và số hộ gia đình. Dự báo nhu cầu điện năng tiêu thụ của Việt Nam qua các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 230.195GWh, 349.949GWh và 511.268GWh, kết quả này tương đồng khi so sánh với Quy hoạch điện VII điều chỉnh.

Về (2) dự báo nhu cầu công suất đỉnh của hệ thống điện Việt Nam (P_{max}), nghiên cứu sinh đã sử dụng mô hình mạng nơron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP. Dự báo qua các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 40.332MW, 60.835MW và 87.558MW, kết quả này tương đồng khi so sánh với Quy hoạch điện VII điều chỉnh. Lưu ý kết quả này chưa tính đến các yếu tố mới phát triển của khoa học công nghệ như: Công nghệ chiếu sáng LED, hệ thống năng lượng mặt trời PV áp mái.

Về (3) phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện: Đây là điểm hoàn toàn mới của luận án để phục vụ cho việc tìm cấu trúc tối ưu cho các kịch bản. Kết quả đạt được là đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện Việt Nam được chia làm 8 đồ thị phụ tải đặc trưng, được phân loại theo ngày Tết, ngày làm việc, ngày nghỉ (Chủ nhật) tương ứng theo các nhóm tháng. Từ các quy luật về hình dạng đồ thị phụ tải rút ra được từ các nhóm đồ thị phụ tải đặc trưng trong quá khứ, tiến hành dự báo đồ thị phụ tải đặc trưng cho tương lai.

Về (4) đề xuất kịch bản, bốn kịch bản được đề xuất lần lượt là: (1) Business As Usual - BAU: kịch bản nền kinh tế phát triển như hiện tại; (2) Low Green – LG: kịch bản với giả định sự tham gia năng lượng tái tạo ở mức thấp, giá nhiên liệu và nhu cầu thấp; (3) High Green – HG: kịch bản với giả định sự tham gia của năng lượng tái tạo ở mức cao, giá nhiên liệu cao và nhu cầu rất thấp do có sự tham gia của công nghệ chiếu sáng LED; và (4) Crisis: kịch bản với giả định sự tham gia của năng lượng tái tạo thấp, giá nhiên liệu cao và nhu cầu thấp. Trong đó, 02 kịch bản LG và HG chính là những kịch bản “xanh” được đề xuất của luận án. Ngoài ra, kịch bản Crisis, cũng được đề xuất nhằm dự trù tình huống không thuận lợi có thể xảy ra.

Về (5) tìm cấu trúc phát điện tối ưu, hàm mục tiêu là tổng chi phí phát điện thấp nhất, với các ràng buộc của đồ thị phụ tải tương lai được dự báo và các giới hạn của các loại nguồn phát tham gia hệ thống. Phần mềm LINDO được sử dụng và thu được các kết quả chính như sau:

- Công suất lắp đặt dự báo của nguồn thủy điện tại các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 18,1GW, 18,6GW và 21,2GW; nhiệt điện than ở kịch bản HG và kịch

bản BAU cho năm 2020 lần lượt là 15,8GW và 17GW, các kết quả tương ứng cho năm 2025 là 24,6GW và 29,3GW, và cho năm 2030 là 38,9GW và 49,9GW. Xét trong cơ cấu công suất lắp đặt nguồn tổng thể, tỷ lệ nhiệt điện than chiếm từ 27,8% đến 40,6%.

- Đến năm 2020, công suất lắp đặt của nhiệt điện khí đạt xấp xỉ 9,5GW; con số này cho các năm 2025 và 2030 lần lượt là 15,6GW và 23,2GW; chiếm khoảng 16,6% đến 20,3% trong cơ cấu nguồn tổng thể. Các kết quả này gần như không thay đổi ở các kịch bản dự báo. Các dạng nguồn phát điện khác gần như đã đạt đến giới hạn lắp đặt và không có sự thay đổi đáng kể về công suất lắp đặt.
- Kết quả dự báo về sản lượng phát điện của thủy điện tại năm 2020 và 2030 là 66,3TWh và 68,6TWh, giảm tỷ trọng từ 25,3% xuống còn 11,9% sau năm 2030. Dự báo nhiệt điện than gia tăng sản lượng phát điện và chiếm từ 44,3% đến 57,6% tổng sản lượng phát điện. Bên cạnh đó, dự báo nhiệt điện khí cũng có sự tăng trưởng nhẹ qua các năm với sản lượng chiếm tỷ lệ khoảng 19% trong tổng cơ cấu nguồn phát điện tổng.
- Lượng phát thải dự báo cho kịch bản HG thấp hơn kịch bản BAU 5,7% vào năm 2020, 19,7% vào năm 2025 và 27,1% vào năm 2030 nhờ vào sự đóng góp với tỷ trọng lớn của các nguồn năng lượng tái tạo và nhu cầu phụ tải giảm do sự tham gia của hệ thống chiếu sáng hiện đại LED và hệ thống năng lượng mặt trời lắp mái (*PV rooftop*).
- Chi phí phát điện được dự báo với kịch bản chi phí nhiên liệu thấp, giá phát điện tương ứng từ 4,35 – 5,52US\$cent/kWh, với kịch bản chi phí nhiên liệu cao thì giá phát điện tương ứng từ 6,03 – 7,76US\$cent/kWh. Một nhận xét đáng chú ý là với kịch bản HG bán lượng phát thải CO₂ sẽ có chi phí thấp hơn kịch bản HG không bán lượng phát thải CO₂ khoảng 10% và điều này dẫn đến chi phí phát điện của kịch bản HG sẽ gần bằng với chi phí phát điện của kịch bản Crisis vào năm 2030.

Các kết quả nghiên cứu trên cho thấy luận án đã hoàn thành mục tiêu nghiên cứu đề ra. Đây là đóng góp rất có ý nghĩa về mặt khoa học và thực tiễn cho sự phát triển điện lực của Việt Nam.

ABSTRACT

Electric power, one of the important promotion-bases of production's added value, plays a vital role for ensuring the development of economics, culture, science and technology of a nation, a region and entire-world also. The estimation (or forecasting) of supply capacity to meet the demand for economics development must be done in early phases of planning process through a concept of "energy scenario"; in which environmental protection is the most urgent constraints.

This study-based thesis aims to build reasonable scenarios for power sources towards to a "low-carbon economy" for Vietnam to 2030. The study comprises five main matters: (1) Forecasting electricity demand (GWh) for Vietnam to 2030; (2) Forecasting the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030; (3) Clustering and predicting hourly electric load profile of Vietnam to 2030; and (4) Introducing green scenarios for generation; in which renewable energy resources are accounted for significant contribution, and the penetrations of LED lamp technologies and solar rooftop photovoltaic (PV) help to reduce the system's consumption demand; and (5) Computing the least-cost optimum structure for Vietnam power generation system and calculating the CO₂ emission potential of different scenarios, correspondingly.

Doing research on forecasting electricity demand (GWh) for Vietnam to 2030, candidate has employed a Cobb – Douglas production function based – econometric model as prediction method, this method is first launched in Vietnam. Forecasted results show that the GDP and the proportion of industry and service in GDP do not make major impacts on electricity demand in Vietnam. Parameters which have strong impact on demand are: (1) The per capita income; (2) Population; and (3) Number of households. With medium scenario of the income, the forecasting consumptions in 2020, 2025, 2030 are 230,195GWh, 349,949GWh, 511,268GWh, respectively. Those results are closed similar to numbers released by the Revised version of Master plan no. VII for power system in Vietnam (PDP VII rev.).

In order to forecast the peak load demand P_{max} of Vietnam power system to 2030, researcher has implemented the feed-forward back propagation (FFBP) method, a modified model of neural network. P_{max} in 2020, 2025 and 2030 are forecasted at 40,332MW, 60,835MW, and 87,558MW, respectively. Those results are really closed to values of the PDP VII rev. It is noted that new factors related to technological and scientific developments, i.e. LED technology, solar photovoltaic rooftop system, have not been accounted to those results.

Clustering and predicting hourly electric load profile of power system is a pristine point of thesis with aims to provide conditions to figure-out the least-cost optimum structure for Vietnam power generation system. The results show that there are 8 load patterns categorised by the consumption characteristics of Tet holidays, working days, and weekend days corresponding to groups of month. Also, future load patterns have been predicted.

In terms of scenario construction, four scenarios have been suggested. They are: (1) Business As Usual – BAU: scenario with current conditions; (2) Low Green – LG scenario represents for cases of low fuel price, low load demand, and low sharing of renewable energy; (3) High Green – HG scenario is generated to perform the conditions of high fuel price, deeply low load demand, and high renewable energy; and (4) Crisis scenario is the case of high fuel price, low load demand and low sharing of renewable energy. LG and HG are the suggested “green scenarios” of this thesis. The Crisis scenario is introduced to indicate forecasted results caused by the worst conditions.

With aims to find the optimal generation structure for the national power generation system, an objective function has been employed. Objective function is the function where the power generation cost is minimized, combined to numerous other constraints. LINDO software was launched to generate these following results:

- Forecasted installed capacities of hydro are around 18.1GW, 18.6GW, and 21.2GW in 2020, 2025, and 2030, respectively; installed capacities of coal-

thermal power plants in HG and BAU scenarios in 2020 are 15.8GW and 17GW, respectively; in 2025 are 24.6GW and 29.3GW, in 2030 are 38.9GW and 49.9GW, correspondingly. Looking into the national installed capacity, coal-thermal capacity accounts for 27.8% to 40.6%.

- Installed capacities of gas-thermal power plants reach around 9.5GW, 15.6GW and 23.2GW in 2020, 2025, and 2030, respectively; account for 16.6% to 20.3% in total installed capacity. These results keep nearly unchanged in all scenarios. Other generations are all reach their upper limit installation and do not change much through scenarios.
- Forecasted results for hydro generation in 2020 and 2030 are 66.3TWh and 68.6TWh, respectively (decreasing from 25.3% to 11.9% after 2030). Coal-thermal generation is forecasted to increase its production continuously by years and contributes 44.3% to 57.6% in the total production. Also, gas generation has a slight increase by years and shares about 19% of total.
- The CO₂ emission of HG scenario is 5.7% lower than the BAU in 2020, 19.7% in 2025, and 27.1% in 2030 due to the significant contribution of renewable resources and the reduction of demand caused by the penetration of LED lamp technologies and solar PV rooftop system.
- Generation costs are computed as 4.35 US\$cent/kWh to 5.52 US\$cent/kWh and 6.03 US\$cent/kWh to 7.76 US\$cent/kWh in correspondence with low and high fuel price scenarios in the future. A considerable note that if CO₂ emission is put into the market in the HG scenario, then the generation cost of HG scenario could reduce 10%, approximately. As a result, it helps generation cost of both HG and Crisis scenarios are nearly same in 2030.

Those results are used to demonstrate the success of thesis. All expected objectives have been reached. Additionally, the success of this thesis can make various significant contributions in terms of scientific and practical platforms for the development of Vietnam power system.

MỤC LỤC

	TRANG
Trang tựa	
Quyết định giao đề tài	i
Lý lịch cá nhân	iv
Lời cam đoan	ix
Lời cảm tạ	x
Tóm tắt	xi
Abstract	xv
Mục lục	xviii
Danh sách các chữ viết tắt	xxiii
Danh sách các bảng	xxviii
Danh sách các hình	xxxii
CHƯƠNG 1. TỔNG QUAN	1
1.1. ĐẶT VẤN ĐỀ.....	1
1.2. ĐẶC ĐIỂM KINH TẾ XÃ HỘI - TIÊU THỤ & SẢN SUẤT ĐIỆN NĂNG TẠI VIỆT NAM.....	3
1.2.1. Đặc điểm địa lý và khí hậu.....	3
1.2.2. Đặc điểm kinh tế - xã hội.....	4
1.2.3. Đặc điểm nhu cầu sử dụng – cung cấp năng lượng.....	11
1.3. BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU TẠI VIỆT NAM.....	13
1.4. NỀN KINH TẾ “CARBON THẤP”.....	16
1.5. XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN XANH TẠI VIỆT NAM.....	17
1.5.1. Sự cần thiết phải xây dựng các kịch bản phát điện xanh hướng tới nền kinh tế carbon thấp cho Việt Nam.....	17
1.5.2. Xây dựng kịch bản phát điện xanh.....	18
1.6. KẾT LUẬN CHƯƠNG 1.....	23

1.7. MỤC TIÊU VÀ NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU	24
1.7.1. Mục tiêu của nghiên cứu	24
1.7.2. Nhiệm vụ của nghiên cứu.....	24
1.8. PHẠM VI NGHIÊN CỨU	24
1.9. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU	24
1.10. ĐIỂM MỚI DỰ KIẾN.....	25
1.11. GIÁ TRỊ THỰC TIỄN CỦA ĐỀ TÀI.....	25
CHƯƠNG 2. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN.....	27
2.1. CÁC PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN NĂNG LƯỢNG TRÊN THẾ GIỚI.....	27
2.1.1. Kịch bản năng lượng thế giới của International Energy Agency (IEA)	30
2.1.2. Kịch bản năng lượng thế giới của British Petroleum – Vương Quốc Anh	36
2.1.3. Kịch bản điện năng của Pakistan.....	41
2.1.4. Kịch bản điện năng của Malaysia.....	45
2.1.5. Kịch bản điện năng của Thái Lan.....	50
2.2. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT TRIỂN NGÀNH ĐIỆN CỦA VIỆN NĂNG LƯỢNG	52
2.2.1. Phương pháp trực tiếp	52
2.2.2. Phương pháp gián tiếp	53
2.2.3. Phương pháp dự báo biểu đồ phụ tải	55
2.2.4. Kết quả dự báo nhu cầu điện	55
2.3. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN CỦA LUẬN ÁN ..	60
.....	60
2.3.1. Dẫn nhập.....	60

2.3.2. Lưu đồ phương pháp	60
2.4. KẾT LUẬN CHƯƠNG 2.....	63
CHƯƠNG 3. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN	64
3.1. DẪN NHẬP	64
3.2. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN GWH ĐẾN NĂM 2030	64
3.2.1. Các phương pháp dự báo điện năng tiêu thụ dài hạn	64
3.3. PHƯƠNG PHÁP ĐỀ XUẤT CỦA LUẬN ÁN.....	82
3.3.1. Dự báo nhu cầu điện (GWh) đến năm 2030.....	82
3.3.2. Dữ liệu đầu vào và kết quả.....	92
3.4. DỰ BÁO CÔNG SUẤT ĐỈNH P_{MAX} CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN ĐẾN NĂM 2030.....	99
3.4.1. Các phương pháp dự báo công suất đỉnh (P_{max}) dài hạn	100
3.4.2. Phương pháp đề xuất của luận án.....	100
3.4.3. Dữ liệu đầu vào và kết quả dự báo.....	107
3.5. PHÂN NHÓM VÀ DỰ BÁO ĐỒ THỊ PHỤ TẢI	112
3.5.1. Các phương pháp dự báo đồ thị phụ tải.....	113
3.5.2. Các phương pháp phân nhóm đồ thị phụ tải.....	115
3.5.3. Phương pháp đề xuất của luận án.....	116
3.6. KẾT LUẬN CHƯƠNG 3.....	126
CHƯƠNG 4. XÂY DỰNG KỊCH BẢN VÀ CẤU TRÚC PHÁT ĐIỆN TỐI ƯU	128
4.1. DẪN NHẬP	128
4.2. XÂY DỰNG KỊCH BẢN	128
4.2.1. Giá nhiên liệu trong tương lai:	128

4.2.2. Sự suy giảm nhu cầu tiêu thụ điện năng do sự xâm nhập thị trường của công nghệ chiếu sáng LED và các hệ thống năng lượng mặt trời PV lắp mái	129
4.2.3. Công suất phát điện từ năng lượng tái tạo.....	132
4.3. HÀM MỤC TIÊU VÀ RÀNG BUỘC	135
4.3.1. Xây dựng hàm mục tiêu	135
4.3.2. Các ràng buộc của hàm mục tiêu.....	136
4.4. THU THẬP SỐ LIỆU ĐẦU VÀO.....	138
4.4.1. Dạng đồ thị phụ tải	138
4.4.2. Công suất đặt cực đại của nhà máy điện	139
4.4.3. Công suất dự trữ của nhà máy điện	139
4.4.4. Hệ số phụ tải của nhà máy điện.....	140
4.4.5. Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp	142
4.4.6. Phát thải CO ₂ và giá bán CO ₂ trên thị trường.....	143
4.4.7. Chi phí quy dẫn	144
4.5. GIỚI THIỆU PHẦN MỀM LINDO	144
4.6. KẾT QUẢ	148
4.6.1. Công suất lắp đặt	148
4.6.2. Sản lượng phát điện.....	149
4.6.3. Lượng phát thải CO ₂	150
4.6.4. Chi phí phát điện	151
4.7. KẾT LUẬN CHƯƠNG 4.....	152
CHƯƠNG 5. TÓM TẮT – KẾT LUẬN – KIẾN NGHỊ	154
5.1. TÓM TẮT	154

5.2. KẾT LUẬN	157
5.2.1. Đóng góp về mặt khoa học:.....	158
5.2.2. Đóng góp về mặt thực tiễn:	159
5.3. KIẾN NGHỊ	160

TÀI LIỆU THAM KHẢO

DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH ĐÃ CÔNG BỐ

DANH SÁCH CÁC CHỮ VIẾT TẮT

ADF	:	Augmented Dickey Fuller	Kiểm định nghiệm đơn vị ADF
AFOLU	:	Agriculture, Forestry and Other Land-Use	Ngành nông nghiệp, rừng và sử dụng đất khác
ANN	:	Artificial Neural Network	Mạng nơ-ron nhân tạo
ARIMA	:	AutoRegressive Integrated Moving Average	Mô hình tự hồi quy tích hợp chuyển vị trung bình
AVQ	:	Adaptive Vector Quantization	Phương pháp lượng tử hóa vector tương hợp
BAU	:	Business As Usual	Kịch bản thương mại cơ sở
BP	:	British Petroleum	Tập đoàn xăng dầu Vương quốc Anh
CCM	:	Clean Coal Maximum	Kịch bản tối đa than sạch
CDM	:	Clean Development Mechanism	Cơ chế phát triển sạch
COP21	:	The 21 st Conference of Parties	Hội nghị Liên hiệp quốc về Biến đổi khí hậu
CV	:	Critical value	Giá trị tới hạn
ĐNTP	:		Điện năng thương phẩm
EE	:	Energy Efficiency	Sử dụng năng lượng hiệu quả
EEC	:	Energy Efficiency and Conservation	Kịch bản bảo tồn và sử dụng năng lượng hiệu quả
ET	:	Existing Technology	Mô hình giả định công nghệ không đổi – Malaysia
FCNN	:	Fuzzy Convolutional Neural Network	Mô hình mạng nơ-ron tích chập mờ
FDL	:	Follow the Leader	

FFBP	: Feed-Forward Back Propagation	Mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược
FKM	: Fuzzy K-means	Kỹ thuật thống kê K-means mờ
GA	: Genetic Algorithm	Giải thuật di truyền
GDP	: Gross Domestic Product	Tổng sản phẩm quốc nội
GHG	: Green-House Gas	Khí nhà kính
HC	: Hierarchical Clustering	Kỹ thuật phân tầng
HG	: High Green	Kịch bản cắt giảm tối đa phát thải CO ₂
HSDH	:	Hệ số đàn hồi
IEA	: International Energy Agency	Cơ quan năng lượng quốc tế
IMF	: International Monetary Fund	Quỹ tiền tệ quốc tế
INN	: Iterative Neural Network	Mô hình mạng nơ-ron lặp
IPCC	: Intergovernmental Panel on Climate Change	Ủy ban liên Chính phủ về Biến đổi khí hậu
IRC	: Iterative Refinement Clustering	Kỹ thuật phân nhóm tinh lặp
KM	: K-means	Phương pháp kỹ thuật thống kê K-means
KB	:	Kịch bản
LCE	: Low-Carbon Economy	Nền kinh tế Carbon thấp
LEAP	: Long-range Energy Alternatives Planning system	Mô hình quy hoạch thay thế nguồn năng lượng dài hạn
LG	: Low Green	Kịch bản cắt giảm tối thiểu phát thải CO ₂

LINDO	: L inear, I nteractive, and D iscrete O ptimiser	Phần mềm tối ưu LINDO
LOLE	: Loss Of Load Expectation	Mất kỳ vọng tải
MMNF	: Min-Max Neuro-Fuzzy	Mạng nơ-ron mờ cực đại – cực tiểu
MRET	: Australia’s Mandatory Renewable Energy Target	Chương trình mục tiêu bắt buộc sử dụng năng lượng tái tạo
NPV	: Net Present Value	Phương pháp phân tích chi phí Giá trị hiện tại thuần
OECD	: Organisation for Economic Co-operation and Development	Tổ chức hợp tác và phát triển kinh tế
PCA	: Principal Component Analysis	Phương pháp phân tích thành phần trọng số
PDP	: Power Development Planning	Quy hoạch phát triển nguồn điện
PN	: Plus Nuclear	Mô hình bổ sung năng lượng hạt nhân – Malaysia
PNN	: Probability Neural Networks	Mạng nơ-ron xác suất
P-P	: Phillips-Peron	Kiểm định Phillips-Peron
PPP	: Purchasing Power Parity	Tỷ suất ngang giá thương mại
PR	: Plus Renewable	Mô hình bổ sung năng lượng tái tạo – Malaysia
PSF	: Pattern Sequenced-based Forecasting	Mô hình dự báo hình dạng đồ thị theo chuỗi tương đồng
PV	: Photo-Voltaic	Quang điện

PV-S	:	Plus PhotoVoltaic and Storage	Mô hình kết hợp năng lượng mặt trời lắp mái và lưu trữ nhiệt – Malaysia
QĐ-ĐTĐL	:		Quyết định – Điều tiết điện lực
QĐ-TTg	:		Quyết định – Thủ tướng
QHĐ VII	:		Quy hoạch điện VII
QHĐ VII ĐC	:		Quy hoạch điện VII điều chỉnh
RBF	:	Radial Basis Function Network	Mạng nơ-ron với hàm cơ sở xuyên tâm
REF	:	Reference	Kịch bản tham chiếu – Pakistan
RET	:	Renewable Energy Technology	Kịch bản tham gia của các công nghệ năng lượng tái tạo
RF	:	Random Forests	Thuật toán khởi phát RF
RNN	:	Recurrent Neural Network	Mạng nơ-ron hồi quy
SB	:	Stochastic Boosting	Phân loại đồng bộ theo chuỗi thời gian
SOM	:	Kohonen’s Self-Organising Map	Phương pháp bản đồ tự sắp xếp Kohonen
SRM	:	Structural Risk Minimisation	Nguyên lý tối giản rủi ro cấu trúc
SVC	:	Support Vector Clusting	Phương pháp phân loại tập hợp bằng vec-tơ định hướng
SVM	:	Support Vector Machine	Thuật toán vector máy hỗ trợ
TS	:	Trace Statistic	Kiểm định thống kê vết TS
VPCP	:		Văn phòng Chính phủ
VQ	:	Vector Quantization	Phương pháp lượng tử hóa vector
WB	:	World Bank	Ngân hàng thế giới

WEM	:	World Energy Model	Mô hình mô phỏng năng lượng toàn cầu
WEO	:	World Energy Outlook	Mô hình dự báo nhu cầu năng lượng toàn cầu
WNN	:	Weighted Nearest Neighbor	Mô hình dự báo theo trọng số gần nhất

DANH SÁCH CÁC BẢNG

BẢNG	TRANG
Bảng 2.1. Các giải pháp cắt giảm phát thải CO ₂ và hiệu quả dự kiến	39
Bảng 2.2. Kết quả dự báo nhu cầu điện các Tổng công ty Điện lực trên cả nước theo QHĐ VII ĐC, phương án kịch bản thấp	56
Bảng 2.3. Kết quả dự báo nhu cầu điện các Tổng công ty Điện lực trên cả nước theo QHĐ VII ĐC, phương án kịch bản cơ sở.	56
Bảng 2.4. Kết quả dự báo nhu cầu điện các Tổng công ty Điện lực trên cả nước theo QHĐ VII ĐC, phương án kịch bản cao.	57
Bảng 2.5. Kết quả dự báo nhu cầu điện toàn quốc đến năm 2035, phương án thấp	57
Bảng 2.6. Kết quả dự báo nhu cầu điện toàn quốc đến năm 2035, phương án cơ sở	57
Bảng 2.7. Kết quả dự báo nhu cầu điện toàn quốc đến năm 2035, phương án cao	57
Bảng 2.8. Công suất cực đại và công suất trung bình từng tháng theo các mốc năm dự báo 2020 – 2025 – 2030 – 2035 (đơn vị MW)	57
Bảng 2.9. Tốc độ tăng trưởng các phương án nhu cầu điện tương ứng tốc độ tăng trưởng các phương án tăng trưởng kinh tế, giai đoạn 2010 – 2030	58
Bảng 3.1. Số hộ gia đình Việt Nam từ 1990 đến 2015, tính bởi hàm (3.8) (triệu hộ)	90
Bảng 3.2. Dự báo số hộ gia đình của Việt Nam trong tương lai (đơn vị: triệu hộ)	91
Bảng 3.3. Bảng tổng hợp dữ liệu đầu vào của mô hình dự báo đề xuất	93
Bảng 3.4. Kết quả biến đổi logarit tự nhiên cho các biến độc lập	94
Bảng 3.5. Kết quả kiểm định tính dừng của chuỗi biến theo thời gian	95
Bảng 3.6. Kết quả kiểm định đồng liên kết	95
Bảng 3.7. Kết quả tính toán các hệ số của phương trình lần 1	96
Bảng 3.8. Kết quả tính toán các hệ số của phương trình lần 2	96
Bảng 3.9. Kết quả tính toán các hệ số của phương trình lần 3	97

Bảng 3.10. Tổng hợp số liệu dự báo đầu vào về dân số, thu nhập bình quân đầu người, và số hộ gia đình của Việt Nam qua các năm 2020, 2025, và 2030	98
Bảng 3.11. Kết quả dự báo nhu cầu điện trong tương lai của Việt Nam tương ứng với các kịch bản của số liệu đầu vào	98
Bảng 3.12. Dữ liệu quá khứ dùng để huấn luyện mạng đề xuất	109
Bảng 3.13. Kịch bản cơ sở phát triển hệ thống điện	110
Bảng 3.14. Kịch bản cơ sở phát triển hệ thống điện	110
Bảng 3.15. Thông số đầu vào và kết quả huấn luyện	111
Bảng 3.16. Kết quả kiểm tra sai số của huấn luyện	111
Bảng 3.17. Số liệu đầu vào	112
Bảng 3.18. Kết quả dự báo công suất nhu cầu đỉnh P_{max}	112
Bảng 3.19. Kết quả phân nhóm đồ thị phụ tải sau quá trình phân nhóm	120
Bảng 3.20. Kết quả phân nhóm phụ tải sau quá trình tái phân nhóm	122
Bảng 3.21. Kết quả kiểm định sai số giữa điện năng tiêu thụ (GWh) thu được từ đồ thị phụ tải và điện năng tiêu thụ (GWh) thực tế	123
Bảng 3.22. Dự báo công suất đỉnh P_{max} đến năm 2030	125
Bảng 3.23. Dự báo công suất đỉnh (P_{max}) của từng nhóm đồ thị cho các năm 2020, 2025 và 2030 (MW)	125
Bảng 4.1. Kịch bản về giá nhiên liệu phát điện của Việt Nam đến năm 2030	129
Bảng 4.2. Những giả định liên quan đến đèn LED đến năm 2030	130
Bảng 4.3. Tiêu thụ điện khu vực dân dụng và giả định về sự xâm nhập thị trường của PV lắp mái đến 2030	130
Bảng 4.4. Giả định về nhu cầu điện năng và công suất đỉnh của hệ thống điện khi có sự tham gia của LED	131
Bảng 4.5. Kịch bản cắt giảm nhu cầu tiêu thụ điện năng quốc gia khi có sự tham gia đồng thời của công nghệ LED và PV lắp mái	132
Bảng 4.6. Kịch bản công suất nguồn phát điện từ năng lượng tái tạo theo quyết định số 428/QĐ-TTg	132

Bảng 4.7. Kịch bản công suất nguồn phát điện từ năng lượng tái tạo theo quyết định số 2068/QĐ-TTg	133
Bảng 4.8. Các kịch bản phát điện được đề xuất và điều kiện tương ứng	134
Bảng 4.9. Các dạng đồ thị diễn hình trong năm của hệ thống điện	139
Bảng 4.10. Công suất đặt cực đại của các nhà máy điện (GW)	139
Bảng 4.11. Biên dự trữ và công suất đặt của hệ thống điện Việt Nam	139
Bảng 4.12. Bức xạ mặt trời, tốc độ gió và hệ số phụ tải tương ứng cho hệ thống PV lắp mái và nhà máy điện gió ở khu vực ven biển miền trung	141
Bảng 4.13. Hệ số phụ tải của các nhà máy phát điện	142
Bảng 4.14. Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát điện giữa hai giờ liên tiếp của các loại nhà máy điện khác nhau (đơn vị: %/giờ)	143
Bảng 4.15. Hệ số phát thải CO ₂ của các loại hình phát điện ở Việt Nam (đơn vị: g-CO ₂ /kWh)	143
Bảng 4.16. Biểu giá mua điện từ các nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam	144
Bảng 4.17. Chi phí quy dẫn của các loại hình phát điện tại Việt Nam	144
Bảng 4.18. Lượng tiết giảm phát thải CO ₂ của các kịch bản so với kịch bản BAU (đơn vị: MtCO ₂)	151

DANH SÁCH CÁC HÌNH

HÌNH	TRANG
Hình 1.1. Tốc độ tăng trưởng GDP giai đoạn sau năm 2015	5
Hình 1.2. Đường tăng trưởng GDP của Philippines, Việt Nam và Malaysia	6
Hình 1.3. Dự báo tỷ lệ tăng trưởng của Việt Nam và một số quốc gia khác trên thế giới đến năm 2050	7
Hình 1.4. Thu nhập bình quân đầu người giai đoạn 1990 – 2017	8
Hình 1.5. Tỷ trọng tăng trưởng các ngành kinh tế Việt Nam	10
Hình 1.6. Tỷ trọng cơ cấu GDP của các ngành kinh tế	10
Hình 1.7. Diễn biến phát triển kinh tế và sử dụng điện năng giai đoạn 2001 – 2018 và dự báo đến năm 2030	11
Hình 1.8. Hiệu quả sử dụng điện năng trong phát triển kinh tế	12
Hình 1.9. Cơ cấu công suất và sản lượng điện theo loại nguồn của quy hoạch điện VII điều chỉnh	13
Hình 1.10. Mô hình hướng tới nền kinh tế carbon thấp cho Việt Nam	19
Hình 2.1. Kịch bản hiện tượng theo quan điểm tương lai học	29
Hình 2.2. Cấu trúc tổng quát của quy trình dự báo nhu cầu	31
Hình 2.3. Tổng quan về mô hình dự báo nhu cầu năng lượng toàn cầu WEO	32
Hình 2.4. Cấu trúc tổng quát của mô hình dự báo công suất phát điện	36
Hình 2.5. Nhu cầu tăng trưởng năng lượng tương ứng với tăng trưởng GDP	39
Hình 2.6. Kịch bản nhu cầu tiêu thụ năng lượng theo dạng nhiên liệu và kịch bản phát thải CO ₂ – kịch bản thấp	40
Hình 2.7. Kịch bản phát thải CO ₂ theo đối tượng tiêu thụ	40
Hình 2.8. Cấu trúc dự báo nhu cầu điện năng tiêu thụ của mô hình LEAP	43
Hình 2.9. Dự báo công suất phát điện theo công nghệ của các kịch bản	43
Hình 2.10. Dự báo công suất đặt theo công nghệ và nhiên liệu của các kịch bản	44
Hình 2.11. Dự báo lượng phát thải CO ₂ tương ứng với các kịch bản	44

Hình 2.12. Dự báo chi phí đầu tư hệ thống cho từng kịch bản tương ứng với các mức lãi suất chiết khấu khác nhau	45
Hình 2.13. Kết quả dự báo nhu cầu điện của Malaysia theo đối tượng tiêu thụ đến năm 2050	47
Hình 2.14. Kết quả dự báo công suất đặt theo cơ cấu nguồn đến năm 2050	48
Hình 2.15. Kết quả dự báo công suất phát theo cơ cấu nguồn của Malaysia đến năm 2050	48
Hình 2.16. Kịch bản phát thải CO ₂ của Malaysia đến năm 2050	49
Hình 2.17. Kịch bản chi phí đầu tư hệ thống phát điện đến năm 2050	49
Hình 2.18. Lưu đồ phương pháp xây dựng kịch bản của luận án	61
Hình 3.1. Mô hình tổng quát của mạng nơ-ron hồi quy và lý giải mô hình	71
Hình 3.2. Mô hình tổng quát của mạng nơ-ron FFBP và lý giải mô hình	72
Hình 3.3. Mô hình tổng quát của mạng RBF	74
Hình 3.4. Mô hình cấu trúc của mạng Wavelet	75
Hình 3.5. Mô hình thuật toán di truyền	76
Hình 3.6. Mô hình thuật toán SVM	77
Hình 3.7. Sơ đồ khối của hệ thống logic mờ	79
Hình 3.8. Cơ chế vận hành hệ chuyên gia	80
Hình 3.9. Lưu đồ phương pháp dự báo nhu cầu điện trên nền tảng hàm sản xuất Cobb-Douglas	83
Hình 3.10. Thống kê số hộ gia đình tại Singapore, Thái Lan, Malaysia và Campuchia qua các năm	90
Hình 3.11. Biểu đồ đường khuynh hướng tăng trưởng số hộ gia đình tại Việt Nam	90
Hình 3.12. Cơ cấu tiêu thụ điện theo ngành nghề ở Việt Nam năm 2006 và 2015	91
Hình 3.13. Cấu trúc mạng nơ-ron truyền thẳng	102
Hình 3.14. Một số hàm tác động thường dùng trong mạng nơ-ron truyền thẳng	105
Hình 3.15. Sơ đồ luật học củng cố có giám sát cho mạng FFBP	106
Hình 3.16. Lưu đồ phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải	119

Hình 3.17. Dạng đồ thị phụ tải của ngày làm việc tháng 9, 10, 11, và 12	121
Hình 3.18. Dạng đồ thị phụ tải của ngày làm việc tháng 9, 10, 11, và 12	123
Hình 3.19. Dạng đồ thị phụ tải của ngày làm việc tháng 9, 10, 11, và 12 quy đổi sang hệ đơn vị tương đối	124
Hình 3.20. Tỷ lệ của P_{max} các nhóm phụ tải với P_{max} của năm	125
Hình 3.21. Đồ thị phụ tải dự báo cho dạng đồ thị ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12 tại các năm 2020, 2025 và 2030	126
Hình 4.1. Giao diện khởi động của phần mềm LINDO	145
Hình 4.2. Khai báo thông số mô hình tối ưu	146
Hình 4.3. Cửa sổ trạng thái của phần mềm LINDO	147
Hình 4.4. Cửa sổ báo cáo của phần mềm LINDO	147
Hình 4.5. Kết quả dự báo về công suất lắp đặt tối ưu của hệ thống điện Việt Nam	148
Hình 4.6. Kết quả dự báo về sản lượng phát điện tối ưu của các dạng nguồn điện trong hệ thống điện Việt Nam	150
Hình 4.7. Kết quả dự báo về lượng phát thải CO ₂ do phát điện của Việt Nam đến năm 2030	151
Hình 4.8. Chi phí phát điện của các kịch bản	152

CHƯƠNG 1. TỔNG QUAN

1.1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Hơn 35 năm trước, nhà khoa học môi trường và sự sống hàng đầu Anh Quốc James Lovelock đã chứng minh sự mất cân đối giữa phát triển sự sống và bảo tồn môi trường tự nhiên. Ông đã cảnh báo việc con người triệt để khai thác các nguồn tài nguyên thiên nhiên nhưng lại gây những tác hại vượt quá khả năng chịu đựng của trái đất. Tư duy và hành động này theo thời gian đã dẫn đến sự cạn kiệt nguồn nhiên liệu, năng lượng hóa thạch, hủy hoại môi trường sống và trái đất.

Đứng trước nguy cơ khủng hoảng năng lượng trầm trọng trong tương lai gần và hậu quả của biến đổi khí hậu do khai thác cạn kiệt các nguồn năng lượng hóa thạch trên trái đất, trong nhiều thập kỷ qua, các nhà khoa học đã nỗ lực nghiên cứu tìm kiếm các nguồn năng lượng khác sạch và bền vững hơn để thay thế các nguồn năng lượng hóa thạch. Cũng vậy, các nhà hoạch định chính sách cũng không thể đứng ngoài vấn đề này, các nghiên cứu về quy hoạch nguồn năng lượng hợp lý cho từng bối cảnh kinh tế quốc gia liên tục được công bố bởi Chính phủ các nước nhằm hướng đến sự phát triển bền vững và môi trường sống và sinh thái tốt hơn.

Năng lượng nói chung và điện năng nói riêng là động lực phát triển kinh tế của nhiều quốc gia trên thế giới, trong đó có Việt Nam. Điện năng tại Việt Nam chủ yếu được tạo ra từ cơ năng (thủy điện) và nhiệt năng (nhiệt điện than, dầu, khí). Tuy nhiên: (1) Nguồn than đá tại Việt Nam đã cạn kiệt sau một thời gian dài khai thác thiếu quy hoạch, dẫn đến thiếu hụt nguyên liệu than cho các nhà máy nhiệt điện chạy than vốn phụ thuộc hoàn toàn vào trữ lượng than đá quốc gia; (2) Nguồn dầu mỏ hiện nay không phù hợp để phát điện do giá thành phát điện quá cao (trên 10 US\$cent/kWh); và (3) Nguồn năng lượng thủy điện cũng tiến gần đến mức tới hạn khi ngày càng nhiều kết quả nghiên cứu về tác động xấu của thủy điện đến môi trường sinh thái được công bố. Việt Nam đã sớm nhận ra thách thức này từ đầu những năm 2000 và giải pháp khi đó là phát triển điện hạt nhân. Khi điện hạt nhân được đưa vào chương

trình chiến lược phát triển của ngành điện, ngay lập tức xuất hiện nhiều tranh luận, thậm chí là tranh luận về tính an toàn và kinh tế. Phía ủng hộ điện hạt nhân cho rằng năng lượng hạt nhân là nguồn năng lượng bền vững, không phát thải và tăng cường an ninh năng lượng của một quốc gia; do đó hoàn toàn có khả năng thay thế nhiên liệu hóa thạch trong tương lai. Ngược lại, phía phản biện lại cho rằng các nhà máy điện hạt nhân luôn tiềm ẩn nguy cơ mất an toàn; sự phát triển các công nghệ điện hạt nhân và các công nghệ lưu trữ chất thải phóng xạ mới không đủ đảm bảo tính an toàn cho nhân loại trước nguy cơ thảm họa như ở Chernobyl (Ukraina, 1986) hoặc Fukushima (Nhật Bản, 2011) [1]. Trong khi đó, các nguồn năng lượng tái tạo như gió, mặt trời, sinh khối, v.v... là những nguồn năng lượng được đánh giá rất cao về tiềm năng ở Việt Nam nhưng hiện nay vẫn chưa được khai thác một cách quy mô do tồn tại nhiều rào cản về chính sách.

Ngày 22 tháng 11 năm 2016, Quốc hội nước Cộng hòa Xã hội Chủ nghĩa Việt Nam ban hành Nghị quyết số 31/2016/QH14 [2] của kỳ họp thứ 2, Quốc hội khóa XIV về việc dừng thực hiện chủ trương đầu tư dự án điện hạt nhân Ninh Thuận, đồng thời chính thức dừng chương trình phát triển điện hạt nhân Quốc gia. Trong bối cảnh đó, việc huy động các nguồn năng lượng sơ cấp truyền thống và các nguồn năng lượng tái tạo đã trở nên hết sức cấp bách. Trong đó, những bước đi cụ thể đã được thực hiện trong hai năm trở lại đây bao gồm: (1) Quyết định số 24/2014/QĐ-TTg ngày 24 tháng 03 năm 2014 về Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện sinh khối tại Việt Nam liên quan đến việc tăng giá mua điện của phát điện sinh khối [3]; (2) Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11 tháng 04 năm 2017 của Thủ tướng Chính phủ về Cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam [4]; (3) Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg [5] ngày 10 tháng 09 năm 2018 về việc Sửa đổi, bổ sung một số điều của Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ngày 29 tháng 06 năm 2011 về Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam liên quan đến việc tăng giá mua điện từ các dự án điện gió nổi lưới; và (4) Tăng cường tìm nguồn than nhập khẩu theo Quyết định số 403/2016/QĐ-TTg ngày 14 tháng 03 năm 2016 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển ngành than Việt Nam đến năm

2020, có xét triển vọng đến năm 2030 [6] và Công văn số 2172/VPCP-CV ngày 10 tháng 03 năm 2017 về việc Cung cấp than cho sản xuất điện [7].

Như vậy, để đảm bảo cung ứng đủ điện cho nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội và hài hòa với bảo vệ môi trường, góp phần xây dựng nền kinh tế carbon thấp cho Việt Nam từ nay đến năm 2030 rất cần thiết có những nghiên cứu xây dựng các kịch bản phát triển điện lực quốc gia phù hợp với các tiềm năng, chính sách phát triển của đất nước.

1.2. ĐẶC ĐIỂM KINH TẾ XÃ HỘI - TIÊU THỤ & SẢN SUẤT ĐIỆN NĂNG TẠI VIỆT NAM

1.2.1. Đặc điểm địa lý và khí hậu

1.2.1.1. Đặc điểm địa lý

Việt Nam là một quốc gia nằm ở phía đông của bán đảo Đông Dương thuộc khu vực Đông Nam Á. Việt Nam trải dài từ Bắc xuống Nam theo hình chữ “S” với tổng diện tích là 331.210km². Tổng chiều dài đường biên giới là 8.083km, trong đó 4.639km đường biên giới đất liền với Campuchia (1.228km) và Lào (2.130km) về phía Tây, 1.281km đường biên giới đất liền với Trung Quốc về phía Bắc và 3.444km đường bờ biển liên tục giáp vịnh Bắc bộ, biển Đông, và vịnh Thái Lan [8, 9]. Việt Nam có một vị trí địa chính trị hết sức đặc biệt trong khu vực Châu Á Thái Bình – Ấn Độ Dương, là một trong những cơ sở để kinh tế Việt Nam đã, đang và sẽ phát triển thuộc nhóm nhanh nhất Thế giới.

1.2.1.2. Đặc điểm khí hậu

Việt Nam là quốc gia nằm trọn trong khu vực nhiệt đới gió mùa, phía Đông Nam Châu Á với các điều kiện khí hậu thay đổi từ Bắc vào Nam. Khu vực phía Bắc có bốn mùa tương đối rõ rệt; phía Nam mang đặc thù khí hậu vùng nhiệt đới, nắng nóng quanh năm. Độ ẩm trung bình quanh năm vào khoảng 84%; lượng mưa trung bình hàng năm vào khoảng 1.200mm đến 3.000mm; số giờ nắng có sự thay đổi theo 6 vùng địa lý khác nhau, trải dài từ 1.500giờ/năm đến 3.000giờ/năm. Tương tự, do khí

hậu hai miền khác nhau nên nhiệt độ giữa hai miền cũng có sự chênh lệch lớn, trải dài trong khoảng 5⁰C (mùa lạnh) và 37⁰C (mùa nóng). Mùa mưa ở miền Bắc diễn ra từ tháng 6 đến tháng 10 và mùa khô diễn ra từ tháng 11 đến tháng 5 năm sau; trong khi đó, miền Nam có mùa mưa và mùa khô chậm hơn một tháng so với miền Bắc; mùa mưa ở miền Trung diễn ra từ tháng 11 đến tháng 1 năm sau.

Với đặc điểm khí hậu trên, Việt Nam sở hữu tiềm năng lớn các loại năng lượng tái tạo như: thủy điện, mặt trời, sinh khối, gió, đại dương.

1.2.2. Đặc điểm kinh tế - xã hội

1.2.2.1. Tình hình phát triển kinh tế chung

Tốc độ tăng trưởng GDP giai đoạn 2011 – 2014 đạt 5,72%/năm, thấp hơn mức 6,32%/năm của giai đoạn 2006 – 2010. Trong giai đoạn 2011 – 2014, ngành nông – lâm – thủy sản đạt mức tăng trưởng 3,21%, xấp xỉ mức tăng trưởng giai đoạn trước đó; lĩnh vực công nghiệp và xây dựng tăng 6,25%/năm, thấp hơn mức tăng trưởng 6,38%/năm của giai đoạn trước; mức tăng trưởng ngành dịch vụ đạt 6,32%/năm, thấp hơn đáng kể so với mức tăng 7,64%/năm của giai đoạn 2006 – 2010. Năm 2015, tốc độ tăng trưởng chung đạt mức 6,8% nhưng lại xoay chiều giảm còn 6,2% trong năm 2016. Nguyên nhân là do sự sụt giảm tăng trưởng của ngành nông – lâm – ngư nghiệp và khai khoáng. Lĩnh vực công nghiệp và xây dựng có chiều hướng tăng trở lại, đạt 9,6% vào năm 2015 và 7,6% ở năm 2016.

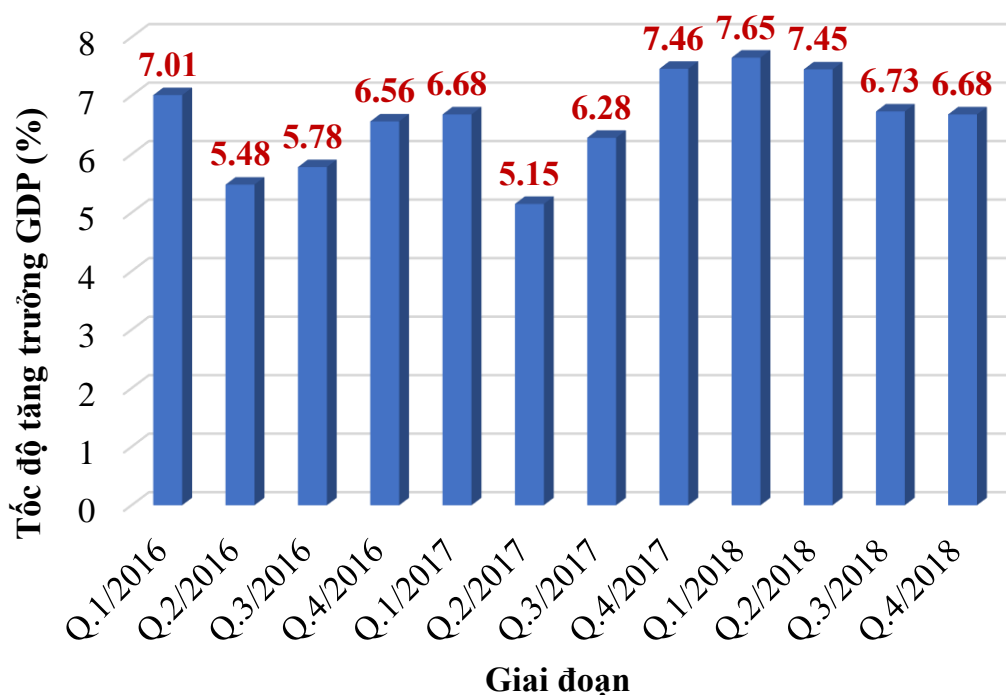
Lạm phát được duy trì ở mức dưới 5% năm 2016 và dự báo sẽ ổn định trong giai đoạn 5 năm tiếp theo. Tốc độ tăng trưởng kim ngạch xuất khẩu đạt 9% và được ghi nhận là mức tăng trưởng cao nhất trong khu vực.

1.2.2.2. Tổng sản phẩm quốc nội (GDP)

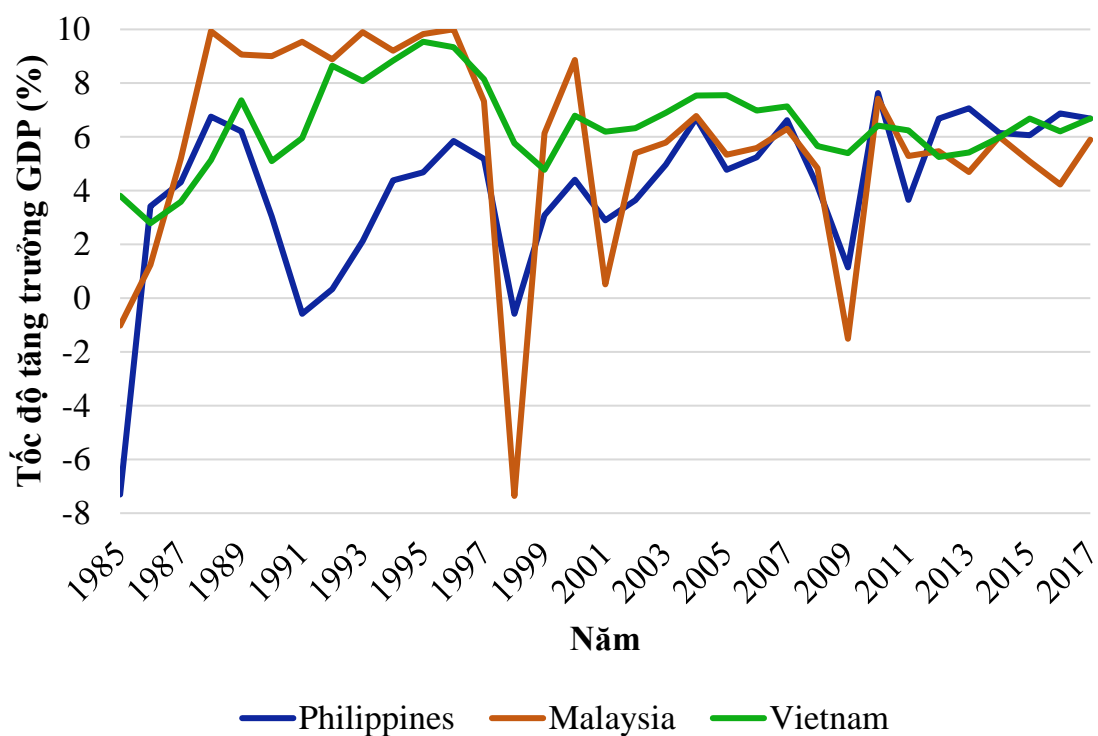
Do ảnh hưởng của cuộc khủng hoảng kinh tế toàn cầu năm 2008, Việt Nam cũng bị tác động của vòng xoáy tăng trưởng chậm khi các thị trường xuất khẩu lớn bị ảnh hưởng, sức mua trong nước và quốc tế giảm. Tốc độ tăng trưởng GDP từ năm 2008

duy trì ở mức dưới 7%, và mức 5 – 6% trong giai đoạn sau 2010; riêng năm 2014 mức tăng trưởng GDP đạt 5,98%, bằng ba phần tư so với mức trước khi khủng hoảng. Mặc dù Chính phủ đã tung ra gói kích cầu một tỷ đôla vào năm 2009 nhưng do những yếu kém nội tại và lạm phát tăng cao nên nền kinh tế trong giai đoạn 2011 – 2014 vẫn chưa thể cải thiện. Tuy nhiên, GDP giai đoạn sau năm 2015 đã ghi nhận sự cải thiện đáng kể (Hình 1.1). GDP của Việt Nam đạt mức tăng kỷ lục 7,65% trong quý I năm 2018, mức tăng này chủ yếu đến từ nguồn sản xuất hàng hóa xuất khẩu.

So với các quốc gia trong khu vực, Việt Nam là một trong số ít các quốc gia trên thế giới có mức tăng trưởng kinh tế ổn định trong suốt 20 năm qua với mức tăng trưởng trung bình đạt xấp xỉ 6,5%/năm. So sánh với Malaysia và Philippines là hai quốc gia láng giềng có điều kiện kinh tế tương tự với Việt Nam, đường tăng trưởng GDP của Việt Nam có độ ổn định cao; trong khi đó, mức biến động tăng trưởng GDP của hai quốc gia còn lại là rất lớn, thậm chí là đạt tăng trưởng âm (Hình 1.2).



Hình 1.1. Tốc độ tăng trưởng GDP giai đoạn sau năm 2015 [10]

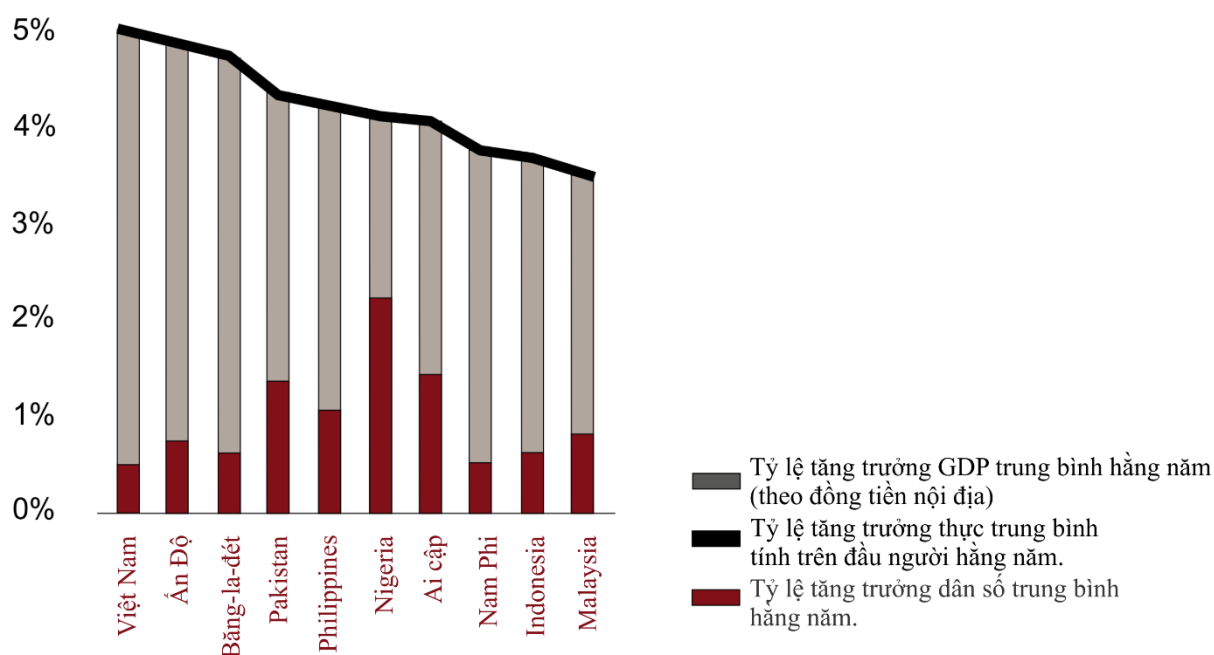


Hình 1.2. Đường tăng trưởng GDP của Philippines, Việt Nam và Malaysia [11]

Theo báo cáo của tập đoàn kiểm toán PwC tại Diễn đàn hợp tác và phát triển kinh tế thế giới (APEC 2017), đến năm 2050, Việt Nam có khả năng nằm trong top 20 nền kinh tế phát triển nhất thế giới nếu: (1) Nhận định đúng tiềm năng; (2) Tái cơ cấu nền kinh tế theo hướng bền vững; (3) Phát huy thế mạnh và củng cố nền kinh tế vi mô; (4) Tổ chức giáo dục dân trí, biến sức mạnh cá nhân thành sức mạnh tổng thể đóng góp vào quá trình sản xuất dài hạn của nền kinh tế. Với dự báo này, kịch bản phát triển kinh tế của Việt Nam thông qua chỉ số GDP được thể hiện như Hình 1.3.

Đây là tín hiệu đáng mừng nhưng cũng là thử thách lớn đối với Việt Nam vì để đáp ứng được tốc độ phát triển nhanh chóng như vậy đòi hỏi sự phát triển đồng bộ của toàn hệ thống kinh tế - xã hội, năng lượng, và cơ sở hạ tầng kèm theo. Nếu không có chiến lược phát triển hợp lý, nguy cơ mất cân đối nền kinh tế, không đảm bảo an ninh năng lượng là không tránh khỏi.

Tỷ lệ tăng trưởng GDP thực trung bình hằng năm (2016-2050)



Hình 1.3. Dự báo tỷ lệ tăng trưởng của Việt Nam và một số quốc gia khác trên thế giới đến năm 2050 [12]

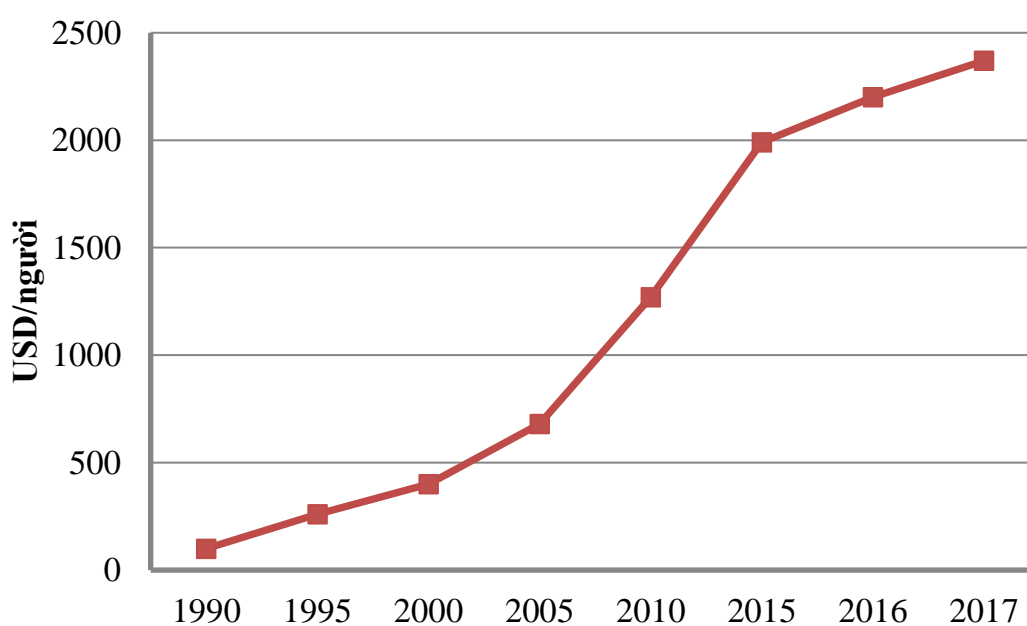
1.2.2.3. Dân số

Theo số liệu do Ban chỉ đạo Tổng điều tra dân số và nhà ở trung ương công bố tại hội nghị trực tuyến toàn quốc về kết quả sơ bộ tổng điều tra dân số và nhà ở năm 2019, tính đến 0h ngày 1/4/2019, dân số Việt Nam đạt 96.208.984 người, trở thành quốc gia đông dân thứ 15 thế giới, đứng thứ 3 khu vực Đông Nam Á sau Indonesia, Philippines. Việt Nam cũng là một trong số các quốc gia có mật độ dân số cao với 290 người/km², tăng 31 người/km² so với năm 2009. Tỷ lệ tăng dân số bình quân năm giai đoạn 2009 – 2019 của Việt Nam là 1,14%/năm và có chiều hướng giảm nhẹ so với giai đoạn 10 năm trước 1,18%/năm [13]. Dân số lớn, trẻ - với trên 50% dưới 30 tuổi và tiếp tục tăng chính là động lực quan trọng nhưng đồng thời cũng là thách thức lớn cho phát triển kinh tế - xã hội Việt Nam.

1.2.2.4. Thu nhập bình quân đầu người

Trong hai thập kỷ vừa qua, Chính phủ đã ban hành và triển khai nhiều chương trình trọng điểm quốc gia nhằm mục tiêu xóa đói giảm nghèo, nâng cao thu nhập bình quân đầu người cho người dân. Báo cáo năm 2018 của Ngân hàng thế giới về thực trạng và thành công trong quá trình xóa đói giảm nghèo và chia sẻ thịnh vượng của Việt Nam cho biết tỷ lệ đói nghèo của Việt Nam sụt giảm đáng kể, từ 20,8% năm 2010 xuống còn 9,8% năm 2016; tỷ lệ siêu nghèo chỉ còn xấp xỉ 2%, đưa Việt Nam vượt qua ranh giới chuẩn nghèo của thế giới. Tốc độ giảm nghèo của khu vực thành thị thấp hơn nhiều so với khu vực nông thôn [14].

Theo số liệu của Tổng cục thống kê công bố, thu nhập bình quân đầu người của Việt Nam đã tăng đáng kể từ 100USD năm 1990 lên 1.990USD năm 2015. Mức thu nhập bình quân đầu người giai đoạn 1990 đến 2017 được trình bày ở Hình 1.4.



Hình 1.4. Thu nhập bình quân đầu người giai đoạn 1990 – 2017 [15]

Thu nhập bình quân đầu người của Việt Nam hiện còn thấp nhưng đang và sẽ thuộc nhóm tăng nhanh nhất Thế giới. Đây sẽ chính là yếu tố tác động mạnh đến nhu cầu điện năng tăng nhanh của Việt Nam.

1.2.2.5. Số hộ gia đình

Theo dữ liệu kết quả sơ bộ Tổng điều tra năm 2019, tính đến thời điểm 0 giờ ngày 01/4/2019 Việt Nam có 26,9 triệu hộ dân cư, tăng 4,4 triệu hộ so với năm 2009; tỷ lệ tăng số hộ dân cư giai đoạn 2009 - 2019 là 18,0%, bình quân mỗi năm tăng 1,8%/năm, thấp hơn 1,2 điểm phần trăm so với giai đoạn 1999 – 2009 [13].

Mặc dù số liệu công bố là như vậy nhưng trong thực tế, rất khó thu thập được số liệu này một cách đầy đủ và có nhiều sai lệch với nhau giữa các cơ quan quản lý nhà nước và các tổ chức quốc tế hoạt động liên quan đến vấn đề con người. Tuy nhiên, đây không phải là khó khăn của chỉ riêng Việt Nam mà là vấn đề tồn tại chung của hầu hết các quốc gia trên thế giới. Một khó khăn thứ hai liên quan đến số liệu này là việc quản lý tách hộ gia đình vì quá trình tách hộ diễn ra một cách tự phát, theo nhu cầu cá nhân mà không có sự báo cáo hoặc đăng ký; ngoại trừ các chiến dịch thống kê toàn quốc thì rất khó để cập nhật đầy đủ các số liệu này.

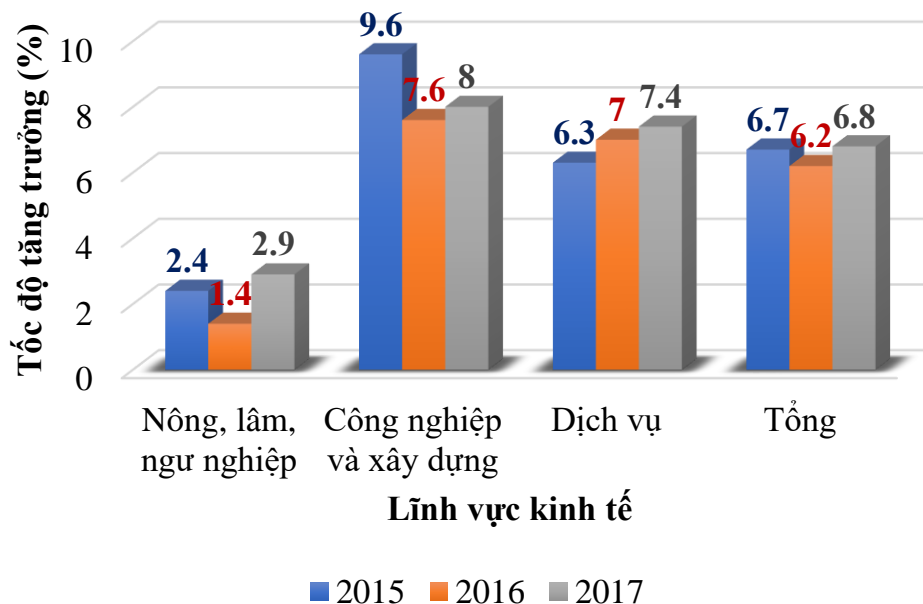
Theo xu hướng chuyển dịch cơ cấu kinh tế đang diễn ra tại Việt Nam, cùng với yêu cầu của sự phát triển kinh tế đang diễn ra rất nhanh tại Việt Nam, và xu hướng đô thị hóa ngày càng tăng, các nghiên cứu về xã hội học trong nước và quốc tế đều dự báo sự bùng nổ về sự gia tăng số lượng hộ gia đình. Sự bùng nổ này đồng thời cũng là kết quả của xu hướng tách nhỏ cộng đồng dân cư và gia đình hiện đang dần trở nên phổ biến, đặc biệt là trong bối cảnh dân số trẻ của Việt Nam hiện nay.

Tương tự như thu nhập bình quân đầu người, số hộ gia đình tăng nhanh tại Việt Nam sẽ dẫn tới sự gia tăng mạnh mẽ nhu cầu điện trong tương lai.

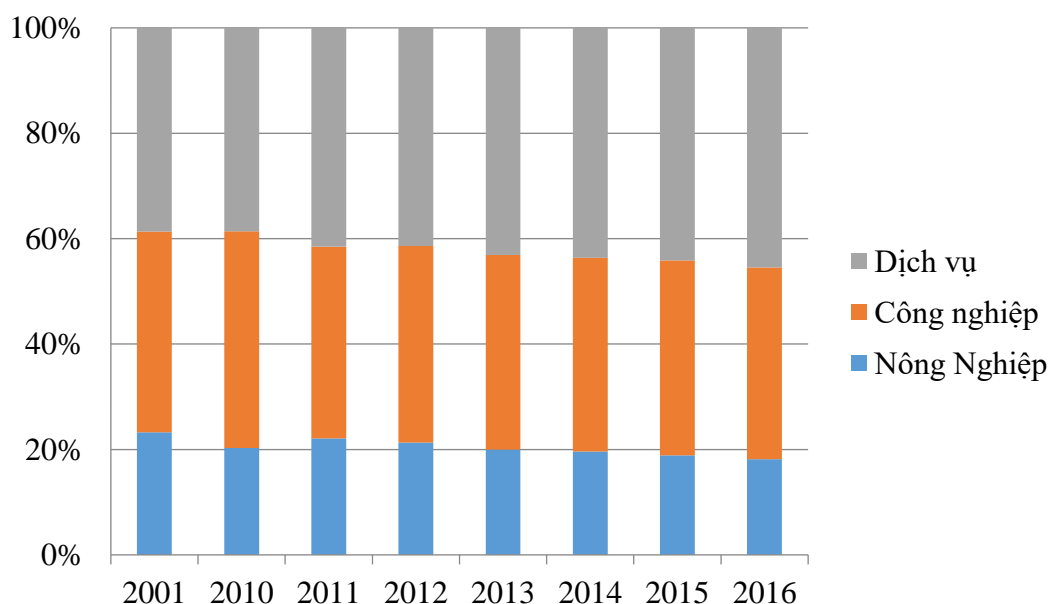
1.2.2.6. Sự chuyển dịch cơ cấu kinh tế

Cùng với tốc độ phát triển kinh tế ổn định và các yếu tố tác động liên quan đã được phân tích, hơn 30 năm phát triển của nền kinh tế Việt Nam kể từ sau công cuộc đổi mới cũng đã ghi nhận những thành tựu to lớn trong chuyển dịch cơ cấu kinh tế, đặc biệt là trong những năm gần đây. Tỷ trọng các ngành kinh tế trong cơ cấu có sự chuyển dịch theo xu hướng từ nông nghiệp sang công nghiệp, trong khi tỷ trọng ngành

dịch vụ cũng tăng nhưng với tốc độ chậm hơn. Đây là xu hướng đa số của các quốc gia đang phát triển trên thế giới trong quá trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Tỷ trọng tăng trưởng và tỷ trọng cơ cấu GDP theo các ngành kinh tế Việt Nam được minh họa ở Hình 1.5 và Hình 1.6.



Hình 1.5. Tỷ trọng tăng trưởng các ngành kinh tế Việt Nam [16]

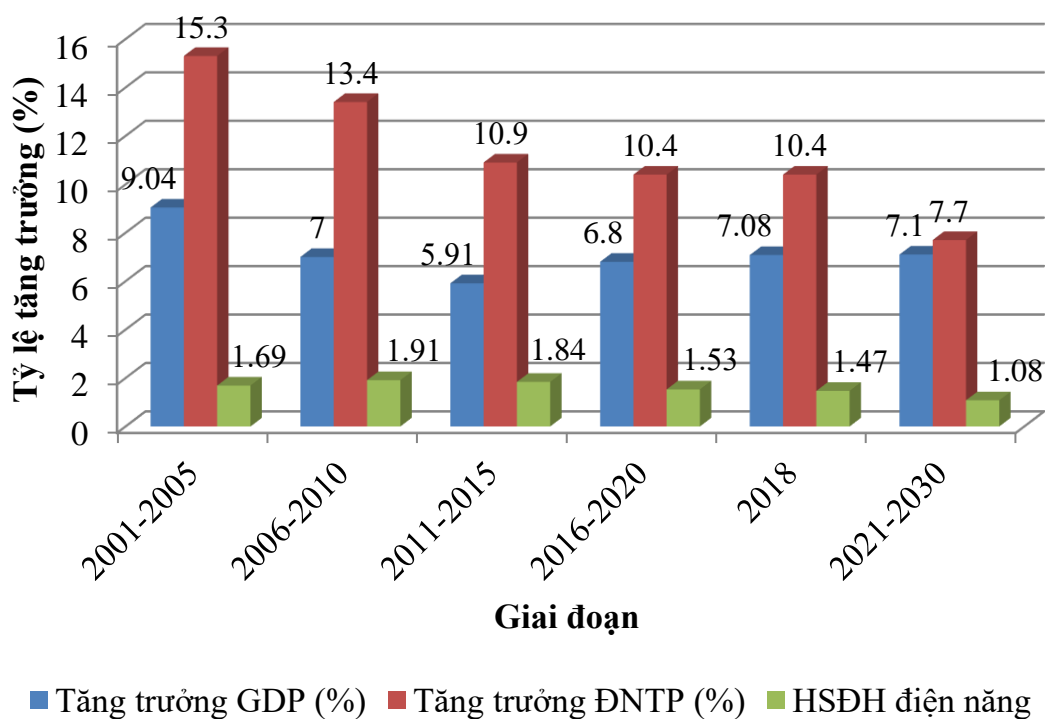


Hình 1.6. Tỷ trọng cơ cấu GDP của các ngành kinh tế [17]

Hình 1.6 thể hiện tỷ trọng công nghiệp và dịch vụ trong cơ cấu GDP tăng dần qua các năm. Xu hướng này sẽ còn tiếp tục trong tương lai; điều này cũng là yếu tố có thể dẫn tới khả năng nhu tăng cầu điện trong tương lai.

1.2.3. Đặc điểm nhu cầu sử dụng – cung cấp năng lượng

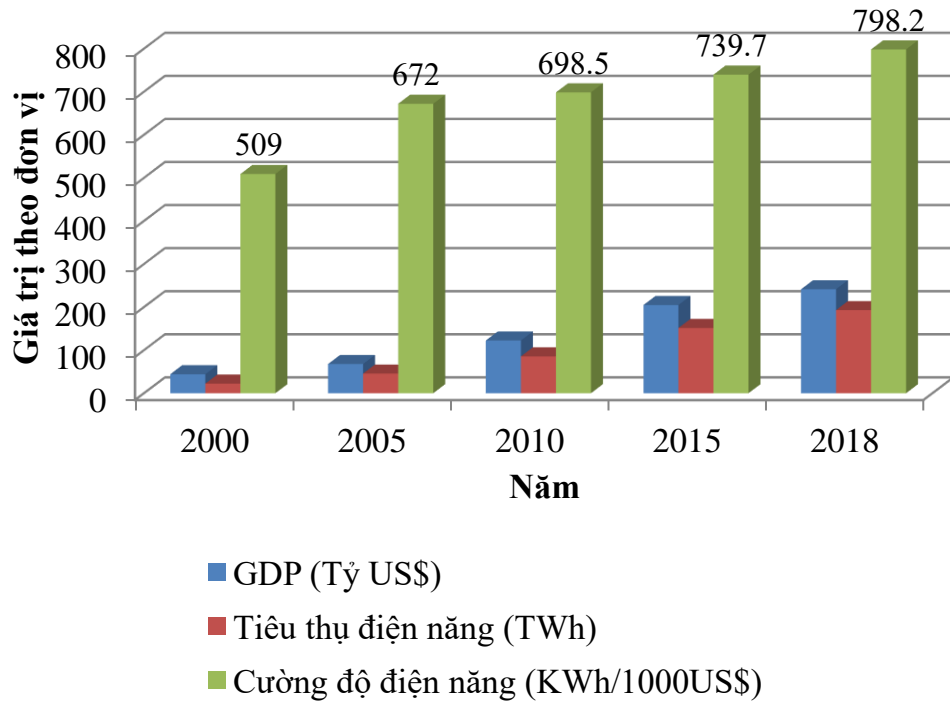
Số liệu thống kê diễn biến quá trình phát triển kinh tế - xã hội và nhu cầu sử dụng điện năng trong giai đoạn 2001 – 2018; dự báo đến năm 2030 của quy hoạch điện VII điều chỉnh cho thấy bức tranh tỷ lệ tăng trưởng sử dụng điện năng và tỷ lệ tăng trưởng của nền kinh tế được thể hiện ở Hình 1.7 và Hình 1.8.



Hình 1.7. Diễn biến phát triển kinh tế và sử dụng điện năng giai đoạn 2001 – 2018 và dự báo đến năm 2030

Hình 1.7 cũng thể hiện hệ số đàn hồi điện năng trong giai đoạn 2001 – 2005 luôn ở mức xấp xỉ bằng 1,5; thậm chí có giai đoạn tiến gần bằng 2 và đến năm 2018 có xu hướng giảm về 1,47. Cường độ điện năng trong giai đoạn 2000 – 2018 nằm trong khoảng từ 500 – 800kWh để sản xuất ra 1000USD. Điều này chỉ ra rằng hiệu quả sử

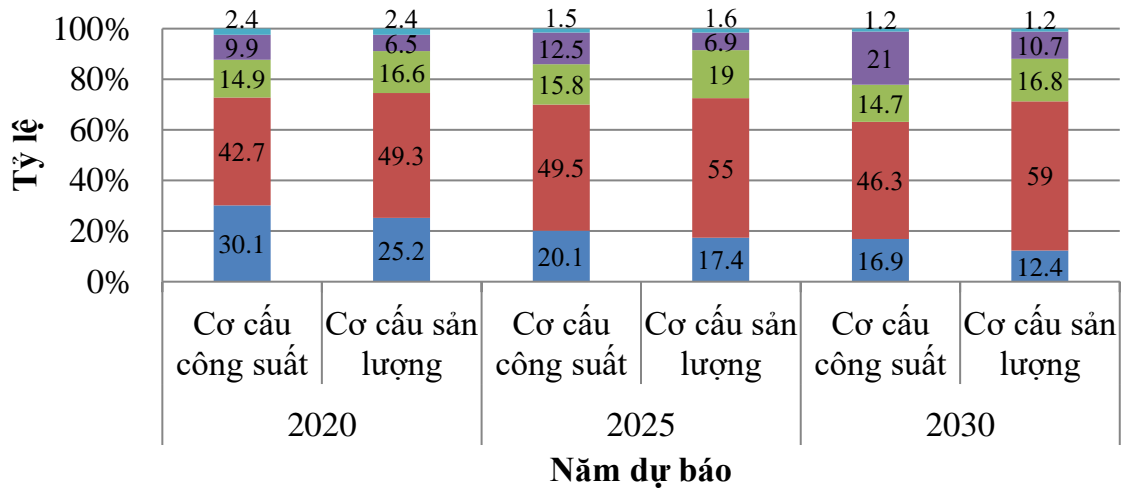
dụng điện trong phát triển kinh tế ở nước ta còn rất thấp so với các nước trong khu vực và thế giới do công nghệ sản xuất lạc hậu, trang thiết bị hiệu suất thấp, không tiết kiệm năng lượng. Tiềm năng tiết kiệm và sử dụng điện năng hiệu quả là yếu tố làm giảm đáng kể nhu cầu khi xây dựng kịch bản phục vụ quy hoạch hệ thống điện [18].



Hình 1.8. Hiệu quả sử dụng điện năng trong phát triển kinh tế

Bên cạnh đó, phát triển nguồn điện đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội cũng hết sức cần thiết. Tại quy hoạch điện VII điều chỉnh, tổng điện năng sản xuất đã được điều chỉnh giảm 20% so với quy hoạch điện VII trước đó. Số liệu cụ thể cho thấy tổng điện năng sản xuất năm 2015 đạt 164TWh, năm 2016 đạt 183,2TWh và dự kiến cho các năm 2020, 2025, và 2030 lần lượt là 265TWh, 400TWh và 575TWh. Trong đó nhiệt điện than có tỷ trọng lớn với sản lượng điện tương ứng cho các năm dự báo lần lượt là 49,3%, 55% và 59%; thủy điện giảm từ 25% xuống còn 12,4%; nhiệt điện khí duy trì ổn định ở mức 17 – 19%; điện từ năng lượng tái tạo tăng từ 6,5 – 6,9% trong giai đoạn 2020 – 2025 lên mức 10,7% vào năm 2030 [19]. Từ những số liệu trên cho thấy, mặc dù tỷ trọng điện năng từ năng lượng tái tạo đã được điều chỉnh tăng 1,8 lần, nhưng xét về giá trị tuyệt đối thì chỉ tăng 1,3 lần vì tổng điện năng sản

xuất đã được điều chỉnh giảm 20%. Như vậy những chỉ tiêu này chỉ đáp ứng được khoảng 60 – 70% mục tiêu của Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo. Cơ cấu công suất và sản lượng điện theo loại nguồn của quy hoạch điện VII điều chỉnh được trình bày ở Hình 1.9.



- Thủy điện và tích năng
- Nhiệt điện than
- Nhiệt điện khí và dầu
- Thủy điện nhỏ và NLTT
- Nhập khẩu

Hình 1.9. Cơ cấu công suất và sản lượng điện theo loại nguồn của quy hoạch điện VII điều chỉnh

Như vậy, mặc dù có tiềm năng lớn về các nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời, gió, sinh khối, v.v... nhưng theo cơ cấu nguồn phát điện của quy hoạch điện VII điều chỉnh thì đến năm 2030 nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ trọng lớn, đặc biệt có xu hướng tăng nhanh; tỷ lệ tham gia của năng lượng tái tạo chưa phát huy hết tiềm năng. Điều này đặt ra thách thức lớn cho việc phát triển nguồn điện đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội và góp phần bảo vệ môi trường, phát triển bền vững.

1.3. BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU TẠI VIỆT NAM

Việt Nam hiện được liệt kê vào nhóm các quốc gia chịu ảnh hưởng nặng nề nhất bởi biến đổi khí hậu và do đó vấn đề nghiên cứu các giải pháp ứng phó biến đổi khí hậu là vấn đề mang tính sống còn của Việt Nam hiện nay, đặc biệt cấp bách đối với

các khu vực ven biển. Theo đánh giá của Bộ Tài nguyên Môi trường Việt Nam, biến đổi khí hậu đã gây ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng nông sản và gián tiếp tác động làm thay đổi cấu trúc nền kinh tế quốc gia, và trong tương lai có khả năng gây ra sự chuyển dịch nghiêm trọng đối với sự phát triển chung và vấn đề an ninh lương thực, an ninh năng lượng, và an toàn xã hội (chính trị, văn hóa, kinh tế, dân trí, và thương mại) quốc gia [20, 21, 22, 23, 24, 25, 26].

Theo báo cáo được tổng hợp bởi Schmidt-Thomé và cộng sự [27], các minh chứng về biến đổi khí hậu xảy ra tại Việt Nam trong 50 năm qua được liệt kê như sau:

- Nhiệt độ trung bình và lượng mưa của Việt Nam có sự thay đổi đáng kể trong 50 năm qua. Nhiệt độ trung bình toàn quốc tăng 0.5°C ; nhiệt độ giảm đi được ghi nhận ở một số khu vực ở ven biển Trung Bộ (Thừa Thiên Huế, Quảng Ngãi) và ven biển Nam Bộ (Tiền Giang), điều này có nghĩa là lượng mưa tại các khu vực này tăng lên ở cả hai mùa khô và mưa.
- Lượng mưa trung bình vào mùa khô của các tỉnh phía bắc gần như không đổi trong 50 năm qua, tuy nhiên ở các khu vực phía nam thì tăng dần qua các năm. Tương tự, lượng mưa trung bình vào mùa khô giảm từ 5 đến 10% ở hầu hết các tỉnh phía bắc, trong khi đó ở các khu vực phía nam thì tăng từ 5 đến 20%. Mặc dù vậy, lượng mưa tối đa trong ngày đều tăng ở hầu hết các tỉnh – thành của Việt Nam, đặc biệt trong 10 năm trở lại đây. Số ngày mưa lớn gia tăng qua các năm, trong đó tăng nhanh nhất ở các khu vực Trung Bộ.
- Tần suất xảy ra bão nhiệt đới và số lượng các cơn bão hằng năm tăng lên. Trung bình mỗi năm Việt Nam hứng chịu 12 cơn bão nhiệt đới từ Biển Đông và Thái Bình Dương, trong đó 45% hình thành trên Biển Đông và 55% hình thành trên Thái Bình Dương. Khảo sát cũng ghi nhận số lượng các cơn bão lớn ngày càng tăng và mùa mưa bão tại Việt Nam cũng kéo dài hơn.
- Tình hình hạn hán gia tăng với mức độ gia tăng có sự chênh lệch lớn giữa các vùng. Mùa nắng nóng đặc biệt kéo dài hơn ở các khu vực Trung bộ và Nam bộ.

- Liên quan đến mức độ gia tăng mực nước biển, hầu hết các trạm quan trắc sự gia tăng mực nước biển đều ghi nhận sự gia tăng. Theo dữ liệu quan trắc được từ các trạm này, mức dâng cao mực nước biển trung bình tại Việt Nam trong giai đoạn 1993 – 2008 là 2,8mm/năm và xu hướng này còn tiếp tục trong tương lai. Trong khi đó, dữ liệu thu được từ vệ tinh từ năm 1993 đến 2010 lại cho thấy mức độ dâng cao trung bình hằng năm ở hầu hết khu vực ven biển của Việt Nam là 2,9mm/năm, trong đó khu vực có tốc độ dâng cao nhanh là khu vực ven biển Trung – Trung bộ và Tây – Nam bộ.

Về tương lai, các mô hình dự báo kịch bản biến đổi khí hậu cho Việt Nam chủ yếu dựa vào các kịch bản phát thải khí nhà kính do Ủy ban liên Chính phủ về Biến đổi khí hậu (*Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC*) công bố. Theo đó, các kịch bản dự báo về sự gia tăng nhiệt độ và lượng mưa được xây dựng cho bảy vùng khí hậu tại Việt Nam: Tây Bắc, Đông Bắc, đồng bằng Bắc bộ, Bắc Trung bộ, Nam Trung bộ, Cao nguyên, và Nam bộ. Dự báo được xây dựng cho ba kịch bản: (1) Kịch bản phát thải thấp (B1); (2) Kịch bản phát thải trung bình (B2); và (3) Kịch bản phát thải cao (A2). Kết quả dự báo cho Việt Nam đến năm 2100 được công bố tại báo cáo thứ tư của Ủy ban như sau:

- Về mức gia tăng nhiệt độ trung bình hằng năm: (B1) 1,6 – 2,2⁰C; (B2) 2 – 3⁰C; và (A2) 2,5 – 3,7⁰C;
- Về mức độ gia tăng lượng mưa trung bình hằng năm: (B1) 2 – 6%; (B2) 2 – 7%; và (A2) 2 – 10%;
- Về mức dâng cao mực nước biển trung bình hằng năm: (B1) 49 – 64cm; (B2) 57 – 73cm; và (A2) 78 – 95cm.

Như vậy có thể thấy, nếu không có kế hoạch phản ứng kịp thời, khí hậu sẽ diễn biến phức tạp với các hiện tượng thời tiết cực đoan, ngập lụt, mất đất canh tác do xâm thực mặn, nước biển dâng cao, v.v... Theo đó, khả năng thiệt hại cho Việt Nam do biến đổi khí hậu sẽ rất lớn.

1.4. NỀN KINH TẾ “CARBON THẤP”

Khái niệm xã hội carbon thấp (hay nền kinh tế carbon thấp - *low-carbon economy*, *LCE*) được khởi đầu từ Nhật Bản từ năm 2006. Sau đó khái niệm này được các nước có nền công nghiệp phát triển, đặc biệt là các nước thuộc khối OECD quan tâm nghiên cứu và phát triển [28]. Nền kinh tế carbon thấp được hiểu là nền kinh tế được xây dựng và phát triển dựa trên cơ sở kết hợp mật thiết và hài hòa giữa phát triển kinh tế và bảo vệ môi trường. Trong khái niệm này, hai vấn đề lớn liên quan đến môi trường trái đất là biến đổi khí hậu và ấm lên toàn cầu sẽ được xem xét nghiêm ngặt trong mối tương quan với sự phát triển liên tục của nền kinh tế quốc gia [29]. Theo đó, nền kinh tế carbon thấp bao gồm các thuộc tính sau:

- Xây dựng chiến lược hành động quốc gia phù hợp với các nguyên lý phát triển bền vững, đảm bảo rằng các nhu cầu phát triển được đáp ứng công bằng cho mọi nhóm/thành phần trong xã hội;
- Đóng góp công bằng vào nỗ lực chung toàn cầu trong việc ổn định nồng độ carbon dioxide (CO₂) và cắt giảm phát thải khí nhà kính (GHG) để kìm hãm tối đa tốc độ và cường độ biến đổi khí hậu toàn cầu;
- Quyết liệt triển khai sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, hướng đến các nguồn năng lượng và công nghệ sản xuất carbon thấp;
- Xây dựng chiến lược hành động thống nhất, áp dụng các hình thức tiêu thụ cải tiến, thay đổi tư duy tiêu thụ năng lượng theo hướng cắt giảm phát thải khí GHG.

Như vậy, một mô hình kinh tế carbon thấp không đơn thuần là mô hình phát triển các mục tiêu phát triển kinh tế và xã hội của một quốc gia hay vùng lãnh thổ, mà còn là mô hình mục tiêu nhằm cắt giảm phát thải khí nhà kính và bảo vệ môi trường tự nhiên hướng đến sự phát triển bền vững của quốc gia đó trong tương lai.

1.5. XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN XANH TẠI VIỆT NAM

1.5.1. Sự cần thiết phải xây dựng các kịch bản phát điện xanh hướng tới nền kinh tế carbon thấp cho Việt Nam

Nhận thức được thực trạng biến đổi khí hậu nêu trên và dự đoán trước được các tác hại do biến đổi khí hậu trong tương lai, Chính phủ Việt Nam đã sớm ký kết Công ước khung của Liên hiệp quốc về Biến đổi khí hậu vào tháng 6 năm 1992, phê chuẩn vào ngày 16 tháng 11 năm 1994. Đến ngày 25 tháng 9 năm 2002, Việt Nam tiếp tục ký kết Nghị định thư Kyoto với mong muốn góp phần vào nỗ lực chung của toàn thế giới để thực hiện cắt giảm phát thải khí nhà kính toàn cầu. Ngày 17 tháng 10 năm 2005, Thủ tướng Chính phủ ký ban hành Chỉ thị về việc tổ chức thực hiện Nghị định thư Kyoto (thuộc Công ước khung của Liên hiệp quốc về Biến đổi khí hậu) nhằm hướng dẫn các Bộ, ngành, cơ quan Chính phủ, Ủy ban nhân dân cấp quận/huyện triển khai thực hiện có hiệu quả Cơ chế phát triển sạch (*Clean Development Mechanism – CDM*), một công cụ khuyến khích cắt giảm và thương mại khí thải hướng đến sự phát triển không phát thải khí nhà kính. Nhờ thông qua các dự án CDM, Việt Nam không chỉ có cơ hội cắt giảm phát thải, bảo vệ môi trường mà còn có thể cải thiện nền kinh tế theo hướng phát triển bền vững, nâng cao điều kiện sống thông qua việc tạo việc làm và nguồn thu cho người dân và cải thiện môi trường sống tự nhiên của người dân.

Mặc dù hiện nay Việt Nam không có nghĩa vụ bắt buộc trong việc cắt giảm phát thải khí nhà kính, tuy nhiên Việt Nam vẫn cần phải đạt được mục tiêu xây dựng và phát triển một nền kinh tế bền vững. Do đó, với tầm nhìn phát triển dài hạn, nếu không nhanh chóng tìm ra các biện pháp can thiệp kịp thời nhằm ứng phó biến đổi khí hậu, Việt Nam không chỉ khó đạt được mục tiêu nêu trên, mà còn tiếp tục góp một lượng lớn khí thải cho trái đất. Kết quả đánh giá lượng phát thải khí nhà kính toàn thế giới năm 2013 là 35 tỷ tCO₂, như vậy trung bình khoảng 5 tCO₂/người. Thống kê cho thấy Trung Quốc là quốc gia có lượng phát thải lớn nhất thế giới với trên 10 tỷ tCO₂, Mỹ là quốc gia đứng thứ hai với 5,3 tỷ tCO₂, Ấn Độ phát thải hơn 2 tỷ tCO₂, Liên Bang Nga là 1,8 tỷ tCO₂, Nhật Bản là 1,36 tỷ tCO₂. Tổng lượng phát thải năm

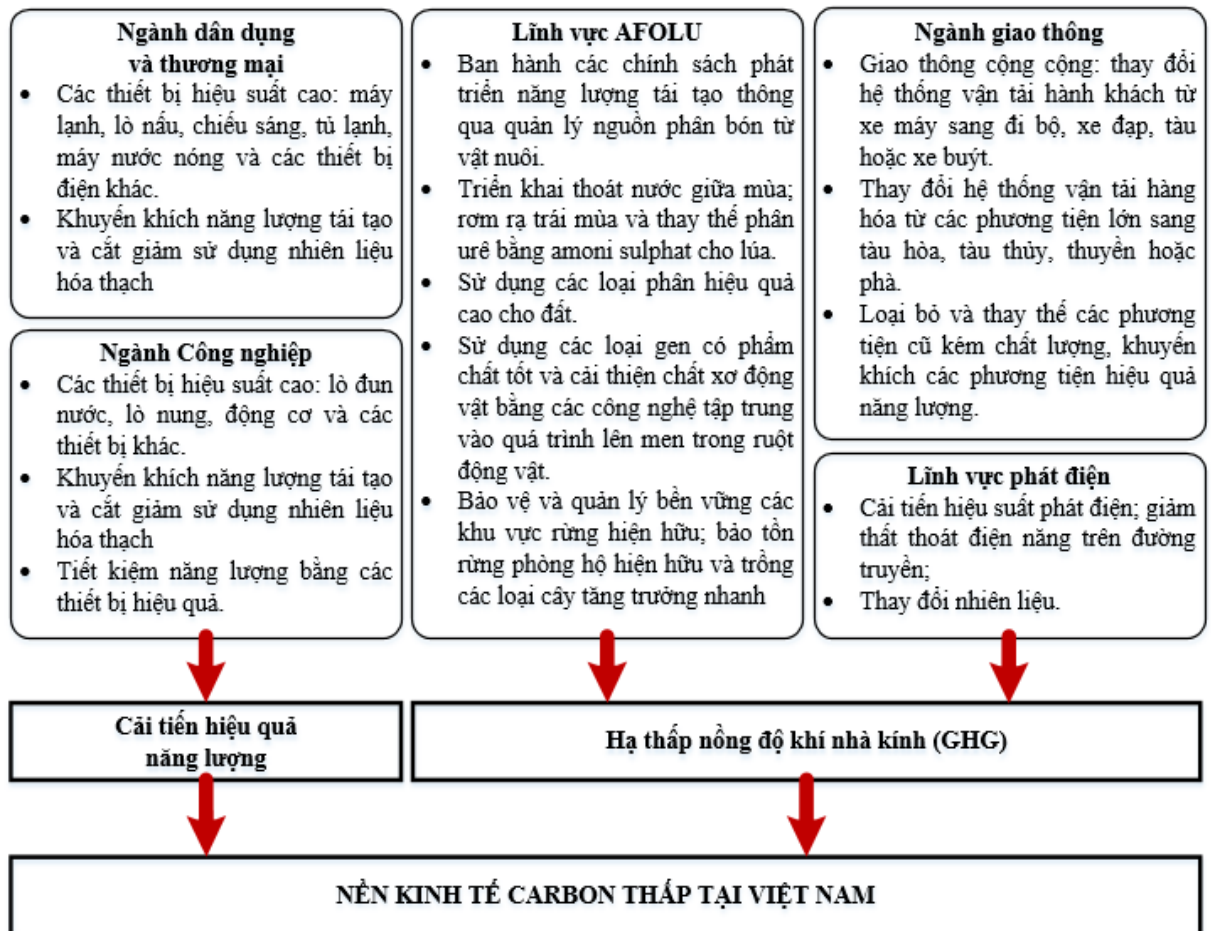
2013 của Việt Nam là 255 MtCO₂, lượng phát thải bình quân đầu người của Việt Nam là 2,8 tCO₂/người (bằng 56% mức phát thải trung bình của thế giới và khoảng 37,8% lượng phát thải bình quân đầu người của Trung Quốc); trong đó mức phát thải trong sử dụng năng lượng của Việt Nam vào khoảng 1,45 tCO₂/người [26]. Mặc dù lượng phát thải của Việt Nam nếu so với các nước phát triển trên thế giới vẫn còn thấp nhưng nếu không có chiến lược và giải pháp cắt giảm thì dự báo đến năm 2030, tổng lượng phát thải của Việt Nam sẽ đạt 601 MtCO₂e, gấp 2,4 lần lượng phát thải năm 2013; trong đó chỉ riêng lĩnh vực năng lượng đã chiếm đến 66% tổng lượng khí thải (sản xuất điện năng chiếm xấp xỉ 29%), các lĩnh vực nông nghiệp, rừng và sử dụng đất khác (*Agriculture, Forestry and Other Land-use – AFOLU*) chiếm 34% còn lại [30]. Vậy, việc xây dựng các kịch bản nguồn năng lượng nói chung hay nguồn phát điện nói riêng hướng đến cắt giảm phát thải khí nhà kính với chi phí tối thiểu theo định hướng phát triển nền kinh tế carbon thấp vào năm 2030 mang một ý nghĩa hết sức quan trọng. Từ đó, một trong những giải pháp được đề xuất là phát triển kinh tế - xã hội song song với xây dựng và phát triển nền kinh tế carbon thấp. Mô hình này được tóm tắt trong Hình 1.10.

1.5.2. Xây dựng kịch bản phát điện xanh

1.5.2.1. Các nghiên cứu trong nước

Quy hoạch là nhiệm vụ mang tính dẫn dắt, định hướng cho tương lai với các nguyên tắc đã được thể hiện trong Luật Quy hoạch 2017 có hiệu lực thi hành từ ngày 01/01/2019; trong đó quy định các nguyên tắc cơ bản của quy hoạch là “*sự tuân thủ, tính liên tục, kế thừa, ổn định, thứ bậc trong hệ thống quy hoạch; tính nhân dân, hài hòa lợi ích của quốc gia, các vùng, các địa phương và lợi ích của người dân, trong đó lợi ích quốc gia là cao nhất; tính khoa học, tính khả thi, tiết kiệm và sử dụng hiệu quả nguồn lực của đất nước, tính khách quan, công khai, minh bạch, tính bảo tồn*”. Thực tế Việt Nam cho thấy, do bị tác động và ảnh hưởng của nhiều yếu tố bất định, khó lường nên các đề án quy hoạch nói chung thường không ổn định và hay thay đổi. Quy hoạch điện, một quy hoạch ngành quốc gia có tác động, chi phối đến nhiều lĩnh

vực, có tầm quan trọng bậc nhất đối với kết cấu hạ tầng của một đất nước cũng không nằm ngoài những nguyên tắc nêu trên.



Hình 1.10. Mô hình hướng tới nền kinh tế carbon thấp cho Việt Nam [31]

Trong giai đoạn từ năm 2007 đến 2016 đã có 3 quy hoạch điện được nghiên cứu và ban hành: (1) Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2006 – 2015 có xét đến năm 2025 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại quyết định số 110/2007/QĐ-TTg (Quy hoạch điện VI); (2) Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại quyết định số 1208/2011/QĐ-TTg (Quy hoạch điện VII); và (3) Đề án điều chỉnh phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030 được phê duyệt theo quyết định số 428/2016/QĐ – TTg (Quy hoạch điện VII điều chỉnh). Năm 2017, Viện Năng lượng được yêu cầu rà soát, xem xét lại QHĐ VII điều chỉnh và đề xuất lập quy hoạch

điện VIII. Qua thời gian 20 năm áp dụng và thực thi các quy hoạch phát triển điện lực quốc gia nói trên, bên cạnh việc phải bổ sung, cập nhật quy hoạch bằng các văn bản riêng lẻ theo thời điểm hoặc dự án, còn xây dựng kế hoạch để xem xét điều chỉnh hoặc xây dựng mới quy hoạch điện lực. Như vậy, trung bình cứ khoảng từ một đến hai năm phải điều chỉnh quy hoạch và mất thời gian khoảng từ ba đến bốn năm cho việc hoàn thành xây dựng ban hành quy hoạch điện mới.

Tại sao lại tồn tại những bất cập trong quy hoạch điện như vậy? Có thể nhận thấy quy hoạch điện hiện nay vẫn tồn tại hai bất cập chính: “(1) Dự báo nhu cầu điện chưa chuẩn xác cả về quy mô và phân bố theo thời gian và địa bàn; và (2) Xác định nguồn điện chưa chuẩn xác cả về quy mô công suất, sản lượng điện nói chung và quy mô, sản lượng điện từ các nguồn điện nói riêng cũng như phân bố nguồn điện.” [26]. Các bất cập này làm cho quy hoạch điện không ổn định, hay thay đổi, mất tính định hướng và dẫn dắt tương lai, tốn kém chi phí và thời gian để điều chỉnh hoặc lập lại quy hoạch. Các nguyên nhân gây ra bất cập này vẫn sẽ tồn tại và luôn xảy ra trong thực tế mà không thể khắc phục triệt để được. Vì vậy, đối với quy hoạch điện, để chủ động ứng phó, định hướng và dẫn dắt tương lai một cách đúng đắn, cần thiết phải xây dựng các kịch bản với các số liệu dự báo và các giả thiết tình huống bất định trong tương lai có cơ sở khoa học.

Hiện nay chỉ có một cơ quan duy nhất có chức năng nhiệm vụ xây dựng chiến lược phát triển năng lượng nói chung và điện lực nói riêng cho Việt Nam đó là Viện Năng lượng trực thuộc Bộ Công Thương. Một trong những sản phẩm mang “*thương hiệu*” của Viện Năng lượng chính là các Quy hoạch phát triển Điện lực Việt Nam. Các quy hoạch điện có đóng góp hết sức quan trọng không thể phủ nhận trong việc đảm bảo cung cấp điện năng cho nền kinh tế Việt Nam suốt 20 năm qua. Tuy nhiên, trong những năm gần đây các quy hoạch phát triển điện lực bộc lộ ba vấn đề lớn sau đây: (1) Dự báo nhu cầu điện tương lai không chính xác; (2) Chưa khai thác triệt để tiềm năng nguồn năng lượng tái tạo; (3) Chưa tính tới sự phát triển của khoa học – công nghệ với sự tham gia thay thế của đèn LED và hệ thống năng lượng mặt trời PV lắp

mái. Ba nhược điểm trên cũng đã được nhiều nhà khoa học trong nước nêu ra nhưng chưa có một nghiên cứu đầy đủ nào được công bố để giải quyết một trong ba vấn đề hoặc cả ba vấn đề trên.

1.5.2.2. Các nghiên cứu ngoài nước

Việc xây dựng các kịch bản phát điện xanh hướng đến nền kinh tế carbon thấp được hầu hết các quốc gia trên thế giới thực hiện trong suốt 20 năm qua và hiện vẫn đang tiếp tục một cách mạnh mẽ, đặc biệt là các quốc gia phát triển. Không chỉ đảm bảo nguồn năng lượng, các quốc gia này đang tích cực xây dựng các chính sách và kế hoạch phát triển theo hướng bảo vệ môi trường sống bằng cách nghiên cứu các giải pháp giảm thiểu tối đa khí thải trong quá trình phát triển kinh tế bền vững – gọi chung là chính sách năng lượng xanh. Các nước đi đầu trong lĩnh vực này có thể kể đến như Đức, Anh, Thụy Sĩ, Đan Mạch, Tây Ban Nha, Bồ Đào Nha, Hàn Quốc, v.v...

Xây dựng kịch bản phát điện xanh, trong đó có bốn yếu tố chính được đưa vào xem xét ở hầu hết các kịch bản là: hiệu suất/hiệu quả, điện khí hóa, giảm carbon hóa và sinh khối để xác định mức độ khí thải nhà kính liên quan đến năng lượng. Thêm yếu tố thứ năm quan trọng nữa mà phải được xem xét đó là nhu cầu về các dịch vụ năng lượng với các mức độ và dạng thức khác nhau – gọi tắt là nhu cầu năng lượng, vì đó chính là nhu cầu nhiên liệu và điện năng.

Những lựa chọn carbon thấp thường liên quan đến chi phí đầu tư ban đầu cao, nhưng sau đó là chi phí vận hành thấp và thúc đẩy phát triển nền sản xuất với công nghệ tiên tiến. Tuy nhiên, chi phí đầu tư/thiết bị đang giảm nhanh trong những năm gần đây, ví dụ như tấm thu năng lượng mặt trời: suất đầu tư là 5US\$/W vào năm 2008, tới năm 2015 đã giảm xuống còn khoảng 1US\$/W. Một yếu tố nữa đóng vai trò rất quan trọng đến kết quả của các kịch bản carbon thấp và sự lựa chọn chúng chính là giá năng lượng hóa thạch trong tương lai.

Nhiều kịch bản năng lượng phát triển nền kinh tế carbon thấp đã được nghiên cứu và công bố bởi nhiều cơ quan, tổ chức khác nhau (ví dụ cơ quan Năng lượng quốc tế

IEA với kịch bản 2DS, 6DS) hướng đến mục tiêu cắt giảm 80% khí thải và tăng trữ lượng phát điện năng lượng tái tạo (từ năng lượng gió ngoài khơi, năng lượng hạt nhân, công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon và nhiên liệu sinh học) vào năm 2050 [32].

Hoặc như Công ty BP của Vương quốc Anh đã đầu tư để nghiên cứu, phát triển xây dựng các mô hình dự báo nhu cầu năng lượng của thế giới và các vùng lãnh thổ khác nhau trên thế giới. Các mô hình dự báo của BP sử dụng các giả định về sự thay đổi trong chính sách quốc gia, các công nghệ năng lượng mới và phát thải carbon thấp trong suốt 15 năm qua và các chỉ số kinh tế. Để đảm bảo thực hiện mục tiêu, Chính phủ Anh đã đưa các mục tiêu và số liệu cụ thể nêu trên vào Đạo luật Biến đổi khí hậu, trong đó phác thảo lộ trình chuyển dịch cụ thể từ nền kinh tế truyền thống hiện hữu sang nền kinh tế carbon thấp; trong đó quy định rõ các chiến lược hành động cụ thể bao gồm: (1) Ứng dụng các công nghệ sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và các phương pháp đo kiểm; (2) Ứng dụng các công nghệ carbon thấp trong phát điện và công nghiệp; (3) Triển khai các dự án thử nghiệm về các công nghệ năng lượng mới; và (4) Nghiên cứu giải pháp cắt giảm tiêu thụ năng lượng và phát thải cho các lĩnh vực đặc biệt khó triển khai như hàng không. Vương quốc Anh cũng là quốc gia đầu tiên trên thế giới ban hành Luật liên quan đến vấn đề này [33].

Tương tự như cơ quan Năng lượng quốc tế IEA, BP của Vương quốc Anh nhiều quốc gia khác như Pakistan [34], Malaysia [35, 36, 37, 38], Thái Lan [39], v.v... thậm chí là các quốc gia đang trên đà phát triển và kém phát triển như Nigeria cũng đã nỗ lực xây dựng kịch bản xanh hướng đến nền kinh tế carbon thấp vì mục tiêu chung toàn cầu trong việc cắt giảm phát thải khí nhà kính.

Trên đây là sơ lược một số nghiên cứu trong nước và một số quốc gia trên thế giới trong nỗ lực đảm bảo giảm thiểu khí thải CO₂, giảm giá thành phát điện và bảo vệ môi trường, cho thấy xu hướng chung của thế giới trong vấn đề năng lượng và phát triển nền kinh tế xanh, bền vững. Hầu hết tất cả các quốc gia đều đã có mối quan tâm nhất định về vấn đề này và đã ban hành những thông cáo, báo cáo nghiên cứu liên

quan đến chính sách, lộ trình, và giải pháp của mình. Mỗi quốc gia có đặc điểm và giải pháp riêng, có thể tham khảo từ nhiều nguồn tài liệu khác.

Với bối cảnh trong nước và xu hướng quốc tế như trên, luận án dẫn nhập và nghiên cứu cho trường hợp của Việt Nam với mục tiêu xây dựng các kịch bản nguồn phát điện xanh hướng đến nền kinh tế carbon thấp từ nay đến năm 2030.

1.6. KẾT LUẬN CHƯƠNG 1

Chương 1 đã nghiên cứu tổng quan các yếu tố về đặc điểm địa lý, khí hậu, tình hình phát triển kinh tế xã hội, tiêu thụ và sản xuất điện năng của Việt Nam. Đồng thời cũng phân tích thực trạng biến đổi khí hậu tại Việt Nam và các kịch bản dự báo về biến đổi khí hậu do lượng phát thải CO₂ sẽ gây ra những hậu quả tác động mạnh mẽ đến môi trường sống, đất canh tác, an ninh lương thực, v.v... của Việt Nam đến năm 2100. Các yếu tố này đều có tác động đến hoạch định chính sách cân đối hài hòa giữa phát triển kinh tế, tăng trưởng nhu cầu điện và bảo vệ môi trường sống trong tương lai. Điều này cho thấy tính cấp thiết phải có những hành động cắt giảm lượng khí thải nhà kính tại Việt Nam để phát triển đất nước một cách bền vững.

Nghiên cứu trong nước và một số quốc gia trên thế giới trong nỗ lực giảm thiểu phát thải khí CO₂, giảm giá thành phát điện và bảo vệ môi trường, cho thấy xu hướng chung của thế giới về vấn đề năng lượng và phát triển nền kinh tế xanh, bền vững. Các công bố về môi trường cũng cho thấy đến năm 2030, tổng lượng phát thải khí nhà kính của Việt Nam sẽ đạt 601 MtCO₂, gấp 2,4 lần lượng phát thải năm 2013, trong đó chỉ riêng lĩnh vực năng lượng đã chiếm đến 66% tổng lượng khí thải và lĩnh vực sản xuất điện năng chiếm xấp xỉ 29%. Nếu Việt Nam không có những kế hoạch hành động ngay từ lúc này để giảm lượng phát thải, đặc biệt là trong lĩnh vực phát điện thì đến năm 2030 sẽ khó đạt được các nội dung mà chính phủ đã cam kết ở hội nghị Paris COP 21. Bên cạnh đó, việc xây dựng phát triển kinh tế của đất nước hài hòa với bảo vệ môi trường, giảm thiểu tác hại do biến đổi khí hậu gây ra sẽ không đạt kết quả như mong muốn.

Với bối cảnh trong nước và xu hướng quốc tế như trên, luận án nghiên cứu hệ thống nguồn phát điện của Việt Nam với mục tiêu xây dựng các kịch bản nguồn phát điện xanh hướng đến nền kinh tế carbon thấp từ nay đến năm 2030.

1.7. MỤC TIÊU VÀ NHIỆM VỤ NGHIÊN CỨU

1.7.1. Mục tiêu của nghiên cứu

Với dự báo đến năm 2030, lĩnh vực năng lượng tại Việt Nam chiếm 66% tổng lượng khí thải, trong đó sản xuất điện chiếm xấp xỉ 29%. Để góp phần giảm lượng phát thải CO₂ ra môi trường và hướng tới nền kinh tế carbon thấp. Luận án nghiên cứu đề xuất các kịch bản nguồn phát điện tối ưu về giá thành và hướng tới giảm phát thải CO₂ cho hệ thống điện Việt Nam đến năm 2030.

1.7.2. Nhiệm vụ của nghiên cứu

- Thu thập, phân tích, tổng hợp tài liệu tham khảo;
- Đề xuất lưu đồ xây dựng kịch bản phát điện xanh tại Việt Nam;
- Dự báo nhu cầu phụ tải Việt nam tới năm 2030;
- Xây dựng các kịch bản phát điện hướng tới giảm phát khí thải CO₂;
- Tính toán cấu trúc phát điện tối ưu về giá thành cho hệ thống điện Việt Nam.

1.8. PHẠM VI NGHIÊN CỨU

- Về đối tượng: Hệ thống nguồn phát điện;
- Về không gian: Việt Nam;
- Về thời gian: tới năm 2030.

1.9. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Các phương pháp được đề xuất để nghiên cứu bao gồm:

- Phương pháp nghiên cứu tại chỗ (desk-study): nghiên cứu tài liệu, sách, các văn bản chính sách mang tính vĩ mô và các tạp chí khoa học, các đề tài nghiên cứu có liên quan ở trong và ngoài nước. Nghiên cứu các lý thuyết thống kê, dự báo và ảnh hưởng của sai số của dữ liệu;

- Phương pháp tổng hợp dữ liệu (data aggregation study): thu thập số liệu, dữ liệu thống kê gốc có độ tin cậy cao bằng các công cụ thu thập dữ liệu (internet, research-gates, APN,...);
- Phương pháp mô phỏng mô hình (model simulation study):
 - + Xây dựng mô hình mô phỏng LINDO (**L**inear, **I**nteractive, and **D**iscrete **O**ptimiser) để giải các hàm mục tiêu nhằm tối ưu chi phí phát điện và cắt giảm lượng khí thải CO₂;
 - + Xây dựng các giải thuật hoặc sử dụng phần mềm xử lý số liệu, dữ liệu;
 - + Xây dựng các phương pháp kiểm tra, đánh giá, so sánh kết quả nghiên cứu.

1.10. ĐIỂM MỚI DỰ KIẾN

- Dự báo nhu cầu điện sử dụng hàm sản xuất Cobb – Douglas và mô hình kinh tế lượng (Econometric Model), phương pháp này lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam. Phương pháp dự báo phù hợp khi không có số liệu chi tiết của ngành điện.
- Sử dụng mạng nơ ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP – một trong những mô hình của mạng nơ ron – dự báo dài hạn tải đỉnh P_{max} của Việt Nam. Phương pháp được sử dụng khi không có đủ số liệu chi tiết của ngành điện.
- Phân nhóm đồ thị phụ tải áp dụng giải thuật $K_{max} - K_{min}$ kết hợp với sự lựa chọn của chuyên gia để tìm ra 08 nhóm đồ thị phụ tải điển hình của hệ thống điện Việt Nam. Phương pháp này lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam.
- Đề xuất 03 kịch bản nguồn phát hoàn toàn mới, hướng tới giảm phát thải cho hệ thống điện Việt nam tới năm 2030.
- Tìm cấu trúc phát điện tối ưu về giá thành cho các kịch bản đề xuất.

1.11. GIÁ TRỊ THỰC TIỄN CỦA ĐỀ TÀI

Luận án đem lại các giá trị thực tiễn cụ thể như sau:

1. Cung cấp phương pháp dự báo nhu cầu phụ tải mới không cần số liệu chi tiết của ngành điện. Kết quả dự báo này là rất quan trọng phục vụ cho quy hoạch

phát triển ngành điện, năng lượng nói riêng, và cho phát triển kinh tế ở phạm vi quốc gia nói chung.

2. Cung cấp phương pháp phân nhóm phụ tải điện đặc trưng dựa trên trí tuệ nhân tạo và kiến thức chuyên gia phục vụ cho công tác tính toán cấu trúc phát điện tối ưu và cho vận hành, điều độ hệ thống điện.
3. Đề xuất các kịch bản phát điện xanh (giảm lượng khí thải CO₂) góp phần phát triển nền kinh tế carbon thấp cho Việt Nam.

CHƯƠNG 2. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN

2.1. CÁC PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN NĂNG LƯỢNG TRÊN THẾ GIỚI

Việc xây dựng kế hoạch chiến lược đáp ứng nhu cầu năng lượng nói chung, điện năng nói riêng trong dài hạn là hết sức quan trọng. Thách thức chính cho kế hoạch chiến lược này chính là tính không chắc chắn trong tương lai dài hạn của các yếu tố đầu vào (phía cung) như: (1) Giá năng lượng; (2) Khả năng cung cấp, khai thác các nguồn năng lượng sơ cấp truyền thống, năng lượng tái tạo; và (3) Chính sách của nhà nước; và các yếu tố đầu ra (phía cầu) như: (1) Nhu cầu năng lượng; (2) Sự phát triển của các công nghệ sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Khi đó, phương pháp dự báo được áp dụng phổ biến là phương pháp xây dựng các kịch bản. Trong đó, các tổ hợp của những yếu tố không chắc chắn sẽ được đề xuất thông qua các dự báo hay giả định; với mỗi tổ hợp được đề xuất sẽ được xem như là một kịch bản có thể xảy ra trong tương lai. Việc tính toán tính kinh tế - kỹ thuật – môi trường của từng kịch bản sẽ được giải quyết thông qua việc giải bài toán tối ưu với mục tiêu chi phí năng lượng/điện năng là thấp nhất, cùng với các ràng buộc về kỹ thuật, môi trường.

Tuy nhiên, để hiểu đúng về phương pháp xây dựng kịch bản thì cần thảo luận một cách nghiêm túc để hiểu một cách chính xác về khái niệm “*kịch bản*” là gì? Kịch bản trước hết được định nghĩa và được công nhận rộng rãi là: (1) Dự báo về một tình huống có thể xảy ra trong tương lai với xác suất cao; hoặc (2) Lộ trình phát triển liên tục để dẫn đến một tình huống hoặc kết quả nào đó trong tương lai. Cả hai quan điểm trên đều chấp nhận rằng mục tiêu cuối cùng bên trong của một kịch bản là vạch ra một định hướng phát triển cho tương lai thông qua những quan sát thực tế và kinh nghiệm ở quá khứ và hiện tại; các kinh nghiệm này được tổ chức thành những ràng buộc mang tính hệ thống để giới hạn hiện tượng, mang về kết quả ước lượng cho hiện tượng đó nằm trong khoảng chấp nhận cho phép. Nói một cách tóm tắt lại thì “*kịch bản là một chuỗi giả thiết về các hiện tượng được xây dựng trong mối tương quan*

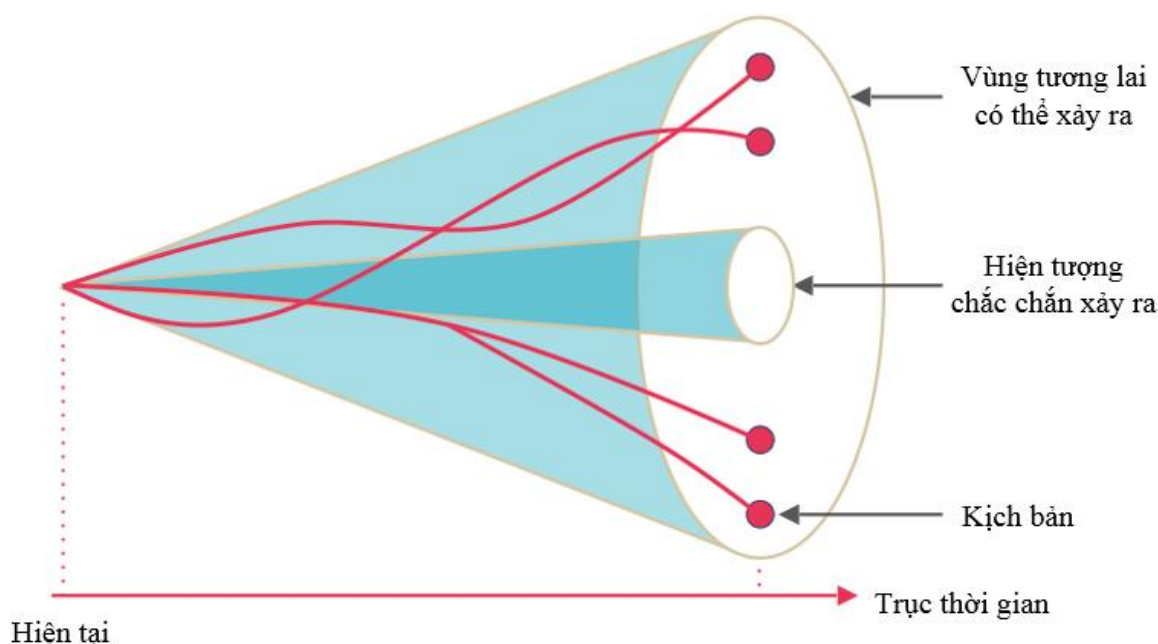
ràng buộc lẫn nhau, kết hợp với kinh nghiệm và những quan sát thực tế về các hiện tượng đó để dự đoán trạng thái của hiện tượng trong tương lai”. Vậy, “xây dựng kịch bản là việc lựa chọn và phối hợp các giả thiết về một hiện tượng nào đó, phân tích mối tương quan ràng buộc của chúng theo thời gian, tìm ra quy luật dẫn đến kết quả của hiện tượng tại một thời điểm xác định trong tương lai”.

Phương pháp xây dựng kịch bản thường được sử dụng để xây dựng các mô hình khả thi khác nhau của tương lai dựa vào mối liên quan có tính hệ thống từ quá khứ đến hiện tại và sẽ tiếp diễn trong tương lai. Về mặt lý thuyết, có ba phương pháp xây dựng kịch bản khác nhau do quan điểm về độ tin cậy của nội suy tương lai:

- Quan điểm cho rằng tương lai có thể dự đoán được thì các nhà khoa học cho rằng tương lai hoàn toàn có thể tính toán được dựa vào kiến thức và kinh nghiệm trong quá khứ và hiện tại. Càng thu thập được nhiều kinh nghiệm lịch sử cho một hiện tượng thì độ chính xác dự báo cho hiện tượng đó càng cao;
- Quan điểm cho rằng tương lai bắt buộc phải tiên hóa hơn hiện tại, nhưng tương lai lại ẩn chứa nhiều hỗn loạn, rủi ro không thể kiểm soát và các biến cố xảy ra ngẫu nhiên có thể làm thay đổi hoàn toàn so với hiện tại. Do đó, kinh nghiệm từ quá khứ tính đến thời điểm hiện tại không đủ độ tin cậy để làm cơ sở dự báo cho tương lai mà chỉ có thể là cơ sở để tham khảo;
- Quan điểm cuối cùng cho rằng tương lai không thể dự báo được vì sự phát triển của tương lai hoàn toàn bị thao túng và tác động có chủ đích của con người; ngay cả việc dự báo tương lai cho một hiện tượng nào đó cũng là hoạt động có chủ đích của người dự báo. Do đó, mỗi người dự báo khác nhau sẽ tác động để làm cho mô hình dự báo của mình có độ tin cậy chủ quan nhất định, trong khi sự vận động thực tế của tương lai không chắc là như vậy.

Tương lai học tiếp thu cả ba quan điểm trên để xây dựng nền tảng cơ sở lý thuyết khoa học của ngành. Tương lai học cho rằng một kịch bản của tương lai cho một hiện tượng nào đó là tổng hợp các kịch bản riêng lẻ của hiện tượng đó xảy ra do ảnh hưởng của từng yếu tố tác động riêng lẻ. Tùy thuộc vào mức độ ảnh hưởng của yếu tố tác

động mà vùng xác suất xảy ra của tương lai sẽ thay đổi theo hướng có khả năng xảy ra hoặc không có khả năng xảy ra; đồng thời, sự phối hợp tác động ngẫu nhiên của các yếu tố cũng có thể làm kết quả của tương lai thay đổi. Do đó, nhiệm vụ của xây dựng kịch bản là làm sao tìm ra được phương án kịch bản tối ưu có xác suất xảy ra cao nhất trong điều kiện sự phối hợp ảnh hưởng của các yếu tố tác động là cao nhất. Phương pháp xây dựng kịch bản được đề xuất là mô hình phễu, tác động của mỗi yếu tố sẽ dẫn đến một kịch bản đơn lẻ tương ứng với tác động của yếu tố đó. Quá trình đánh giá và phối hợp các yếu tố ảnh hưởng, cùng với kinh nghiệm dự báo và hiệu quả của thuật toán dự báo sẽ cho ra kết quả của kịch bản tổng hợp. Hình 2.1 mô tả lý thuyết của tương lai học về kịch bản tương lai.



Hình 2.1. Kịch bản hiện tượng theo quan điểm tương lai học [40]

Để làm rõ cơ sở lý thuyết xây dựng kịch bản, luận án nghiên cứu, tham khảo các phương pháp xây dựng kịch bản năng lượng của hai tổ chức uy tín trên thế giới là cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) và British Petroleum (BP); cùng với các phương pháp xây dựng kịch bản phát điện của một số quốc gia có điều kiện kinh tế và bối cảnh năng lượng tương tự như Việt Nam.

2.1.1. Kịch bản năng lượng thế giới của International Energy Agency (IEA)

2.1.1.1. Về kịch bản dự báo nhu cầu năng lượng toàn cầu

Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) sử dụng mô hình năng lượng thế giới (*World Energy Model – WEM*) để xây dựng các kịch bản năng lượng của các quốc gia và khu vực trên thế giới. WEM được IEA triển khai lần đầu tiên vào năm 1993 cho các dự báo năng lượng trung hạn và dài hạn. Trải qua một thời gian dài nghiên cứu, áp dụng và phát triển, mô hình hiện nay bao gồm sáu (06) mô-đun đầu vào chính: (1) Dữ liệu về tiêu thụ năng lượng cuối cùng; (2) Dữ liệu về phát điện và nhiệt; (3) Dữ liệu về chuyển hóa nhiên liệu đốt (dầu mỏ, dầu thô và các chuyển hóa khác); (4) Dữ liệu về cung ứng nhiên liệu hóa thạch; (5) Dữ liệu về phát thải CO₂; và (6) Dữ liệu về đầu tư trong lĩnh vực năng lượng. Mô hình WEM hiện nay được phát triển để xây dựng kịch bản phát triển năng lượng cho 25 vùng lãnh thổ trên thế giới (phụ lục A1.1 của báo cáo WEM 2018); ngoài ra WEM có phát triển các mô-đun đặc thù để xây dựng kịch bản cho từng quốc gia.

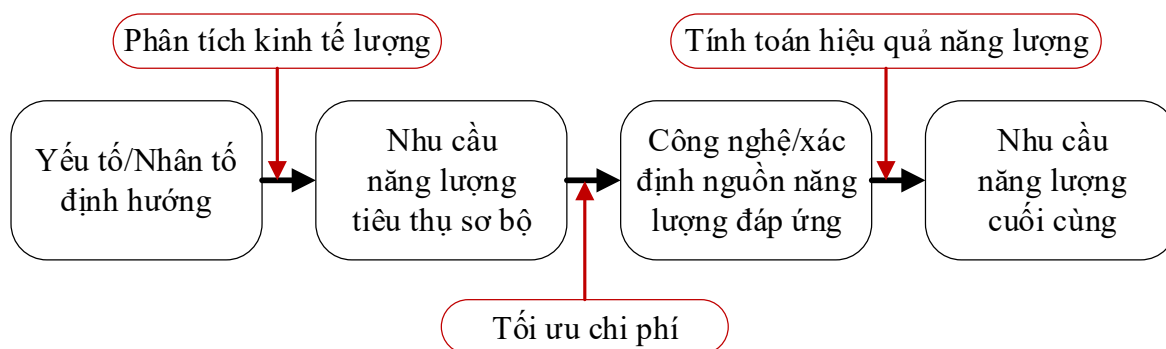
WEM được thiết kế để phân tích:

- Khả năng khai thác năng lượng của thế giới và khu vực;
- Tác động môi trường của việc sử dụng năng lượng;
- Các ảnh hưởng của cơ chế chính sách và sự thay đổi công nghệ về năng lượng;
- Xu hướng đầu tư vào lĩnh vực năng lượng;
- Kịch bản xâm nhập của thiết bị năng lượng mới.

Trong số các mô hình được phát triển bởi IEA, mô hình WEO (World Energy Outlook) sử dụng phương pháp tiếp cận kịch bản để đánh giá các xu hướng về năng lượng trong tương lai dựa trên nền tảng cơ sở dữ liệu và thuật toán của WEM. Hình 2.2 mô tả tiến trình tổng quát của mô hình dự báo nhu cầu năng lượng toàn cầu WEO.

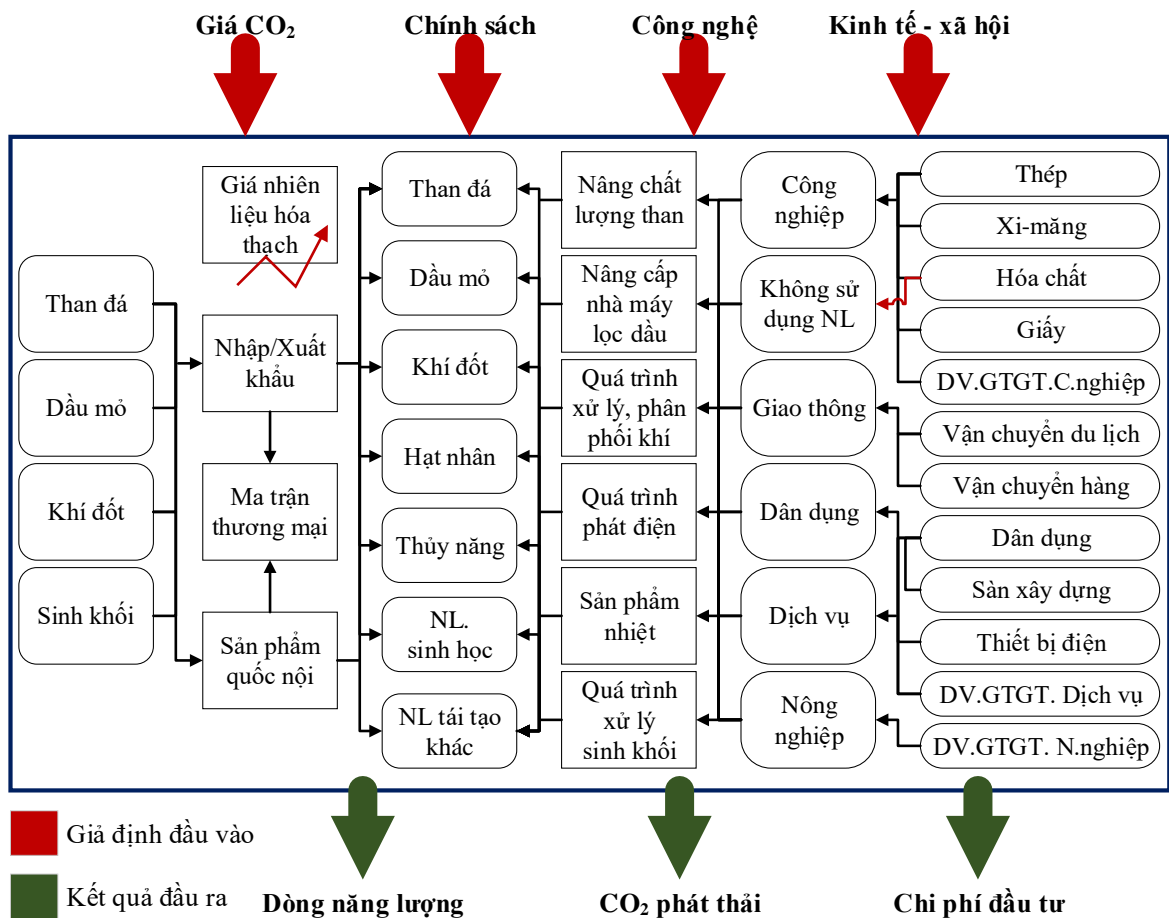
Cấu trúc tổng quát của mô hình dự báo nhu cầu năng lượng đầu cuối trong từng lĩnh vực cho thấy xuất phát từ các yếu tố tác động đến nhu cầu năng lượng như: GDP, tốc độ tăng trưởng GDP, dân số, số hộ gia đình, tỷ trọng công nghiệp – dịch vụ, v.v...

các yếu tố này được IEA đưa vào mô hình phân tích kinh tế lượng để dự báo về nhu cầu năng lượng cho các dạng phụ tải (dịch vụ) khác nhau. Lựa chọn công nghệ/nhiên liệu đầu vào đáp ứng các nhu cầu trên với chi phí thấp nhất. Từ hiệu suất các công nghệ đã chọn được sẽ xác định được nhu cầu năng lượng đầu cuối trong tương lai. Cấu trúc này cho phép xử lý các bài toán dự báo nhu cầu năng lượng dài hạn để phục vụ xây dựng kịch bản năng lượng và làm cơ sở tiến hành quy hoạch hệ thống năng lượng dài hạn.



Hình 2.2. Cấu trúc tổng quát của quy trình dự báo nhu cầu [32]

Để xây dựng được một kịch bản hoàn chỉnh, WEM đặt ra một khung xây dựng kịch bản như Hình 2.3. Trong đó, các tác nhân tác động đến nhu cầu năng lượng là các nhóm phụ tải của nền kinh tế như: hộ tiêu thụ gia đình, phụ tải công nghiệp, dịch vụ, nông nghiệp, v.v... Nhu cầu cần cung cấp cho các đối tượng này sẽ được dự báo trên cơ sở phân tích kinh tế lượng các dữ liệu lịch sử tiêu thụ trước đó và phân tích xu hướng biến động của tình hình kinh tế - xã hội trong tương lai để hình thành dữ liệu nhu cầu về năng lượng ban đầu; sau đó phân tích và đánh giá khả năng đáp ứng của kỹ thuật công nghệ (bao gồm cả xu hướng phát triển trong tương lai) và khả năng sử dụng nhiên liệu thay thế (nhiên liệu mới) trong tương lai. Kết quả dự báo về nhu cầu tiêu thụ và dự báo nguồn cung nhiên liệu sẽ là những biến đầu vào có tác động đến nhu cầu năng lượng. Trong suốt quá trình đó, WEM yêu cầu các thông số giả định bao gồm:



Hình 2.3. Tổng quan về mô hình dự báo nhu cầu năng lượng toàn cầu WEO [32]

a. Dân số:

Dữ liệu dân số trong WEM được viện dẫn từ các báo cáo của Ủy ban Dân số Liên hiệp quốc.

b. Kinh tế vi mô

+ Các dữ liệu về tốc độ tăng trưởng kinh tế ngắn hạn và dài hạn trong WEM được tổng hợp từ cơ sở dữ liệu của Quỹ tiền tệ quốc tế (*International Monetary Fund – IMF*), Ngân hàng thế giới (*World Bank – WB*) và Tổ chức hợp tác và phát triển kinh tế (*Organisation for Economic Co-operation and Development – OECD*). Đối với các mô hình dự báo dài hạn thì WEM giả định các giá trị tăng trưởng hội tụ khác nhau cho mỗi vùng lãnh thổ, giá trị này thay đổi theo

xu hướng sản xuất, con người, điều kiện kinh tế và tốc độ thay đổi công nghệ của khu vực đó;

- + Dữ liệu kinh tế được khai thác và sử dụng phổ biến nhất trong WEM là GDP.

c. Giá nhiên liệu hóa thạch

- + Bao gồm giá than, khí thiên nhiên và dầu thô;
- + Giá nhiên liệu hóa thạch là biến số nền tảng để dự báo nhu cầu sử dụng nhiên liệu hóa thạch và là biến số được cập nhật và dự báo liên tục bằng các mô hình vòng lặp.
- + Bằng cách thay đổi phương pháp và mô hình dự báo giá, WEM đưa ra các kịch bản khác nhau về nhu cầu năng lượng của các vùng lãnh thổ.

d. Giá CO₂

- + Đây là dữ liệu đầu vào quan trọng trong WEM, có tác động trực tiếp đến nhu cầu sử dụng năng lượng do có sự thay đổi về giá nhiên liệu và loại nhiên liệu trong quá trình tiêu thụ. Trong gần ba thập kỷ vừa qua, các quốc gia trên thế giới đã có những cách tiếp cận khác nhau để biến dữ liệu này thành toán tử có trọng số trong thuật toán dự báo, ví dụ: một vài quốc gia đã xây dựng khung chính sách về thị trường mua bán khí thải; một số quốc gia khác triển khai áp thuế carbon trực tiếp vào nhiên liệu theo mức phát thải tương ứng của loại nhiên liệu đó.

e. Chính sách trợ giá

- + Chính sách trợ giá là yếu tố có ảnh hưởng cực kỳ quan trọng đến giá nhiên liệu vì đây là cơ sở để xác định mức chênh lệch giữa giá thành sản xuất nhiên liệu và giá thị trường của nhiên liệu đó;
- + WEM xem xét và cập nhật thường xuyên các chính sách và mức trợ giá đối với năng lượng tái tạo và nhiên liệu sinh học. Đối với giá thành sản xuất điện từ năng lượng tái tạo thì mức trợ giá được tính dựa trên chi phí đầu tư công nghệ sản xuất, tuổi thọ công nghệ; và được cộng trực tiếp vào chi phí quy dẫn

phát điện của công nghệ đó. Còn đối với nhiên liệu sinh học thì mức trợ giá được xác định bằng cách so sánh giá thành sản xuất nhiên liệu sinh học với giá thành dự báo của nhiên liệu hóa thạch tương đương;

- + Ngoài ra, IEA cũng tính toán đến các khoản trợ giá cho nhiên liệu hóa thạch. Khi so sánh giữa giá tiêu thụ thực tế mà người sử dụng phải trả, và giá thị trường thế giới của nhiên liệu hóa thạch, nếu giá thị trường thế giới thấp hơn giá tiêu thụ thực tế tại một khu vực nào đó thì khoản chênh lệch đó sẽ được điều chỉnh bằng các chính sách trợ giá.

Về hàm số dự báo, trong tất cả 25 mô hình mô phỏng cho các vùng lãnh thổ của IEA, nhu cầu năng lượng được định nghĩa là một hàm số với các biến số động gồm:

- Biến số về kinh tế - xã hội: bao gồm nhiều biến số khác nhau tùy khu vực, trong đó GDP và dân số là hai biến quan trọng nhất và xuất hiện trong cả 25 mô hình;
- Giá tiêu thụ cuối cùng: bao gồm dữ liệu lịch sử về giá thành của các loại nhiên liệu (than, dầu, khí, điện, nhiệt, và năng lượng tái tạo), dữ liệu biến động giá;
- Ngoài ra trong một số mô hình đặc thù, một số biến số khác cũng được đưa vào hàm toán dự báo như lượng phát thải CO₂, mức đầu tư phát triển năng lượng, khả năng thâm nhập thị trường năng lượng của các công nghệ mới, v.v... Tuy nhiên, các biến số này chỉ được áp dụng phổ biến ở các quốc gia có tốc độ phát triển nhanh, khả năng chuyển đổi công nghệ lớn.

Tất cả kết quả dự báo và giả định của cả hai yếu tố nguồn và nhu cầu năng lượng được đưa vào hàm mục tiêu chi phí nhỏ nhất để tìm kết quả tối ưu cho kịch bản.

Trải qua rất nhiều phiên bản, hiện nay WEO được cập nhật để xây dựng ba (03) kịch bản năng lượng: (1) Kịch bản chính sách năng lượng mới; (2) Kịch bản chính sách năng lượng hiện hữu; và (3) Kịch bản phát triển bền vững. Các kịch bản này khác nhau do giả định đầu vào về sự thay đổi chính sách năng lượng của các quốc gia trong tương lai. Ngoài ra, WEO còn được dùng để xây dựng một số mô hình khác như: (1) Kịch bản điện khí hóa; (2) Kịch bản chuyển hóa nhanh; (3) Kịch bản giá dầu thấp; (4) Kịch bản phát điện, v.v...

2.1.1.2. Về kịch bản phát điện

a. Dự báo nhu cầu tiêu thụ điện

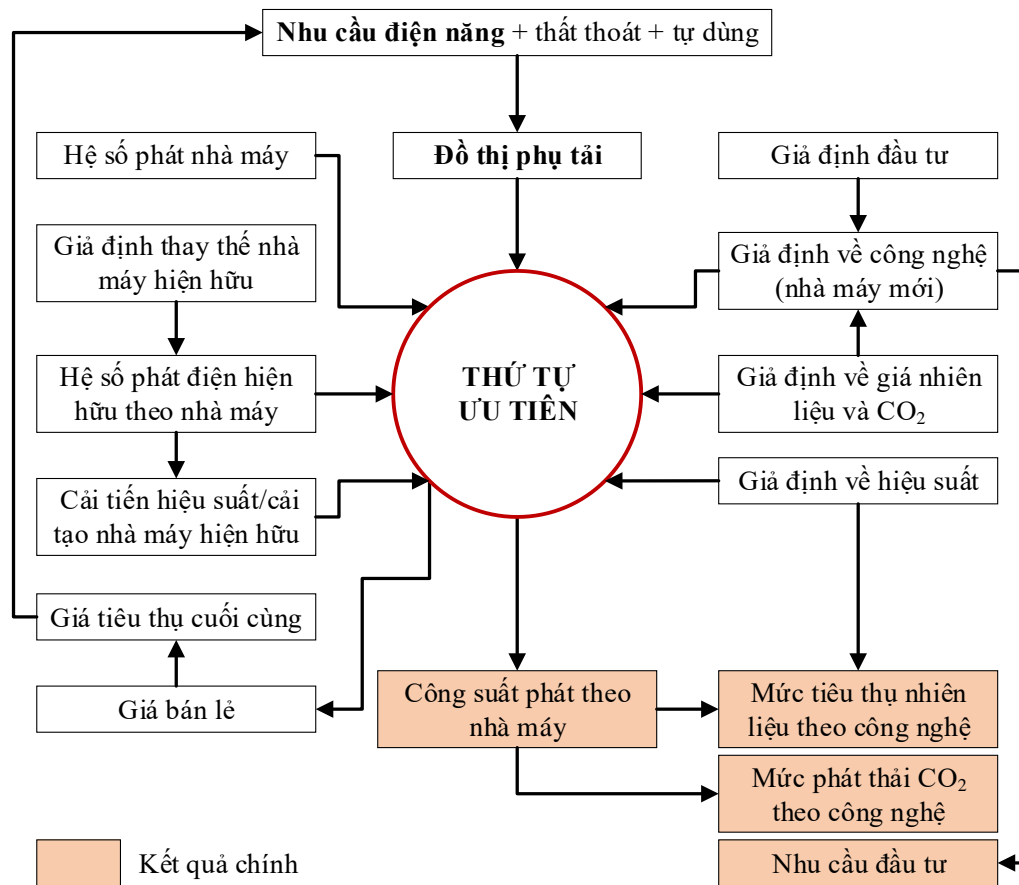
Đối với từng khu vực trong 25 khu vực và vùng lãnh thổ mà WEM thực hiện dự báo, nhu cầu tiêu thụ điện được tính toán riêng biệt cho từng đối tượng tiêu thụ. Trong quá trình tính toán, các hệ số tác động đến nhu cầu tiêu thụ điện như giá điện, thu nhập bình quân của hộ gia đình, hệ số chuyển đổi nguồn phát điện, hoặc các hệ số khác được xem xét cẩn thận để đảm bảo kết quả nhu cầu dự báo là hợp lý.

b. Dự báo công suất phát điện

Cấu trúc của mô hình dự báo công suất phát điện bao gồm nhiều thành phần thuật toán liên quan đến nhiều yếu tố tác động (có thể gọi là biến số). Cấu trúc tổng thể này được mô hình hóa như Hình 2.4 dưới đây. Mục tiêu của mô hình dự báo này là đưa ra được kết quả dự báo hợp lý sao cho các đơn vị cung cấp điện tại các quốc gia, hoặc vùng lãnh thổ đảm bảo đủ công suất phát để đáp ứng tổng nhu cầu trong năm của khu vực; đặc biệt là đáp ứng tại các thời điểm đỉnh tải của nhu cầu hoặc tại các thời điểm bất thường không lường trước được như thiên tai, chiến tranh, v.v...

Mô hình dự báo bắt đầu bằng công suất phát điện hiện hữu của từng khu vực, dữ liệu này được lưu trữ trong cơ sở dữ liệu về nhà máy điện toàn cầu của IEA. Vòng đời kỹ thuật của một nhà máy điện được giả định là từ 45 đến 60 năm đối với các nhà máy phát điện bằng nhiên liệu hóa thạch và nhà máy điện hạt nhân; vòng đời này cũng có thể lấy chính xác theo quy chuẩn thiết kế được quy định bởi Chính phủ của từng quốc gia. Đối với các nhà máy điện khác thì thời hạn vòng đời thay đổi từ 20 đến 50 năm, cụ thể là: nhà máy điện gió và mặt trời khoảng 20 đến 30 năm; nhà máy thủy điện khoảng 50 năm; nhà máy điện nhiên liệu sinh học khoảng 25 năm. Trong trường hợp cần thiết phải xây dựng các nhà máy điện mới, mô hình cho phép lựa chọn công nghệ dựa trên cơ sở hàm chi phí biên vận hành dài hạn của khu vực xây dựng (LRMCs). Chi phí này ứng với từng loại nhà máy điện sẽ được tính toán dựa vào các thành phần: (1) Chi phí đầu tư quy dẫn; (2) Chi phí vận hành và bảo trì cố định; và

(3) Chi phí vận hành bất định. Các chi phí vận hành bất định thường thay đổi và được tính toán dựa vào giá nhiên liệu và hiệu suất ngày càng giảm của nhà máy.



Hình 2.4. Cấu trúc tổng quát của mô hình dự báo công suất phát điện [32]

2.1.2. Kịch bản năng lượng thế giới của British Petroleum – Vương Quốc Anh

Nhận định chung về bối cảnh năng lượng thế giới qua các nhận xét: (1) Biến động năng lượng đã kết thúc; (2) Năng suất sản xuất công nghiệp tiếp tục tăng; (3) Cơ cấu năng lượng thay đổi; (4) Nhu cầu năng lượng và cơ cấu cân đối nhu cầu biến động mạnh; (5) Các nguồn năng lượng mới đang được quan tâm đặc biệt; (6) Các nền kinh tế đang dần mở rộng và kết nối; (7) Sản phẩm năng lượng và tình trạng tiêu thụ bị tác động và ảnh hưởng trực tiếp bởi chiến tranh và thiên tai; (8) Vấn đề biến đổi khí hậu được đưa vào chiến lược năng lượng quốc gia mới của tất cả các nước [33], BP đã tập trung xây dựng các mô hình dự báo nhu cầu năng lượng của thế giới và các vùng

lãnh thổ khác nhau trên thế giới. Các mô hình dự báo của BP sử dụng các giả định về sự thay đổi trong chính sách quốc gia, công nghệ và các chỉ số kinh tế. Cụ thể là:

- Dữ liệu lịch sử về năng lượng của từng đối tượng và khu vực được tổng hợp từ nhiều nguồn khác nhau, trong đó chủ yếu vẫn từ IEA, OECD, và WB;
- Dữ liệu về GDP được diễn tả dưới một khái niệm mới là tỷ suất ngang giá thương mại (*Purchasing Power Parity – PPP*) giữa thu nhập, giá năng lượng và sức mua; trong đó giá năng lượng và sức mua chịu tác động rất lớn từ Hoa Kỳ;
- Tốc độ gia tăng dân số và mức tăng trưởng thu nhập bình quân đầu người là hai yếu tố định hướng sự phát triển về nhu cầu năng lượng;
- Trung Quốc và Ấn Độ là hai tác nhân quan trọng nhất tác động đến sự biến động năng lượng của thế giới do sự phát triển lớn mạnh về kinh tế và dân số đông;
- Công nghệ áp dụng trong quá trình công nghiệp hóa và điện khí hóa ở các quốc gia đang phát triển, đặc biệt là Châu Á với trung tâm là Trung Quốc và Ấn Độ, là nguyên nhân chính của sự bùng nổ về nhu cầu năng lượng;
- Các nguồn năng lượng mới được xem xét cẩn thận, trong đó nhấn mạnh vai trò của khí đá phiến (*shale gas*) và dầu chặt (*tight oil*).

Với các giả định đó, BP xây dựng tập kết quả dự báo ngõ ra đến năm 2035 của thế giới bao gồm các đối tượng:

- Mức tiêu thụ năng lượng của các khu vực và vùng lãnh thổ trên thế giới;
- Mức tiêu thụ năng lượng của các lĩnh vực tiêu thụ khác nhau;
- Mức tiêu thụ năng lượng của thế giới theo loại nhiên liệu;
- Tỷ phần các dạng năng lượng ngõ vào;
- Công suất điện và nhiên liệu sinh học ngõ ra theo dạng năng lượng ngõ vào;
- Mức phát thải CO₂; và
- Biểu đồ cân bằng năng lượng thế giới

Tuy nhiên, với phương pháp và mô hình dự báo của mình, BP cũng chỉ ra được những rủi ro quan trọng dẫn đến sai số của mô hình dự báo bao gồm:

a. Tốc độ phát triển GDP thấp

Xác định sự phát triển kinh tế của Trung Quốc và Ấn Độ là nguyên nhân gây ra bùng nổ nhu cầu năng lượng của thế giới, BP đặt giả định tốc độ phát triển GDP của hai quốc gia này là 5,5%/năm trong kịch bản cơ sở. Tuy nhiên, nếu không đạt được tốc độ này mà chỉ tăng ở mức 4%/năm thì kịch bản hiện tại của BP không còn đúng nữa. Khi đó, tăng trưởng tiêu thụ năng lượng toàn cầu sẽ giảm từ 1,4%/năm xuống còn 1%/năm; nhu cầu năng lượng toàn cầu giảm 8,5% so với kịch bản hiện hữu (tương đương với tổng nhu cầu năng lượng toàn Châu Âu năm 2035). Rủi ro này cũng tác động đến tỷ trọng của các dạng năng lượng khi nhu cầu tiêu thụ than đá, dầu mỏ và khí thiên nhiên giảm lần lượt là 11%, 9%, và 6%; tương đương với lượng phát thải giảm 9% so với kịch bản hiện hữu. Đây là rủi ro gây ra sai số hoàn toàn cho kịch bản.

b. Sự thay đổi về chính sách biến đổi khí hậu

Các chính sách về biến đổi khí hậu được xây dựng với mục tiêu cắt giảm phát thải CO₂ ra môi trường (xem Bảng 2.1). Mỗi công nghệ có các rào cản nhất định như chi phí, giới hạn về kỹ thuật, khả năng áp dụng, thay đổi năng suất, thay đổi hành vi sản xuất, v.v... Tất cả các rào cản này đều rất khó lường trước và định lượng được. Do đó, đây là rủi ro thứ hai dẫn đến sai số của mô hình dự báo. Tuy nhiên, nếu định giá được giá khí thải carbon và được thống nhất toàn cầu thì các quốc gia có thể đưa ra được chiến lược đúng đắn tối ưu về chi phí và kỹ thuật cho mình.

c. Sự biến động về điều kiện địa chính trị

Biến động về địa chính trị liên quan đến nhận thức và hành vi tiêu thụ năng lượng ở phạm vi quốc gia. Sự thay đổi này có thể dẫn đến sự thay đổi hoàn toàn chiến lược, chính sách và nhu cầu tiêu thụ năng lượng của cả quốc gia hoặc khu vực. Các ví dụ trong lịch sử về sự biến động này như chính phủ Pháp xây dựng chiến lược từ bỏ phát triển và sử dụng điện hạt nhân hoặc chính phủ Trung Quốc chấp thuận việc tăng cường nhập khẩu dầu mỏ để phát triển kinh tế năng lượng, v.v... Đây là rủi ro thứ ba đối với mô hình dự báo của BP.

Bảng 2.1. Các giải pháp cắt giảm phát thải CO₂ và hiệu quả dự kiến

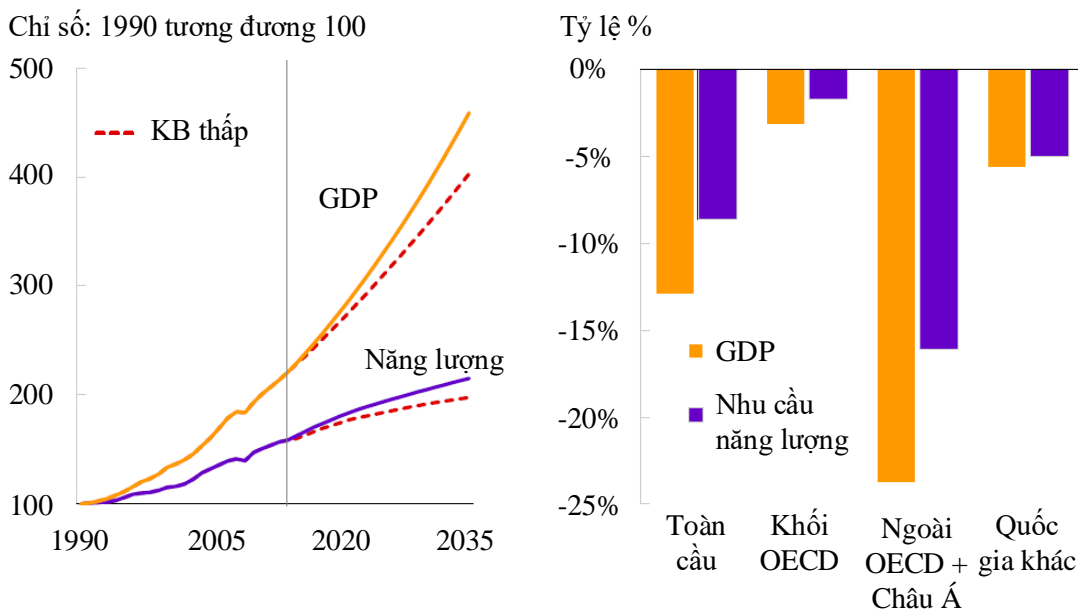
Giải pháp	Hiệu quả cắt giảm dự kiến
Thay thế than đá bằng khí đốt để phát điện	1%
Bổ sung giải pháp thu và lưu giữ carbon trong nhà máy điện than	0,7%
Tăng công suất phát điện năng lượng tái tạo	11%
Tăng công suất phát điện năng lượng hạt nhân	6%
Cải thiện hiệu suất phương tiện vận tải	2%
Cải thiện hiệu suất năng lượng của các lĩnh vực khác	1%
Cải thiện hiệu suất sản xuất điện	1%

d. Sự thay đổi chiến lược điện khí hóa của Trung Quốc

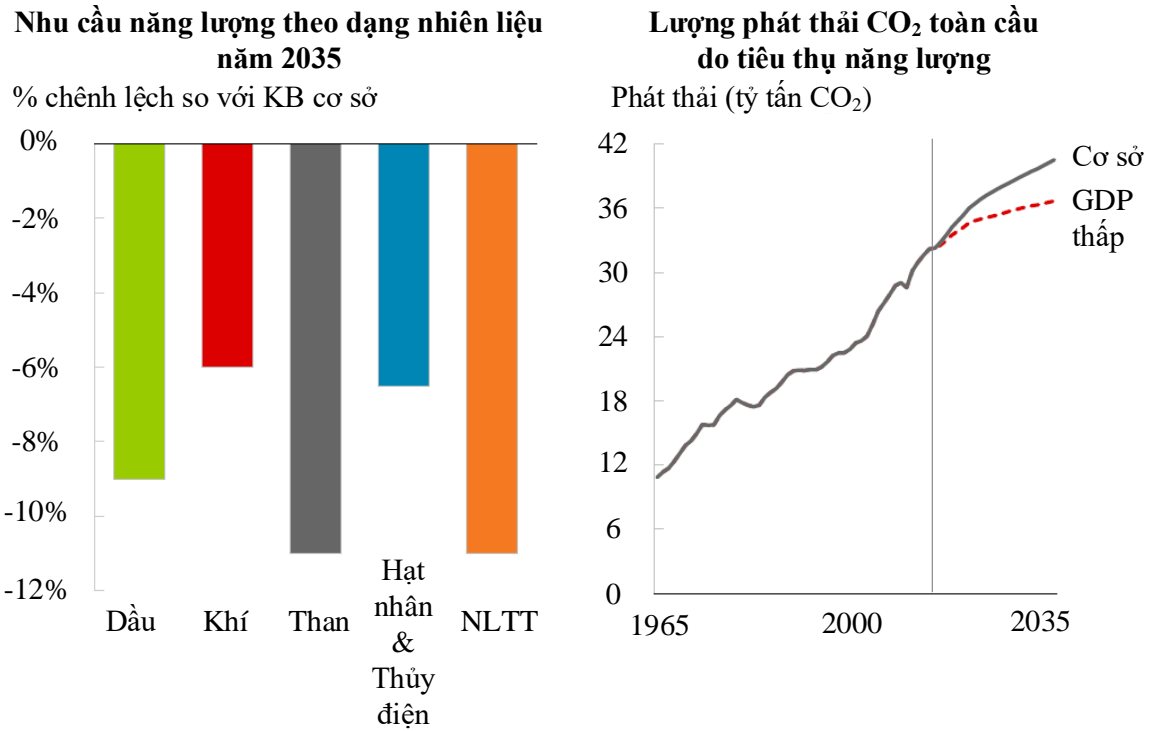
Trung Quốc hiện chiếm khoảng 30% tổng trữ lượng tăng trưởng năng lượng toàn cầu nên sự thay đổi trong chiến lược điện khí hóa của Trung Quốc sẽ ảnh hưởng lớn đến tăng trưởng năng lượng thế giới. Nếu trữ lượng phát điện của Trung Quốc tăng đột biến hoặc giảm mạnh bất ngờ thì đây là rủi ro lớn thứ tư đối với dự báo của BP.

Một số kết quả chính của kịch bản năng lượng được xây dựng bởi BP được tổng hợp ở các hình 2.5, 2.6, 2.7 [33].

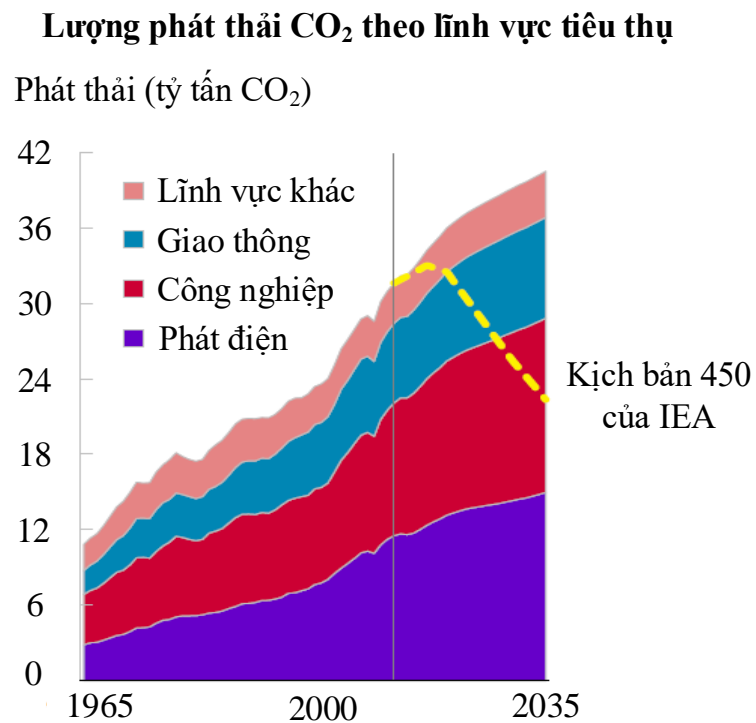
Tăng trưởng GDP và nhu cầu năng lượng Chênh lệch so với kịch bản cơ sở năm 2035 (KB thấp và KB cơ sở)



Hình 2.5. Nhu cầu tăng trưởng năng lượng tương ứng với tăng trưởng GDP



Hình 2.6. Kịch bản nhu cầu tiêu thụ năng lượng theo dạng nhiên liệu và kịch bản phát thải CO₂ – kịch bản thấp



Hình 2.7. Kịch bản phát thải CO₂ theo đối tượng tiêu thụ

2.1.3. Kịch bản điện năng của Pakistan

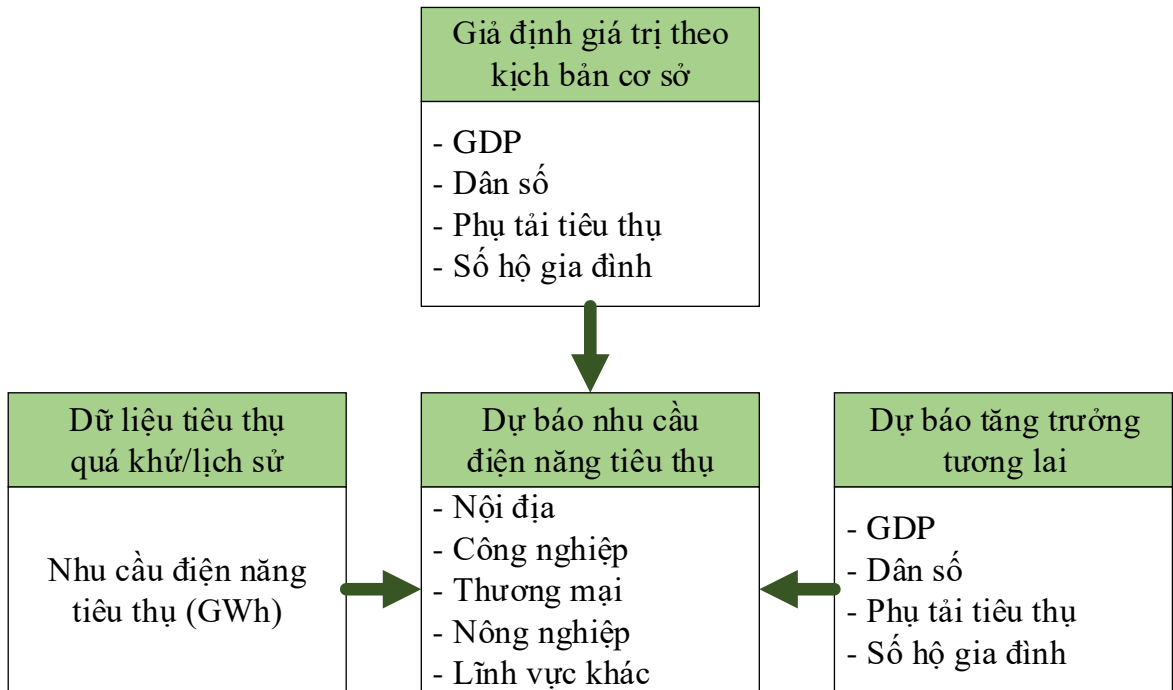
Pakistan là trường hợp đặc biệt đã trải qua cuộc khủng hoảng điện năng kéo dài nhiều thập kỷ do chiến tranh, nghèo đói, nợ nần, thiếu quy hoạch phát triển điện dài hạn, và phụ thuộc hoàn toàn vào nguồn nhiên liệu nhập khẩu để phát điện. Chính phủ Pakistan cũng đã nỗ lực rất nhiều trong việc nghiên cứu lập quy hoạch phát triển điện dài hạn cho quốc gia. Nhiều nghiên cứu đã được thực hiện trên cơ sở kinh nghiệm từ các quốc gia đang phát triển khác như Băng-la-đét, Trung Quốc, Hy Lạp, Ấn Độ, Thổ Nhĩ Kỳ, Nigeria và nhiều quốc gia khác; sử dụng các công cụ mô phỏng năng lượng như ENPEP balance (Thổ Nhĩ Kỳ, Hy Lạp, Ấn Độ), LEAP (Bồ Đào Nha, Hi Lạp, Iran, Panama), MESSAGE (Indonesia, Ấn Độ, Malaysia), MARKAL/TIMES (Malaysia, Trung Quốc, Nigeria). Trong đó, mô hình quy hoạch thay thế nguồn năng lượng dài hạn (LEAP) được đánh giá là nổi bật về sự phù hợp và tính chính xác đối với bối cảnh thực tế của Pakistan [34]. LEAP là một công cụ mô phỏng phổ biến với người dùng được sử dụng trên toàn cầu để phân tích chính sách năng lượng và đánh giá hiệu quả giảm thiểu biến đổi khí hậu. Mô hình LEAP thuận tiện cho việc xây dựng các kịch bản về mức độ khai thác tài nguyên năng lượng, sản xuất và tiêu thụ trong tất cả các lĩnh vực của nền kinh tế. Mô hình này phù hợp với các dự báo nhu cầu điện năng tiêu thụ và nguồn phát dài hạn. Sử dụng mô hình LEAP, Mirijat và cộng sự (2018) đã xây dựng bốn kịch bản nhu cầu năng lượng cho Pakistan bao gồm: (1) Kịch bản tham chiếu (REF); (2) Kịch bản tham gia của các công nghệ năng lượng tái tạo (RET); (3) Kịch bản tối đa than sạch (CCM); và (4) Kịch bản bảo tồn và sử dụng năng lượng hiệu quả (EEC). Khi so sánh các kết quả mô phỏng từ các kịch bản này, nhóm nghiên cứu đưa ra kết luận rằng mô hình kịch bản RET là kịch bản phát điện bền vững nhất cho Pakistan trong lộ trình từ 2015 đến 2050 mặc dù chi phí đầu tư ban đầu cao; kịch bản EEC là kịch bản lựa chọn thứ hai vì mức điện năng tiêu thụ nhu cầu thấp nhất. Ngoài ra, sự hợp lý của kịch bản RET và EEC cũng vì hai kịch bản này có xét đến các chính sách thay đổi mới của Chính phủ Pakistan về vấn đề phát triển hệ thống điện và thích ứng biến đổi khí hậu.

Ngoài ra, mô hình LEAP được lựa chọn vì mô hình có khả năng mô hình hóa và lượng hóa (tính toán) được mối tương quan đáp ứng giữa nhu cầu điện năng tiêu thụ và khả năng đáp ứng của nguồn phát; đồng thời mô hình cũng dự báo được các tác động trên hệ thống và dự báo các thông số liên quan đến hệ thống như cơ cấu nguồn phát điện theo dạng nguồn điện, dự báo lộ trình tăng trưởng công suất đặt, tính toán thông số chi phí hệ thống và dự báo lượng phát thải CO₂.

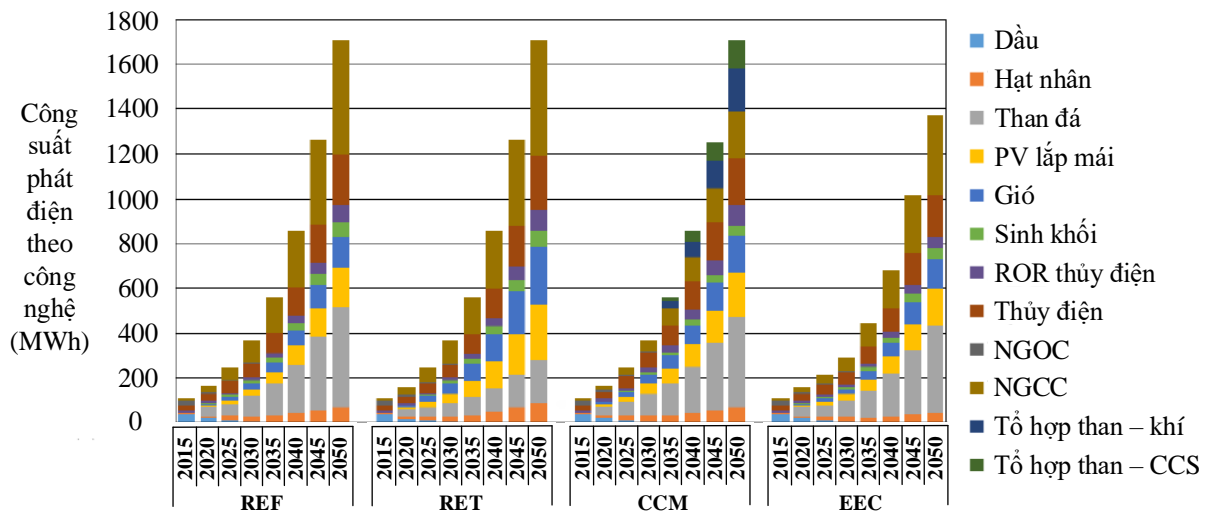
Mirijat và đồng nghiệp đã sử dụng các dữ liệu đầu vào bao gồm: (1) GDP; (2) GDP theo ngành; (3) Tỷ lệ tăng trưởng GDP; (4) Dữ liệu tiêu thụ điện năng theo ngành; (5) Số hộ gia đình; (6) Dân số; (7) Giá nhiên liệu; và (8) Tuổi thọ công nghệ. Đồng thời lựa chọn dữ liệu năm 2015 là năm cơ sở để dự báo đến năm 2050. Cấu trúc dự báo được mô hình hóa ở Hình 2.8.

Các kết quả được dự báo bao gồm: (1) Dự báo nhu cầu điện năng tiêu thụ đến năm 2050; (2) Dự báo cơ cấu nguồn phát; (3) Dự báo công suất đặt; (4) Dự báo lượng phát thải CO₂; và (5) Dự báo chi phí hệ thống quy đổi về thời điểm dự báo. Theo đó, các kết quả được trình bày cụ thể ở các Hình 2.9, 2.10, 2.11, và 2.12. Một số điểm đặc biệt cần lưu ý từ kết quả dự báo cho hệ thống điện Pakistan bao gồm:

- Nhu cầu tăng trưởng tiêu thụ điện năng phụ thuộc vào sự gia tăng dân số, tốc độ đô thị hóa, cải thiện tiện nghi sống, tăng trưởng điện khí hóa nông thôn và sự ổn định của GDP.
- Nhu cầu điện năng tiêu thụ năm 2050 gấp 19 lần so với năm cơ sở là năm 2015, tương ứng với tỷ lệ tăng trưởng 8,35%/năm.
- Cơ cấu tiêu thụ thay đổi đáng kể theo hướng giảm tiêu thụ trong dân dụng, tăng trong công nghiệp và thương mại, và giảm trong nông nghiệp.
- Ba kịch bản REF, RET, và CCM chịu tác động như nhau bởi các biến đầu vào và cho ra cùng kết quả dự báo; trong khi kịch bản EEC cho ra kết quả dự báo thấp hơn 20% so với các kịch bản khác nhờ các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả và bảo tồn năng lượng.



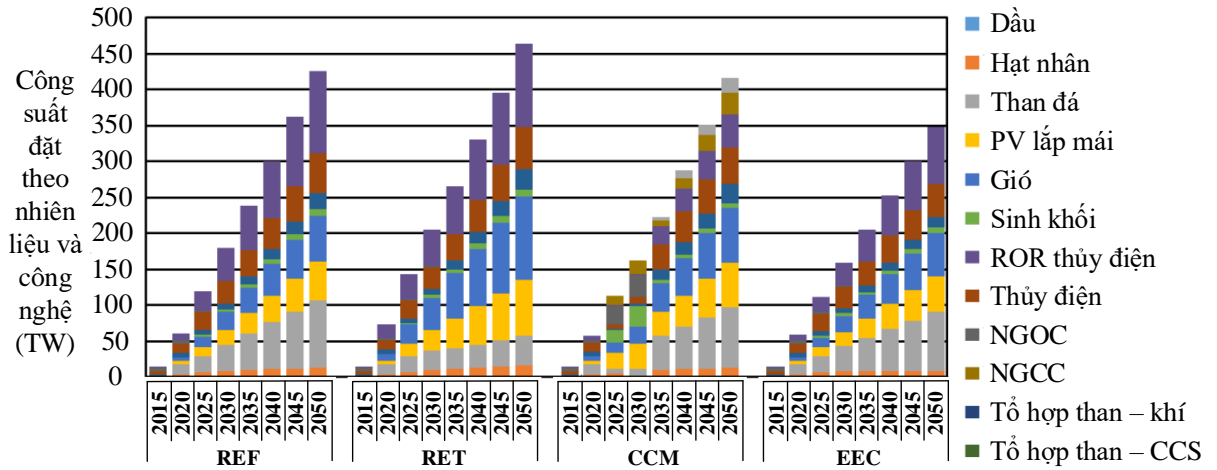
Hình 2.8. Cấu trúc dự báo nhu cầu điện năng tiêu thụ của mô hình LEAP



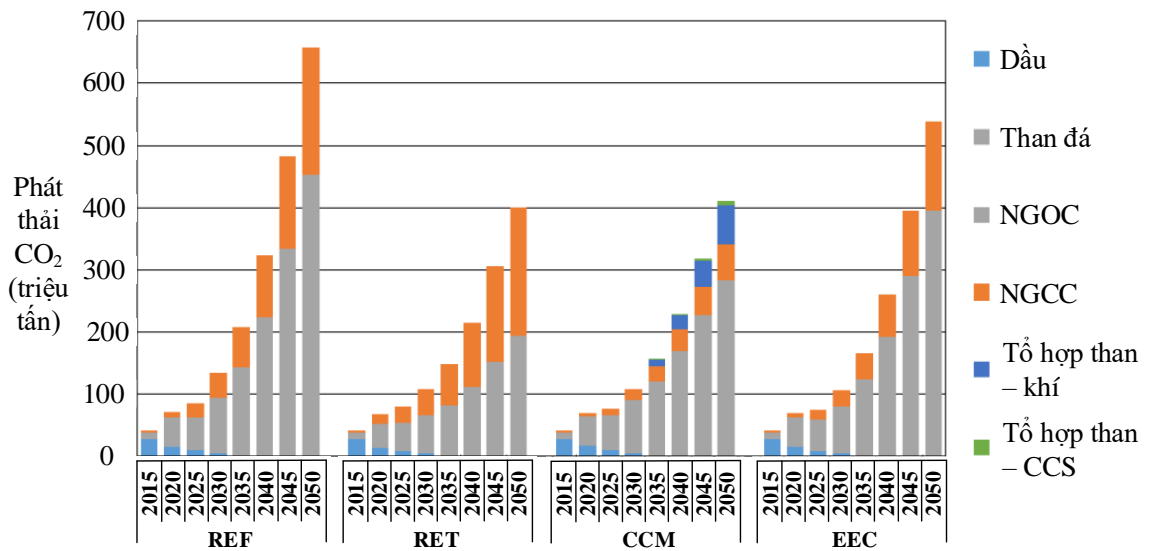
Hình 2.9. Dự báo công suất phát điện theo công nghệ của các kịch bản

Kết quả dự báo trên cũng cho thấy kịch bản EEC có mức độ phát thải CO₂ thấp nhất so với các kịch bản CCM, RET và REF còn lại. Khi phân tích chi phí theo phương pháp NPV, kịch bản EEC cần chi phí đầu tư nhỏ nhất so với các kịch bản còn lại lần lượt là REF, CCM và RET.

Nghiên cứu mô phỏng trên cũng cho thấy kết quả rất thú vị khi kết hợp kịch bản EEC và kịch bản RET sẽ có thể đáp ứng hầu hết các yêu cầu về đảm bảo an ninh năng lượng, kinh tế và môi trường. Do đó, phương án này là phương án được đề xuất.



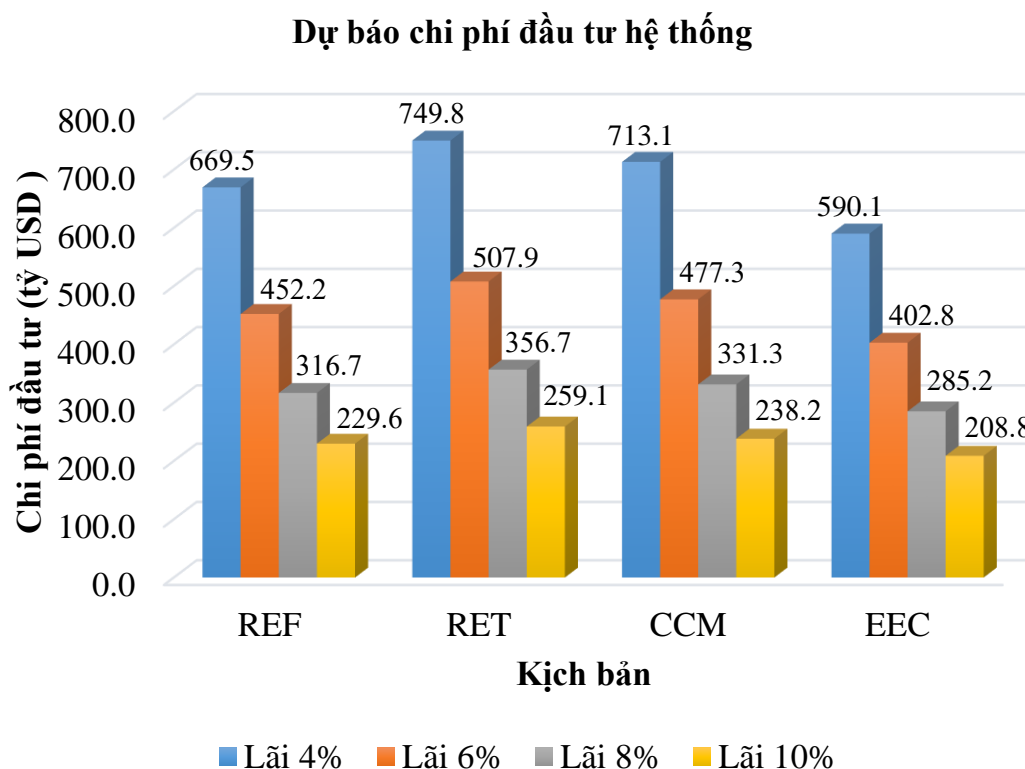
Hình 2.10. Dự báo công suất đặt theo công nghệ và nhiên liệu của các kịch bản



Hình 2.11. Dự báo lượng phát thải CO₂ tương ứng với các kịch bản

Như vậy, với bộ số liệu đầu vào khá nhiều và đầy đủ, kết hợp với mô hình dự báo và xây dựng kịch bản thông dụng LEAP để nghiên cứu xây dựng các kịch bản cho Pakistan dự báo đến năm 2050 cho kết quả rất ấn tượng với mục tiêu tối ưu chi phí phát điện và giảm lượng phát thải CO₂. Tuy nhiên, mô hình dự báo của Pakistan

không xem xét đến dự báo đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện. Điều này dẫn đến kết quả kịch bản có vẻ hợp lý nhưng còn cách xa với thực tế vận hành hệ thống nguồn phát điện.



Hình 2.12. Dự báo chi phí đầu tư hệ thống cho từng kịch bản tương ứng với các mức lãi suất chiết khấu khác nhau

2.1.4. Kịch bản điện năng của Malaysia

Cơ cấu phát điện của Malaysia phụ thuộc phần lớn vào các nguồn năng lượng hóa thạch truyền thống. Tính đến cuối năm 2015, 86,7% công suất phát điện của Malaysia là từ nhiệt điện (43,5% từ khí thiên nhiên, 42,5% từ than đá, 0,3% từ dầu và 0,4% từ diesel), 13% từ thủy điện và chỉ có 0,3% đóng góp của các nguồn năng lượng tái tạo khác [35]. Malaysia cũng là quốc gia có tổng lượng phát thải CO₂ lớn thứ ba trong khu vực Đông Nam Á (~255,78 MtCO₂ vào năm 2017), chỉ đứng sau Indonexia và Thái Lan; trong đó riêng lĩnh vực phát điện phát thải đến 54,8% tổng lượng phát thải của quốc gia [36]. Cùng với nỗ lực chung của toàn thế giới, Malaysia đã thông qua

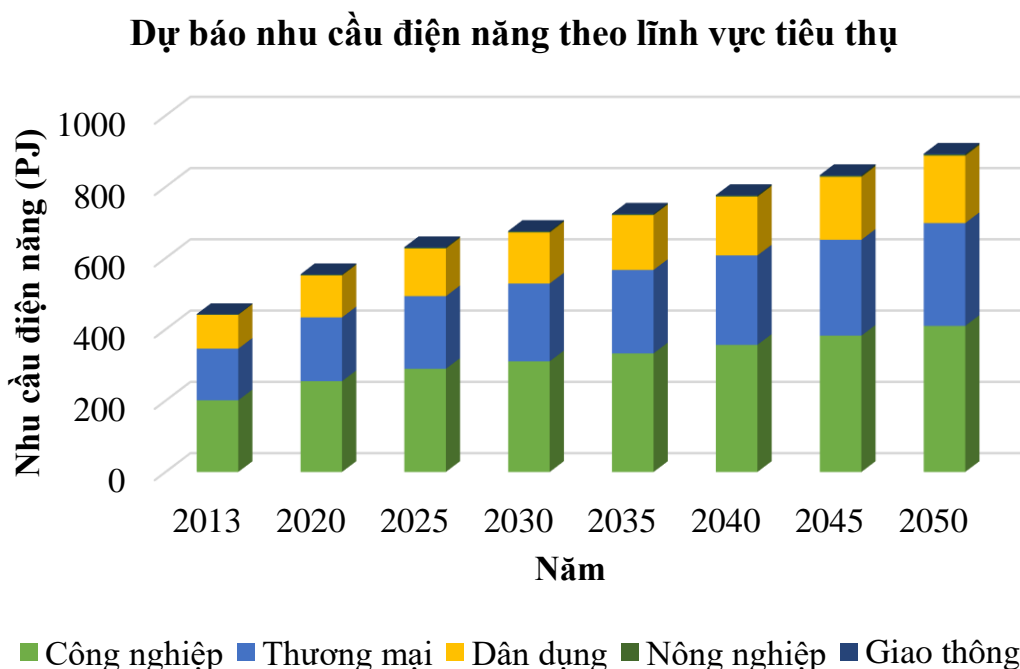
thỏa thuận Paris để cắt giảm 45% khí nhà kính vào năm 2030 so với mức phát thải năm 2005; trong đó 35% là cắt giảm không điều kiện và 10% là cắt giảm theo chương trình viện trợ về tài chính và chuyển giao kỹ thuật từ các quốc gia phát triển. Tuy nhiên, cách thức cắt giảm như vậy không phải là giải pháp lâu dài; mà mấu chốt vấn đề là Malaysia cần phải tái cấu trúc cơ cấu phát điện để giảm bớt sự phụ thuộc vào các nguồn nhiên liệu hóa thạch kể trên. Điều này đòi hỏi Chính phủ Malaysia phải xây dựng được một quy hoạch phát triển nguồn điện dài hạn mang tính bền vững và khả thi về cả tài chính và kỹ thuật. Sau nhiều năm nghiên cứu và thử nghiệm với nhiều mô hình xây dựng kịch bản khác nhau, Malaysia đã ghi nhận hiệu quả của một số mô hình như mô hình của Mondal (2014), Mallah (2010) và Rout (2011), v.v...; trong đó mô hình tích hợp MARKAL-EFOM (còn gọi là mô hình TIMES) được đánh giá cao về tính chính xác của kịch bản được dự báo.

Haiges và cộng sự [37] sử dụng dữ liệu tiêu thụ phụ tải hàng giờ và tỷ lệ tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ được dự báo đến năm 2050 bởi Ủy ban Năng lượng quốc gia [38] để dự báo nhu cầu điện năng tiêu thụ dài hạn cho Malaysia sử dụng mô hình mô phỏng TIMES – phiên bản cải tiến của mô hình MARKAL cũ. Các yếu tố tác động làm giảm nhu cầu điện được xác định bao gồm: (1) Các giải pháp về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả; (2) Sự tăng giá điện; và (3) Tính cạnh tranh cao và bão hòa trong thị trường bán lẻ điện. Năm kịch bản được xây dựng và so sánh bao gồm: (1) Kịch bản giả định công nghệ không đổi (ET); (2) Kịch bản bổ sung năng lượng tái tạo (PR); (3) Kịch bản bổ sung năng lượng hạt nhân (PN); (4) Kịch bản kết hợp năng lượng mặt trời lắp mái và lưu trữ nhiệt (PV-S); và (5) Kịch bản BAU. Mô hình TIMES sử dụng một số lượng lớn các giả thiết cho dự báo, bao gồm:

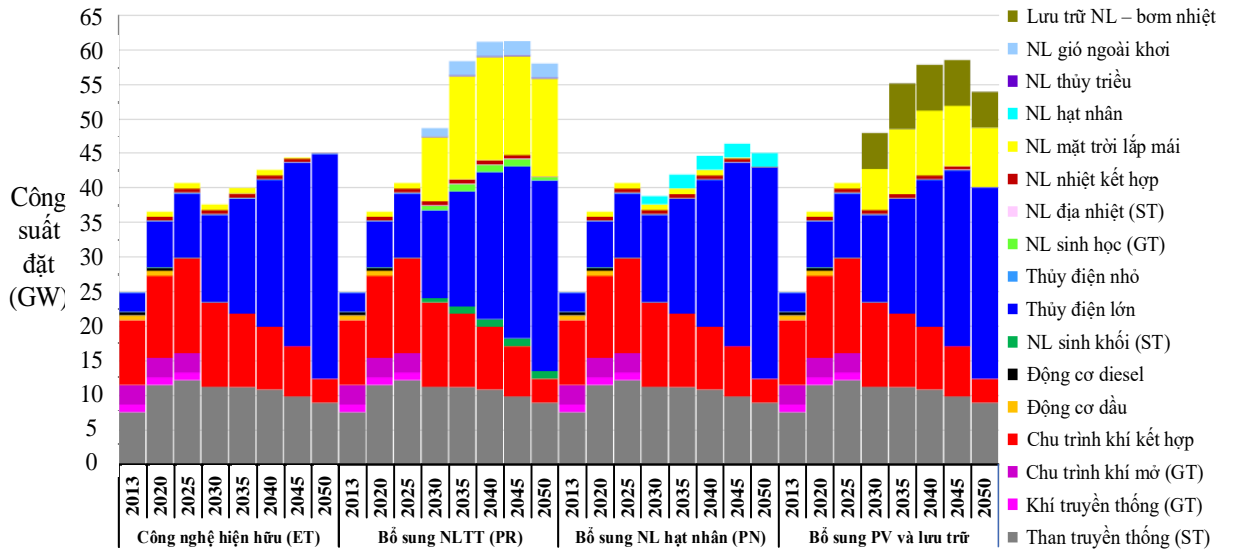
- Giả định năm 2013 là năm cơ sở của dự báo, công nghệ hiện hữu được định nghĩa là công nghệ tại năm 2013 và là cơ sở để so sánh;
- Lãi suất chiết khấu được giả định không đổi trong suốt thời gian dự báo là 3%;
- Vai trò của các loại nhà máy điện nổi lưới là như nhau trên lưới điện quốc gia;

- Điện năng tiêu thụ không bao giờ vượt quá mức phát và nhu cầu điện năng được giả định là tăng liên tục trong suốt thời gian dự báo;
- Không tận dụng nhiệt thải trong các quy trình chuyển đổi năng lượng;
- Tổn thất trung bình toàn hệ thống không đổi là 4%;
- Không tính chi phí truyền tải và phân phối trong mô hình;
- Không xem xét sự biến động nhu cầu phụ tải theo mùa và theo ngày;
- Không có ràng buộc về tài chính đối với các dự án đầu tư phát triển lưới điện;
- Xem xét toàn bộ chi phí nhiên liệu sơ – thứ cấp, chi phí đầu tư, chi phí vận hành và bảo trì, sửa chữa... và tất cả các chi phí liên quan khác.

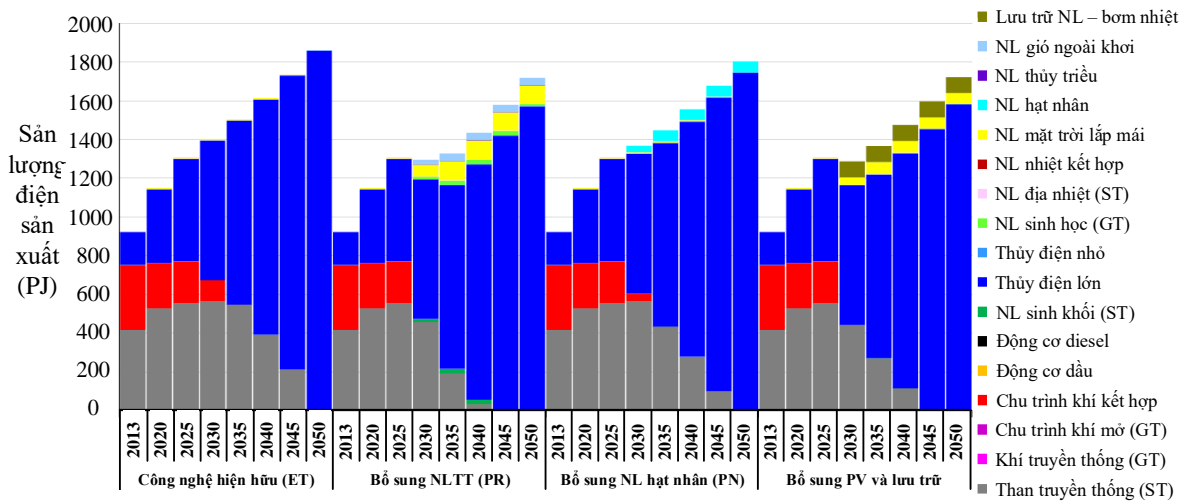
Trên cơ sở đó, kết quả mô phỏng các kịch bản năng lượng gồm các giá trị được thể hiện lần lượt qua các biểu đồ sau: (1) Kết quả dự báo nhu cầu điện năng đến năm 2050 (Hình 2.13); (2) Kết quả dự báo công suất đặt theo cơ cấu nguồn (Hình 2.14); (3) Kết quả dự báo công suất phát theo cơ cấu nguồn (Hình 2.15); (4) Phát thải CO₂ (Hình 2.16); và (5) Kết quả ước lượng chi phí hệ thống (Hình 2.17) [37].



Hình 2.13. Kết quả dự báo nhu cầu điện của Malaysia theo đối tượng tiêu thụ đến năm 2050



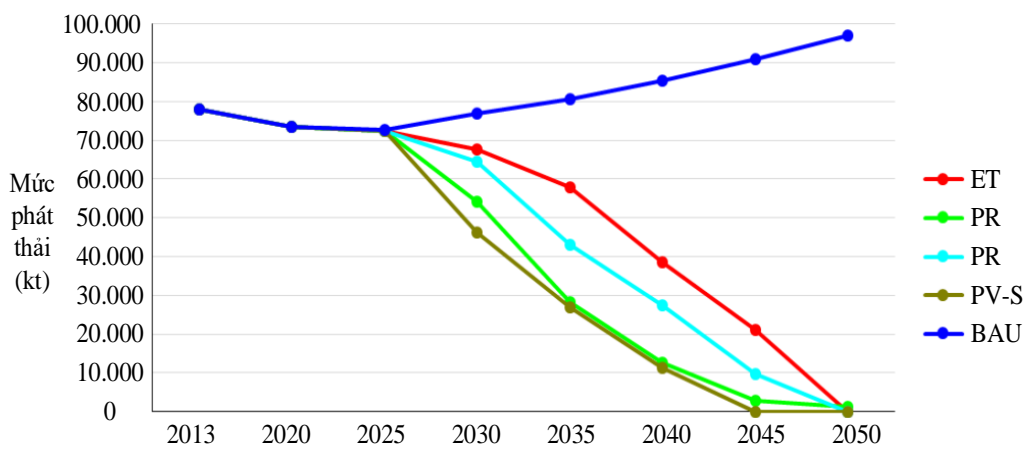
Hình 2.14. Kết quả dự báo công suất đặt theo cơ cấu nguồn đến năm 2050



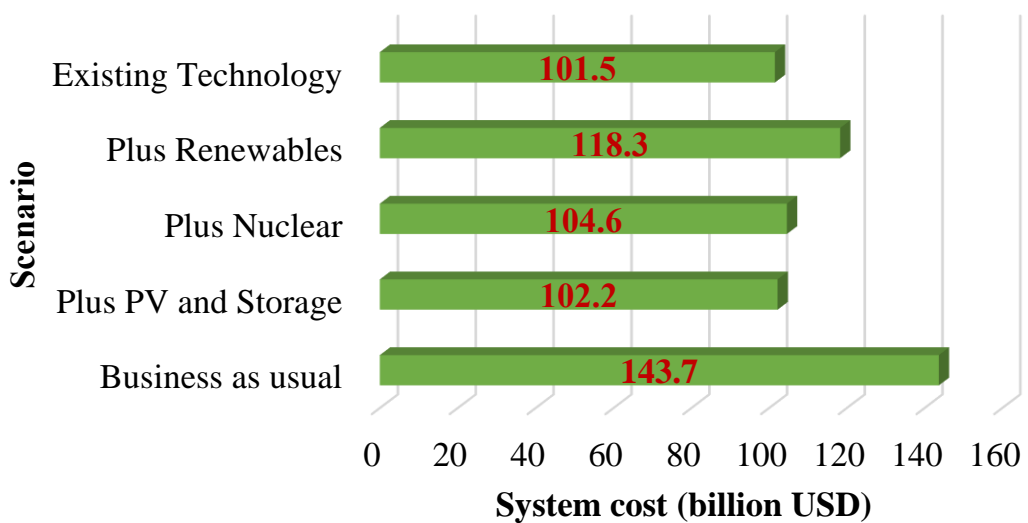
Hình 2.15. Kết quả dự báo công suất phát theo cơ cấu nguồn của Malaysia đến năm 2050

Kết quả cho thấy, đến năm 2030 lượng khí thải CO₂ giảm so với năm 2013 lần lượt là 13%, 31%, 17% và 41% tương ứng với bốn kịch bản ET, PR, PN, và PV-S. Ba kịch bản cho kết quả hoàn toàn không phát thải khí CO₂ vào năm 2050 ngoại trừ kịch bản có sự tham gia của năng lượng tái tạo sẽ tiếp tục phát thải 2% CO₂ ra môi trường do nguồn khí sinh học (biogas).

Đến năm 2050, kịch bản BAU dự đoán lượng phát thải CO₂ sẽ tăng 24% so với năm 2013. Như vậy để Malaysia nhanh chóng đạt được thỏa thuận Paris về cắt giảm lượng phát thải CO₂ thì kịch bản PV-S là kịch bản được đề xuất. Kết quả cũng cho thấy, Malaysia có thể đạt được mục tiêu phát triển bền vững và đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện năng vào năm 2050 bằng cách thay thế nhiên liệu hóa thạch bằng nguồn năng lượng tái tạo. Theo đó, Malaysia không cần phát triển công nghệ phát điện bằng công nghệ hạt nhân vì tải nền đã có các nhà máy thủy điện đáp ứng, còn phụ tải đỉnh được phát bởi các hệ thống năng lượng mặt trời.



Hình 2.16. Kịch bản phát thải CO₂ của Malaysia đến năm 2050



Hình 2.17. Kịch bản chi phí đầu tư hệ thống phát điện đến năm 2050

Mô hình MARKAL-EFOM hay còn gọi là mô hình TIMES này có độ chính xác khá cao với mục tiêu xây dựng kịch bản tối ưu chi phí phát điện và cắt giảm lượng phát thải CO₂. Tuy nhiên mô hình cần dùng đến 10 tham số giả định, trong đó có nhiều tham số giả định mang tính hằng số (không đổi) do được cố định trong suốt giai đoạn dự báo.

2.1.5. Kịch bản điện năng của Thái Lan

Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia Thái Lan giai đoạn 2010 – 2030 (PDP2010) được phê duyệt và ban hành ngày 12 tháng 03 năm 2010 và được chấp thuận bởi Nội Các ngày 23 tháng 03 năm 2010. Quy hoạch trong giai đoạn này tập trung chủ yếu vào an ninh năng lượng và chiến lược phát triển bền vững với sự quan tâm đặc biệt đến các vấn đề về môi trường, hiệu quả năng lượng và khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, cũng giống như Việt Nam, chỉ sau một thời gian ngắn ban hành thì số liệu ghi nhận thực tế về nhu cầu công suất đỉnh đã vượt mức dự báo. Sự gia tăng đột biến này yêu cầu Quy hoạch phải được điều chỉnh và vì thế Quy hoạch PDP2010 hiệu chỉnh lần 1 (PDP2010HC1) được ban hành ngày 25 tháng 11 năm 2010. Tiếp theo đó, sự cố hạt nhân ở Fukushima (Nhật Bản) đã khiến Chính phủ và nhân dân Thái Lan không chấp thuận phương án phát triển điện hạt nhân theo PDP2010HC1 vì lo ngại an toàn, PDP một lần nữa được điều chỉnh và được phê duyệt ngày 27 tháng 4 năm 2011, viết tắt là PDP2010HC2. Đến ngày 27 tháng 12 năm 2011, Nội Các phê duyệt Quy hoạch phát triển các nguồn năng lượng thay thế giai đoạn 2012 – 2021 và Quy hoạch phát triển hiệu quả sử dụng năng lượng giai đoạn 20 năm, từ 2011 đến 2030 khiến Chính phủ phải điều chỉnh nhiều chính sách liên quan đến năng lượng, đồng thời bối cảnh kinh tế cũng xuất hiện những chuyển dịch cơ cấu khiến nhu cầu năng lượng và khả năng cung ứng bị ảnh hưởng. Thực trạng trên đòi hỏi phải soát xét lại PDP2010HC2 và điều chỉnh thành PDP2010HC3 và được sử dụng đến hiện nay.

Với mục tiêu giảm 25% cường độ năng lượng (tỷ lệ tiêu thụ năng lượng/GDP) trong giai đoạn 2011 – 2030 thông qua các chương trình quốc gia về tiết kiệm năng

lượng và sử dụng năng lượng hiệu quả; đồng thời kỳ vọng với kế hoạch giai đoạn 2012 – 2021 tăng tỷ lệ năng lượng tái tạo 25% thay vì dùng nhiên liệu hóa thạch, PDP2010HC3 cập nhật các chính sách mới về năng lượng và quy hoạch phát triển của quốc gia, đồng thời cập nhật các giá trị dữ liệu thu thập thực tế, cụ thể là:

- Cập nhật khung thời gian trong 20 năm dự báo;
- Ứng dụng mô hình dự báo nhu cầu phụ tải mới do Văn phòng quy hoạch và chính sách năng lượng phát triển;
- Cập nhật tốc độ tăng trưởng GDP giai đoạn 2011 – 2030 do Hội đồng phát triển kinh tế và xã hội quốc gia dự báo và cung cấp;
- Cập nhật mục tiêu kết quả của các chương trình tiết kiệm năng lượng và sử dụng năng lượng hiệu quả (EE) được ban hành trong các Quy hoạch phát triển quốc gia đã được phê duyệt.

Với bối cảnh và yêu cầu như trên, giả định đầu vào được điều chỉnh hoặc thiết lập mới để đưa vào hàm số dự báo ExSS của PDP2010HC3, các giả định bao gồm [39]:

- Số liệu dự báo về tốc độ tăng trưởng GDP của quốc gia đến năm 2030 do Hội đồng phát triển kinh tế và xã hội quốc gia dự báo và cung cấp;
- Các dự báo về nhu cầu điện được tính toán trước đó bởi các cơ quan khác, đặc biệt là kết quả dự báo của Văn phòng quy hoạch và chính sách năng lượng;
- Giới hạn biên lưu trữ là 15% của nhu cầu công suất đỉnh trong điều kiện bình thường và cao hơn 20% trong trường hợp mất nguồn cấp khí thiên nhiên;
- Tỷ trọng các nguồn nhiên liệu trong cơ cấu quốc gia với tầm nhìn cắt giảm sự phụ thuộc vào khí thiên nhiên trong cấu trúc phát điện; tỷ trọng này được thay đổi liên tục để xây dựng các kịch bản khác nhau;
- Tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo không thấp hơn 5% tổng nhu cầu tiêu thụ quốc gia trong giai đoạn 2012 – 2021 và tăng dần trong giai đoạn 2022 – 2030 theo dự báo được phê duyệt trong quy hoạch quốc gia;
- Tỷ trọng công suất phát điện năng lượng hạt nhân luôn luôn thấp hơn 5% tổng công suất phát điện quốc gia;

- Tỷ trọng công suất phát điện từ nhiệt điện than thay đổi theo kịch bản tham gia khác nhau của các nguồn năng lượng khác; đồng thời tính toán được thực hiện cho các kịch bản công nghệ phát điện than giảm phát thải (công nghệ sạch);
- Tỷ trọng công suất điện nhập khẩu bé hơn 15% tổng công suất phát quốc gia;
- Tỷ trọng công suất đồng phát điện thay đổi theo từng giai đoạn, trong đó giai đoạn 2014 – 2019 là khoảng 3.500 MW; sau năm 2020 là 1.350 MW;
- Lượng phát thải CO₂ giảm dần theo thời gian với hệ số ước lượng bằng 0,478 kgCO₂/kWh vào năm 2012 xuống còn 0,415 kgCO₂/kWh;
- Ngoài ra, tùy theo kịch bản mà kết hợp thêm các giả định về thất thoát trên mạng lưới điện; độ co giãn cung cấp và tiêu thụ; hệ số công suất của hệ thống.

Có thể thấy rằng Thái Lan đã sử dụng bộ số liệu đầu vào khá nhiều và đầy đủ, được thu thập từ các cơ quan quản lý cơ sở dữ liệu quốc gia. Kết quả của các mô hình dự báo bao gồm các nội dung: (1) Công suất nhu cầu đỉnh (P_{max}); (2) Công suất phát điện (GWh); (3) Giới hạn biên lưu trữ tối thiểu (%GWh); (4) Tỷ trọng các nguồn năng lượng trong cơ cấu phát điện quốc gia (%GWh); (5) Lượng phát thải CO₂ (MtCO₂). Các kết quả này có thể tham khảo trong tài liệu tham khảo được dẫn nguồn trong danh mục. Như vậy, Chính phủ Thái Lan đã điều chỉnh quy hoạch điện khi nhu cầu đã vượt mức dự báo và một số chính sách về năng lượng hạt nhân thay đổi, đồng thời xem xét yếu tố tăng tỷ trọng tham gia của năng lượng tái tạo vào quy hoạch điện đến năm 2030. Tuy nhiên mô hình dự báo của Thái Lan cũng chưa xem xét đến đòi hỏi phụ tải giờ của hệ thống điện.

2.2. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT TRIỂN NGÀNH ĐIỆN CỦA VIỆN NĂNG LƯỢNG

2.2.1. Phương pháp trực tiếp

Thực hiện tổng hợp dự báo và kế hoạch phát triển từng tỉnh, vùng, miền và từng ngành, nghề, lĩnh vực. Trên cơ sở đó tính toán nhu cầu điện trực tiếp theo mức tiêu hao điện năng trên một đơn vị sản phẩm hoặc đơn vị diện tích.

2.2.2. Phương pháp gián tiếp

Viện Năng lượng đã sử dụng mô hình đa hồi quy (sử dụng phần mềm Simple-E), thực hiện dự báo nhu cầu điện cho ba miền và toàn quốc chứ không dự báo theo quy mô hành chính cấp tỉnh hoặc phạm vi phục vụ của các công ty điện lực thành viên. Phương pháp này được khai thác để dự báo cho ba (03) kịch bản: kịch bản thấp, kịch bản cơ sở, và kịch bản cao. Dữ liệu đầu vào của mô hình bao gồm:

- Dự báo dân số và mức tăng trưởng dân số hằng năm của Việt Nam đến năm 2030;
- Các kịch bản tăng trưởng kinh tế Quốc gia đến năm 2020, tầm nhìn 2030;
- Hệ số tiết kiệm năng lượng;
- Dự báo kịch bản giá điện và tác động của giá điện đến nhu cầu;
- Dự báo kịch bản giá nguyên nhiên liệu phát điện.

Áp dụng phương pháp đa hồi quy, các hàm số dự báo được xây dựng cho các ngành nghề, và dự báo tiêu thụ điện được trình bày như sau [41]:

- Dự báo tiêu thụ điện:
 - + Hàm số dự báo tiêu thụ điện ngành công nghiệp

$$A_{t.CN} = f(GDP_{CN}, A_{(t-1).CN}) \quad (2.1)$$

- + Hàm số dự báo tiêu thụ điện ngành nông nghiệp

$$A_{t.NN} = f(GDP_{NN}, A_{(t-1).NN}) \quad (2.2)$$

- + Hàm số dự báo tiêu thụ điện cho ngành thương mại – dịch vụ

$$A_{t.TMDV} = f(GDP_{TMDV}, A_{(t-1).TMDV}) \quad (2.3)$$

- + Hàm số dự báo tiêu thụ điện cho dân dụng:

$$A_{t.DD} = f\left(\frac{GDP}{P}, P, A_{(t-1).DD}\right) \quad (2.4)$$

+ Hàm số dự báo tiêu thụ điện cho các ngành khác:

$$A_{t.other} = f(GDP_{other}, A_{(t-1).other}) \quad (2.5)$$

Trong đó:

- $A_{t.CN}, A_{t.NN}, A_{t.TMDV}, A_{t.DD}, A_{t.other}$ [GWh] lần lượt là điện năng tiêu thụ dự báo năm thứ t của các ngành công nghiệp, nông nghiệp, thương mại – dịch vụ, dân dụng, và các ngành khác;
 - $A_{(t-1).CN}, A_{(t-1).NN}, A_{(t-1).TMDV}, A_{(t-1).DD}, A_{(t-1).other}$ [GWh] lần lượt là điện năng tiêu thụ đo được năm thứ $(t - 1)$ (một năm trước đó) của các ngành công nghiệp, nông nghiệp, thương mại – dịch vụ, dân dụng, và các ngành khác;
 - $GDP_{CN}, GDP_{NN}, GDP_{TMDV}, GDP_{other}$ [USD] lần lượt là tổng sản phẩm quốc nội (GDP) trong năm của các ngành công nghiệp, nông nghiệp, thương mại – dịch vụ, và các ngành khác;
 - P [người] là dân số Quốc gia tính tại năm thứ $(t - 1)$;
 - GDP/P [USD/người] là tổng sản phẩm quốc nội tính trên đầu người tại năm thứ $(t - 1)$.
- Dự báo sản lượng điện thương phẩm [42]:

$$\sum A_t = A_{t.CN} + A_{t.NN} + A_{t.TMDV} + A_{t.DD} + A_{t.other} \quad (2.6)$$

Với $\sum A_t$ [GWh] là tổng sản lượng điện thương phẩm toàn quốc năm thứ t .

– Dự báo sản lượng điện sản xuất [42]:

$$\sum A_{SX.t} = \frac{\sum A_t}{\left[1 - \frac{r_{sys.t}}{100}\right]} \quad (2.7)$$

Trong đó:

- $\sum A_{SX.t}$ [GWh] là tổng sản lượng điện sản xuất trên toàn quốc năm thứ t ;

- $r_{sys.t}$ [%] là tỷ lệ điện dùng cho truyền tải, phân phối và tự dùng năm thứ t , lấy theo từng giai đoạn theo Quyết định 854/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt ($r_{sys.2015} = 8\%$; $r_{sys.2020} = 7,8\%$; $r_{sys.2030} = 7\%$)

– Dự báo hệ số phụ tải k_{pt} [42]:

Được xác định theo sự thay đổi tỉ trọng tiêu thụ điện của các ngành tiêu thụ điện lớn (công nghiệp, dân dụng) và theo đặc tính thay đổi hình dáng biểu đồ phụ tải điện.

– Dự báo công suất cực đại:

$$P_{max} = \frac{\frac{\sum A_{SX,t}}{8,76}}{\frac{k_{pt}}{100}} \quad (2.8)$$

2.2.3. Phương pháp dự báo biểu đồ phụ tải

Phương pháp tổng hợp biểu đồ được áp dụng trong QHĐ VII ĐC để dự báo dạng đồ thị phụ tải toàn quốc và từng vùng, miền, ngành, nghề trong cả nước. Giới hạn và kết quả dự báo của phương pháp này là dự báo đồ thị phụ tải điện của các ngày điển hình (ngày làm việc, ngày nghỉ, ngày cuối tuần, ngày có phụ tải cực đại) theo mùa (mùa khô và mùa mưa) tại các năm mốc 2010, 2015, 2020, 2025, và 2030 của hệ thống điện quốc gia và ba khu vực Bắc, Trung, Nam. Trong đó, cơ sở xây dựng hàm dự báo là đường cong quan hệ giữa công suất tiêu thụ hằng giờ của hệ thống với các biến số tác động như dân số, tổng sản phẩm quốc nội GDP quốc gia và từng ngành, độ ẩm, bức xạ mặt trời, lượng mưa, nhiệt độ, v.v...

2.2.4. Kết quả dự báo nhu cầu điện

Bằng phương pháp luận và các hàm số dự báo được xây dựng dựa trên số liệu đầu vào là bộ số liệu cơ sở đã được cập nhật từ năm 1990 đến 2008, mở rộng để điều chỉnh đến 2014 và các yếu tố tác động trực tiếp đến nhu cầu điện như dân số, tổng sản phẩm quốc nội GDP quốc gia và từng ngành, độ ẩm, bức xạ mặt trời, lượng mưa, nhiệt độ, kết quả dự báo nhu cầu điện theo QHĐ VII ĐC qua các giai đoạn 2010 –

2015, 2015 – 2020, 2020 – 2025, và 2025 – 2030 được thể hiện theo 3 phương án: (1) Phương án thấp; (2) Phương án cơ sở; và (3) Phương án cao. Các kết quả dự báo chính được trình bày ở các Bảng 2.2, 2.3, 2.4.

Ở quy mô quốc gia, kết quả dự báo nhu cầu điện toàn quốc cũng được thể hiện ở ba kịch bản: (1) Phương án thấp; (2) Phương án cơ sở; và (3) Phương án cao. Các kết quả dự báo chính được trình bày ở các Bảng 2.5, 2.6, 2.7.

Công suất trung bình và công suất cực đại từng tháng trong các mốc năm 2015, 2020, 2025, và 2030 cũng được dự báo và kết quả được trình bày ở Bảng 2.8.

Bảng 2.2. Kết quả dự báo nhu cầu điện các Tổng công ty Điện lực trên cả nước theo QHĐ VII ĐC, phương án kịch bản thấp

Hạng mục	Đơn vị	2015	2020	2025	2030
Điện thương phẩm toàn quốc	GWh	141.800	227.724	336.730	456.436
Tổng công ty Điện lực miền Bắc	GWh	43.980	71.959	110.291	149.615
Tổng công ty Điện lực miền Nam	GWh	50.920	84.202	124.352	175.612
Tổng công ty Điện lực miền Trung	GWh	13.350	21.699	33.456	43.739
Tổng công ty Điện lực Hà Nội	GWh	13.850	20.550	28.300	35.470
Tổng công ty Điện lực Tp. HCM	GWh	19.700	29.364	40.330	52.200
Công suất cực đại toàn quốc	MW	25.295	41.029	60.668	81.771
Tổng công ty Điện lực miền Bắc	MW	9.150	14.940	22.165	29.520
Tổng công ty Điện lực miền Nam	MW	8.527	14.100	20.730	28.760
Tổng công ty Điện lực miền Trung	MW	2.621	4.383	6.895	8.875
Tổng công ty Điện lực Hà Nội	MW	2.748	3.880	5.330	6.665
Tổng công ty Điện lực Tp. HCM	MW	3.340	4.976	6.890	9.000

Bảng 2.3. Kết quả dự báo nhu cầu điện các Tổng công ty Điện lực trên cả nước theo QHĐ VII ĐC, phương án kịch bản cơ sở.

Hạng mục	Đơn vị	2015	2020	2025	2030
Điện thương phẩm toàn quốc	GWh	141.800	234.558	352.288	506.001
Tổng công ty Điện lực miền Bắc	GWh	43.980	74.054	116.027	169.855
Tổng công ty Điện lực miền Nam	GWh	50.920	86.141	129.385	190.497
Tổng công ty Điện lực miền Trung	GWh	13.350	22.230	35.056	48.603
Tổng công ty Điện lực Hà Nội	GWh	13.850	21.168	29.806	40.308
Tổng công ty Điện lực Tp. HCM	GWh	19.700	29.964	42.013	56.738
Công suất cực đại toàn quốc	MW	25.295	42.080	63.471	90.651
Tổng công ty Điện lực miền Bắc	MW	9.150	15.400	23.280	33.470
Tổng công ty Điện lực miền Nam	MW	8.527	14.468	21.710	31.630
Tổng công ty Điện lực miền Trung	MW	2.621	4.383	6.726	9.171
Tổng công ty Điện lực Hà Nội	MW	2.748	3.997	5.615	7.572
Tổng công ty Điện lực Tp. HCM	MW	3.340	5.078	7.177	9.786

Bảng 2.4. Kết quả dự báo nhu cầu điện các Tổng công ty Điện lực trên cả nước theo QHĐ VII ĐC, phương án kịch bản cao.

Hạng mục	Đơn vị	2015	2020	2025	2030
Điện thương phẩm toàn quốc	GWh	141.800	245.456	379.462	559.389
Tổng công ty Điện lực miền Bắc	GWh	43.980	79.158	125.566	188.373
Tổng công ty Điện lực miền Nam	GWh	50.920	90.736	137.505	207.199
Tổng công ty Điện lực miền Trung	GWh	13.350	23.147	39.797	56.850
Tổng công ty Điện lực Hà Nội	GWh	13.850	21.553	31.491	44.231
Tổng công ty Điện lực Tp. HCM	GWh	19.700	30.862	45.103	62.737
Công suất cực đại toàn quốc	MW	25.295	44.224	68.367	100.215
Tổng công ty Điện lực miền Bắc	MW	9.150	16.400	25.200	37.200
Tổng công ty Điện lực miền Nam	MW	8.527	15.220	23.000	34.370
Tổng công ty Điện lực miền Trung	MW	2.621	4.490	7.636	10.727
Tổng công ty Điện lực Hà Nội	MW	2.748	4.118	5.932	8.317
Tổng công ty Điện lực Tp. HCM	MW	3.340	5.231	7.710	10.829

Bảng 2.5. Kết quả dự báo nhu cầu điện toàn quốc đến năm 2035, phương án thấp

Hạng mục	Đơn vị	2015	2020	2025	2030	2035
Điện thương phẩm	GWh	141.800	227.724	336.370	456.436	592.278
Điện sản xuất	GWh	161.250	258.777	382.648	515.747	668.485
Công suất cực đại P_{max}	MW	25.295	41.029	60.668	81.771	105.988

Bảng 2.6. Kết quả dự báo nhu cầu điện toàn quốc đến năm 2035, phương án cơ sở

Hạng mục	Đơn vị	2015	2020	2025	2030	2035
Điện thương phẩm	GWh	141.800	234.558	352.288	506.001	686.567
Điện sản xuất	GWh	161.250	265.406	400.327	571.752	774.906
Công suất cực đại P_{max}	MW	25.295	42.080	63.471	90.651	122.861

Bảng 2.7. Kết quả dự báo nhu cầu điện toàn quốc đến năm 2035, phương án cao

Hạng mục	Đơn vị	2015	2020	2025	2030	2035
Điện thương phẩm	GWh	141.800	245.456	379.462	559.389	773.128
Điện sản xuất	GWh	161.250	278.927	431.207	632.078	872.605
Công suất cực đại P_{max}	MW	25.295	44.224	68.367	100.215	138.351

Bảng 2.8. Công suất cực đại và công suất trung bình từng tháng theo các mốc năm dự báo 2020 – 2025 – 2030 – 2035 (đơn vị MW)

Năm	2015		2020		2025		2035	
	P_{max}	P_{tb}	P_{max}	P_{tb}	P_{max}	P_{tb}	P_{max}	P_{tb}
Th. 1	17.675	12.835	28.703	19.257	43.630	29.281	61.284	41.926
Th. 2	21.842	15.892	35.469	23.752	53.915	36.162	75.730	51.929
Th. 3	23.199	16.895	37.672	25.238	57.264	38.209	80.433	55.186
Th. 4	22.564	17.546	37.794	26.426	56.678	40.277	80.694	57.699
Th. 5	22.571	17.489	37.806	26.324	56.696	40.214	80.719	57.478
Th. 6	24.310	18.905	40.720	28.472	61.067	43.294	86.942	62.166

Th. 7	24.840	19.286	41.605	29.101	62.395	44.355	88.833	63.400
Th. 8	23.922	18.574	40.069	27.900	60.090	42.526	85.551	61.057
Th. 9	23.710	18.438	39.714	27.768	59.557	42.322	84.792	60.629
Th. 10	24.488	18.042	37.749	26.987	57.472	41.025	80.598	58.817
Th. 11	24.448	18.076	37.686	26.933	57.376	40.786	80.463	58.919
Th. 12	24.753	18.309	38.156	27.328	58.092	41.468	81.467	59.671

Trên đây là kết quả các dự báo của QHĐ VII về nhu cầu điện và công suất cực đại của Việt Nam đến năm 2035 sau khi đã điều chỉnh. Khi xét đến khả năng đáp ứng của nhu cầu điện với tốc độ tăng trưởng kinh tế (theo các kịch bản tăng trưởng khác nhau), dự báo về mục tiêu tăng trưởng cần đạt như thống kê trong Bảng 2.9. Với mục tiêu tăng trưởng này, Viện Năng lượng cũng gặp nhiều khó khăn để lập quy hoạch phát triển một cách chính xác vì theo họ thì cách đây 05 năm trở về trước, việc dự báo nhu cầu điện dài hạn (trên 05 năm) tại Việt Nam được thực hiện một cách đơn giản theo cách căn cứ vào hệ số đàn hồi điện năng giữa tốc độ tăng trưởng điện năng thương phẩm so với tốc độ tăng trưởng GDP là 2. Tuy nhiên, gần đây đã xuất hiện những sai số lớn với cách tư duy dự báo truyền thống như vậy. Hệ số đàn hồi điện năng ngày càng giảm và dự báo sẽ đạt giá trị bằng 1 vào năm 2030 [41]. Sự giảm dần hệ số này không được giải thích rõ ràng trong QHĐ VII ĐC và làm ảnh hưởng lớn đến kết quả dự báo trong tương lai. Lý do này đòi hỏi phải có những nghiên cứu mới về các mô hình dự báo nhu cầu điện dài hạn của Việt Nam với độ tin cậy cao hơn, có thể đang và sẽ được ứng dụng phổ biến tại các quốc gia đang phát triển khác trên thế giới.

Bảng 2.9. Tốc độ tăng trưởng các phương án nhu cầu điện tương ứng tốc độ tăng trưởng các phương án tăng trưởng kinh tế, giai đoạn 2010 – 2030 [42]

Giai đoạn	Kịch bản	Tăng trưởng GDP (%)	Tăng trưởng nhu cầu điện (%)
2011 – 2015	Cao	7,96	15,9
	Cơ sở	7,5	14,0
	Thấp	6,96	12,8
2016 – 2020	Cao	8,44	11,4
	Cơ sở	8,0	11,1
	Thấp	7,0	8,9
2021 – 2030	Cao	8,64	8,7
	Cơ sở	7,83	7,8
	Thấp	7,22	7,0

Có thể thấy dữ liệu đầu vào sử dụng trong mô hình đa hồi quy của EVN gồm các thông số như: GDP, tốc độ tăng trưởng GDP, dân số, dự báo giá điện, dự báo giá nhiên liệu, dự báo nhu cầu tiêu thụ điện được thu thập từ các điện lực khu vực, v.v... Tuy nhiên, mô hình không nêu rõ hàm toán và phương pháp thực hiện để cho ra kết quả kịch bản. Thêm vào đó, số lượng các biến đầu vào của dự báo khá lớn, chỉ thu thập được ở mức độ quản lý vĩ mô mà ở nghiên cứu của các trường đại học khó có thể tiếp cận; phần mềm sử dụng là phần mềm thương mại không giới hạn số biến nên có thể giải được các bài toán với số biến lớn; kết quả dự báo chưa được so sánh với kết quả được thực hiện bởi các nghiên cứu khác; các kịch bản đề xuất chưa cho thấy được sự tham gia mạnh mẽ của năng lượng tái tạo vào hệ thống điện góp phần giúp Việt Nam thực hiện thành công mục tiêu cam kết Paris (COP 21).

Mô hình kịch bản phát triển điện lực của các nước và Việt Nam đã phân tích ở phần trên cho thấy một số ưu điểm: (1) Sử dụng các phần mềm thương mại phổ biến, cho phép tính toán các bài toán với số lượng biến lớn; (2) Nhân lực và cơ sở vật chất khá đầy đủ đáp ứng cho việc lập kịch bản cho toàn bộ các cấu phần của hệ thống điện quốc gia; (3) Số liệu lịch sử đầu vào được thu thập, thống kê nhiều năm, đầy đủ; (4) Các nước dùng phương pháp chuỗi thời gian để dự báo nhu cầu điện cho tương lai dài hạn; (5) Đề xuất được các kịch bản đảm bảo nhu cầu điện tương lai, kết hợp với tối ưu chi phí phát điện và giảm phát thải CO₂ ra môi trường.

Bên cạnh đó, các mô hình dự báo vẫn tồn tại những nhược điểm như: (1) Sử dụng nhiều thông số đầu vào để dự báo nhu cầu điện. Do dữ liệu mang tính chất quốc gia nên việc thu thập nguồn dữ liệu này đối với các nghiên cứu từ trường đại học là rất khó khăn; (2) Sử dụng nhiều giả định mang tính hằng số được cố định trong giai đoạn dự báo; (3) Không xác định rõ phương pháp để giải các bài toán mà các biến có mối liên hệ không tường minh như: giữa các biến GDP, tốc độ tăng trưởng GDP, dân số, hệ số đàn hồi, v.v... và công suất cực đại P_{max} ; (4) Một số mô hình chưa xem xét đến đồ thị phụ tải 24 giờ của hệ thống điện để xác định cấu trúc phát điện cho kịch bản sát với thực tế.

Tiếp thu, kế thừa những cách tiếp cận và những phương pháp xây dựng kịch bản trong và ngoài nước như đã trình bày ở trên; cũng như phát triển thêm một bước trong việc xác định cấu trúc tối ưu của hệ thống nguồn phát điện cho các kịch bản. Luận án đề xuất phương pháp xây dựng kịch bản nguồn phát điện phù hợp với điều kiện thực tế tại Việt Nam trong phần tiếp theo.

2.3. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KỊCH BẢN PHÁT ĐIỆN CỦA LUẬN ÁN

2.3.1. Dẫn nhập

Trên cơ sở lý thuyết xây dựng kịch bản, tham khảo phương pháp dự báo, xây dựng kịch bản của các tổ chức, quốc gia trên thế giới và thực trạng việc xây dựng kịch bản nguồn phát điện của Việt Nam, các nội dung nghiên cứu của luận án bao gồm: (1) Dự báo nhu cầu điện của Việt Nam (GWh) đến năm 2030; (2) Dự báo nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}) của Việt Nam đến năm 2030; (3) Phân nhóm đồ thị phụ tải giờ và dự báo đồ thị phụ tải Việt Nam đến năm 2030; và (4) Đề xuất các kịch bản nguồn điện; tính toán cấu trúc nguồn phát điện tối ưu về giá thành và hướng tới giảm phát thải CO₂ tại Việt Nam đến năm 2030. Để thực hiện được mục tiêu của luận án, đòi hỏi phải cân nhắc, phân tích, lựa chọn và phối hợp giữa các kết quả dự báo phía cung, phía cầu và các giả định. Đây là một nhiệm vụ không dễ dàng cần được nghiên cứu thực hiện cẩn trọng với lưu đồ phương pháp xây dựng kịch bản đề xuất trình bày ở Hình 2.18.

2.3.2. Lưu đồ phương pháp

2.3.2.1. Thông số đầu vào

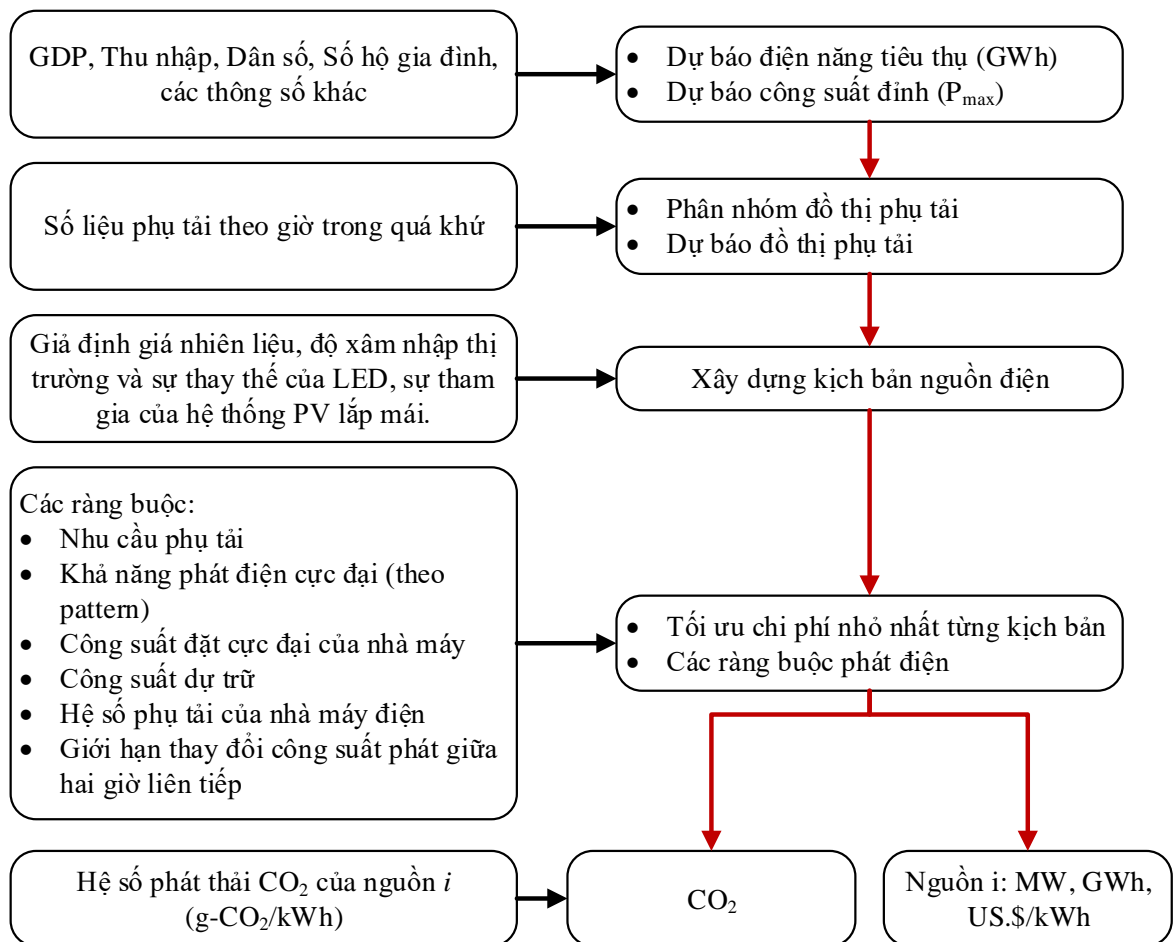
Để thực hiện dự báo nhu cầu điện (GWh) và dự báo nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}) của Việt Nam đến năm 2030, luận án sử dụng các số liệu đầu vào được thu thập, thống kê trong nhiều năm và có khả năng tác động đến nhu cầu điện như: GDP, tốc độ tăng trưởng GDP, thu nhập bình quân trên đầu người, dân số, số hộ gia đình, tỷ trọng giữa các lĩnh vực trong nền kinh tế, v.v...

Khối lưu đồ đề thị phụ tải giờ của hệ thống điện là số liệu đầu vào để dự báo tìm ra đề thị phụ tải giờ điển hình trong tương lai, làm cơ sở xác định cấu trúc nguồn phát điện tối ưu khi xây dựng kịch bản.

Khối lưu đồ các kịch bản nguồn nhiên liệu, kịch bản nhu cầu điện năng tiêu thụ và kịch bản sự tham gia của công nghệ chiếu sáng LED và năng lượng mặt trời PV lắp mái là các giả định làm cơ sở xây dựng kịch bản nguồn phát điện.

Khối lưu đồ hệ số phụ tải, chi phí vận hành bảo dưỡng, hiệu suất, giới hạn công suất, v.v... là các ràng buộc của chi phí phát điện tối ưu.

Và khối dự báo lượng phát thải CO₂ là tham số để tính toán dự đoán lượng phát thải CO₂ của các kịch bản nguồn phát điện.



Hình 2.18. Lưu đồ phương pháp xây dựng kịch bản của luận án

2.3.2.2. Quy trình xây dựng kịch bản

Bước 1: Luận án lựa chọn phương pháp dự báo nhu cầu điện (GWh) theo mô hình kinh tế lượng trên nền tảng hàm sản xuất Cobb – Douglas để tiến hành dự báo nhu cầu điện của Việt Nam đến năm 2030. Mô hình dự báo chi tiết được trình bày tại chương 3 của luận án.

Bước 2: Luận án lựa chọn mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP dự báo nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}) do khả năng tự học và tự điều chỉnh trọng số để cải thiện tính chính xác của kết quả dự báo để dự báo nhu cầu công suất cực đại P_{max} . Chi tiết của phương pháp được trình bày trong chương 3 của luận án.

Bước 3: Phân nhóm đồ thị phụ tải và dự báo đồ thị phụ tải. Luận án sử dụng số liệu đồ thị phụ tải theo giờ của hệ thống điện Việt Nam được thu thập trong 10 năm. Luận án lựa chọn giải pháp sử dụng giải thuật $K_{max} - K_{min}$ kết hợp với sự lựa chọn của chuyên gia để tìm ra các dạng đồ thị đặc trưng của hệ thống điện Việt Nam tại các năm 2006, 2010, 2012, và 2014. Từ đó, sử dụng các dạng đồ thị tương tự nhau để dự báo đồ thị phụ tải trong tương lai.

Bước 4: 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 2030 với cơ cấu nguồn phát điện, chi phí phát điện tối ưu và lượng phát thải khí CO₂ ra môi trường thấp nhất. Các kịch bản được xây dựng dựa trên đặc tính rủi ro và 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 xâm nhập thị trường của công nghệ chiếu sáng LED và các hệ thống năng lượng mặt trời quang điện lắp mái; và (3) Công suất phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo.

Luận án đã sử dụng hàm mục tiêu cấu trúc phát điện tối ưu là tối thiểu tổng chi phí phát điện vào các năm 2020, 2025, và 2030 được trình bày chi tiết tại chương 4 của luận án.

2.4. KẾT LUẬN CHƯƠNG 2

Chương 2 nghiên cứu lần lượt các phương pháp xây dựng kịch bản năng lượng của thế giới như mô hình WEO (IEA), mô hình xây dựng kịch bản năng lượng/điện năng của British Petroleum – BP của Vương quốc Anh, mô hình xây dựng kịch bản nguồn phát điện của các quốc gia có hệ thống điện có sự tương đồng với hệ thống điện Việt Nam như các trường hợp của các quốc gia: Pakistan, Malaysia, Thái Lan và nghiên cứu xây dựng kịch bản quy hoạch phát triển điện lực của Việt Nam. Qua phân tích, nhận thấy các nước Pakistan, Malaysia và Thái Lan đều xây dựng kịch bản nguồn phát điện hướng đến mục tiêu đảm bảo nhu cầu điện năng tiêu thụ cho đất nước và giảm lượng phát thải CO₂ ra môi trường. Các nghiên cứu đã sử dụng kết quả dự báo và các giả định để tiến hành xây dựng kịch bản với số lượng kịch bản được xây dựng từ ba đến năm kịch bản cho mỗi nghiên cứu. Công cụ phổ biến dùng để tính toán xây dựng kịch bản có khác nhau về thương hiệu, tuy nhiên về công năng đều giống nhau và đều là các phần mềm thương mại phổ biến và dễ sử dụng như: LEAP, TIMES, ExSS, v.v... Tuy nhiên, các mô hình kịch bản này chưa xem xét yếu tố đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện. Điều này dẫn đến kết quả các kịch bản nguồn phát điện có vẻ hợp lý nhưng còn có khoảng cách khá lớn khi so với thực tế phát điện.

Điểm nổi bật của phương pháp đề xuất là: (1) Dự báo nhu cầu điện (GWh) theo mô hình kinh tế lượng trên nền tảng hàm sản xuất Cobb – Douglas với việc sử dụng các thông số đầu vào là các số liệu thống kê kinh tế xã hội được công bố rộng rãi; (2) Cấu trúc phát điện tối ưu với chi phí phát điện thấp nhất, ngoài các ràng buộc truyền thống, còn tính tới ràng buộc của đồ thị phụ tải và tính toán lượng giảm phát thải CO₂ ra môi trường.

CHƯƠNG 3. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN

3.1. DẪN NHẬP

Nghiên cứu và xây dựng quy hoạch phát triển điện lực quốc gia cho tương lai nói chung và quy hoạch phát triển nguồn điện có chất lượng tốt và sát với thực tế phát triển kinh tế - xã hội, đảm bảo an ninh năng lượng, sẵn sàng đáp ứng trong các tình huống khẩn cấp của quốc gia, v.v... đòi hỏi quan trọng bậc nhất và đầu tiên là xác định và dự báo nhu cầu sử dụng điện tương đối chính xác. Thực tế, Việt Nam trong nhiều năm qua các quy hoạch phát triển tổng thể điện lực quốc gia chưa đạt hiệu quả như mong muốn, phần lớn có nguyên nhân từ công tác dự báo nhu cầu điện.

Để xây dựng kịch bản nguồn điện phát điện cho Việt Nam hướng đến nền kinh tế carbon thấp tới năm 2030, luận án tiến hành nghiên cứu các mô hình dự báo nhu cầu điện cho Việt Nam bằng các công cụ: Sử dụng mô hình kinh tế lượng trên nền tảng hàm sản xuất Cobb – Douglas để dự báo nhu cầu điện (GWh), sử dụng mạng nơ ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP để dự báo phụ tải đỉnh (P_{max}) và sử dụng giải thuật $K_{max} - K_{min}$ để phân nhóm đồ thị phụ tải, tìm dạng đồ thị phụ tải đặc trưng trong quá khứ và dự báo đồ thị phụ tải giờ cho tương lai. Các kết quả của dự báo là cơ sở để luận án thực hiện xây dựng kịch bản phục vụ cho việc quy hoạch nguồn phát điện Việt Nam đến năm 2030.

3.2. DỰ BÁO NHU CẦU ĐIỆN GWH ĐẾN NĂM 2030

3.2.1. Các phương pháp dự báo điện năng tiêu thụ dài hạn

Các kỹ thuật dự báo phụ tải dài hạn lần đầu tiên được tổng hợp trong nghiên cứu của Moghram và Rahman [43]. Nghiên cứu này sau đó được phát triển trong nghiên cứu của Srinivasan và Lee [44]. Các nhà nghiên cứu này thực hiện phân loại các kỹ thuật dự báo theo tính chất toán học, cấu trúc hàm toán dự báo và công cụ ước lượng [45]. Đến năm 2013, Singh và cộng sự [46] đề xuất phương pháp phân loại các kỹ thuật dự báo phụ tải dài hạn theo hai nhóm: (1) Nhóm các phương pháp dự báo định tính; và (2) Nhóm các phương pháp dự báo định lượng. Trong đó:

- Các phương pháp dự báo định tính thường được các nhà quy hoạch sử dụng để dự báo tương đối. Các phương pháp thông dụng bao gồm phương pháp Delphi, phương pháp lấp đầy đường cong (đồ thị) phụ tải;
- Các phương pháp dự báo định lượng thường là các mô hình phức hợp có hàm lượng các phân tích toán học và số học lớn, các phương pháp này nằm trong các nhóm hồi quy (*regression analysis*), nhóm san bằng số mũ lũy thừa (*exponential smoothing*) và nhóm phân tích Box-Jenkins [44].

Tuy nhiên hiện nay, do số lượng mô hình dự báo rất lớn, cộng với việc áp dụng kỹ thuật kết hợp các mô hình dự báo truyền thống thành các mô hình lai ghép (*hybrid model*) để cải thiện tính chính xác của dự báo dẫn đến khó khăn trong việc liệt kê các mô hình lai ghép này vào các nhóm phương pháp dự báo theo đặc tính kỹ thuật hoặc hàm toán như trên. Do đó, nhóm nghiên cứu của Ghods [47] đã tổ chức phân loại lại các phương pháp dự báo dài hạn thành hai nhóm chính: (1) Nhóm phương pháp tham số (*parametric methods*); và (2) Nhóm phương pháp trí tuệ nhân tạo (*artificial intelligent methods*). Trong đó:

- Nhóm phương pháp tham số khai thác mối quan hệ giữa nhu cầu phụ tải thực tế và các hệ số tác động trực tiếp đến nó và diễn tả mối quan hệ đó bằng các mô hình toán học. Các phương pháp thuộc nhóm này không cần bất cứ thông tin nội tại nào từ hệ thống mà chúng mô phỏng mà chỉ viện dẫn dữ liệu cho phép truy xuất mối quan hệ giữa các dữ liệu quá khứ để dự báo hành vi tương lai. Các kỹ thuật thống kê được sử dụng chủ đạo trong các phương pháp này là thuật toán hồi quy (*Regression*), dự báo theo chuỗi thời gian [48] (*Time-series Prediction*), v.v... Trong số các mô hình truyền thống này, ba mô hình thông dụng nhất là mô hình phân tích xu hướng (*Trend Analysis*), mô hình tiêu thụ (sử dụng) đầu cuối (*End-use model*) và mô hình kinh tế lượng (*Econometric Model*);
- Nhóm các phương pháp trí tuệ nhân tạo sử dụng công cụ máy học để xử lý số liệu, tính toán và dự báo các tập dữ liệu mới bằng kỹ thuật phát triển lặp. Các phương pháp thuộc nhóm này đã được ứng dụng rất phổ biến trong suốt ba thập

kỹ vừa qua, bao gồm: các mô hình mạng nơ-ron (*Neural Network*), máy học định hướng (*Support Vector Machines*), các thuật toán di truyền (*Genetic Algorithms*); logic mờ (*Fuzzy Logics*); hệ chuyên gia (*Expert System*); và các mô hình lai ghép giữa chúng với nhau.

Theo cách phân loại này, các phương pháp dự báo được liệt kê theo đúng bản chất nội tại của chúng, và giúp các nhà quy hoạch dự báo nhu cầu điện dễ dàng lựa chọn phương pháp theo điều kiện thực tế về dữ liệu của họ.

3.2.1.1. Phương pháp dự báo nhu cầu điện dài hạn theo tham số

a. Phương pháp sử dụng mô hình tiêu thụ đầu cuối (*End-use Model*)

Mô hình thông tin tiêu thụ đầu cuối trực tiếp ước lượng công suất điện tiêu thụ của một công trình, hoặc một khu vực thông qua các dữ liệu thông tin mở rộng về tiêu thụ của người dùng như số lượng thiết bị điện, tần suất và thói quen hành vi tiêu thụ điện của người dùng, quy mô công trình, các đặc điểm về người dùng như tuổi tác, nghề nghiệp, thu nhập, giới tính, v.v... Tất cả các thông tin này được tập hợp và đưa vào mô hình thống kê, tích hợp các thông số động về tỷ lệ tăng trưởng, rủi ro thay đổi, v.v... tương ứng với từng đối tượng để làm cơ sở dự báo cho tương lai.

Phương pháp này đòi hỏi phải phân loại các đối tượng tiêu thụ điện để độ tin cậy của thông tin đầu vào và dự báo ngõ ra được chính xác hơn. Ghods và cộng sự [47] phân chia đối tượng tiêu thụ điện thành ba nhóm: (1) Nhóm dân dụng; (2) Nhóm thương mại; và (3) Nhóm công nghiệp. Tuy nhiên, đã có một số nghiên cứu về sau có đề xuất cần phân chia thành nhiều nhóm đối tượng hơn nữa (ví dụ: nhóm nông nghiệp, nhóm giao thông, v.v...) vì đặc tính nhu cầu tiêu thụ điện của các nhóm này khác nhau đáng kể [49].

Các phương pháp xây dựng theo mô hình tiêu thụ đầu cuối này được chia thành hai loại theo cấu trúc phân tầng của thông tin dữ liệu trong hệ thống: (1) Phương pháp top-down (từ trên xuống); và (2) Phương pháp bottom-up (từ dưới lên). Trong đó:

- Phương pháp top-down thực hiện thu thập thông tin tác động đến nhu cầu tiêu thụ điện của hệ thống và dự báo nhu cầu điện. Sự thay đổi về cấu hình tiêu thụ của phương pháp top-down được quy về các biến ngoại vi như các số liệu về khí hậu, thủy văn, các chỉ số về kinh tế vĩ mô (GDP, thu nhập, tỷ giá), hoặc số liệu kỹ thuật của hệ thống. Dựa trên các thông số đó, mô hình thực hiện nội suy giá trị nhu cầu tiêu thụ trong tương lai;
- Phương pháp bottom-up thì ngược lại khi xem xét đến nhu cầu thực tế của từng đối tượng tiêu thụ điện trong hệ thống. Sau đó thực hiện tổng hợp nhu cầu, tích hợp các hệ số rủi ro và các hệ số cơ hội để dự báo nhu cầu tiêu thụ trong tương lai. Phương pháp này hiện được quan tâm và sử dụng nhiều hơn vì tính chính xác cao và có sự tương tác trực tiếp với hành vi người dùng; đồng thời phương pháp này cũng dễ dàng thích ứng và cập nhật trong trường hợp cấu hình hệ thống thay đổi, hoặc xuất hiện các thay đổi liên quan đến công nghệ, chính sách, sự cố, v.v... trong hệ thống. Trong khi đó, phương pháp top-down thì phụ thuộc hoàn toàn vào thông tin lịch sử và khó cập nhật những thay đổi nội tại của hệ thống [48].

Về mặt lý thuyết thì các dự báo được thực hiện bởi phương pháp mô hình tiêu thụ đầu cuối đều có độ tin cậy và tính chính xác cao. Tuy nhiên, trong thực tế thì do phụ thuộc quá lớn từ số lượng và chất lượng của dữ liệu tiêu thụ cuối cùng nên nếu dữ liệu không đầy đủ, hoặc độ tin cậy dữ liệu không cao thì tính chính xác của mô hình cũng không còn. Đây là nhược điểm đầu tiên của phương pháp này [50]. Ngoài ra, nhược điểm thứ hai của các mô hình này là một nhược điểm khách quan, khi công nghệ tiết kiệm năng lượng phát triển hoặc hành vi người dùng thay đổi theo hướng tiết kiệm năng lượng, hoặc giá năng lượng giảm thì mối quan hệ giữa điện năng tiêu thụ và phụ tải tiêu thụ sẽ bị tác động làm cho thay đổi kết quả dự báo và giảm độ tin cậy [51].

b. Phương pháp sử dụng mô hình kinh tế lượng (Econometric Model)

Xuất phát từ lý luận ban đầu rằng tất cả sự thay đổi trong nền kinh tế đều kéo theo sự thay đổi về nhu cầu tiêu thụ điện, các mô hình kinh tế lượng được xây dựng bằng cách kết hợp các lý thuyết kinh tế và các kỹ thuật thống kê lại với nhau để dự báo nhu cầu sử dụng điện của một đối tượng, một khu vực, hoặc một quốc gia nào đó. Hay nói cách khác, phương pháp này ước lượng nhu cầu điện dựa vào mối quan hệ giữa biến độc lập là điện năng tiêu thụ và các yếu tố kinh tế tác động lên nó. Công cụ ước lượng thường được sử dụng là phương pháp chuỗi thời gian và phương pháp bình phương tối thiểu.

Ưu điểm lớn nhất của phương pháp này là khả năng cung cấp thông tin chi tiết về nhu cầu tiêu thụ trong tương lai ở nhiều kịch bản khác nhau tùy vào số lượng biến số đưa vào mô hình để ước lượng. Tuy nhiên, nhược điểm của mô hình dự báo kinh tế lượng là không xét đến sự thay đổi về cấu trúc hệ thống điện. Cụ thể là các mô hình dự báo kinh tế lượng thường sử dụng giả thiết rằng cấu trúc hệ thống điện hoàn toàn không thay đổi trong suốt khoảng thời gian dự báo, hoặc không thay đổi so với các giai đoạn trước đó. Nhược điểm này có thể gây ra sai số đáng kể trong trường hợp giá điện thay đổi ở biên độ lớn khiến hành vi tiêu thụ của người dùng thay đổi, hệ số co giãn của hệ thống điện cũng vì thế mà bị thay đổi đáng kể trong khi hệ số co giãn tại mô hình được giữ nguyên [51].

c. Mô hình phân tích xu hướng (trend analysis model)

Phương pháp này thực hiện mở rộng hoặc nội suy tỷ lệ tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện trong quá khứ vào tương lai. Phương pháp này được đánh giá là phương pháp đơn giản nhất trong dự báo, có tính chất tương tự với phương pháp tuyến tính hóa đồ thị; và có thể được thực hiện bằng nhiều công cụ từ đơn giản đến phức tạp, từ thủ công bằng tay đến lập trình trên máy tính hoặc phần mềm.

Các kết quả dự báo được thực hiện từ các mô hình này thường không thể lý giải được nguyên nhân dẫn đến sự thay đổi về nhu cầu tiêu thụ điện trong tương lai vì mô

hình hoàn toàn không xét đến các yếu tố thay đổi có thể xảy ra do sự phát triển ở tương lai. Vấn đề này dẫn đến nhược điểm đầu tiên của phương pháp này là độ tin cậy thấp, tính chính xác không cao. Nhược điểm thứ hai của mô hình phân tích xu hướng là không thể xây dựng nhiều kịch bản dự báo từ một đường xu hướng. Nhược điểm cuối cùng của mô hình là không thể hiện được sự thay đổi do mối tương quan giữa giá điện và chính sách tiêu thụ của quốc gia lên nhu cầu tiêu thụ điện. Tuy vậy, đây lại là phương pháp đơn giản nhất, nhanh nhất và ít tốn kém nhất, có thể hỗ trợ nhà quy hoạch đưa ra nhận định hoặc dự báo tức thời [47].

3.2.1.2. Phương pháp dự báo nhu cầu theo trí tuệ nhân tạo

a. Phương pháp sử dụng mạng nơ-ron nhân tạo (ANNs)

Mạng nơ-ron nhân tạo là các mô hình được xây dựng để mô phỏng lại cách hoạt động của não bộ con người. Tương ứng với một hoặc nhiều dữ liệu đầu vào, bằng cách trao đổi và kết nối nhiều dạng thông tin và sự kiện liên quan đến nguồn dữ liệu đầu vào đó, não bộ con người (hoặc mô hình) sẽ đưa ra kết quả hoặc kết luận cuối cùng về một yêu cầu bất kỳ. Với tác dụng đó, mạng nơ-ron nhân tạo được ứng dụng rộng rãi trong các bài toán hệ thống điện như: bài toán quy hoạch và thiết kế hệ thống điện, điều khiển hệ thống điện, phân tích hệ thống điện, bảo vệ hệ thống điện, dự báo phụ tải, phân tích an ninh năng lượng và chẩn đoán lỗi; trong đó ứng dụng để dự báo phụ tải, phân tích an ninh năng lượng và chẩn đoán lỗi là phổ biến nhất. Khả năng mô phỏng các mối quan hệ phi tuyến phức tạp của ANNs là lý do khiến ANNs được ứng dụng ngày càng rộng rãi trong lĩnh vực dự báo phụ tải. Tuy nhiên, hầu hết các mạng nơ-ron nhân tạo chỉ được ứng dụng để dự báo phụ tải ngắn hạn [52, 53]. Chỉ vài trường hợp được triển khai ứng dụng để dự báo nhu cầu phụ tải dài hạn như nghiên cứu của Kermanshahi và Iwamiya [54], Ghanbari và cộng sự [55], Hobbs và cộng sự [56], Shrivastava và Misra [57].

Nhiệm vụ quan trọng khi phát triển một mô hình dự báo phụ tải dài hạn là phải tích hợp được các chương trình vòng lặp xử lý dữ liệu vào hàm mục tiêu để cải thiện sai số của dự báo; hay nói cách khác là làm tăng độ chính xác của kết quả dự báo. Các

chương trình xử lý quan trọng bao gồm: (1) Vòng lặp xử lý số lượng dữ liệu cần dùng cho chương trình huấn luyện và kiểm tra; (2) Các phép biến đổi dữ liệu trên đối tượng là dữ liệu lịch sử; (3) Các vòng lặp xây dựng đặc tính cấu trúc của mạng; (4) Phép xác định điểm dừng tối ưu trong thuật toán huấn luyện ANNs; và (5) chương trình xử lý các trọng số sử dụng trong các dự báo kết hợp [52].

Thông thường thì việc xây dựng một cấu trúc mạng nơ-ron sẽ bao gồm việc xây dựng mô hình, kích thước mô hình, số lượng nơ-ron sử dụng. Kết quả ngõ ra của một mạng nơ-ron bất kỳ được thể hiện dưới dạng tổng quát như sau:

$$Y_i = \sum_{i=1}^n W_i \cdot X_i \quad (3.1)$$

Trong đó:

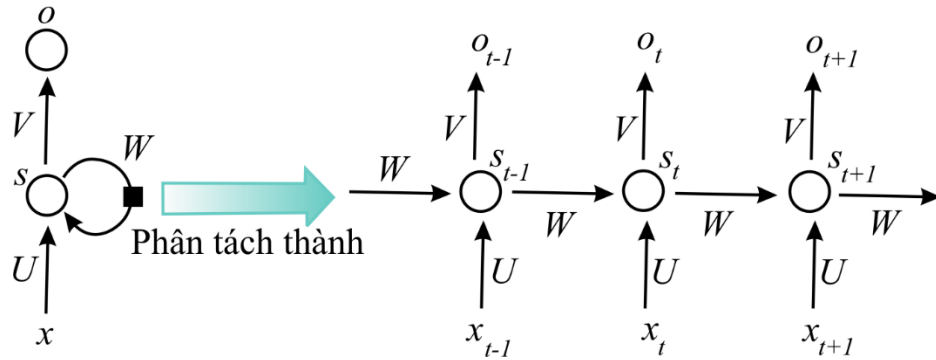
- X_i : dữ liệu ngõ vào với $i = 1, 2, \dots, n$;
- W_i : trọng số tương ứng với dữ liệu ngõ vào; và
- Y_i : dữ liệu hoặc kết quả ngõ ra của mô hình;

Từ trước đến nay, dữ liệu nghiên cứu của thế giới ghi nhận ba mô hình mạng nơ-ron được sử dụng để dự báo nhu cầu phụ tải điện dài hạn, bao gồm: (1) Mạng nơ-ron hồi quy (*Recurrent Neural Network – RNN*); (2) Mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược (*Feed-Forward Back Propagation – FFBP*); và Mạng nơ-ron với hàm cơ sở xuyên tâm (*Radial Basis Function Network – RBF*).

– Mạng nơ-ron hồi quy RNN

- + Mạng nơ-ron hồi quy (RNN) là loại mạng chỉ chứa một vòng lặp bên trong nó cho phép mô hình lưu giá trị đã được xử lý bằng thuật toán trước đó để sử dụng như là dữ liệu đầu vào của vòng lặp tiếp theo. Nói cách khác, có thể xem một mạng nơ-ron hồi quy là một chuỗi các mạng nơ-ron con độc lập có cấu trúc giống nhau, và mỗi mạng con đó sẽ truyền thông tin mà nó vừa xử lý cho lớp mạng con phía sau nó. Mô hình tổng quát của mạng nơ-ron hồi quy và phân tích của nó được thể hiện ở Hình 3.1.

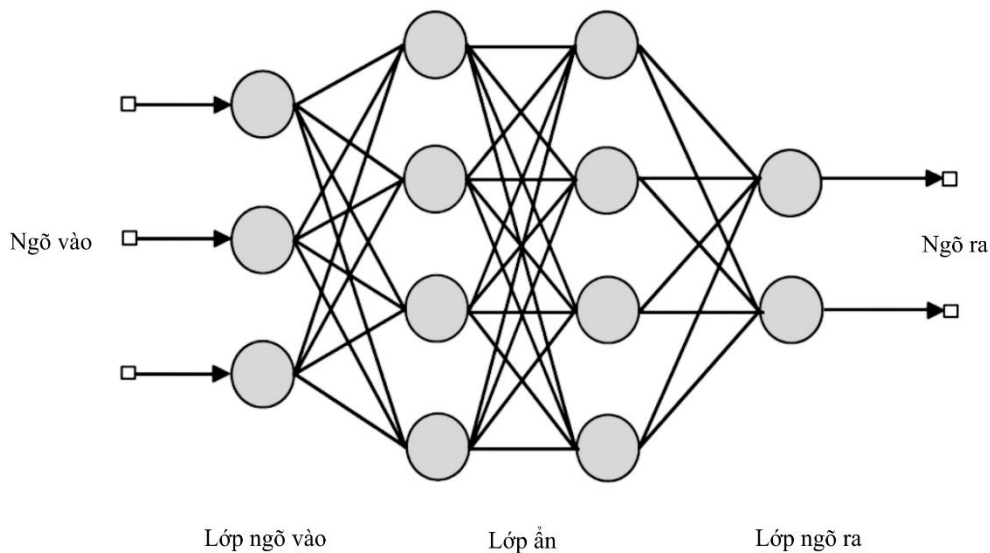
- + Mạng RNN thường được ứng dụng để dự báo nhu cầu phụ tải của hệ thống điện bằng cách học và lưu thông tin về nhu cầu trong quá khứ để đưa vào thuật toán xử lý, dự báo cho nhu cầu phụ tải trong tương lai.



Hình 3.1. Mô hình tổng quát của mạng nơ-ron hồi quy và lý giải mô hình [58]

- + Bằng cách cải tiến thuật toán xử lý của mạng, các nhà khoa học đã phát triển nhiều cấu trúc mạng RNN khác nhau, trong đó được biết đến nhiều nhất là cấu trúc Jordan RNN và Elman RNN. Cấu trúc mạng Jordan RNN chỉ đơn thuần kết nối thông tin phản hồi từ ngõ ra về ngược lại ngõ vào; trong khi cấu trúc mạng Elman RNN sử dụng nhiều nơ-ron bổ sung tạo thành nhiều lớp ẩn để lưu thông tin trước khi truyền ngược về ngõ vào. Các nơ-ron bổ sung đó được gọi là các nơ-ron trạng thái hoặc các nơ-ron tạm thời, có nhiệm vụ lấy thông tin từ vòng lặp phía trước, tiến hành xử lý và phối hợp với các thông tin dự báo khác rồi gửi gói thông tin kết hợp đó vào vòng lặp tiếp theo.
- + Nhược điểm của RNN là sai số lũy kế của dự báo sẽ càng tăng nếu khoảng thời gian dự báo càng lớn. Do đó, mô hình RNN thường được sử dụng để dự báo phụ tải cho khoảng thời gian dưới một (01) năm.
- **Mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP**
 - + Thông thường các nơ-ron trong mạng kết hợp với nhau từng đôi một theo một chiều duy nhất từ ngõ vào, qua các lớp ẩn (nếu có) đến ngõ ra. Kiểu kết nối này giúp cho các nơ-ron phía sau nhận tín hiệu từ tất cả các nơ-ron phía trước mà không cần phải suy luận logic ngược lại. Đây là kiểu kết nối lan truyền tiến (feed-forward). Tuy nhiên, trong quá trình xử lý thông tin sẽ xảy ra các lỗi xử

lý gây sai số cho thông tin ngõ ra. Vì vậy, quá trình huấn luyện và học của mạng nơ-ron sẽ hỗ trợ tìm kiếm thông tin lỗi để xử lý tối ưu thông tin lỗi đó. Trong mạng nơ-ron, các thông tin sẽ được mã hóa dưới dạng các hàm số; khi có hàm số lỗi, phương pháp tối ưu hóa hàm số lỗi đó là tính đạo hàm để ước lượng khoảng giá trị nghiệm. Thuật toán lan truyền ngược của mạng nơ-ron thực chất là giải thuật tính đạo hàm của hàm lỗi theo quy tắc chuỗi đạo hàm của hàm hợp; thực hiện phép tính ngược đạo hàm để thu được đạo hàm theo tất cả các tham số cùng một lúc. Cấu trúc và nguyên lý của mạng FFBP được mô hình hóa như Hình 3.2.



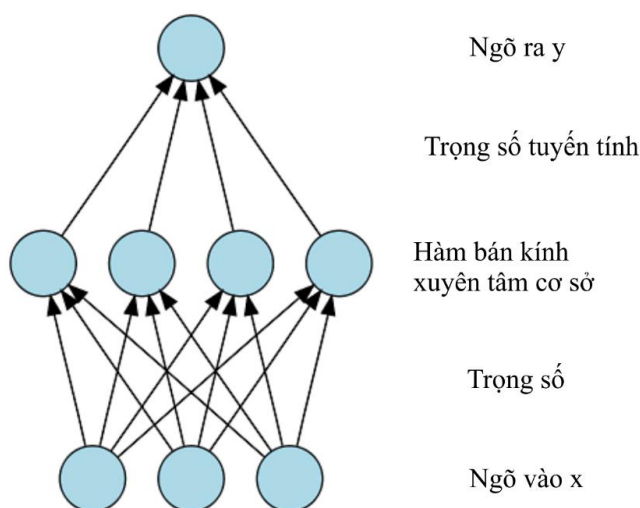
Hình 3.2. Mô hình tổng quát của mạng nơ-ron FFBP và lý giải mô hình [59]

+ Mạng FFBP là mô hình được sử dụng phổ biến nhất trong các mô hình dự báo nhu cầu phụ tải của hệ thống điện ở nhiều quốc gia trên thế giới do khả năng tự động tối ưu hóa thông tin lỗi ngõ vào; đặc biệt là đối với các quốc gia có những điều kiện không thuận lợi về thu thập dữ liệu hoặc dữ liệu không chính xác. Ngoài ra, khả năng ghi nhớ các thông tin đã xử lý lỗi trước đó để dự báo trong các vòng lặp sau của mô hình giúp cho các dự báo về sau được chính xác hơn, đỡ mất thời gian xử lý lại dữ liệu lỗi ban đầu. Đây là lý do mà mạng FFBP được ứng dụng cho các dự báo dài hạn, có độ dài dự báo lớn hơn 1 năm.

– **Mạng nơ-ron với hàm cơ sở xuyên tâm RBF**

- + Hàm bán kính xuyên tâm cơ sở áp dụng lý thuyết xấp xỉ để dự báo một hàm số chưa biết dựa trên mối quan hệ đã biết hoặc xấp xỉ giữa các thông tin vào – ra biểu diễn hàm đó. Phương pháp này phù hợp để dự báo hoặc nhận dạng các mô hình phi tuyến, điển hình là nhu cầu phụ tải điện.
- + Về lý thuyết, mạng RBF là một mạng nơ-ron có ba (03) lớp với một lớp ẩn. Số lượng lớp ẩn có thể thay đổi tùy theo đặc điểm, yêu cầu của dự báo và dữ liệu đầu vào. Nhiệm vụ của các lớp ẩn là nhận thông tin từ các nơ-ron lớp ngõ vào xử lý thông tin bằng các thuật toán xấp xỉ để đưa ra thông tin dự báo sơ bộ trước khi đưa thông tin đó vào các nơ-ron phía sau. Nói cách khác, mỗi nơ-ron trong lớp ẩn sẽ đưa ra một giá trị vô hướng đến các nơ-ron ở lớp đầu ra, các nơ-ron ở lớp đầu ra sẽ cộng các vector vô hướng đầu vào của nó để tạo ra thông tin đầu ra của mạng. Vì thế, thuật toán xử lý chính của mạng RBF được biểu diễn dưới dạng Euclidean giữa vector đầu vào và tâm của nơ-ron xử lý.
- + Để một nơ-ron lớp ẩn đối xứng qua bán kính của nơ-ron ngõ ra thì nơ-ron đó phải có đủ ba thành phần:
 - Tâm: là một vector trong không gian ngõ vào và thường được lưu trữ trong vector trọng số từ lớp ngõ vào đến nơ-ron;
 - Khoảng cách đo là khoảng cách từ nơ-ron tâm đến vector ngõ vào. Thông thường khoảng cách này là khoảng cách đo Euclidean chuẩn;
 - Hàm truyền: là hàm xác định thông tin ngõ ra của nơ-ron xử lý bằng cách tạo ánh xạ ngõ ra của hàm khoảng cách. Hay nói cách khác, ngõ ra của một nơ-ron là một hàm số thể hiện khoảng cách giữa một vector ngõ vào và tâm.
- + Mô hình mạng RBF được thể hiện như Hình 3.3. Trong thực tế, mạng RBF được sử dụng để dự báo nhu cầu phụ tải của một hệ thống điện do tốc độ hội tụ nhanh; tốc độ dự báo nhanh hơn mạng FFBP do không dùng thuật toán lan truyền ngược để xử lý sai số. Tuy nhiên, mạng RBF lại có xác suất mất thông tin cao do khả năng tổng hợp thông tin thấp, đặc biệt là khi mạng có số lượng tâm quá lớn sẽ dẫn đến tình trạng tổng hợp nhầm thông tin; đồng thời nếu tập

dữ liệu đầu vào có độ chính xác thấp thì kết quả ngõ ra sẽ có sai số lớn. Do đó, mạng RBF thường được sử dụng để dự báo ban đầu hoặc tham chiếu.



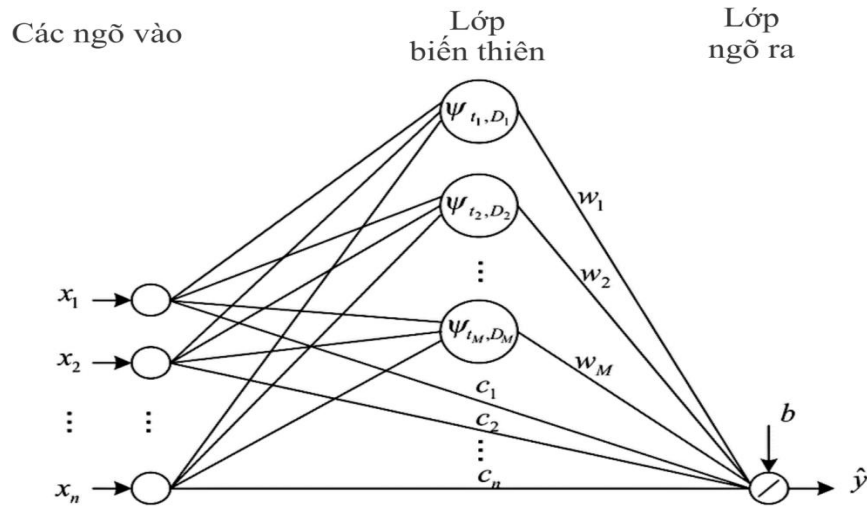
Hình 3.3. Mô hình tổng quát của mạng RBF [60]

b. Mạng Wavelet

Mạng Wavelet đã được ứng dụng rộng rãi trong dự báo nhu cầu phụ tải trên thế giới và Việt Nam. So với các phương pháp dự báo nhu cầu phụ tải truyền thống thì mạng Wavelet được đánh giá ưu việt hơn vì mạng cung cấp giải thuật mạnh mẽ và linh hoạt để phân tích dữ liệu phụ tải thành các tần số khác nhau, khiến cho việc phân tích đặc tính của từng thành phần được dễ dàng hơn và nâng cao tính chính xác của dự báo. Cấu trúc của mạng Wavelet được mô hình hóa trong Hình 3.4, có thể thấy cấu trúc này rất giống với cấu trúc của mạng nơ-ron đa lớp [61].

Ưu điểm lớn nhất của mạng Wavelet là không làm tăng thời gian xử lý dữ liệu ngõ vào mặc dù độ chính xác của mô hình này cao hơn so với mạng nơ-ron đa lớp; đồng thời khả năng phân tích đa phân giải của mạng Wavelet là công cụ rất ưu việt trong dự báo xấp xỉ gần đúng. Tận dụng thế mạnh này, một mô hình mới được phát triển để sử dụng trong dự báo phụ tải dài hạn là mô hình kết hợp logic mờ và mạng nơ-ron Wavelet; trong đó hàm số truy xuất nơ-ron là cơ sở của hàm Wavelet phi tuyến. Sự

kết hợp này khắc phục được các nhược điểm của tập huấn luyện đơn lẻ của các luật mờ và cải thiện đáng kể tốc độ và tính chính xác của dự báo [62].



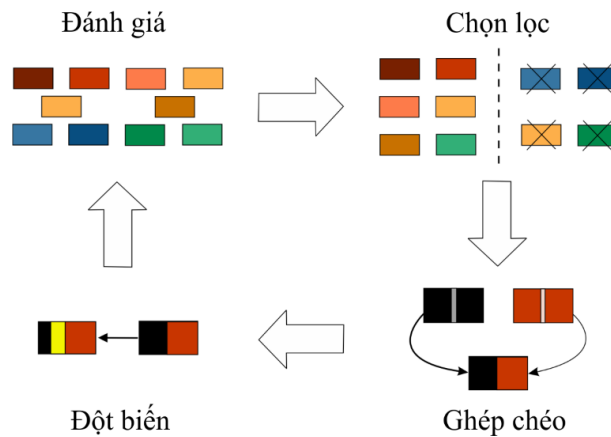
Hình 3.4. Mô hình cấu trúc của mạng Wavelet [61]

Một mô hình kết hợp khác cũng được phát triển từ mạng nơ-ron nhân tạo và mạng Wavelet được gọi là mạng nơ-ron Wavelet để dự báo nhu cầu phụ tải dài hạn; trong đó hàm số truy xuất nơ-ron là cơ sở của hàm biến thiên thời gian phi tuyến. Cũng tương tự như mạng Wavelet logic mờ, mạng nơ-ron Wavelet có khả năng khắc phục được nhược điểm của tập huấn luyện đơn lẻ của mạng ANN và cải thiện đáng kể tốc độ và tính chính xác của mô hình dự báo [63].

c. Các thuật toán/giải thuật di truyền (Genetic Algorithms - GA)

Giải thuật di truyền GA là giải thuật học máy thực hiện dò tìm giá trị ngẫu nhiên theo nguyên lý tiến hóa tự nhiên. Phương pháp này thực hiện cơ chế chọn lọc và di truyền tự nhiên bằng cách kết hợp các nguyên tắc “mẫu di truyền thích hợp nhất”, chọn lọc tự nhiên, đánh giá song song và nguyên lý dò tìm giá trị điểm thích hợp trong không gian khảo sát (quần thể). Nói cách khác, thay vì giải một bài toán theo phương pháp truyền thống là xây dựng các giả thiết từ tổng quát đến chi tiết, áp dụng vào hàm số bất kỳ để tìm giá trị nghiệm thì thuật toán GA sử dụng phương pháp cập nhật liên tục tập hợp các giả thiết bằng cách chọn lọc và thay thế một vài giả thiết của

tập hợp bởi thể hệ con của các giả thiết tốt nhất của thế hệ đang xét. Phương pháp luận của giải thuật được mô hình hóa như Hình 3.5.



Hình 3.5. Mô hình thuật toán di truyền [64]

Giả thiết tốt nhất của thế hệ đang xét hay còn gọi là giả thiết phù hợp là giả thiết dẫn đến kết quả dự báo có độ chính xác cao nhất trong tập dữ liệu. Trong mỗi lần tự cập nhật, GA sử dụng một hàm phù hợp (*fitness function*) để đánh giá từng giả thiết trong tập hợp và lựa chọn các giả thiết tốt nhất. Một vài giả thiết trong tập hợp được chọn sẽ được chuyển vào thế hệ sau một cách nguyên vẹn; các giả thiết không được chọn sẽ được ghép chéo (*crossover*) để gây đột biến (*mutation*).

Trong lĩnh vực hệ thống điện, GA đã được ứng dụng thành công ở nhiều lĩnh vực khác nhau như giải các bài toán xác định lưu lượng tải, phát hiện lỗi, phân tích độ ổn định, các bài toán điều khiển hệ thống điện và dự báo nhu cầu phụ tải. Ưu điểm lớn nhất của giải thuật này trong lĩnh vực hệ thống điện là khả năng tự điều chỉnh độ chính xác của các mô hình mô phỏng mềm, tự khắc phục tính không chắc chắn, điều chỉnh phi tuyến và xử lý tính thủ công của dữ liệu. Để dự báo nhu cầu phụ tải của hệ thống điện, GA sử dụng hàm số dự báo như sau:

$$P(t) = a_0 + \sum_{i=1}^n a_i \cdot t^i + r(t) \quad (3.2)$$

Trong đó:

- $P(t)$: giá trị nhu cầu phụ tải đỉnh tại thời điểm t ;
- a_0, a_1 : hệ số hồi quy liên quan đến nhu cầu phụ tải $P(t)$ tại thời điểm t ;
- $r(t)$: phần tải dư tại năm t hoặc có thể hiểu là sai số dự báo của hàm;

Để tăng tốc độ hội tụ của vòng lặp và giảm sai số tuyệt đối của dự báo, El-Naggar và Al-Rumaih (2005) đã xây dựng một hàm phù hợp (fitness function) cho giải thuật GA như sau:

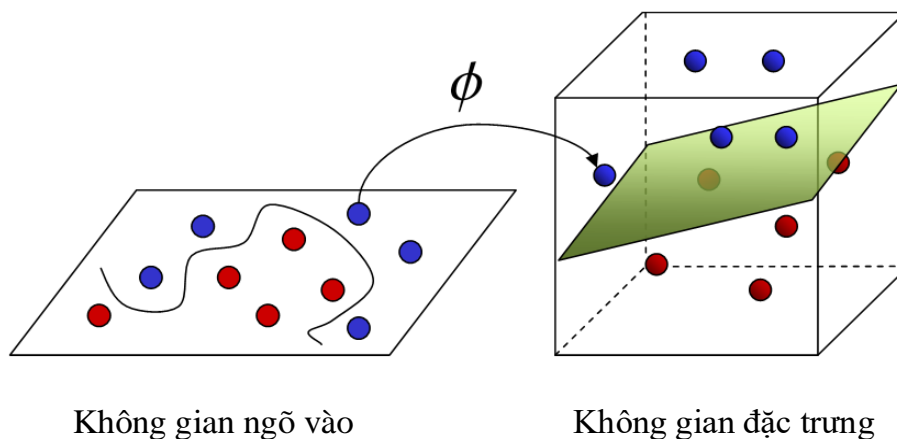
$$ff = \frac{1}{1 + k \cdot \sum_{k=1}^m |r(t)|} \quad (3.3)$$

Trong đó, k là hằng số tỉ lệ.

Yêu cầu quan trọng của giải thuật GA là cố gắng giữ giá trị sai số $r(t)$ nằm trong một giới hạn chấp nhận được. Nghĩa là phải xây dựng một giới hạn hợp lý cho $r(t)$ để đảm bảo giá trị dự báo là chính xác nhất.

d. Thuật toán Support Vector Machine (SVM)

SVM là thuật toán giám sát có khả năng phân loại hoặc đệ quy dữ liệu. Tuy nhiên, SVM chủ yếu sử dụng để phân loại hoặc phân lớp dữ liệu. Support vectors là các đối tượng hoặc dữ liệu được đặt trên một đồ thị tọa độ quan sát, SVM là giải thuật xây dựng đường biên tách biệt hai lớp đối tượng đó (xem Hình 3.6).



Hình 3.6. Mô hình thuật toán SVM [65]

Dự báo bằng SVM cho độ chính xác khá tốt đối với các tập dữ liệu có tính liên tục, một số nhà khoa học khẳng định SVM dễ áp dụng hơn mạng nơ-ron thông thường vì SVM dự báo dựa trên nguyên lý tối giản rủi ro cấu trúc (SRM) thay vì nguyên lý tối giản rủi ro thực nghiệm thường được dùng ở hầu hết các mô hình mạng nơ-ron truyền thống. Khi áp dụng để dự báo nhu cầu phụ tải điện, giả sử có một tập dữ liệu quá khứ có dạng $G = \{(x_i, a_i)\}_{i=1}^N$ trong đó x_i là vector ngõ vào; a_i là giá trị thực tế và N là tổng số mẫu dữ liệu, SVM sẽ xử lý tập dữ liệu này bằng hàm hồi quy:

$$f = g(x) = w_i \cdot \Psi_i(x) + b \quad (3.4)$$

Trong đó $\Psi_i(x)$ là đặc tính ngõ vào; w_i, b là các hệ số được ước lượng bằng cách tối thiểu hóa hàm rủi ro 3.5.

$$r(C) = C \cdot \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \Gamma_{\varepsilon}(a_i, f_i) + \frac{1}{2} \|\omega\|^2 \quad (3.5)$$

Trong đó:

- C, ε : các thông số mô tả hệ thống, được xác định bởi người mô phỏng;
- $\Gamma_{\varepsilon}(a, f)$: hàm số mất mát của hệ thống;
- $\frac{1}{2} \|\omega\|^2$: toán tử đo độ phẳng của hàm số;

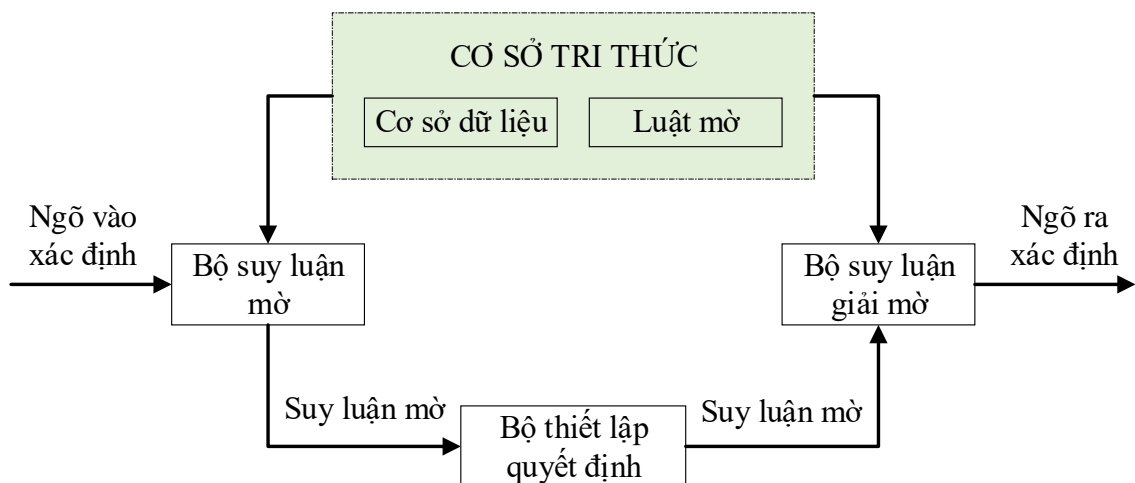
Sau đó, kết hợp với thuật toán di truyền GA để thực hiện chọn lọc dữ liệu và lựa chọn dữ liệu thích hợp để dự báo cho tương lai. Ưu điểm vượt trội của mô hình kết hợp này là khả năng mô hình hóa phi tuyến, dễ dàng xử lý và phân loại các đồ thị phụ tải điện khác nhau, tối thiểu hóa rủi ro hệ thống, và tối thiểu hóa sai số huấn luyện. Do đó, mô hình này được ứng dụng rộng rãi đối với các trường hợp phân loại và dự báo bằng đồ thị phụ tải điện.

e. Mô hình Logic mờ (Fuzzy Logic)

Lý thuyết mờ được giới thiệu lần đầu tiên vào năm 1965 bởi giáo sư Lotfi Zadeh, được kiểm định tính khoa học và hoàn thiện tại Châu Âu năm 1980 và được ứng dụng trong thực tế lần đầu tiên tại Nhật Bản năm 1985. Logic mờ hiện nay đã trở thành

công nghệ chuẩn và được ứng dụng trong nhiều lĩnh vực, trong đó chủ yếu là các lĩnh vực phân tích dữ liệu rời rạc và dữ liệu không chính xác trong thế giới thực.

Các lĩnh vực dự báo cho hệ thống điện sử dụng các hệ thống điều khiển mờ, trong đó một tập hợp các luật mờ được quy định để mô tả các thông số hoặc tính chất của hệ thống. Các luật mờ này được xây dựng dựa trên các quy luật ngẫu nhiên của tập dữ liệu trong quá khứ [66, 67]. Nói cách khác, người ta có thể xây dựng một mô hình thuật toán logic mờ để chuyển đổi một dạng ngôn ngữ hoặc thông tin nào đó thành một dạng giá trị hoặc thông tin khác dựa vào kinh nghiệm chuyên gia hoặc quy luật dữ liệu quá khứ. Để làm được điều đó thì thông thường một hệ thống logic mờ có cấu trúc cơ bản bao gồm 4 bộ phận: (1) Bộ mã hóa tín hiệu mờ; (2) Cơ sở dữ liệu tri thức; (3) Giao diện (không gian) mờ; và (4) Bộ giải mã tín hiệu mờ (xem Hình 3.7).



Hình 3.7. Sơ đồ khối của hệ thống logic mờ [68]

Để cải thiện độ chính xác của kết quả dự báo, các luật mờ thường được kết hợp với các giải pháp mạng nơ-ron để nâng cao hiệu quả huấn luyện. Giải pháp này có thể tối ưu hóa ưu điểm của hai phương pháp khi tận dụng được khả năng khái quát hóa của ANN và khả năng nội suy mờ của logic mờ. Nhờ đó, tính chính xác của dự báo, đặc biệt là các dự báo dài hạn được cải thiện rất đáng kể.

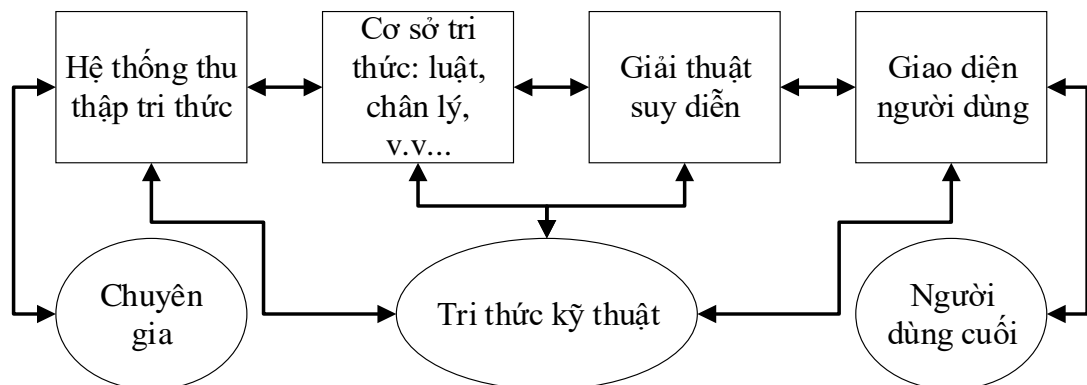
Phụ tải trên hệ thống điện bị ảnh hưởng rất lớn bởi các hệ số không chắc chắn khác nhau, nếu sử dụng các phương pháp thông thường thì khó định lượng được ảnh hưởng

của chúng và kết quả dẫn đến là sai số rất lớn. Ngược lại, nếu sử dụng các luật điều khiển mờ, có thể dựa vào các hệ số quan hệ (hay còn gọi là các toán tử logic) để kết hợp nhiều hệ số ảnh hưởng thành một trước khi đưa vào mô hình dự báo. Việc triển khai các toán tử logic này cũng là cách thức để tăng nhanh tốc độ xử lý thuật toán của các mô hình dự báo lai ghép này.

Hiện nay, nghiên cứu để lai ghép logic mờ với các giải thuật khác để dự báo nhu cầu phụ tải dài hạn đang là xu hướng được quan tâm trong giới khoa học quốc tế, đặc biệt là tại các quốc gia đang phát triển và các khu vực có mức biến động ảnh hưởng đến nhu cầu tiêu thụ năng lượng lớn (hệ số không chắc chắn trong tương lai cao).

f. Hệ chuyên gia

Hệ chuyên gia là hệ thống chương trình máy tính chứa cơ sở thông tin tri thức và quá trình suy diễn thông tin về một lĩnh vực chuyên môn đặc biệt mà đòi hỏi phải giải quyết vấn đề ở cấp độ và góc nhìn chuyên gia. Đây là một trong những phương pháp được ứng dụng nhiều nhất của trí tuệ nhân tạo; đã được chứng minh tính chính xác và hiệu quả ứng dụng trong hầu hết các lĩnh vực. Các ứng dụng phổ biến của hệ chuyên gia bao gồm: (1) Thu thập và phân tích dữ liệu; (2) Chẩn đoán lỗi hệ thống; (3) Phân tích cấu trúc của các vật thể phức tạp; (4) Dự báo dữ liệu tương lai; và (5) Xây dựng kịch bản nhân – quả của hoạt động hoặc quy trình. Cấu trúc cơ bản và cơ chế vận hành của một hệ chuyên gia được mô hình hóa như Hình 3.8.



Hình 3.8. Cơ chế vận hành hệ chuyên gia [69]

Theo cơ chế vận hành ở Hình 3.8, một hệ thống thu thập dữ liệu (*knowledge acquisition system*) sẽ lưu trữ các tri thức chuyên gia, thực hiện xử lý, chọn lọc và chuyên hóa thành cơ sở tri thức gồm các luật, mệnh đề logic, và giải thuật kinh nghiệm để xử lý vấn đề (*knowledge base of rules*). Dựa trên hệ cơ sở các tri thức trên, các giải thuật suy diễn (*inference engine*) tiến hành chọn lọc để quyết định các luật phù hợp với yêu cầu bài toán và thực hiện các luật đó theo thứ tự ưu tiên và đưa ra kết quả ở giao diện người dùng (*user interface*).

Trong lĩnh vực hệ thống điện, các phương pháp dự báo nhu cầu phụ tải dài hạn cổ điển thường chỉ hiệu quả trong trường hợp dự báo cho các hệ thống có tốc độ phát triển đều hoặc theo quy luật cơ bản. Khi gặp phải các sự cố đặc biệt hoặc các biến số rủi ro không lường trước có thể khiến tốc độ tăng trưởng tự nhiên của hệ thống bị biến động lớn, hoặc các biến cố lặp đi lặp lại nhưng khó nhận diện trong các mô hình dự báo truyền thống thì hệ chuyên gia là giải pháp cần thiết. Hệ chuyên gia có thể lưu trữ các thông tin tri thức liên quan đến các biến số hệ thống quan trọng đã được xác định bằng kinh nghiệm của các chuyên gia nghiên cứu trước đó, và xác định mức độ ảnh hưởng của chúng theo thứ tự ưu tiên; trên cơ sở đó xây dựng các luật ràng buộc áp đặt lên các biến số này và tiếp tục lưu trữ trong cơ sở dữ liệu kinh nghiệm để lựa chọn phương pháp dự báo phù hợp nhất. Thông thường các luật ràng buộc nêu trên có thể được chia thành hai nhóm: (1) Luật tĩnh; và (2) Luật động.

- Luật tĩnh các kinh nghiệm loại này được xử lý trước khi bắt đầu quy trình dự báo, bao gồm các điều kiện hiện trạng của hệ thống, mức độ đáp ứng của công nghệ đã biết hiện hữu, v.v... Cụ thể là:
 - + Đồ thị phụ tải để mô tả đặc tính phụ tải (ổn định hay biến động, lặp lại theo chu trình hay lặp lại theo mùa, hay là sự kết hợp của tất cả, thời gian đạt đỉnh tải của hệ thống, loại tải, v.v...);
 - + Dữ liệu lịch sử về đỉnh tải để chỉ sự thay đổi nhu cầu tải theo mùa và hằng năm, hệ số ngẫu nhiên, vùng đạt công suất đỉnh;

- + Dữ liệu lịch sử về năng lượng, số lượng người tiêu thụ của từng lĩnh vực, tốc độ tiêu thụ, biểu giá điện, v.v...
- + Các yếu tố chính tác động đến nhu cầu đỉnh của hệ thống như thời tiết, điều kiện kinh tế, nhân khẩu, v.v...
- Luật động được xây dựng và cập nhật liên tục trong suốt quá trình suy luận của hệ thống, bao gồm các yếu tố có thể thay đổi giải thuật hoặc biến số dự báo như:
 - + Kinh nghiệm ước lượng về phụ tải và năng lượng trên hệ thống;
 - + Thất thoát hệ thống và các dự báo ước lượng về thất thoát hệ thống;
 - + Kinh nghiệm về sai số dự báo của mô hình...

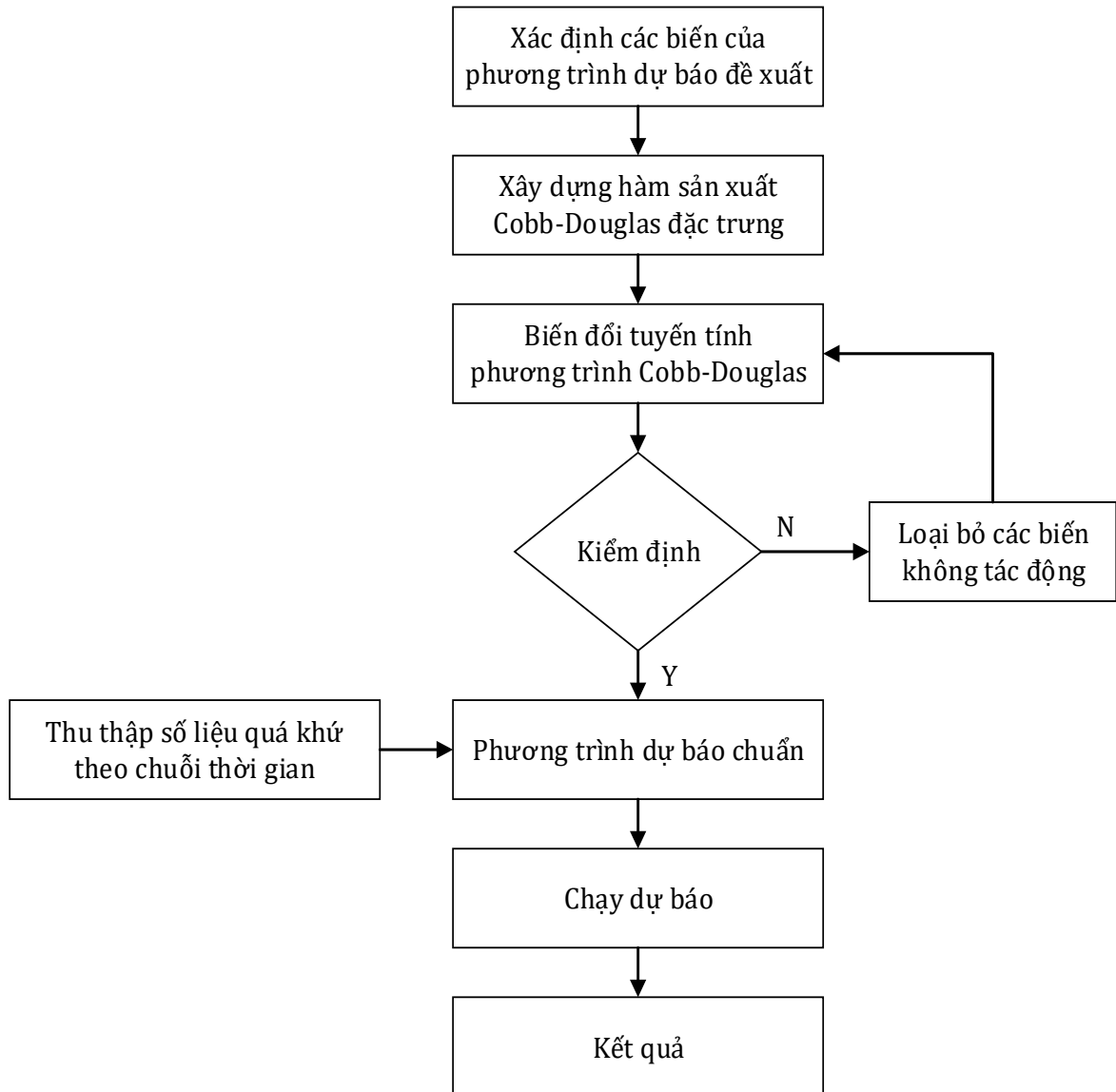
Với cách phân loại như vậy, hệ chuyên gia đã được ứng dụng rất thành công trong dự báo phụ tải đỉnh hằng năm cho các hệ thống điện có tốc độ tăng trưởng đột biến với mức biến động cao. Phương pháp này vẫn đang tiếp tục được phát triển với mong đợi sẽ trở thành công cụ dự báo nhu cầu phụ tải điện dài hạn hiệu quả và chính xác. Đồng thời hệ chuyên gia cũng đang được nghiên cứu để trở thành công cụ huấn luyện hiệu quả, tích hợp vào các mô hình khác [70].

3.3. PHƯƠNG PHÁP ĐỀ XUẤT CỦA LUẬN ÁN

3.3.1. Dự báo nhu cầu điện (GWh) đến năm 2030

Luận án thực hiện xây dựng mới mô hình dự báo nhu cầu điện dài hạn của Việt Nam đến năm 2030, phù hợp với bối cảnh của quốc gia đang phát triển, trong điều kiện thu thập dữ liệu khó khăn và dữ liệu rời rạc do nhiều cơ quan quản lý. Về mặt lý thuyết, lựa chọn mô hình và phương pháp dự báo phụ thuộc nhiều vào dữ liệu quá khứ, dữ liệu tương lai. Số liệu mà luận án có được gồm: GDP, dân số, số hộ gia đình, thu nhập bình quân đầu người, tỷ trọng công nghiệp và dịch vụ. Do đó, luận án lựa chọn phương pháp dự báo cổ điển theo mô hình kinh tế lượng trên nền tảng hàm sản xuất Cobb – Douglas với lưu đồ nghiên cứu như Hình 3.9.

3.3.1.1. Lưu đồ nghiên cứu



Hình 3.9. Lưu đồ phương pháp dự báo nhu cầu điện trên nền tảng hàm sản xuất Cobb-Douglas

3.3.1.2. Giải thích lưu đồ

a. Xác định biến phương trình và xây dựng hàm Cobb-Douglas đặc trưng

Hàm sản xuất Cobb-Douglas là hàm số kinh tế lượng dùng để biểu diễn mối tương quan và hiệu quả giữa đối tượng đầu vào và sản phẩm đầu ra; hoặc để dự báo tiềm năng sản lượng đầu ra của một quy trình sản xuất [71]. Sau khi phân tích ưu, nhược

điểm và sự phù hợp với điều kiện và mục đích dự báo, luận án sử dụng hàm Cobb-Douglas để ước lượng mối tương quan giữa nhu cầu điện (biến phụ thuộc) và các thông số (yếu tố) có thể có tác động đến nhu cầu này (biến độc lập).

Để dự báo nhu cầu điện quốc gia đến 2030, mô hình sử dụng các dữ liệu đặc trưng cho các nền kinh tế đang chuyển đổi của các nước đang phát triển bao gồm: (1) GDP; (2) Thu nhập bình quân đầu người; (3) Dân số; (4) Tỷ trọng công nghiệp và dịch vụ trong nền kinh tế; và (5) Số hộ tiêu thụ điện. Tập dữ liệu của các biến này được thu thập từ năm 1990 đến năm 2015. Biểu diễn phi tuyến đặc trưng của hàm Cobb-Douglas lúc này được biểu diễn như sau:

$$EC_t = \varphi \cdot G_t^{\beta_1} \cdot P_t^{\beta_2} \cdot I_t^{\beta_3} \cdot X_t^{\beta_4} \cdot H_t^{\beta_5} \quad (3.6)$$

Trong đó:

- EC_t là điện năng tiêu thụ trong năm thứ t ;
- G_t, P_t, I_t, X_t, H_t lần lượt là giá trị GDP, dân số, thu nhập đầu người, tỷ trọng công nghiệp – dịch vụ trong nền kinh tế, và số hộ tiêu thụ trong năm thứ t ;
- Hệ số φ biểu diễn thông số công nghệ;
- Các hệ số $\beta_1, \beta_2, \beta_3, \beta_4, \beta_5$ lần lượt là các hệ số co giãn ra của các giá trị GDP, dân số, thu nhập đầu người, tỷ trọng công nghiệp và dịch vụ trong nền kinh tế, và số hộ tiêu thụ trong năm thứ t .

b. Biến đổi tuyến tính phương trình Cobb-Douglas

Để biến đổi tuyến tính phương trình (3.6), thực hiện lấy logarit tự nhiên hai vế, hàm số sẽ được biểu diễn dưới dạng phương trình tuyến tính như sau:

$$\ln EC_t = \beta_0 + \beta_1 \ln G_t + \beta_2 \ln P_t + \beta_3 \ln I_t + \beta_4 \ln X_t + \beta_5 \ln H_t \quad (3.7)$$

c. Kiểm định phương trình

Vì mô hình đang xây dựng là mô hình kinh tế lượng vốn tồn tại nhiều giả thiết khó có thể kiểm chứng các tính chất ràng buộc, tính liên kết và tính chính xác. Do đó, cần thiết phải thực hiện kiểm định độ chính xác của các ràng buộc tuyến tính trong phương

trình (3.7). Các kiểm định được thực hiện trong mô hình này bao gồm: (1) kiểm định tính dừng (*Augmented Dickey Fuller – ADF* hoặc *Phillips-Peron – P-P*) để tránh hiện tượng hồi quy giả mạo (*Spurious Regression*) hoặc hồi quy vô nghĩa (*Non-sense Regression*); (2) kiểm định đồng liên kết các chuỗi dữ liệu; và (3) kiểm định R^2 (*R-square*) để đo lường mối liên hệ giữa biến độc lập và biến phụ thuộc của phương trình.

Tất cả các kiểm định và xác định các hệ số β_i của phương trình (3.6) được thực hiện trên phần mềm Eview.

– **Kiểm định tính dừng:**

- + Một chuỗi dữ liệu theo thời gian được gọi là dừng khi chuỗi có xu hướng trở về giá trị trung bình của nó và dao động quanh giá trị trung bình là như nhau.
- + Theo phương pháp ADF và P-P, nếu trong các chuỗi dữ liệu theo thời gian có một vài chuỗi không dừng, thì cần thực hiện phép sai phân cấp 1 cho các chuỗi đó và loại bỏ các biến không phù hợp. Trong trường hợp các chuỗi đều không dừng, việc lấy sai phân tất cả các biến có thể làm chuỗi thời gian mất đi tính chất ban đầu của chúng, dẫn đến tỷ lệ biến thiên của biến phụ thuộc (R^2) sau khi hồi quy bị giảm đi. Điều này kéo theo sai số dự báo tăng lên. Do đó, để hạn chế vấn đề này, sau khi thực hiện sai phân và hồi quy hàm dự báo, cần tiến hành kiểm định đồng liên kết của các chuỗi thời gian.

– **Kiểm định đồng liên kết:**

- + Engle và cộng sự (1987) đưa ra giả thuyết rằng nếu kết hợp tuyến tính giữa các chuỗi thời gian không dừng có thể tạo ra một chuỗi thời gian dừng thì khi đó ta gọi các chuỗi thời gian không dừng đó có tính chất đồng liên kết; và kết hợp tuyến tính dừng đó sẽ được gọi là phương trình đồng liên kết. Các phương trình đồng liên kết khi đó có thể được lý giải dưới dạng mối quan hệ cân bằng dài hạn giữa các biến. Vì vậy, khi các chuỗi thời gian là đồng liên kết thì ta có thể thực hiện phép hồi quy cho chúng. Trên cơ sở đó, để nâng cao độ tin cậy của mô hình đề xuất, nghiên cứu sử dụng phương pháp kiểm định thứ ba là phương pháp

Johansen Trace Test (T-test) để kiểm tra tính đồng liên kết của các chuỗi dữ liệu. Trong T-test, một số giả thiết H_0 được thiết lập như sau:

- “None” nghĩa là không có đồng liên kết;
 - “At most 1; 2; 3; ...” nghĩa là có 1, hoặc 2, 3, ... đồng liên kết;
- + Để quyết định bác bỏ hay chấp nhận giả thiết H_0 , thực hiện so sánh giá trị “Trace Statistic (TS)” với giá trị tới hạn (critical value – CV), ở đây được chọn là 5%;
- Nếu $TS < CV$ thì chấp nhận giả thiết H_0 ;
 - Nếu $TS > CV$ thì bác bỏ giả thiết H_0 .

– **Kiểm định R^2 (R-square):**

- + R^2 có giá trị từ 0 đến 1. Giá trị R^2 càng cao thì mối liên hệ giữa biến độc lập và biến phụ thuộc càng chặt chẽ.
- + Sau khi kiểm định bằng 03 phương pháp trên (kiểm định dừng, kiểm định Johansen, và kiểm định đồng liên kết), nghiên cứu thực hiện kiểm tra tính khả thi của mô hình thông qua kiểm định R^2 này.

d. Loại bỏ các biến không tác động

Sau khi thực hiện kiểm định sự phù hợp giữa biến độc lập và biến phụ thuộc, nghiên cứu sử dụng trị số xác suất p-value (*probability value*) để quyết định về tính chính xác của giả thiết.

- Về mặt lý thuyết xác suất, khi trị số p càng nhỏ thì độ tin cậy của quyết định càng cao, giá trị ảnh hưởng càng lớn.
 - Về ý nghĩa thống kê, để đánh giá các kết quả của quá trình kiểm định giả thiết (trong trường hợp này là đánh giá các kết quả của cả bốn phương pháp kiểm định phía trên), ta sử dụng giá trị p-value dưới dạng mức ý nghĩa thống kê:
- + Nếu trị số p-value nhỏ hơn mức ý nghĩa thống kê tới hạn (thường được chọn là 0,05) thì giả thuyết không đủ căn cứ để thừa nhận. Nói cách khác là trong trường hợp này, giả thiết bị bác bỏ;

+ Ngược lại nếu trị số p-value lớn hơn mức ý nghĩa thống kê thì giả thiết được công nhận là đúng và các quá trình kiểm định trước đó là có cơ sở khoa học.

Theo đó, nếu đặt $\alpha = 0,05$ là mức ý nghĩa thống kê tới hạn thì các giả thiết H_0 sẽ bị bác bỏ nếu $p\text{-value} < \alpha$. Hay nói cách khác, khi sử dụng phương pháp này thì tất cả các biến không phù hợp sẽ bị loại trừ nếu không thỏa mãn điều kiện của α . Sau khi tiến hành loại trừ toàn bộ biến không phù hợp thì phương trình (3.7) lúc này đã được chuẩn hóa và thông qua kiểm định. Đây là phương trình dự báo chính thức.

e. Thu thập dữ liệu

Dữ liệu cần thu thập bao gồm: (1) GDP; (2) thu nhập đầu người; (3) dân số; (4) tỷ trọng công nghiệp và dịch vụ trong nền kinh tế; và (5) số hộ tiêu thụ.

– GDP

Theo dự báo của Tổng cục Thống kê được viện dẫn trong QHĐ VII ĐC năm 2016 thì Việt Nam hiện có ba (03) kịch bản tăng trưởng GDP tính đến năm 2030. Tuy nhiên, ghi nhận cho thấy tốc độ tăng trưởng GDP trong các năm vừa qua không đạt được mức tăng trưởng dự báo nêu trên. Theo dự báo, ở kịch bản thấp thì mức tăng trưởng GDP giai đoạn từ 2016 – 2025 ước đạt 7%/năm và 7,22%/năm cho giai đoạn 2026 – 2030; tuy nhiên thực tế chỉ đạt được 6,21% và 6,81% lần lượt vào các năm 2016, 2017 [71], và ước đạt 6,7% vào năm 2018 và các năm sau đó ổn định ở mức 6,5%. Như vậy, có thể thấy theo các dữ liệu dự báo hiện tại thì Việt Nam khó đạt được mức tăng trưởng GDP như kế hoạch đã đặt ra. Vì GDP có mối tương quan mật thiết với nhu cầu điện năng nên mức tăng trưởng nhu cầu điện năng cũng vì thế mà bị ảnh hưởng. Nghiên cứu sử dụng số liệu lịch sử và dự báo tăng trưởng GDP từ Tổng cục Thống kê.

– Thu nhập bình quân đầu người

Thu nhập bình quân đầu người và nhu cầu tiêu thụ điện có xu hướng tương quan tỷ lệ thuận với nhau. Do đó, đây là một biến số không thể thiếu trong hàm số dự báo

nhu cầu điện. Nghiên cứu sử dụng số liệu thu nhập bình quân đầu người của Tổng Cục Thống kê.

– Dân số

Theo số liệu do Ban chỉ đạo Tổng điều tra dân số và nhà ở trung ương công bố, tỷ lệ tăng dân số bình quân năm giai đoạn 2009 – 2019 của Việt Nam là 1,14%/năm và có chiều hướng giảm nhẹ so với giai đoạn 10 năm trước 1,18%/năm [13]. Việc gia tăng dân số sẽ kéo theo nhu cầu sử dụng điện tăng và sự gia tăng này tỷ lệ thuận với nhau. Trong dự báo ngắn hạn hoặc trung hạn (dưới 5 năm) thì biến số dân số có thể không có tác động đáng kể đến hàm dự báo so với các biến số tác động khác; nhưng trong dự báo dài hạn thì dân số là một biến số phải quan tâm vì tác động của biến số này sẽ ngày càng gia tăng theo độ dài dự báo. Ví dụ, tại thời điểm dự báo có những đứa trẻ vừa mới ra đời nhưng sau 15 năm thì đứa trẻ ấy cũng có nhu cầu sử dụng điện như một người trưởng thành. Toàn bộ dữ liệu về dân số được tham khảo từ Tổng cục Thống kê.

– Số hộ tiêu thụ

Hộ tiêu thụ ở đây được hiểu theo nghĩa là hộ gia đình. Đây là biến số phức tạp nhất trong hàm dự báo đề xuất của luận án vì: (1) Số liệu và dữ liệu rời rạc, không đầy đủ và có sự sai lệch với nhau giữa các cơ quan quản lý nhà nước; và (2) Việc quản lý tách hộ gia đình không chặt chẽ mặc dù quá trình tách hộ diễn ra sẽ kéo theo việc gia tăng nhu cầu sử dụng thiết bị điện, nhu cầu điện cung cấp cho các ngành công nghiệp sản xuất thiết bị điện [72]. Vì vậy, luận án phải xây dựng phương pháp tính toán riêng để tìm ra số hộ tiêu thụ tại Việt Nam đến năm 2030. Cơ sở để tính toán bao gồm:

- + Chiến dịch quốc gia về điều tra dân số và nhà ở của Việt Nam năm 2010 và 2015 cho biết số hộ gia đình trong năm 1999, 2004 và 2009 lần lượt là 16,66 triệu, 19,01 triệu và 22,44 triệu hộ [73, 74]. Các số liệu này được Việt Nam chính thức công bố và được công nhận bởi Liên Hiệp Quốc.

- + Theo kết quả điều tra của Tổng cục Thống kê thì số lượng hộ gia đình năm 2014 của Việt Nam là 24,27 triệu hộ, gấp hai lần so với con số thống kê 25 năm trước đó (ngày 01/04/1989); gấp 1,5 lần so với số liệu điều tra 15 năm trước (01/04/1999) và cao hơn số liệu điều tra năm 2009 (01/04/2009) xấp xỉ 2 triệu hộ. Từ đây có thể tính toán được tỷ lệ tăng trưởng số hộ gia đình tại Việt Nam trong giai đoạn 2009 – 2014 là khoảng 1,6%/năm.
- + Số liệu tổng hợp từ thư viện tổng hợp Helgi cho biết số lượng hộ gia đình tại Việt Nam năm 2016 đạt 26,9 triệu hộ, tăng 2,43% so với năm 2015 [75].

Ngoài ra, để bổ sung số liệu cho các năm còn thiếu, luận án thực hiện so sánh sự tương đồng giữa sự thay đổi về quy mô dân số trong mỗi hộ gia đình giữa Việt Nam và các quốc gia lân cận, có điều kiện tự nhiên, kinh tế, và văn hóa tương tự, bao gồm: Singapore, Thái Lan, Malaysia, và Campuchia. Năm 1999, quy mô trung bình của một hộ gia đình ở Việt Nam là 4,6 người/hộ, tương đương với quy mô trung bình một gia đình của Thái Lan, Campuchia, Malaysia, và Singapore (4,53 – 4,62 người/hộ) và có xu hướng giảm dần theo thời gian. Đồng thời đường khuynh hướng tăng trưởng số hộ gia đình của các quốc gia này cũng có sự tương đồng với nhau theo Hình 3.10.

Dựa vào các cơ sở trên, luận án lựa chọn dạng biểu đồ hàm mũ cho đường khuynh hướng tăng trưởng số hộ gia đình ở Việt Nam, biểu đồ này được trình bày ở Hình 3.11. Biểu diễn toán học của đường khuynh hướng được viết ở dạng hàm mũ như sau:

$$y = 4,85 \times 10^{-23} \times e^{0,027x} \quad (3.8)$$

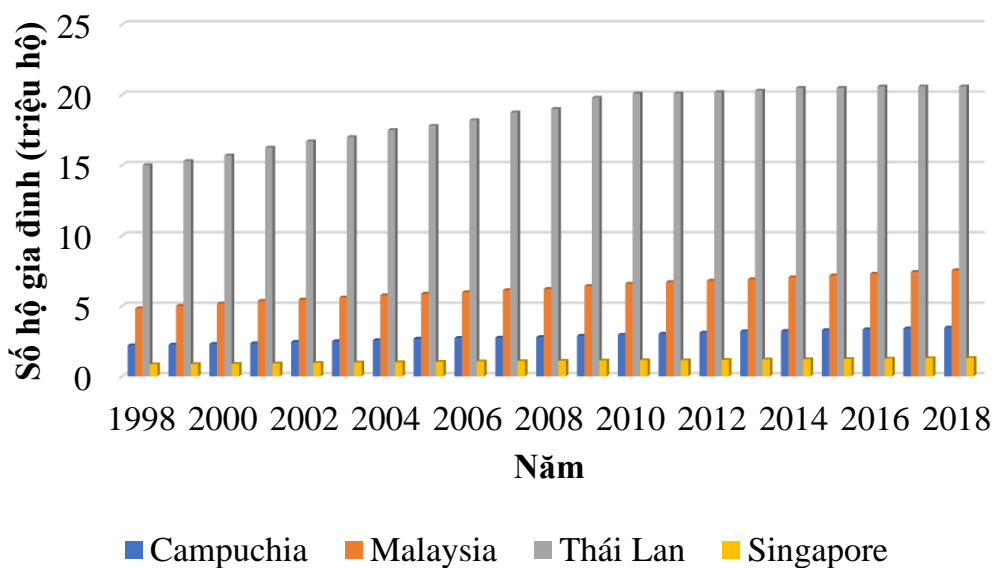
Với $R^2 = 0,9866$; y là số hộ tiêu thụ; x là năm dự báo.

Từ phương trình (3.8), dữ liệu hộ gia đình từ năm 1990 đến năm 2015 được tính toán và thống kê trong Bảng 3.1; số hộ gia đình của Việt Nam đến năm 2020, 2025, và 2030 được dự báo và trình bày trong bảng 3.2.

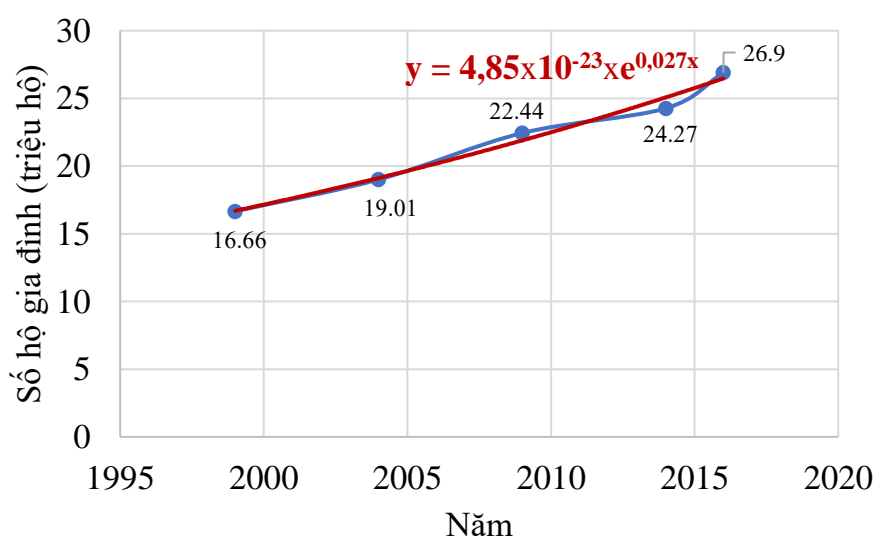
Bảng 3.1. Số hộ gia đình Việt Nam từ 1990 đến 2015, tính bởi hàm (3.8) (triệu hộ)

Năm	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Số hộ	12,68	13,04	13,42	13,81	14,21	14,62	15,05	15,49	15,93	16,66
Năm	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Số hộ	16,87	17,36	17,87	18,38	19,01	19,47	20,03	20,61	21,21	22,44
Năm	2010	2011	2012	2013	2014	2015				
Số hộ	22,80	23,16	23,53	23,91	24,27	25,91				

Thông kê hộ gia đình tại Campuchia, Malaysia, Thái Lan và Singapore đến năm 2018



Hình 3.10. Thông kê số hộ gia đình tại Singapore, Thái Lan, Malaysia và Campuchia qua các năm [76, 77, 78]



Hình 3.11. Biểu đồ đường khuynh hướng tăng trưởng số hộ gia đình tại Việt Nam

Bảng 3.2. Dự báo số hộ gia đình của Việt Nam trong tương lai (đơn vị: triệu hộ)

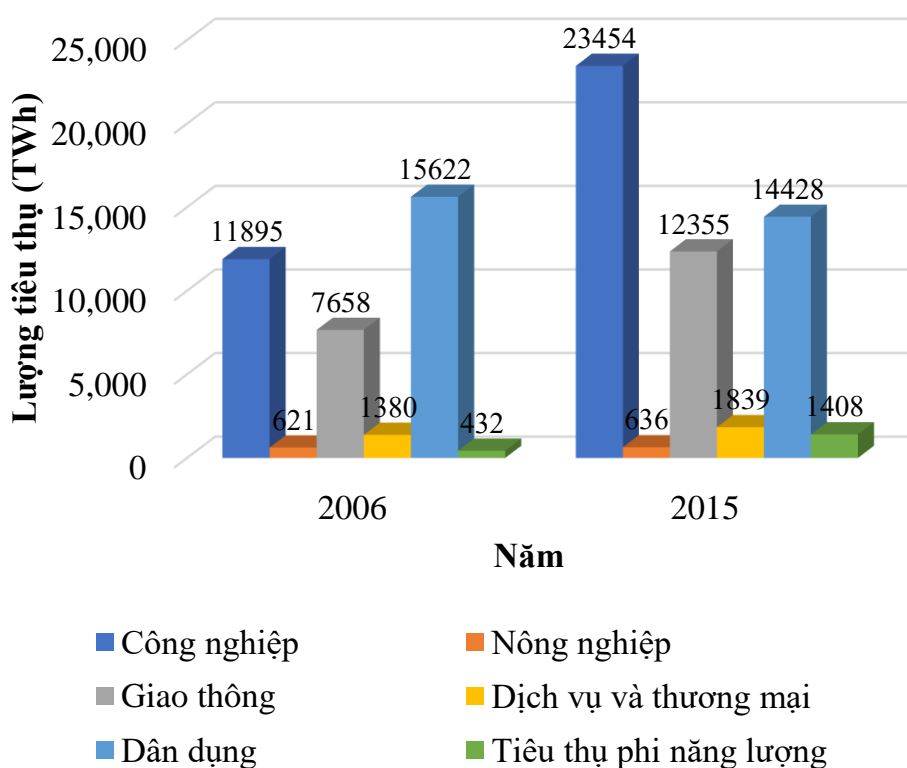
Năm	2020	2025	2030
Số hộ dự báo	29,89	34,49	39,79

– **Tỷ trọng công nghiệp và dịch vụ trong nền kinh tế**

Ngoài lĩnh vực dân dụng thì công nghiệp và dịch vụ là hai lĩnh vực chiếm tỷ trọng tiêu thụ điện lớn trong cơ cấu tiêu thụ của nước ta, trong đó đặc biệt là lĩnh vực công nghiệp. Phân tích Hình 3.12 có thể nhận thấy:

- + Hai lĩnh vực chiếm tỷ trọng tiêu thụ điện lớn nhất là dân dụng và công nghiệp;
- + Theo thời gian, tỷ trọng tiêu thụ điện của lĩnh vực dân dụng giảm mạnh (từ 41% xuống 27% trong cơ cấu tổng thể), trong khi đó tỷ trọng của lĩnh vực công nghiệp lại tăng rất mạnh (từ 32% lên 42% trong cơ cấu tổng thể);
- + Lĩnh vực dịch vụ và nông nghiệp có xu hướng giảm theo thời gian.

Cơ cấu tiêu thụ theo ngành nghề tại Việt Nam



Hình 3.12. Cơ cấu tiêu thụ điện theo ngành nghề ở Việt Nam năm 2006 và 2015

Theo dự báo của QHĐ VII ĐC, lĩnh vực công nghiệp sẽ tiếp tục tăng trong tương lai và vượt ngưỡng 50% tổng mức tiêu thụ điện toàn quốc. Tỷ trọng tiêu thụ của lĩnh vực dịch vụ sẽ tăng trở lại; trong khi tỷ trọng điện tiêu thụ cho dân dụng sẽ tiếp tục giảm đến năm 2030 nhờ triển khai các công nghệ sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và hiệu quả cải tiến hiệu suất công nghệ. Vậy có thể thấy việc chuyển dịch cơ cấu kinh tế từ một quốc gia có nền tảng nông nghiệp sang một quốc gia chú trọng về công nghiệp và dịch vụ (thường thấy ở các quốc gia đang phát triển) sẽ có tác động rất lớn đến nhu cầu điện của quốc gia. Số liệu về tỷ trọng của hai ngành này trong nền kinh tế sẽ được thu thập từ các báo cáo của Tổng cục Thống kê.

f. Dự báo

Sau khi xây dựng được phương trình dự báo (sử dụng phần mềm Eview). Kết quả dự báo sẽ đạt được dễ dàng khi nhập các số liệu tương lai của các biến trong phương trình dự báo.

3.3.2. Dữ liệu đầu vào và kết quả

3.3.2.1. Dữ liệu đầu vào

Dữ liệu đầu vào được tập hợp theo chuỗi thời gian từ 1990 đến 2015; đây là chuỗi thời gian tương đối dài với mỗi biến gồm 26 giá trị (tương đương với 26 năm), đáp ứng yêu cầu về số lượng mẫu để kiểm định. Mặt khác, khi dữ liệu là dạng số liệu thống kê theo năm thì phải đáp ứng điều kiện biên sau [79]:

$$n - k > 20 \quad (3.9)$$

Trong đó:

- k là số biến độc lập trong mô hình.
- n là số mẫu giá trị tương ứng với chuỗi thời gian

Như vậy, khi lựa chọn 05 biến để xuất thì số lượng mẫu tối thiểu cần có là 25 mẫu giá trị. Việc lựa chọn chuỗi thời gian gồm 26 giá trị như trên là hoàn toàn phù hợp.

Bảng 3.3. Bảng tổng hợp dữ liệu đầu vào của mô hình dự báo đề xuất

Năm	Điện năng tiêu thụ	GDP	Dân số	Thu nhập	Tỷ trọng CN&DV	Số hộ gia đình
	<i>GWh</i>	<i>Tỷ USD</i>	<i>Ngàn dân</i>	<i>USD/dân</i>	<i>%</i>	<i>Triệu hộ</i>
1990	8.678	6,47	66.017	100	61,3	15,49
1991	9.152	9,61	67.242	110	59,5	15,93
1992	9.654	9,87	68.450	130	66,1	13,42
1993	10.665	13,18	69.645	170	70,1	13,81
1994	12.284	16,29	70.825	200	72,6	14,21
1995	14.636	20,74	71.996	260	72,8	14,62
1996	16.946	24,66	73.157	310	72,2	15,05
1997	19.151	26,84	74.307	350	74,2	15,49
1998	21.665	27,21	75.456	360	74,2	15,93
1999	23.739	28,68	76.597	370	74,6	16,66
2000	26.745	33,64	77.631	400	77,3	16,87
2001	30.187	35,29	78.621	430	78,5	17,36
2002	34.073	37,95	79.538	460	78,7	17,87
2003	38.461	42,72	80.467	510	79,1	18,38
2004	43.414	49,42	81.436	590	80,0	18,92
2005	49.008	57,63	82.392	680	80,7	19,47
2006	53.845	66,37	83.311	760	81,3	20,03
2007	59.159	77,41	84.219	850	81,3	20,61
2008	64.998	99,13	85.119	1.000	79,6	21,21
2009	71.415	106,01	86.025	1.120	80,8	22,44
2010	78.466	115,93	86.933	1.270	69,1	22,80
2011	94.658	135,54	87.860	1.390	69,0	23,16
2012	105.474	155,82	88.809	1.550	70,8	23,53
2013	115.069	171,22	89.760	1.740	71,9	23,85
2014	128.435	186,20	90.729	1.900	72,3	24,27
2015	141.800	193,60	91.704	1.990	73,0	25,18

3.3.2.2. Xây dựng phương trình dự báo**a. Kết quả biến đổi tuyến tính các chuỗi dữ liệu đầu vào**

Đặt các chuỗi dữ liệu đầu vào theo đúng thứ tự được quy định ở phương trình (3.6), tiến hành biến đổi logarit tự nhiên để tuyến tính hóa hàm phi tuyến (3.6) thành hàm tuyến tính (3.7), kết quả được liệt kê trong Bảng 3.4.

Bảng 3.4. Kết quả biến đổi logarit tự nhiên cho các biến độc lập

Năm	$\ln(EC_t)$	$\ln(G_t)$	$\ln(P_t)$	$\ln(I_t)$	$\ln(X_t)$	$\ln(H_t)$
1990	9,07	1,87	11,10	4,60	4,12	2,74
1991	9,12	2,26	11,12	4,70	4,09	2,77
1992	9,18	2,29	11,13	4,87	4,19	2,60
1993	9,27	2,58	11,15	5,14	4,25	2,63
1994	9,42	2,79	11,17	5,30	4,28	2,65
1995	9,59	3,03	11,18	5,56	4,29	2,68
1996	9,74	3,21	11,20	5,74	4,28	2,71
1997	9,86	3,29	11,22	5,86	4,31	2,74
1998	9,98	3,30	11,23	5,89	4,31	2,77
1999	10,07	3,36	11,25	5,91	4,31	2,81
2000	10,19	3,52	11,26	5,99	4,35	2,83
2001	10,32	3,56	11,27	6,06	4,36	2,85
2002	10,44	3,64	11,28	6,13	4,37	2,88
2003	10,56	3,75	11,30	6,23	4,37	2,91
2004	10,68	3,90	11,31	6,38	4,38	2,94
2005	10,80	4,05	11,32	6,52	4,39	2,97
2006	10,89	4,20	11,33	6,63	4,40	3,00
2007	10,99	4,35	11,34	6,75	4,40	3,03
2008	11,08	4,60	11,35	6,91	4,38	3,05
2009	11,18	4,66	11,36	7,02	4,39	3,11
2010	11,27	4,75	11,37	7,15	4,24	3,13
2011	11,46	4,91	11,38	7,24	4,23	3,14
2012	11,57	5,05	11,39	7,35	4,26	3,16
2013	11,65	5,14	11,40	7,46	4,28	3,17
2014	11,76	5,23	11,42	7,55	4,28	3,19
2015	11,86	5,27	11,43	7,60	4,29	3,23

b. Kết quả kiểm định phương trình**– Kết quả kiểm định tính dừng**

Áp dụng phương pháp kiểm định ADF và P-P đã nêu, kết quả kiểm định theo Bảng 3.5 cho thấy tất cả các biến đều không phải chuỗi dừng. Cụ thể là:

- + Giá trị p-value của tất cả các biến kiểm định theo ADF đều lớn hơn giá trị $\alpha = 0,05$ nên tất cả các biến đều không phải là chuỗi dừng.
- + Đối với phương pháp kiểm định P-P, ngoại trừ biến dân số có giá trị nhỏ hơn α , tất cả các biến còn lại đều không phải là chuỗi dừng.

Vì vậy, nghiên cứu không thực hiện phép tính sai phân cấp 1 như thông thường mà sẽ tiến hành kiểm định đồng liên kết.

– **Kết quả kiểm định đồng liên kết**

Thực hiện kiểm định đồng liên kết theo lý thuyết đã trình bày, kết quả kiểm định ở Bảng 3.6 cho thấy giả thiết H_0 là giả thiết hợp lý và hoàn toàn có thể chấp nhận. Kết quả có 03 biến đồng liên kết theo phương pháp Trace statistic.

Bảng 3.5. Kết quả kiểm định tính dừng của chuỗi biến theo thời gian

Biến số	Kiểm định ADF		Kiểm định P-P	
	<i>T-test</i>	<i>p-value</i>	<i>T-test</i>	<i>p-value</i>
$\ln(EC_t)$	0.000867	*	-0.026761	*
$\ln(G_t)$	-2.287395	*	-2.232903	*
$\ln(H_t)$	0.632598	*	0.721125	*
$\ln(I_t)$	-1.210096	*	-0.475247	*
$\ln(P_t)$	-0.641799	*	-9.851650	***
$\ln(X_t)$	-2.457299	*	-2.457299	*

* Biến có $p\text{-value} > 0.05$

** Biến có $0.02 < p\text{-value} < 0.05$

*** Biến có $p\text{-value} < 0.02$

Bảng 3.6. Kết quả kiểm định đồng liên kết

Số lượng đồng liên kết giả thiết	TS	CV	Xác suất
Không có*	179.6550	95.75366	0.0000
01 đồng liên kết*	109.0413	69.81889	0.0000
02 đồng liên kết*	52.81937	47.85613	0.0159
03 đồng liên kết	27.25295	29.79707	0.0956
04 đồng liên kết	9.796955	15.49471	0.2967
05 đồng liên kết	0.530471	3.841466	0.4664

* Giả thiết bị loại vì xác suất bé hơn 0,05

– **Kết quả kiểm định R^2 và p-value**

Sau khi kiểm định đồng liên kết, các hệ số β của phương trình (3.7) sẽ được tính toán và kết quả lần thứ nhất được trình bày ở Bảng 3.7. Điều kiện để lựa chọn các hệ số cho phương trình là giá trị R^2 gần bằng 1 và giá trị p-value của các biến phải nhỏ hơn $\alpha = 0,05$. Kết quả tính toán lần thứ nhất cho thấy:

- + Giá trị $R^2 = 0,998899$ nghĩa là xác suất 99,89% biến phụ thuộc có tác động đến biến độc lập;

+ Xuất hiện giá trị p-value của biến $\ln G_t$ (tổng sản phẩm quốc nội) lớn hơn giá trị α . Do đó, biến này sẽ bị loại ra khỏi phương trình.

Sau khi loại biến $\ln G_t$ ra khỏi phương trình, tính toán loại các điều kiện, kết quả tính lần thứ hai được trình bày ở Bảng 3.8. Với các điều kiện kiểm định tương tự như lần thứ nhất, lần này biến $\ln X_t$ tiếp tục bị loại khỏi phương trình.

Sau khi loại biến $\ln X_t$, tiếp tục tính toán các hệ số lần thứ ba. Kết quả được hiển thị ở Bảng 3.9. Kết quả lần thứ ba cho thấy tất cả giá trị p-value của các biến còn lại trong phương trình đều thỏa mãn hai điều kiện ràng buộc đưa ra (tất cả các giá trị p-value đều bé hơn 0,02). Do đó, phương trình đã được chuẩn hóa.

Bảng 3.7. Kết quả tính toán các hệ số của phương trình lần 1

Biến	Hệ số	Sai số	T-test	p-value
C	-69.19764	8.675347	-7.976353	***
$\ln(G_t)$	-0.110864	0.083668	-1.325048	*
$\ln(H_t)$	0.682145	0.164572	4.144974	***
$\ln(I_t)$	0.220460	0.087524	2.518847	**
$\ln(P_t)$	6.937385	0.861815	8.049738	***
$\ln(X_t)$	-0.357666	0.151796	-2.356232	**
R^2	0.998899			
F-statistic	3628.116			
Prob (F-statistic)	0.000000			
AIC	-3.800512			

* Biến có p-value > 0.05

** Biến có $0.02 < \text{p-value} < 0.05$

*** Biến có p-value < 0.02

Bảng 3.8. Kết quả tính toán các hệ số của phương trình lần 2

Biến	Hệ số	Sai số	T-test	p-value
C	-62.79885	7.335583	-8.560853	***
$\ln(H_t)$	0.756167	0.157561	4.799209	***
$\ln(I_t)$	0.145212	0.067787	2.142167	**
$\ln(P_t)$	6.327205	0.741462	8.533421	***
$\ln(X_t)$	-0.283445	0.143599	-1.973864	*
R^2	0.998802			
F-statistic	4377.180			
Prob (F-statistic)	0.000000			
AIC	-3.793289			

Bảng 3.9. Kết quả tính toán các hệ số của phương trình lần 3

Biến	Hệ số	Sai số	T-test	p-value
C	-53.82916	6.125857	-8.787205	***
$\ln(H_t)$	0.974249	0.119498	8.152860	***
$\ln(I_t)$	0.197233	0.066438	2.968668	***
$\ln(P_t)$	5.338763	0.581688	9.178048	***
R^2	0.998580			
F-statistic	5156.169			
Prob (F-statistic)	0.000000			
AIC	-3.700022			

* Biến có p-value > 0.05

** Biến có $0.02 < \text{p-value} < 0.05$

*** Biến có p-value < 0.02

c. Kết quả loại bỏ biến không phù hợp

Theo các bước kiểm định, có hai biến bị loại khỏi phương trình (3.7) là $\ln G_t$ (tổng sản phẩm quốc nội) và $\ln X_t$ (tỷ trọng của công nghiệp và dịch vụ trong nền kinh tế). Sau khi loại bỏ hai biến này, phương trình (3.7) được viết lại như sau:

$$\ln EC_t = \beta_0 + \beta_2 \ln P_t + \beta_3 \ln I_t + \beta_5 \ln H_t \quad (3.10)$$

Tra bảng kết quả 3.9, thay các giá trị β_i tương ứng với các biến còn lại vào phương trình (3.10), ta được phương trình (3.11) là phương trình dự báo đã được chuẩn hóa cuối cùng.

Sau đó có thể sử dụng trực tiếp phương trình này để dự báo nhu cầu điện năng dài hạn cho Việt Nam theo các yêu cầu ban đầu.

$$\ln EC_t = 5,339. \ln P_t + 0,197. \ln I_t + 0,974. \ln H_t - 53,829 \quad (3.11)$$

d. Kết quả dự báo nhu cầu điện năng của Việt Nam đến năm 2030

Sử dụng phương trình (3.11) để dự báo nhu cầu điện năng tại Việt Nam qua các mốc giai đoạn điển hình 2020, 2025, và 2030, lúc này phương trình chỉ còn ba biến số dự báo bao gồm: (1) Dân số; (2) Thu nhập bình quân đầu người; và (3) Số hộ gia đình tại Việt Nam. Giá trị dự báo của các biến số này cũng được lấy tại các mốc năm tương ứng với mục đích dự báo. Theo đó:

- Số liệu dự báo về dân số tại các năm 2020, 2025, 2030 được lấy theo số liệu dự báo được công bố bởi Tổng cục Thống kê [80];
- Số liệu dự báo về thu nhập bình quân đầu người tại các năm 2020, 2025, 2030 được trích từ kịch bản dự báo nhu cầu điện của QHĐ VII ĐC 2016 [41];
- Số liệu dự báo về số hộ gia đình của Việt Nam tại các năm 2020, 2025, 2030 được tính toán và trình bày trong Bảng 3.2.

Tổng hợp các số liệu đầu vào của mô hình được trình bày trong Bảng 3.10.

Bảng 3.10. Tổng hợp số liệu dự báo đầu vào về dân số, thu nhập bình quân đầu người, và số hộ gia đình của Việt Nam qua các năm 2020, 2025, và 2030

Biến số	Ghi chú	2020	2025	2030
Dân số (triệu người)	<i>Triệu người</i>	96,302	99,929	102,886
Thu nhập bình quân (USD/người)	<i>Kịch bản thấp</i>	3.307	4.939	7.205
	<i>Kịch bản cơ sở</i>	3.370	5.111	7.836
	<i>Kịch bản cao</i>	3.485	5.450	8.450
Số hộ gia đình (triệu hộ)	<i>Triệu hộ</i>	29,89	34,49	39,79

Lần lượt thay các số liệu trên vào phương trình (3.11) và tính toán, kết quả thu được là các kịch bản nhu cầu điện năng trong tương lai tại các năm 2020, 2025, và 2030. Kết quả cho thấy:

- Với kịch bản thấp về thu nhập bình quân đầu người, nhu cầu điện cần đáp ứng cho các năm 2020, 2025, và 2030 lần lượt là 229.241GWh, 347.597GWh, và 502.882GWh;
- Với kịch bản cơ sở cho tương lai về thu nhập bình quân đầu người, nhu cầu điện ứng với các năm lần lượt là 230.195GWh, 349.949GWh, và 511.268 GWh; và
- Với kịch bản cao về thu nhập, nhu cầu điện cần đáp ứng lần lượt là 231.722GWh, 354.404GWh, và 518.923 GWh.

Bảng 3.11. Kết quả dự báo nhu cầu điện trong tương lai của Việt Nam tương ứng với các kịch bản của số liệu đầu vào

Nhu cầu điện dự báo (GWh)	2020	2025	2030
Kịch bản thấp	229.341	347.597	502.882
Kịch bản cơ sở	230.195	349.949	511.268
Kịch bản cao	231.722	354.404	518.923

Một số tính toán mở rộng được triển khai thêm và kết quả cho thấy trong trường hợp giá trị thu nhập bình quân đầu người dự báo cho kịch bản thấp và cơ sở tăng lên từ 2% vào năm 2020 đến 9% vào năm 2030, thì nhu cầu tiêu thụ dự báo cũng tăng lên tương ứng từ 0,4% năm 2020 đến 1,7% năm 2030.

3.4. DỰ BÁO CÔNG SUẤT ĐỈNH P_{MAX} CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN ĐẾN NĂM 2030

Dự báo P_{max} hay còn gọi là dự báo nhu cầu công suất cực đại trong khoảng thời gian dự báo đòi hỏi độ chính xác cao; tuy nhiên lại không giống dự báo phụ tải là cần phải dự báo một quãng thời gian dài theo tuần, tháng, năm, v.v... để phục vụ cho kế hoạch điều tiết của điện lực mà chỉ cần dự báo thời điểm nhu cầu tải cao nhất để phục vụ tính toán độ dự trữ công suất phù hợp. Dự báo P_{max} nói riêng hay dự báo phụ tải nói chung là vấn đề được quan tâm đặc biệt vì có ảnh hưởng trực tiếp đến kế hoạch sản xuất điện, điều tiết, dự phòng và an ninh năng lượng. Vì vậy, từ lâu các phương pháp dự báo phụ tải đã được đưa vào giáo trình giảng dạy chuyên ngành tại các bậc học đại học và chuyên sâu sau đại học. Ngoài ra, cũng đã có rất nhiều đề tài nghiên cứu được triển khai nhằm nghiên cứu, cập nhật những xu hướng dự báo nhu cầu phụ tải điện và nhu cầu công suất tải phù hợp với điều kiện phát triển kinh tế hiện nay.

Ngày 14 tháng 3 năm 2013, Cục Điều tiết điện lực đã ban hành quyết định số 07/QĐ-ĐTĐL về Quy trình dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia [81]. Quy trình này quy định nguyên tắc, trình tự, thủ tục và phương pháp dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia; làm cơ sở để lập kế hoạch đầu tư phát triển hệ thống điện quốc gia, kế hoạch và phương thức vận hành hệ thống điện và vận hành thị trường điện. Tuy nhiên, tài liệu này không đề cập đến các phương pháp dự báo công suất cực đại của đô thị phụ tải P_{max} . Do đó, trên cơ sở tổng hợp và phân tích các phương pháp dự báo P_{max} dài hạn đã được ứng dụng thành công trên thế giới, luận án nghiên cứu và đề xuất phương pháp dự báo P_{max} dài hạn phù hợp với điều kiện của hệ thống điện tại Việt Nam.

3.4.1. Các phương pháp dự báo công suất đỉnh (P_{max}) dài hạn

Trong gần ba thập kỷ vừa qua, giới khoa học quốc tế đã ghi nhận khá nhiều các mô hình dự báo công suất đỉnh (P_{max}) dài hạn hiệu quả đã được trình bày ở phần trước, bao gồm:

- Mô hình SARIMAT: mô hình dự báo dựa trên dữ liệu chuỗi thời gian, trong đó chuỗi thời gian là một tập hợp các giá trị dữ liệu của một biến dự báo nào đó. Mô hình này còn được gọi là mô hình tự hồi quy tích hợp trung bình trượt theo thời gian (mùa) với ba thành phần chính: (1) Thành phần tự hồi quy theo thời gian; (2) Thành phần ràng buộc tính dừng của chuỗi thời gian; và (3) thành phần trung bình trượt. Chi tiết về phương pháp luận và ứng dụng dự báo có thể tham khảo trong nghiên cứu của Ismail và cộng sự [82].
- Mô hình hồi quy.
- Mô hình logic mờ.
- Mô hình mạng nơ ron hay các mô hình lai ghép.

3.4.2. Phương pháp đề xuất của luận án

Trên cơ sở phân tích các yêu cầu của dự báo, mục tiêu của dự báo, điều kiện dữ liệu đầu vào và các yếu tố liên quan, luận án lựa chọn mô hình mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP do khả năng tự học và tự điều chỉnh trọng số để cải thiện tính chính xác của kết quả dự báo. Dữ liệu đầu vào được lựa chọn bao gồm tốc độ tăng trưởng GDP và nhu cầu điện năng tiêu thụ. Mô hình FFBP được sử dụng để xử lý mối quan hệ không tường minh giữa nhu cầu công suất cực đại P_{max} , GDP và điện năng tiêu thụ GWh.

3.4.2.1. Phương pháp luận

Mối tương quan giữa nhu cầu phụ tải điện và các yếu tố tác động truyền thống như GDP và các yếu tố kinh tế, xã hội như mức tiêu thụ điện theo đầu người, mức tiêu hao điện năng trên đơn vị sản phẩm, giá điện, v.v... bị ảnh hưởng đáng kể theo thời gian. Thông thường, do khoa học kỹ thuật ngày càng phát triển dẫn đến giá công nghệ

rẻ dần theo thời gian, mức độ điện khí hóa – tự động hóa công nghiệp ngày càng tăng dần đến năng suất cao hơn trong khi mức tiêu thụ lại giảm xuống, v.v... Tất cả các điều này làm cho mối quan hệ giữa nhu cầu phụ tải điện và các yếu tố liên quan trở nên không tường minh. Các hàm toán biểu diễn tính không tường minh nêu trên thường rất phức tạp và khó đưa ra được kết quả chính xác. Do vậy, mạng nơ-ron được nghiên cứu và phát triển để tìm ra các mối tương quan nêu trên bằng giải thuật xấp xỉ các hàm phi tuyến biểu diễn tính chất không tường minh đó.

Mạng nơ-ron thường được huấn luyện bằng một trong các thuật toán có giám sát, điển hình như Back-Propagation, sử dụng các dữ liệu để điều chỉnh trọng số và ngưỡng của mạng sao cho cực tiểu hóa sai số dự báo trên tập huấn luyện. Một mạng được huấn luyện chính xác đồng nghĩa với việc mạng đó đã học được phương pháp mô phỏng một hàm chưa biết bằng cách giám sát và mô phỏng xấp xỉ mối liên hệ giữa ngõ ra và ngõ vào. Với mô hình cấu trúc tổng quát của mạng nơ-ron thể hiện ở Hình 3.2, hàm số thể hiện tổng các thông tin ngõ vào có trọng số là:

$$a = \sum_{i=1}^n w_i x_i \quad (3.12)$$

Trong đó:

- a : thành phần tuyến tính của nơ-ron hay tổng trọng số ngõ vào của nơ-ron;
- x_i : dữ liệu ngõ vào;
- n : số lượng dữ liệu ngõ vào của nơ-ron;
- w_i : trọng số tương ứng với dữ liệu ngõ vào.

Giả sử tín hiệu ngõ ra của mạng được định nghĩa là z thì hàm truyền f đóng vai trò biến đổi tổng tín hiệu ngõ vào a thành tín hiệu ngõ ra z theo hàm số như sau:

$$z = f(a) \quad (3.13)$$

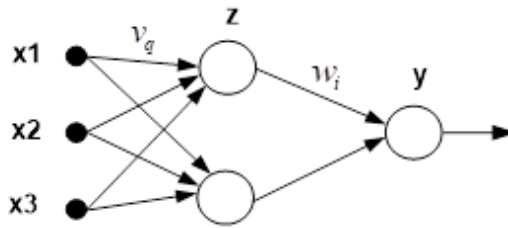
Với:

- z : dữ liệu ngõ ra của nơ-ron, đây là thành phần phi tuyến của nơ-ron;

- f : hàm kích hoạt (hàm chuyển) của thuật toán;

a. Xây dựng giải thuật mạng FFBP

Hình 3.13 thể hiện mô hình mô phỏng tổng quát cấu trúc mạng nơ-ron truyền thẳng; trong đó x_1, x_2, x_3 là các thông số ngõ vào; z là lớp ẩn; y là lớp ngõ ra (kết quả); v là trọng số lớp nơ-ron phía trước; w là trọng số nơ-ron lớp phía sau. Công thức (3.15) và (3.17) xác định các giá trị lớp z và lớp y .



Hình 3.13. Cấu trúc mạng nơ-ron truyền thẳng

Giá trị lớp ẩn z được định nghĩa như sau:

$$z_q = a(net_q) = a(v_q^T x) = a\left(\sum_{j=1}^m v_{qj} x_j\right) \quad (3.14)$$

Với:

$$net_q = v_q^T x = \sum_{j=1}^m v_{qj} x_j \quad (3.15)$$

Giá trị lớp ngõ ra y được định nghĩa như sau:

$$y_i = a(net_i) = a\left(\sum_{q=1}^r w_{iq} z_q\right) = a\left(\sum_{q=1}^r w_{iq} a\left(\sum_{j=1}^m v_{qj} x_j\right)\right) \quad (3.16)$$

Với:

$$net_i = w_i^T z = \sum_{q=1}^r w_{iq} z_q = \sum_{q=1}^r w_{iq} a\left(\sum_{j=1}^m v_{qj} x_j\right) \quad (3.17)$$

b. Xây dựng hàm mục tiêu

Hàm mục tiêu được xây dựng theo nguyên tắc tổng bình phương độ lệch (tổng bình phương sai số) giữa mục tiêu d_i và ngõ ra y_i của mạng nơ-ron là nhỏ nhất. Theo đó, luận án sử dụng phương pháp steepest-descent để xây dựng luật học đệ quy hay luật học delta tổng quát hóa (*generalised delta learning rule*) cho hàm mục tiêu, từ đó xây dựng được hàm mục tiêu như sau:

$$\begin{aligned} J(w) &= \frac{1}{2} \sum_{i=1}^p (d_i - y_i)^2 = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^p (d_i - a(\text{net}_i))^2 \\ &= \frac{1}{2} \sum_{i=1}^p \left(d_i - a \left(\sum_{q=1}^r w_{iq} z_q \right) \right)^2 \rightarrow \min \end{aligned} \quad (3.18)$$

c. Cập nhật các vector trọng số

Việc cập nhật các vector trọng số được thực hiện thông qua các vòng lặp cập nhật nhằm mục đích cải thiện liên tục quá trình học mạng để tạo ra các trọng số cuối cùng. Nói cách khác, đây là bước cuối cùng để tối thiểu hóa giá trị ngõ ra của hàm mục tiêu. Hàm truyền giữa lớp ẩn và lớp ngõ ra được biểu diễn bằng hàm số dưới đây [83]:

$$\begin{aligned} \Delta w_{iq} &= -\eta \cdot \frac{\partial J}{\partial w_{iq}} = -\eta \cdot \frac{\partial J}{\partial y_i} \cdot \frac{\partial y_i}{\partial \text{net}_i} \cdot \frac{\partial \text{net}_i}{\partial w_{iq}} = \eta \cdot (d_i - y_i) \cdot \frac{\partial a(\text{net}_i)}{\partial \text{net}_i} \cdot z_q \\ &\Leftrightarrow \Delta w_{iq} = \eta \cdot \delta_{oi} \cdot z_q \end{aligned} \quad (3.19)$$

Trong đó η là hệ số máy học; và

$$\delta_{oi} = \frac{\partial J}{\partial y_i} \cdot \frac{\partial y_i}{\partial \text{net}_i} = (d_i - y_i) \cdot \frac{\partial a(\text{net}_i)}{\partial \text{net}_i} \quad (3.20)$$

Tương tự, hàm truyền giữa lớp ngõ vào và lớp ẩn được định nghĩa như sau:

$$\Delta v_{qj} = -\eta \frac{\partial J}{\partial v_{qj}} = -\eta \sum_{i=1}^p \frac{\partial J}{\partial y_i} \cdot \frac{\partial y_i}{\partial net_i} \cdot \frac{\partial net_i}{\partial z_q} \cdot \frac{\partial z_q}{\partial net_q} \cdot \frac{\partial net_q}{\partial v_{qj}} \quad (3.21)$$

$$\Delta v_{qj} = \eta \sum_{i=1}^p (d_i - y_i) \cdot \frac{\partial a(net_i)}{\partial net_i} \cdot w_{iq} \cdot \frac{\partial a(net_q)}{\partial net_q} \cdot x_j = \eta \cdot \delta_{hq} \cdot x_j \quad (3.22)$$

Trong đó:

$$\delta_{hq} = -\frac{\partial J}{\partial net_q} = -\frac{\partial J}{\partial z_q} \cdot \frac{\partial z_q}{\partial net_q} = \frac{\partial a(net_q)}{\partial net_q} \sum_{i=1}^p (d_i - y_i) \cdot \frac{\partial a(net_i)}{\partial net_i} \cdot w_{iq} \quad (3.23)$$

$$\delta_{hq} = \frac{\partial a(net_q)}{\partial net_q} \cdot \sum_{i=1}^p \delta_{oi} \cdot w_{iq} \quad (3.24)$$

Trong trường hợp hàm tác động $a(.)$ là hàm sigmoid lưỡng cực, khi đó thực hiện thay thế hàm số (3.25) vào hàm số (3.19) và (3.22), tìm được kết quả là các hàm số (3.26), (3.27) và (3.28) như sau [83]:

$$\delta_{hq} = \frac{\partial a(net_q)}{\partial net_q} \cdot \sum_{i=1}^p \delta_{oi} \cdot w_{iq} \quad (3.25)$$

$$\delta_{oi} = \frac{1}{2} (1 - y_i^2) (d_i - y_i) \quad (3.26)$$

$$\delta_{hq} = \frac{1}{2} (1 - z_q^2) \cdot \sum_{i=1}^p \delta_{oi} \cdot w_{iq} \quad (3.27)$$

$$\Delta w_{iq} = \frac{1}{2} \eta \cdot (1 - y_i^2) \cdot (d_i - y_i) \cdot z_q \cdot \Delta v_{qj} = \frac{1}{2} \eta \cdot (1 - z_q^2) \cdot x_j \cdot \sum_{i=1}^p \delta_{oi} \cdot w_{iq} \quad (3.28)$$

Trong đó:

$$\frac{\partial a(net)}{\partial net} = \frac{1}{2} \cdot [1 - a^2(net)] \quad (3.29)$$

d. Hiệu chỉnh trọng số

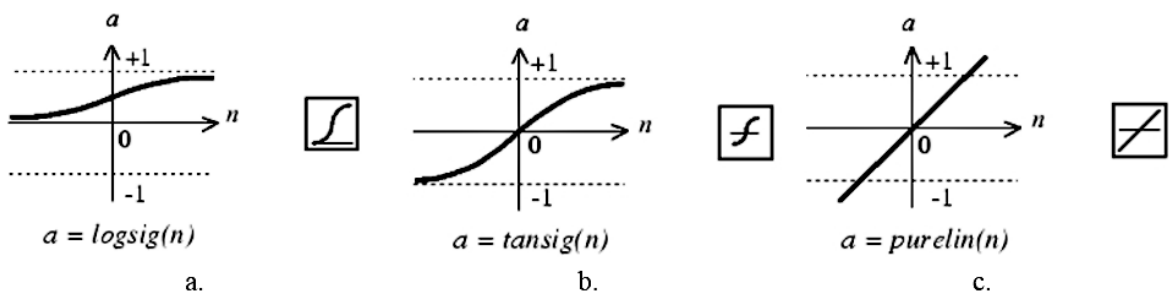
Dựa vào luật học củng cố được thể hiện trong Hình 3.15, vì trọng số kết nối được lựa chọn ngẫu nhiên từ đầu nên chúng sẽ được hiệu chỉnh theo sai số e của hệ thống. Phương trình hiệu chỉnh được thể hiện như sau:

$$w_{iq}^* = w_{iq} + \Delta w_{iq} \quad (3.30)$$

$$v_{qj}^* = v_{qj} + \Delta v_{qj} \quad (3.31)$$

3.4.2.2. Lựa chọn hàm tác động

Trong mạng nơ-ron truyền thẳng, các hàm tác động (có thể gọi là các hàm kích hoạt – activation function) thường dùng bao gồm: (1) hàm $\text{logsig}(n)$ (Hình 3.14a); (2) hàm $\text{tansig}(n)$ (hình 3.14b); và hàm $\text{purelin}(n)$ (Hình 3.14c). Vì thành phần ngõ vào a là thành phần tuyến tính, do đó bắt buộc các hàm kích hoạt này phải có tính chất phi tuyến để đảm bảo thành phần ngõ ra là thành phần phi tuyến.



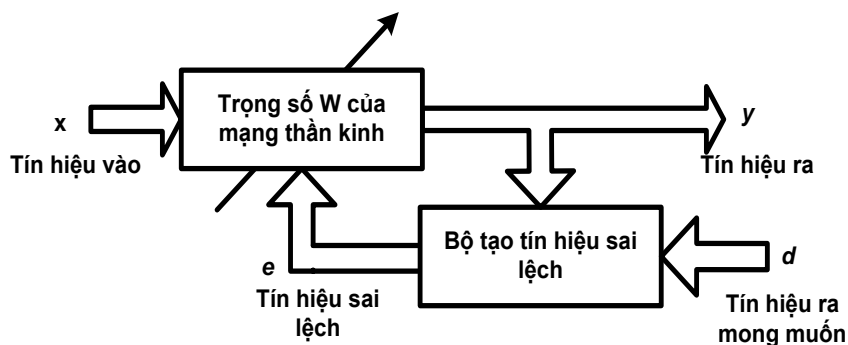
Hình 3.14. Một số hàm tác động thường dùng trong mạng nơ-ron truyền thẳng

Có thể chọn dùng một hàm tác động bất kỳ trong ba hàm kể trên, tuy nhiên mỗi hàm tác động có đặc tuyến riêng dẫn đến độ chính xác ngõ ra là khác nhau. Do đó, việc lựa chọn hàm tác động phù hợp cho mạng đòi hỏi phải xem xét tỉ mỉ; ngoài ra còn cần dựa vào độ chính xác của tín hiệu ngõ ra để quyết định hàm tác động.

3.4.2.3. Xây dựng luật học có giám sát

Giả sử có một tập dữ liệu/thông tin ngõ vào có dạng $\{x_1, d_1\}, \{x_2, d_2\}, \dots, \{x_q, d_q\}$, khi đó các trọng số ban đầu của mạng sẽ được chọn ngẫu nhiên. Khi ngõ vào x_q được

đưa vào mạng, dữ liệu ngõ ra của mạng y_q sẽ được so sánh với ngõ ra mục tiêu d_q . Các luật học có giám sát sẽ được xây dựng dựa vào sai số $e_q = d_q - y_q$ hiệu chỉnh trọng số và ngưỡng phân cực của mạng để đưa tín hiệu ngõ ra kết quả về gần với ngõ ra mục tiêu. Sơ đồ luật học củng cố có giám sát cơ bản cho mạng FFBP được thể hiện trong Hình 3.15.



Hình 3.15. Sơ đồ luật học củng cố có giám sát cho mạng FFBP

3.4.2.4. Các ràng buộc và lưu ý quan trọng của mô hình

Nếu kết thúc quá trình huấn luyện mà kết quả ngõ ra không phù hợp với kết quả mục tiêu mong muốn thì phải khởi chạy lại chương trình huấn luyện. Do các vector trọng số và ngưỡng kích hoạt của mạng sẽ được tái khởi động ngẫu nhiên mỗi khi chương trình huấn luyện được khởi động lại nên kết quả ngõ ra sẽ thay đổi đáng kể. Do đó, cần thử nghiệm nhiều lần để tìm ra bộ vector trọng số phù hợp và tối ưu nhất.

Trong trường hợp vẫn không thể tìm ra bộ giá trị kết quả mong muốn, có thể gia tăng số lượng nơ-ron ở lớp ẩn để cải thiện độ chính xác của quá trình huấn luyện và gia tăng tốc độ xử lý của giải thuật học máy. Tương tự, cũng có thể gia tăng số lượng lớp ẩn với ý nghĩa tương tự. Tuy nhiên, cần lưu ý là quá nhiều lớp ẩn hoặc quá nhiều nơ-ron trong một lớp có thể làm sai lệch sự chính xác ngõ ra, làm chậm quá trình học do có quá nhiều thông số cần tính toán, gia tăng dung lượng bộ nhớ... và không thể hiện đúng mối liên hệ giữa ngõ vào và ngõ ra. Cũng đã có rất nhiều nghiên cứu cho việc tìm hiểu xem khi tăng số lượng lớp ẩn hoặc số lượng nơ-ron liệu có làm tăng năng lực học hoặc tốc độ học của mạng hay không, nhưng vẫn chưa có kết luận chính

xác cho vấn đề này. Việc tăng số lượng nơ-ron trong lớp ẩn hoặc tăng số lượng lớp ẩn hiện nay chủ yếu phụ thuộc vào kinh nghiệm qua nhiều lần thử nghiệm huấn luyện của người thực hiện.

Trong một vài trường hợp, việc gia tăng số lượng lớp ẩn và số lượng nơ-ron trong lớp ẩn cũng không cho ra được kết quả hợp lý thì bắt buộc phải thay đổi giải thuật huấn luyện. Mỗi giải thuật có tốc độ hội tụ của tập dữ liệu khác nhau. Do đó, cần xem xét và phân tích cẩn thận các yêu cầu của vấn đề cần giải quyết ngay từ ban đầu để có phương án lựa chọn giải thuật huấn luyện cho phù hợp.

3.4.3. Dữ liệu đầu vào và kết quả dự báo

Luận án thu thập bộ số liệu quá khứ của các biến ngõ vào từ năm 1990 đến năm 2015. Để huấn luyện mạng và để thuận tiện cho việc kiểm tra tính chính xác của quy trình huấn luyện, dữ liệu quá khứ được chia thành hai tập dữ liệu riêng biệt: tập huấn luyện và tập kiểm tra. Trong đó, tập huấn luyện thường lớn hơn tập kiểm tra, cụ thể là tập huấn luyện thường chứa khoảng 70 – 90% toàn bộ tập dữ liệu. Tập kiểm tra được sử dụng để kiểm tra tính chính xác của mạng sau khi đã huấn luyện. Có hai cách xác định tập kiểm tra: (1) Lấy ngẫu nhiên các mẫu từ tập huấn luyện ban đầu; và (2) Lấy một tập các mẫu gần với thời điểm hiện tại nhất vì mức độ quan trọng của các mẫu này cao hơn các dữ liệu mẫu ở các năm xa hơn trước đó [54]. Vì vậy, luận án sử dụng 21 mẫu dữ liệu quá khứ (từ năm 1990 đến năm 2010) để huấn luyện mạng nơ-ron. Sau khi mạng kết thúc quá trình huấn luyện, thực hiện đưa 5 giá trị gần nhất (từ năm 2011 đến năm 2015) vào mạng để khảo sát, đánh giá mức độ chính xác giá trị P_{max} thông qua ngõ ra từ mạng nơ-ron. Các biến ngõ vào là: X_1 – tốc độ tăng trưởng GDP (%/năm), X_2 – điện năng tiêu thụ năm (GWh), X_3 – Hệ số đàn hồi, X_4 – T_{max} và ngõ ra Y_{target} là công suất đỉnh (P_{max}).

3.4.3.1. Lựa chọn các biến ngõ vào

Trong quá trình thử nghiệm, huấn luyện mạng nhận thấy chỉ có trường hợp sử dụng hai biến ngõ vào là: X_1 – tốc độ tăng trưởng GDP (%/năm), X_2 – điện năng tiêu thụ

năm (GWh) cho kết quả tốt nhất. Nguyên nhân hai biến X_3 – Hệ số đàn hồi và X_4 – T_{max} không được đưa vào để dự báo P_{max} có thể được giải thích như sau:

- Hệ số đàn hồi thể hiện sự vượt trước của tăng trưởng điện năng so với tăng trưởng kinh tế (cụ thể là GDP). Tuy nhiên hệ số này phụ thuộc rất nhiều vào đặc điểm đặc trưng của từng quốc gia như: mức độ điện khí hóa, tiến bộ của khoa học làm cho năng lượng điện được sử dụng hiệu quả hơn. Phân tích số liệu Hình 1.10 cho thấy hệ số đàn hồi lúc đầu tăng, sau đó có khuynh hướng giảm. Do đó, khi đưa hệ số này vào mạng nơ-ron thì kết quả cho sai số lớn;
- Đại lượng T_{max} đặc trưng cho mức độ văn minh, khai thác sử dụng điện của một quốc gia hoặc khu vực. Đại lượng này phụ thuộc nhiều vào mức độ san phẳng của đồ thị phụ tải và phụ thuộc vào các chính sách quản lý nhu cầu sử dụng điện của điện lực. Việc xác định đại lượng này trong quá khứ và trong tương lai là cả một thách thức.

Vì vậy, luận án đã tiếp tục sử dụng hai biến trên để thực hiện các bước huấn luyện mạng và kiểm tra (Bảng 3.12).

Dữ liệu đầu vào dùng cho dự báo bao gồm: (1) Kịch bản dự báo cơ sở về tốc độ tăng trưởng GDP theo dự báo của QHĐ VII điều chỉnh; và (2) Nhu cầu phụ tải điện (GWh) theo Vu và cộng sự [84] được trình bày trong Bảng 3.13.

3.4.3.2. Xây dựng cơ sở huấn luyện mạng

Luận án sử dụng thuật toán lan truyền ngược Levenberg – Marquardt (Trainlm) làm thuật toán huấn luyện của mô phỏng. Thuật toán này cho phép huấn luyện với hai ngõ vào tương ứng là tốc độ phát triển GDP (%/năm) và nhu cầu điện năng tiêu thụ (GWh) để tạo ra một giá trị ngõ ra là nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}). Quá trình phân tích và khảo sát cho thấy cấu trúc mạng FFBP hiệu quả trong trường hợp này là cấu trúc 1 lớp ẩn với 10 nơ-ron, 1 lớp ngõ ra.

Trong quá trình huấn luyện, nếu sử dụng hàm kích hoạt *logsig* hoặc *tansig* làm hàm tác động giữa lớp ẩn và lớp ra thì nếu đưa giá trị ngõ vào vượt ra khỏi khoảng

giá trị huấn luyện thì ngõ ra sẽ bị bão hòa ở một giá trị nào đó. Do đó, đối với bài toán có ý nghĩa ngoại suy như hiện tại thì hàm *purelin* là hàm tác động phù hợp và được lựa chọn trong trường hợp này. Dựa vào đó, các thông số huấn luyện được thiết lập và giải nghĩa trong Bảng 3.14.

Bảng 3.12. Dữ liệu quá khứ dùng để huấn luyện mạng đề xuất

Năm	X_1	X_2	Y_{target}
	<i>[%/năm]</i>	<i>[GWh]</i>	<i>[MW]</i>
A. Tập dữ liệu huấn luyện			
1990	5,10	8.678	1.660
1991	6,00	9.152	1.850
1992	8,60	9.654	2.005
1993	8,10	10.665	2.143
1994	9,30	12.284	2,408
1995	9,54	14.636	2.796
1996	9,34	16.946	3.177
1997	8,15	19.151	3.595
1998	5,80	21.665	3.875
1999	4,80	23.739	4.329
2000	7,10	26.745	4.615
2001	7,10	30.187	5.181
2002	7,10	34.073	5.817
2003	7,10	38.461	6.530
2004	7,10	43.414	7.331
2005	7,55	49.008	8.230
2006	6,98	53.845	9.015
2007	7,13	59.159	9.876
2008	5,66	64.998	10.818
2009	5,40	71.415	11.851
2010	6,42	78.466	15.416
B. Tập dữ liệu kiểm tra			
2011	6,24	94.658	16.490
2012	5,25	105.474	18.603
2013	5,42	115.069	20.010
2014	5,98	128.435	22.210
2015	6,20	141.800	25.295

Bảng 3.13. Kịch bản cơ sở phát triển hệ thống điện

Năm	Tốc độ phát triển GDP	Nhu cầu điện năng tiêu thụ
	<i>[%/năm]</i>	<i>[GWh]</i>
2020	7,00	230.195
2025	7,00	349.949
2030	7,00	511.268

Bảng 3.14. Kịch bản cơ sở phát triển hệ thống điện

Ký hiệu	Thông số	Ý nghĩa
Epochs	1000	Số lần lặp tối đa để huấn luyện
Goal	0	Mục tiêu sai số bằng 0
max_fail	1000	Số lần tối đa xác định lỗi
min_grad	0.0000001	Gradient tối thiểu cho việc thực hiện
mu	0.001	Giá trị mu khởi tạo
mu_dec	0.1	Hệ số suy giảm mu
mu_inc	10	Hệ số gia tăng mu
mu_max	1E+10	Giá trị mu tối đa
Show	25	Số epoch hiển thị
Show Command Line	FALSE	Tạo dòng lệnh ngõ ra
Show Window	TRUE	Hiển thị cửa sổ huấn luyện
Time	Inf	Thời gian tối đa cho việc huấn luyện

3.4.3.3. Kiểm tra sai số của quá trình huấn luyện

Sau khi đưa các thông số vào chương trình neural network, tìm được kết quả của chương trình huấn luyện. Với Y_{target} là P_{max} thống kê thực tế của những năm trong quá khứ, $Y_{training}$ là kết quả tính toán của chương trình. Như đã trình bày ở phía trên, thực nghiệm cho thấy khi tăng số lớp ẩn và số nơ-ron trong lớp ẩn lên thì quá trình học của nơ-ron sẽ lâu hơn mà kết quả lại không thay đổi nhiều. Thử nghiệm tại mô hình này cũng cho kết quả tương tự.

Sau đó, $Y_{training}$ được so sánh với Y_{target} và cho thấy kết quả sai số trung bình huấn luyện rất nhỏ ($\leq 1,65\%$) (xem Bảng 3.15), với sai số (error %) lớn nhất là 3,1% vào năm 1993.

Bảng 3.15. Thông số đầu vào và kết quả huấn luyện

Năm	<i>Y_target</i>	<i>Y_training</i>	Sai số
	[MW]	[MW]	[%]
1990	1.660	1.621,3	2,3
1991	1.850	1.836,2	0,7
1992	2.005	1.954,9	2,5
1993	2.143	2.076,2	3,1
1994	2.408	2.403,8	0,2
1995	2.796	2.720,8	2,7
1996	3.177	3.081,9	3,0
1997	3.595	3.530,1	1,8
1998	3.875	3.792,8	2,1
1999	4.329	4.224,5	2,4
2000	4.615	4.735,2	2,6
2001	5.655	5.543,1	2,0
2002	6.552	6.429,5	1,9
2003	7.408	7.204,6	2,7
2004	8.283	8.179,5	1,2
2005	9.255	9.083,2	1,9
2006	10.187	9.988,5	1,9
2007	11.286	11.432,3	1,3
2008	12.636	12.412,8	1,8
2009	13.867	13.537,2	2,4
2010	15.416	15.118,0	1,9

3.4.3.4. Kết quả dự báo bằng mô hình FFBP đề xuất

Sai số giữa kết quả dự báo và giá trị kiểm tra được trình bày ở Bảng 3.16. Sai số trung bình của mô hình đạt xấp xỉ 1,92%. Kết quả này phù hợp đối với một mô hình dự báo dài hạn. Với lý do này, mô hình tiếp tục được sử dụng để dự báo nhu cầu điện (GWh) trong tương lai tương ứng với giá trị kết quả (P_{max}). Các điều kiện dự báo được giữ nguyên và kết quả dự báo được liệt kê trong Bảng 3.17.

Bảng 3.16. Kết quả kiểm tra sai số của huấn luyện

Năm	<i>Y_target</i>	<i>Y_training</i>	Sai số
	[MW]	[MW]	[%]
2011	16.490	16.493,3	2,7
2012	18.603	18.819,5	1,2
2013	20.010	20.520,2	2,5
2014	22.210	22.900,5	3,1
2015	25.295	25.268,9	0,1

Bảng 3.17. Số liệu đầu vào

Năm	Tăng trưởng GDP	Nhu cầu điện năng
	<i>[%/năm]</i>	<i>[GWh]</i>
2020	7,0	230.195
2025	7,0	349.949
2030	7,0	511.268

Bảng 3.18. Kết quả dự báo công suất nhu cầu đỉnh P_{max}

Năm	Công suất nhu cầu đỉnh P_{max} dự báo
	<i>[MW]</i>
2020	40.332
2025	60.835
2030	87.558

3.5. PHÂN NHÓM VÀ DỰ BÁO ĐỒ THỊ PHỤ TẢI

Phân nhóm đồ thị phụ tải là công tác quan trọng trong quy hoạch và vận hành hệ thống điện. Thông thường, việc phân nhóm chủ yếu nhằm mục đích phân loại hộ tiêu thụ điện theo đặc tính hành vi tiêu thụ để hoạch định giá điện và xây dựng các chương trình quản lý nhu cầu tiêu thụ điện của các đơn vị cung cấp điện. Tuy nhiên, trong lĩnh vực quy hoạch hệ thống điện thì phân nhóm đồ thị phụ tải cũng đóng vai trò quan trọng. Để xây dựng kịch bản về nhu cầu điện năng, lập trình động là phương pháp được áp dụng phổ biến nhất hiện nay vì tính chính xác của dự báo, đặc biệt là dự báo nhu cầu sử dụng điện hằng giờ của hệ thống. Tuy nhiên, phương pháp này đòi hỏi một số lượng biến rất lớn nếu phải dự báo nhu cầu điện cho toàn bộ 8760 giờ của cả năm. Khi đó, để giảm số lượng biến của chương trình dự báo, một trong những phương pháp hiệu quả là phân nhóm đồ thị phụ tải để tìm ra các nhóm phụ tải có cùng hình dạng. Với ý nghĩa tương tự như vậy trong quy hoạch nhu cầu điện dài hạn, luận án thực hiện phân nhóm đồ thị phụ tải để tìm ra các quy luật tiêu thụ điện tại Việt Nam trong quá khứ, trên cơ sở đó dự báo đồ thị phụ tải điện của từng nhóm phụ tải đến năm 2030. Các kết quả dự báo nhu cầu điện (GWh) và dự báo công suất đỉnh (P_{max}) thu được từ các đồ thị phụ tải dự báo được sử dụng để so sánh với kết quả dự báo đã được trình bày ở mục 3.3 và 3.4.

3.5.1. Các phương pháp dự báo đồ thị phụ tải

Dự báo đồ thị phụ tải là giai đoạn sau cùng của quá trình phân nhóm phụ tải. Dựa vào các quy luật đặc trưng của từng nhóm đồ thị phụ tải, người ta tiến hành khởi tạo các đồ thị phụ tải dự báo trong tương lai thông qua giá trị P_{max} dự báo và mối tương quan giữa thuộc tính của đối tượng tiêu thụ và đồ thị phụ tải tương ứng. Các phương pháp dự báo đồ thị phụ tải cũng được phân thành hai nhóm chính: (1) Nhóm các phương pháp thống kê; và (2) Nhóm các phương pháp mô phỏng trí tuệ nhân tạo. Ví dụ điển hình cho nhóm các phương pháp thống kê là phương pháp san bằng hàm mũ (*exponential smoothing*), mô hình ARIMA và hồi quy tuyến tính; các phương pháp phổ biến của nhóm thứ hai là mạng nơ-ron và SVM.

3.5.1.1. Nhóm các phương pháp thống kê

Hai thập kỷ vừa qua đã ghi nhận một số nghiên cứu nổi bật về dự báo đồ thị phụ tải bằng các phương pháp thống kê. Taylor và cộng sự [85] công bố nghiên cứu về dự báo đồ thị phụ tải hàng giờ cho thành phố Rio de Janeiro bằng bốn phương pháp: ARIMA, phương pháp san bằng hàm mũ biến kép Holt-Winters, mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược và hồi quy tuyến tính sử dụng các phân tích thành phần trọng số (PCA). Kết quả cho thấy phương pháp san bằng hàm mũ biến kép Holt-Winters là phương pháp chính xác nhất, đơn giản nhất và nhanh nhất. Sau đó Taylor và McSharry [86] thực hiện điều chỉnh cải tiến mô hình san bằng hàm mũ biến kép và hồi quy tuyến tính sử dụng PCA để dự báo đồ thị phụ tải hàng giờ cho Ý, Na Uy và Thụy Điển, kết quả về tính chính xác là không thay đổi. Mô hình tiếp tục được cải tiến để áp dụng cho dự báo đồ thị phụ tải mỗi 30 phút cho Vương Quốc Anh và Pháp [87]. Fan và Hyndman [88] đề xuất một phương pháp hồi quy lũy tiến bán tham số (*semi-parametric additive regression*) để dự báo đồ thị phụ tải với độ phân giải 30 phút cho bang Victoria và Nam Úc. Trong mô hình dự báo sử dụng các biến dữ liệu phụ tải quá khứ, đặc tính tiêu thụ theo ngày và nhiệt độ; kết quả thu được có độ chính xác cao. Một số mô hình khác được tổng hợp trong nghiên cứu của Chicco [89].

3.5.1.2. Nhóm các phương pháp mô phỏng trí tuệ nhân tạo

Trong số các phương pháp mô phỏng trí tuệ nhân tạo thì mạng nơ-ron là phương pháp được quan tâm, nghiên cứu và ứng dụng phổ biến nhất trong dự báo đồ thị phụ tải điện. Reis và cộng sự [90] lần đầu tiên sử dụng mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược để dự báo đồ thị phụ tải hàng giờ cho khu vực Nam Mỹ sau khi sử dụng các biến thể đa bậc của mạng Wavelet để phân tích các đặc tính phụ tải thành các thành phần Wavelet. Nghiên cứu sử dụng phương pháp tương tự như trên để dự báo đồ thị phụ tải hàng giờ theo ngày cho hệ thống điện bang New England của Mỹ được Chen và đồng nghiệp công bố năm 2010 [91]. Hai phương pháp dự báo đồ thị quan trọng khác dựa trên nền tảng mạng nơ-ron được Troncoso đề xuất bao gồm dự báo mô hình trọng số gần nhất [92] (*Weighted Nearest Neighbor – WNN*) và dự báo hình dạng đồ thị theo chuỗi tương đồng (*Pattern Sequence-Based Forecasting – PSF*) [93]. Trong đó, WNN được dùng để dự báo đồng thời cả nhu cầu phụ tải theo đồ thị và giá điện tối ưu của hệ thống; còn PSF là mô hình tổng quát của WNN thực hiện dự báo đồ thị bằng các thuật toán chuỗi xấp xỉ/tương đồng. Kết quả dự báo bằng PSF và WNN có độ chính xác gần tương đương với các phương pháp khác như ARIMA, SVM và các mô hình mạng nơ-ron cải tiến khác. Rana và cộng sự [94] giới thiệu mô hình mạng nơ-ron lặp (INN) để dự báo đồ thị phụ tải theo giờ hàng ngày cho Úc, Bồ Đào Nha, và Tây Ban Nha dựa trên dữ liệu phụ tải quá khứ; kết quả được công bố có độ chính xác trung bình với sai số trung bình đối với Úc, Bồ Đào Nha, và Tây Ban Nha lần lượt là 3,36%, 11,70% và 5,79%. Vercamer và cộng sự [95] sử dụng mô hình Round Robin [96] để xử lý các biến phụ thuộc trước khi đưa vào thuật toán phân loại đồ thị phụ tải điện cho Vương quốc Bỉ. Sau đó sử dụng hai thuật toán là Random Forests [97] (RF) và Stochastic Boosting [98] (SB) để dự báo đồ thị phụ tải trong tương lai. Mishra và Kaur (2016) xây dựng ba mô hình để dự báo đồ thị phụ tải theo giờ cho hệ thống điện Na uy và so sánh kết quả và sai số của từng mô hình. Các mô hình bao gồm cây hồi quy (*regression tree*), mô hình mạng nơ-ron truyền thẳng (ANN) và mô hình mạng nơ-ron tích chập mờ (*fuzzy convolutional neural network – FCNN*). Kết quả cho thấy mô hình FCNN có sai số thấp nhất với 1,18%; sai số của

mô hình cây hồi quy và ANN lần lượt là 3,31% và 2,77% [99]. Một số mô hình khác được tổng hợp trong nghiên cứu của Chicco [89].

3.5.2. Các phương pháp phân nhóm đồ thị phụ tải

Tính đến thời điểm hiện tại, dữ liệu khoa học của thế giới đã ghi nhận rất nhiều phương pháp phân nhóm đồ thị phụ tải. Về mặt lý thuyết, có thể tổng hợp các phương pháp này thành ba nhóm chính: (1) Nhóm phương pháp phân nhóm không theo luật học giám sát (phương pháp cổ điển); (2) Nhóm các phương pháp trí tuệ nhân tạo; và (3) Nhóm các phương pháp khác.

- Phương pháp phân nhóm không luật học giám sát cổ điển nhất là phương pháp bản đồ tự sắp xếp Kohonen (*Kohonen's self-organising map – SOM*) cho phép phân tích dữ liệu và biểu diễn đồ thị kết quả phân tích (tự sắp xếp) theo hai chiều nhưng không cho ra kết quả phân nhóm đồ thị cuối cùng một cách trực tiếp mà phải thông qua một bước xử lý sau quy trình tự sắp xếp [100, 101, 102, 103];
- Các phương pháp trí tuệ nhân tạo bao gồm mạng nơ-ron, phương pháp lượng tử hóa vector (*Vector Quantization – VQ*), logic mờ, kỹ thuật thống kê K-means (KM), phân tích chuỗi đa biến, và các phương pháp lai ghép như mạng nơ-ron xác suất (*probability neural networks – PNN*) [104] và kỹ thuật thống kê K-means mờ (*fuzzy K-means – FKM*);
- Các phương pháp vừa được định nghĩa gần đây bằng lý thuyết thông tin như phương pháp FDL (*follow the leader*), phân loại tập hợp bằng vec-tơ định hướng (*support vector clustering – SVC*). Các kỹ thuật này không đòi hỏi số lượng tập hợp chính xác ngõ vào, mà sử dụng ngưỡng khoảng cách nội tại giữa các tâm tập hợp [105, 106, 107]. Các phương pháp khác được thống kê đầy đủ trong Bảng 1, trang 71, nghiên cứu của Chicco [89].

Về mặt ứng dụng, các kỹ thuật phân nhóm đồ thị phụ tải được ứng dụng phổ biến bao gồm KM, FKM [108, 109], phương pháp lượng tử hóa vec-tơ tương hợp (*Adaptive Vector Quantization – AVQ*) [110], kỹ thuật phân tầng (*hierarchical clustering – HC*) [111], mô hình lai ghép ARIMA – mờ [112], kỹ thuật phân nhóm

ting lặp (*iterative refinement clustering – IRC*) [107], mạng nơ-ron mờ cực đại – cực tiểu (*Min–max neuro-fuzzy – MMNF*) [113], SOM, PNN...

Trên đây là các phương pháp phân nhóm đồ thị phụ tải đã được ghi nhận, vấn đề là lựa chọn được phương pháp hợp lý để cho ra kết quả phân nhóm phù hợp (với đặc điểm số liệu đầu vào của trường hợp khảo sát). Vì trong thực tế, các kết quả phân nhóm có thể gây ra nhiều cách hiểu nhầm do nhiều yếu tố dự báo không thể giải thích hoặc không có cơ sở tường minh để lý giải. Do đó, kết quả phân nhóm đồ thị phụ tải cần phải được kiểm tra, sắp xếp lại, hoặc lọc lại bởi các chuyên gia có kinh nghiệm về đồ thị phụ tải. Các chuyên gia sẽ thực hiện sắp xếp lại các dạng đồ thị thành từng nhóm dựa vào các yếu tố liên quan như: thời gian, đặc điểm mùa trong năm, hoặc đặc điểm của ngày nghỉ, ngày làm việc, v.v... Tuy nhiên, không có nghĩa là các phương pháp phân nhóm nêu trên sẽ làm mất đi ý nghĩa của chúng, việc lựa chọn phương pháp vẫn phụ thuộc vào kinh nghiệm của người thực hiện, điều kiện dữ liệu và mục đích phân nhóm.

3.5.3. Phương pháp đề xuất của luận án

3.5.3.1. Phương pháp luận

Bằng cách nghiên cứu cẩn thận các phương pháp dự báo đồ thị phụ tải, kết hợp với số liệu quá khứ đã thu thập được từ ngành điện, mục tiêu dự báo đồ thị phụ tải của luận án là: (1) Tìm ra các dạng đồ thị phụ tải đặc trưng cho hệ thống điện của Việt Nam đến năm 2030; (2) Dự báo công suất đỉnh của hệ thống tương ứng với từng dạng đồ thị đặc trưng đến năm 2030; (3) Dự báo nhu cầu điện cho toàn hệ thống đến năm 2030, luận án lựa chọn thuật toán $K_{max} - K_{min}$ kết hợp với sự lựa chọn của chuyên gia để tìm ra các dạng đồ thị đặc trưng của hệ thống điện Việt Nam tại các năm 2006, 2010, 2012, và 2014. Từ đó, sử dụng các dạng đồ thị tương tự nhau để dự báo đồ thị phụ tải trong tương lai. Quy trình phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải đề xuất được trình bày ở Hình 3.16.

a. Thu thập và xử lý dữ liệu

Dữ liệu về đô thị phụ tải theo giờ trong 10 năm được thu thập và xử lý. Các dữ liệu lỗi và dữ liệu nhiễu được lọc ra và loại bỏ. Trong đó dữ liệu nhiễu được định nghĩa là dữ liệu trong những ngày mất điện toàn hệ thống.

b. Quá trình phân nhóm

Để phân nhóm đô thị phụ tải, thuật toán $K_{max} - K_{min}$ được áp dụng như sau [114]:

- 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
 - + $y_1 = x_1; y_2 = x_{j_0}; l_{11} = 1; l_{12} = j_0$ 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 $l_{k1} = i_0$
 - + $X' \leftarrow X' - \{y_{k+1}\}$

- 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

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

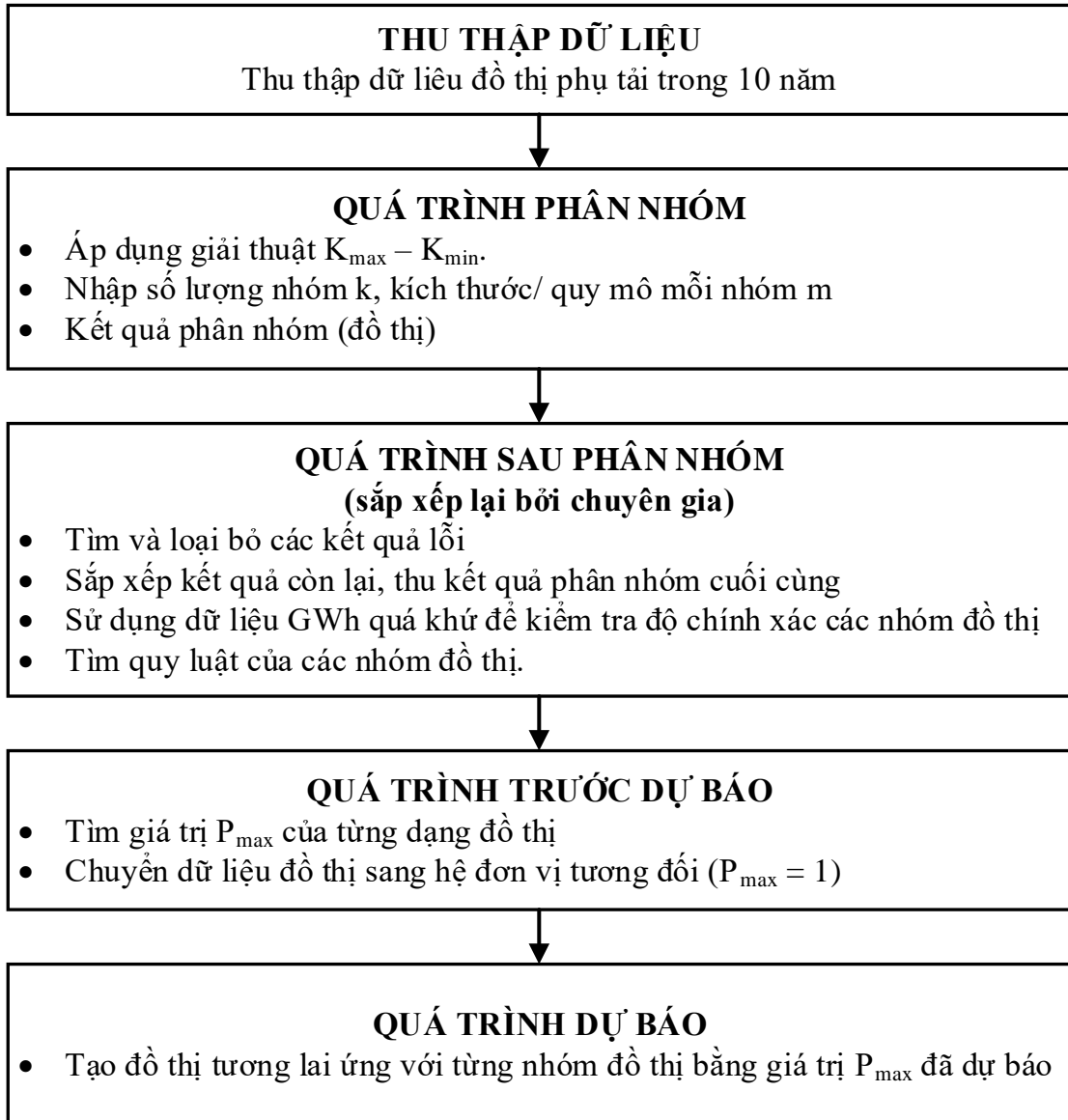
- + Thiết lập giá trị $m_j \leftarrow m_j + 1$ và $l_{m_j j} = i$
- Bước 6: Khi $1 \leq j \leq k$, thay thế y_j bằng

$$\frac{(x_{l_{1j}} + x_{l_{2j}} + \dots + x_{l_{m_j j}})}{m_j}$$
- 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.

c. Quá trình sau phân nhóm (sắp xếp lại bởi chuyên gia)

Thực ra, kết quả phân nhóm đồ thị phụ tải theo các bước nêu trên hầu như không thể lý giải được đặc tính hành vi của phụ tải vì chúng được phân nhóm dựa trên ngưỡng khoảng cách nội tại giữa các tâm tập hợp. Do đó, việc sắp xếp lại (hay phân nhóm lại) kết quả phân nhóm bằng thuật toán $K_{max} - K_{min}$ trên là cần thiết. Quá trình này sử dụng kinh nghiệm chuyên gia để phân nhóm lại dựa trên các yếu tố liên quan đến thời gian, đặc tính phụ tải theo mùa trong năm, hoặc đặc tính phụ tải theo ngày nghỉ, ngày làm việc trong năm... Sau quá trình này, mỗi dạng đồ thị phụ tải được hình thành từ các giá trị trung bình của các đồ thị phụ tải thuộc về nhóm đó.

- Để kiểm định độ chính xác của các dạng đồ thị cuối vừa được sắp xếp lại, tiến hành lấy tích số của dữ liệu phụ tải tiêu thụ trên các đồ thị với số ngày tiêu thụ. Tổng đại số của các tích số này chính là nhu cầu điện năng tiêu thụ của nhóm đồ thị đó trong một năm. Đồng thời sau quá trình tái phân nhóm này, có thể xác định các quy luật phân nhóm đối với dữ liệu đồ thị phụ tải quá khứ.



Hình 3.16. Lưu đồ phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải

d. Quá trình trước dự báo

Ở quá trình này thực hiện hai công việc: (1) Tìm giá trị công suất đỉnh P_{max} của mỗi dạng đồ thị đã được phân nhóm; và sau đó (2) Chuyển đổi dữ liệu của từng dạng đồ thị sang hệ đơn vị tương đối với quy ước giá trị công suất đỉnh P_{max} của mỗi dạng đồ thị tương đương với giá trị 1.

e. Quá trình dự báo

Xây dựng tỷ lệ giữa công suất đỉnh P_{maxj} của mỗi dạng đồ thị với công suất đỉnh P_{max} của năm. Sau đó, sử dụng giá trị công suất đỉnh P_{maxj} đã cho để suy ra giá trị phụ tải tương lai. Kết quả công suất đỉnh dự báo sẽ được kiểm tra độ chính xác bằng giá trị điện năng tiêu thụ dự báo cho trước. Chênh lệch giữa giá trị GWh dự báo từ dự báo đồ thị phụ tải và giá trị GWh dự báo cho trước là cơ sở để tính toán sai số của dự báo.

3.5.3.2. Số liệu đầu vào

Thu thập dữ liệu đồ thị phụ tải hằng giờ của các năm 2006, 2010, 2012, 2014. Dữ liệu không được liên tục vì thiếu bộ dữ liệu của các năm 2008 và 2016.

3.5.3.3. Kết quả quá trình phân nhóm phụ tải

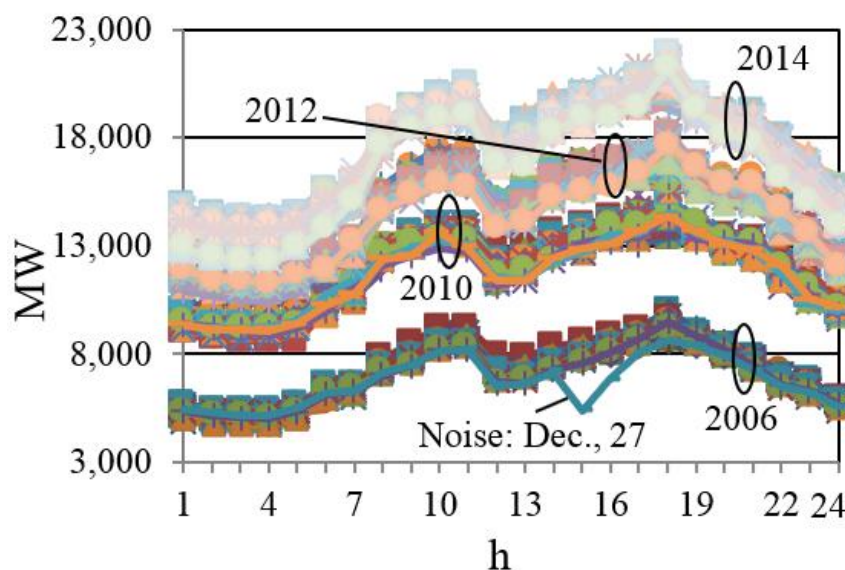
Sau khi kiểm tra các trường hợp điển hình với số lượng k nhóm đồ thị, bao gồm 3, 5, 8, 9, và 12. Mẫu tốt nhất có thể tạo ra số lượng nhóm đồ thị hợp lý nhất được chọn là 9 cho năm 2006 và 8 cho các năm 2010, 2012, 2014. Các nhóm đồ thị được chia theo hai nhóm: đồ thị phụ tải theo ngày thường và theo các ngày đặc biệt nằm trong nhóm đồ thị. Kết quả phân nhóm đồ thị được liệt kê trong Bảng 3.19.

Bảng 3.19. Kết quả phân nhóm đồ thị phụ tải sau quá trình phân nhóm

STT	Dạng đồ thị	2006	2010	2012	2014
1	Ngày nghỉ tết	X	X	X	X
2	Ngày làm việc tháng 1, 2		X	X	
3	Ngày làm việc tháng 1, 2, 3	X			X
4	Ngày làm việc tháng 3, 4		X		
5	Ngày làm việc tháng 3, 4, 5			X	
6	Ngày làm việc tháng 4, 5				X
7	Ngày làm việc tháng 4, 5, 8	X			
8	Ngày làm việc tháng 5, 6		X		
9	Ngày làm việc tháng 6, 7	X			
10	Ngày làm việc tháng 7, 8		X		
11	Ngày làm việc tháng 6, 7, 8			X	X
12	Ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12	X	X	X	X

13	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 1, 2, 3	X			
14	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 1, 2		X		X
15	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 1, 2, 3, 4			X	
16	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 3, 4, 5		X		X
17	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 4, 5, 8	X			
18	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 5, 6, 7, 8, 9		X	X	X
19	Chủ nhật tháng 6, 7	X			
20	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 9, 10, 11, 12	X			
21	Chủ nhật, ngày nghỉ tháng 10, 11, 12		X	X	X

Hình 3.17 thể hiện một dạng đồ thị phụ tải điển hình cho một ngày làm việc của tháng 9, 10, 11, và 12. Có thể thấy trên biểu đồ xuất hiện dữ liệu nhiễu vào ngày 27/12/2006 do mất điện một phần trên hệ thống. Không những vậy, mặc dù hầu hết các đường cong phụ tải đều nằm ở khu vực ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12; vẫn có một số đường cong có hình dạng khác biệt rơi vào các ngày làm việc của tháng 1, 3, 4, và 5. Hiện tượng này cũng xuất hiện trong các nhóm đồ thị phụ tải khác. Tuy nhiên, đây chỉ là đặc tính tự nhiên của số liệu.



Hình 3.17. Dạng đồ thị phụ tải của ngày làm việc tháng 9, 10, 11, và 12

3.5.3.4. Kết quả quá trình sau phân nhóm (sắp xếp lại bởi chuyên gia)

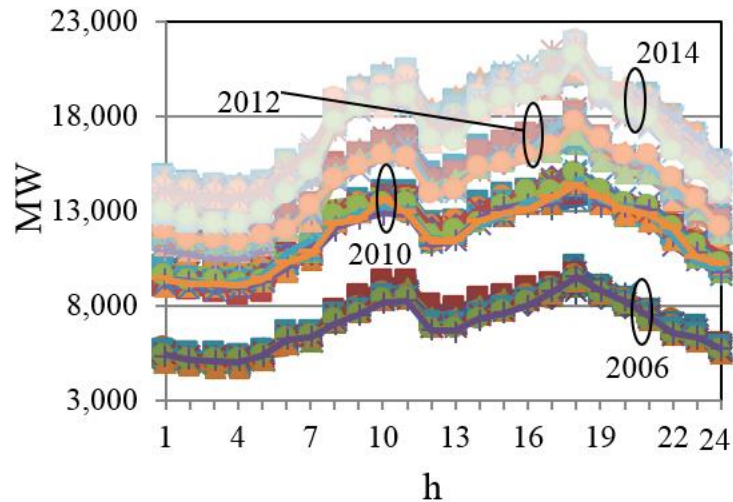
Dựa vào các yếu tố liên quan đến thời gian, đặc tính phụ tải có tính tương đồng theo mùa trong năm, và đặc tính phụ tải có tính tương đồng theo ngày nghỉ, ngày làm

việc; sử dụng kiến thức, kinh nghiệm của chuyên gia để phân tích, đánh giá sự phù hợp của các dạng đồ thị tương ứng với đặc tính của các điều kiện như: ngày làm việc, ngày nghỉ hay lễ, Tết, mùa trong năm, v.v... sau đó thực hiện tái phân nhóm các nhóm đồ thị phụ tải thu được trong bước trước. Sau khi phân nhóm lại, các nhóm đồ thị phụ tải được trình bày trong Bảng 3.20. Tổng số nhóm dạng đồ thị hợp lý và có thể giải thích được là 8.

Kết quả điển hình của quá trình tái phân nhóm dạng đồ thị phụ tải cho ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12 được thể hiện ở Hình 3.18. Đây là kết quả sau khi đã loại bỏ các đường cong nhiễu không thuộc nhóm ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12. Nhằm đánh giá độ chính xác sau khi tái phân nhóm đồ thị phụ tải, luận án sử dụng đồ thị phụ tải của nhóm ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12 để so sánh với kết quả điện năng tiêu thụ ở các năm 2010, 2012 và 2014. Kết quả kiểm tra sai số được trình bày trong Bảng 3.20; trong đó dễ dàng nhận thấy sai lệch giữa giá trị điện năng tiêu thụ (GWh) thu được từ đồ thị phụ tải và giá trị điện năng tiêu thụ (GWh) thực tế - là tổng của 8.760 giá trị phụ tải của bộ số liệu đầu vào của các năm tương ứng, là dưới 1% cho các năm 2010, 2012, và 2014. Qua kết quả kiểm tra cho thấy việc sử dụng đồ thị phụ tải 24 giờ có độ chính xác và có thể áp dụng các nhóm đồ thị còn lại.

Bảng 3.20. Kết quả phân nhóm phụ tải sau quá trình tái phân nhóm

STT	Dạng đồ thị
1	Ngày nghỉ tết
2	Ngày làm việc tháng 1, 2
3	Ngày làm việc tháng 3, 4, 5
4	Ngày làm việc tháng 6, 7, 8
5	Ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12
6	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 1, 2
7	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
8	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 10, 11, 12



Hình 3.18. Dạng đồ thị phụ tải của ngày làm việc tháng 9, 10, 11, và 12

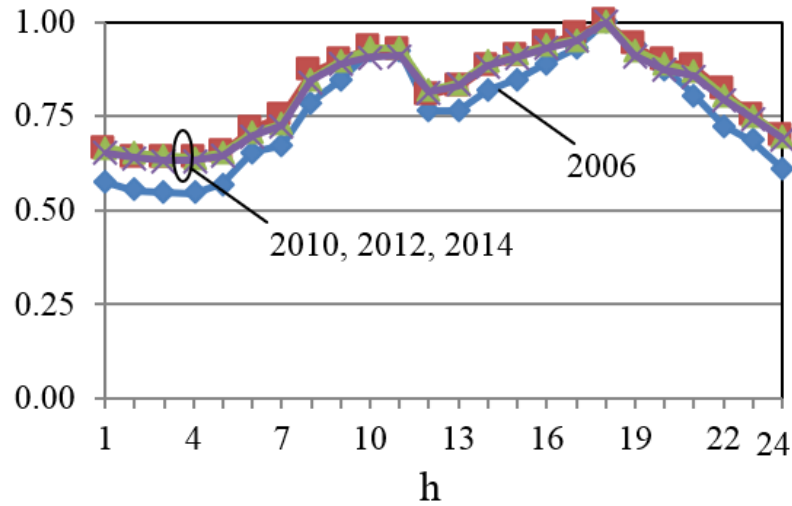
Bảng 3.21. Kết quả kiểm định sai số giữa điện năng tiêu thụ (GWh) thu được từ đồ thị phụ tải và điện năng tiêu thụ (GWh) thực tế

Năm	Nhu cầu GWh thực	Nhu cầu GWh từ đồ thị	Sai số
	[GWh]	[GWh]	[%]
2010	99.199	99.896	0,72
2012	118.500	119.617	0,94
2014	144.316	143.283	-0,76

3.5.3.5. Kết quả quá trình trước dự báo

Dữ liệu của đồ thị phụ tải được chuyển đổi sang hệ đơn vị tương đối với quy ước giá trị công suất đỉnh (P_{max}) tương đương với giá trị 1 ($P_{max} = 1$). Sử dụng chuyển đổi điển hình cho nhóm đồ thị của ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12 được thể hiện ở Hình 3.19. Kết quả cho thấy dạng đồ thị phụ tải của các năm 2010, 2012 và 2014 là gần trùng khớp nhau. Hơn nữa, nền kinh tế Việt Nam trong các phân tích ở phần trước và qua thực tế nhiều năm ổn định với mức tăng trưởng GDP trong 20 năm qua khoảng 6,5%, mức lạm phát trong các năm gần đây được giữ ở mức thấp, không xảy ra tình trạng phát giá đồng tiền, v.v... Điều này có nghĩa là hình dạng của đồ thị này có thể sẽ không thay đổi trong tương lai mà chỉ gia tăng về biên độ. Dữ liệu phụ tải của năm 2006 từ đây sẽ bị loại ra. Giá trị trung bình của ba đường đồ thị của các năm 2010,

2012 và 2014 được xem như là đường quy luật – không thay đổi, đối với nhóm đồ thị này trong tương lai.

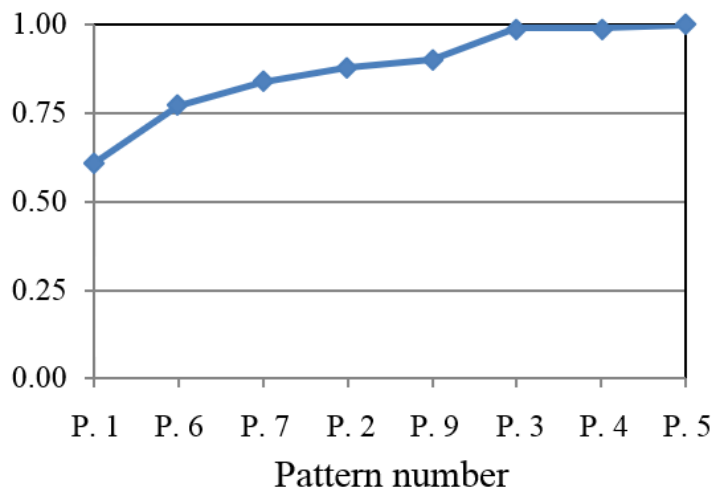


Hình 3.19. Dạng đồ thị phụ tải của ngày làm việc tháng 9, 10, 11, và 12 quy đổi sang hệ đơn vị tương đối

3.5.3.6. Kết quả quá trình dự báo đồ thị tương lai

Tỷ lệ của công suất đỉnh (P_{max}) của từng nhóm đồ thị với giá trị công suất đỉnh (P_{max}) trong năm, ứng với các năm 2010, 2012, và 2014 được trình bày trong Hình 3.20. Ký hiệu P_i tương ứng với nhóm phụ tải số i ($1 \div 8$) ở Bảng 3.20. Đây cũng chính là dạng đồ thị tương ứng với dạng đồ thị của nhóm đồ thị này vào năm 2020, 2025 và 2030.

Luận án sử dụng công suất đỉnh (P_{max}) của Việt Nam tại các năm 2020, 2025 và 2030 đã thực hiện dự báo mạng nơ ron truyền thẳng lan truyền ngược để thực hiện bước tiếp theo, các giá trị này được thể hiện trong Bảng 3.21. Các giá trị công suất đỉnh dự báo cho từng dạng đồ thị vào năm 2020, 2025 và 2030 được trình bày trong Bảng 3.22. Những giá trị này được dùng để khởi tạo dự báo đồ thị phụ tải cho các năm tương ứng đó. Đồ thị phụ tải dự báo điển hình cho dạng đồ thị ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12 tại các năm 2020, 2025 và 2030 được thể hiện ở Hình 3.21. Toàn bộ đồ thị dự báo cho 7 dạng đồ thị khác cũng sẽ được dự báo theo cách này.



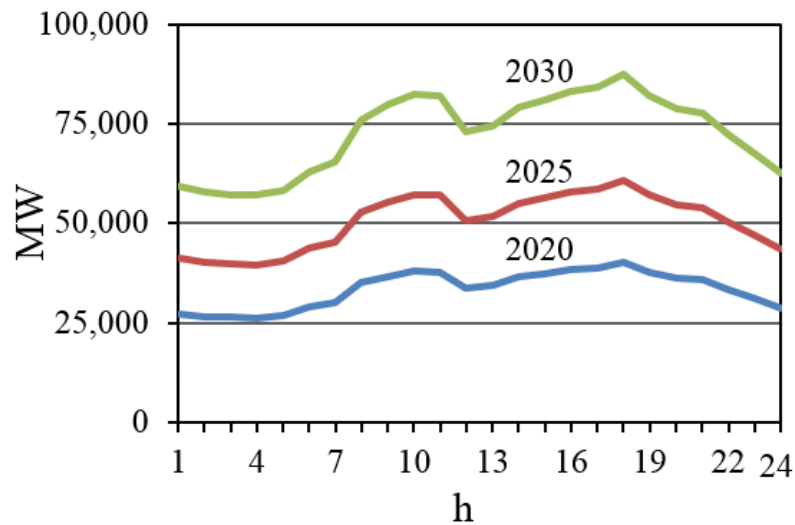
Hình 3.20. Tỷ lệ của P_{max} các nhóm phụ tải với P_{max} của năm

Bảng 3.22. Dự báo công suất đỉnh (P_{max}) đến năm 2030

Năm	Công suất đỉnh dự báo
	[MW]
2020	40.332
2025	60.835
2030	87.558

Bảng 3.23. Dự báo công suất đỉnh (P_{max}) của từng nhóm đồ thị cho các năm 2020, 2025 và 2030 (MW)

STT	Dạng đồ thị	2020	2025	2030
1	Ngày nghỉ tết	24.603	37.109	53.410
2	Ngày làm việc tháng 1, 2	35.492	53.535	77.051
3	Ngày làm việc tháng 3, 4, 5	39.929	60.227	86.682
4	Ngày làm việc tháng 6, 7, 8	39.929	60.227	86.682
5	Ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12	40.332	60.835	87.558
6	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 1, 2	31.056	46.843	67.420
7	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9	33.879	51.101	73.549
8	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 10, 11, 12	36.299	54.752	78.802



Hình 3.21. Đồ thị phụ tải dự báo cho dạng đồ thị ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12 tại các năm 2020, 2025 và 2030

3.6. KẾT LUẬN CHƯƠNG 3

Chương 3 đã trình bày tổng hợp một cách đầy đủ các giải thuật và phương pháp được sử dụng trong dự báo nhu cầu điện. Mỗi phương pháp có sự khác nhau về độ chính xác do khác nhau về giải thuật, về loại dữ liệu và số lượng dữ liệu sử dụng, và các hệ số liên quan khác. Do đó, để áp dụng một cách hiệu quả, đúng đắn, đảm bảo độ tin cậy cho dự báo thì người dự báo phải hiểu rất rõ về hệ thống điện được dự báo, và hiểu được đặc điểm của từng phương pháp dự báo. Trong rất nhiều trường hợp cần phải phối hợp nhiều phương pháp với nhau để cải thiện độ chính xác của dự báo. Luận án đã áp dụng những phương pháp để dự báo như sau:

- Sử dụng phương pháp dự báo cổ điển theo mô hình kinh tế lượng trên nền tảng hàm sản xuất Cobb – Douglas để dự báo nhu cầu điện (GWh) cho Việt Nam đến năm 2030.
- Sử dụng mạng nơ-ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP với biến ngõ vào X_1 – tốc độ tăng trưởng GDP (%/năm) và X_2 – điện năng tiêu thụ (GWh) để dự báo công suất đỉnh (Pmax). Sau khi kiểm tra, đánh giá sai số giữa kết quả dự báo và kết quả thực tế đã cho thấy những kết quả như sau:

- + Có thể sử dụng thông số X_1 – tốc độ tăng trưởng GDP (%/năm) và X_2 – điện năng tiêu thụ (GWh) để dự báo công suất đỉnh P_{max} của hệ thống điện bằng mô hình mạng nơ ron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP;
- + Sai số trung bình ghi nhận được qua phương pháp đề xuất nhỏ hơn 1,92%. Đây là mức sai số có thể chấp nhận được cho một bài toán dự báo dài hạn với những mối quan hệ không tường minh giữa các biến ngõ vào và ngõ ra.

Giải thuật $K_{max} - K_{min}$ được áp dụng và kết hợp với kiến thức, kinh nghiệm của chuyên gia để lựa chọn, tìm ra các dạng đồ thị phụ tải điển hình trong quá khứ của hệ thống điện. Sự đồng dạng của các dạng đường cong đồ thị phụ tải của từng nhóm đồ thị của các năm trong quá khứ được dùng làm quy luật để dự báo đồ thị phụ tải trong tương lai. Dữ liệu đầu vào là dữ liệu phụ tải các năm 2006, 2010, 2012 và 2014. Các kết quả nghiên cứu dự báo ở Chương 3 là cơ sở để luận án đề xuất các kịch bản phát điện xanh cho Việt Nam đến năm 2030 ở Chương 4.

CHƯƠNG 4. XÂY DỰNG KỊCH BẢN VÀ CẤU TRÚC PHÁT ĐIỆN TỐI ƯU

4.1. DẪN NHẬP

Hoạch định chiến lược phát triển kinh tế - xã hội, đảm bảo an ninh kinh tế, an ninh năng lượng và quy hoạch phát triển điện lực quốc gia trong tương lai dài hạn cần căn cứ vào kết quả nghiên cứu có cơ sở khoa học và sát với thực tế. Đối với ngành điện, để có thể quy hoạch phát triển điện lực quốc gia một cách chủ động, có tính toán, hài hòa với các lĩnh vực khác của nền kinh tế và đảm bảo các yếu tố bảo vệ môi trường, và đặc biệt có nhiều yếu tố bất định tác động trong quá trình thực thi quy hoạch. Đề giải quyết bài toán này, cần thiết phải thực hiện xây dựng các kịch bản nhằm dự báo dài hạn có độ chính xác và ứng phó được với các rủi ro khó xác định trong tương lai.

4.2. XÂY DỰNG KỊCH BẢN

Các kịch bản được xây dựng dựa trên đặc tính rủi ro và không chắc chắn của các hệ số có tác động lớn đến công suất nguồn phát và nhu cầu phụ tải trong hệ thống điện. Các hệ số này bao gồm: (1) Giá nhiên liệu trong tương lai; (2) Sự suy giảm nhu cầu tiêu thụ do sự xâm nhập thị trường của công nghệ LED và các hệ thống năng lượng mặt trời quang điện trên mái; và (3) Công suất phát điện từ năng lượng tái tạo.

4.2.1. Giá nhiên liệu trong tương lai:

Theo các kịch bản về giá nhiên liệu cho Việt Nam vào năm 2030 của IEA [115] và Bộ Năng lượng và Biến đổi khí hậu Vương quốc Anh [116] thì từ giờ đến năm 2030, hai nguồn nhiên liệu phổ biến dùng để phát điện của Việt Nam vẫn là than đá và khí đốt. Theo đó, các kịch bản về giá cho hai loại nhiên liệu này được xây dựng bởi các mô hình khác nhau. Kết quả dự báo cho thấy giá nhiên liệu được dự báo ở kịch bản thấp và kịch bản cao chênh lệch đến gần 100% (Bảng 4.1).

Bảng 4.1. Kịch bản về giá nhiên liệu phát điện của Việt Nam đến năm 2030

Giá nhiên liệu	Đơn vị	Kịch bản	2020	2025	2030
Than đá	US \$/tấn	Cao	93,5	98,3	103,3
		Thấp	41,8	44,4	48,2
Khí đốt	US \$/MBtu	Cao	9,2	10,9	11,6
		Thấp	4,9	5,5	5,7

4.2.2. Sự suy giảm nhu cầu tiêu thụ điện năng do sự xâm nhập thị trường của công nghệ chiếu sáng LED và các hệ thống năng lượng mặt trời PV lắp mái

Trước thực trạng giá của các sản phẩm LED liên tục giảm trong các năm gần đây, thị trường năng lượng tự tin rằng các công nghệ LED sẽ là sự thay thế tốt nhất cho các sản phẩm đèn truyền thống trong các công trình xây dựng mới cũng như các công trình cải tạo. Sự xâm nhập thị trường này dẫn đến nhu cầu tiêu thụ điện của các thiết bị chiếu sáng giảm đáng kể do công suất tiêu thụ của LED hiện đang rất thấp. Trên cơ sở đó, các giả thiết về tỷ trọng xâm nhập thị trường chiếu sáng của LED đến năm 2030 được thiết lập và trình bày trong Bảng 4.2.

Theo Báo cáo khảo sát tiêu thụ năng lượng trong công trình xây dựng Việt Nam [117] được thực hiện bởi Cơ quan quản lý năng lượng Đan Mạch, Tổ chức Tài chính Quốc tế phối hợp cùng Bộ Công Thương Việt Nam, các hệ thống chiếu sáng tiêu thụ khoảng 17% công suất điện toàn cầu, tỷ lệ tiêu thụ tại Việt Nam giảm dần qua các năm và đạt xấp xỉ 24% tùy loại công trình xây dựng trong các năm gần đây. Vì vậy, giả định rằng tỷ lệ này sẽ tiếp tục giảm lần lượt là 23%, 21% và 19% tương ứng với các năm 2020, 2025, và 2030. Sự suy giảm của tỷ trọng này chưa tính tới sự tham gia thay thế của đèn LED.

Tỷ lệ công suất đỉnh của tải chiếu sáng được xác định theo công thức dưới đây:

$$PA_{CS} = \frac{K_{đkcs} \cdot PP_{\max_CS}}{K_{đkht}} \quad (4.1)$$

Trong đó:

- PA_{CS} : tỷ lệ điện năng tiêu thụ của phụ tải chiếu sáng [%];

- PP_{max_CS} : tỷ lệ công suất đỉnh của phụ tải chiếu sáng [%];
- K_{dkcs} : hệ số điện kín của phụ tải chiếu sáng;
- K_{dkht} : hệ số điện kín của phụ tải hệ thống điện.

Bảng 4.2. Những giả định liên quan đến đèn LED đến năm 2030

Năm	Điện năng tiêu thụ cho chiếu sáng [PA_{CS}]	Tỷ lệ hệ số điện kín chiếu sáng và hệ số điện kín hệ thống $\left[\frac{K_{dkcs}}{K_{dkht}}\right]$	Công suất đỉnh của phụ tải chiếu sáng [PP_{max_CS}]	Tỷ trọng xâm nhập thị trường của LED [PE_{LED}]	Tỷ lệ cắt giảm tiêu thụ nhờ LED [PD_{LED}]
	(%)		(%)	(%)	(%)
2020	23	0,75	30,7	10	50
2025	21		28,0	30	
2030	19		25,3	65	

Bên cạnh LED, sự xâm nhập và tăng trưởng của công suất phát điện các hệ thống năng lượng mặt trời quang điện (PV) lắp mái cũng là yếu tố gây tác động lớn đến nhu cầu tiêu thụ điện năng của toàn hệ thống. Quyết định số 11/QĐ-TTg được Thủ tướng Chính phủ ký và ban hành ngày 11 tháng 04 năm 2017, có hiệu lực ngày 01 tháng 06 năm 2017 về Cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam là cơ sở pháp lý khởi đầu cho sự bùng nổ về các hệ thống năng lượng mặt trời vốn được công nhận là một trong những giải pháp cắt giảm nhu cầu phụ tải hiệu quả nhất trong hệ thống điện. Giả thiết về sự xâm nhập thị trường phát điện của các hệ thống PV lắp mái của Việt Nam đến 2030 được liệt kê trong Bảng 4.3. Trong đó, tỷ lệ xâm nhập thị trường của các hệ thống PV lắp mái là giả định của luận án.

Bảng 4.3. Tiêu thụ điện khu vực dân dụng và giả định về sự xâm nhập thị trường của PV lắp mái đến 2030

Năm	Tỷ trọng tiêu thụ điện của lĩnh vực dân dụng [118]	Tỷ lệ xâm nhập thị trường của các hệ thống PV lắp mái	
		Kịch bản thấp	Kịch bản cao
	(%)	(%)	(%)
2020	34,75	2	2
2025	31,36	10	15
2030	28,63	20	30

Khi có sự xâm nhập của LED và PV như trên, nhu cầu điện năng tiêu thụ quốc gia có sự thay đổi đáng chú ý. Các kịch bản khác nhau được dự báo và trình bày trong Bảng 4.4; trong đó giá trị nhu cầu dự báo khi không có LED tham gia được trình bày trong cột kịch bản cao, giá trị nhu cầu sau khi có sự tham gia của LED với mức xâm nhập thị trường khác nhau được trình bày trong cột kịch bản thấp.

Tỷ lệ giảm nhu cầu điện năng tiêu thụ khi có sự tham gia của LED được xác định như sau:

$$PD_{A_LED} = PA_{CS} \cdot PE_{LED} \cdot PD_{LED} \quad (4.2)$$

Trong đó:

- PE_{LED} : tỷ lệ xâm nhập thị trường của LED [%];
- PD_{LED} : tỷ lệ giảm tiêu thụ điện năng do LED [%];

Tương tự, tỷ lệ giảm nhu cầu công suất phụ tải đỉnh khi có sự tham gia của LED được xác định như sau:

$$PD_{P_{max}_LED} = PP_{max_CS} \cdot PE_{LED} \cdot PD_{LED} \quad (4.3)$$

Bảng 4.4. Giả định về nhu cầu điện năng và công suất đỉnh của hệ thống điện khi có sự tham gia của LED

Năm	Nhu cầu điện năng			Công suất đỉnh		
	<i>KB cao</i> [119]	<i>KB thấp</i>	<i>Tỷ lệ giảm</i> [PD_{A_LED}]	<i>KB cao</i>	<i>KB thấp</i>	<i>Tỷ lệ giảm</i> [$PD_{P_{max}_LED}$]
	(<i>TWh</i>)	(<i>TWh</i>)	(%)	(<i>GW</i>)	(<i>GW</i>)	(%)
2020	230,20	227,55	1,2	40,33	39,71	1,5
2025	349,95	338,93	3,2	60,84	58,28	4,2
2030	511,27	479,70	6,2	87,56	80,35	8,2

Khi xét đến tác động tổng hợp của cả công nghệ LED và PV lắp mái, luận án xây dựng kịch bản nhu cầu rất thấp (*deeply-low load demand*) với giả định cả LED và PV lắp mái đều có tác động cực đại làm giảm tối đa nhu cầu tiêu thụ điện năng quốc gia. Bảng giá trị của nhu cầu tiêu thụ điện tương ứng với các kịch bản tác động khác nhau của LED và PV lắp mái được trình bày trong Bảng 4.5. Cần lưu ý rằng các hệ thống

PV lắp mái chỉ tác động đến điện năng tiêu thụ (TWh) mà không có tác động đến công suất đỉnh (P_{max}) vì P_{max} thường xảy ra vào lúc 18h hằng ngày.

4.2.3. Công suất phát điện từ năng lượng tái tạo

Ngày 25 tháng 11 năm 2015, Thủ tướng Chính phủ ban hành quyết định số 2068/QĐ-TTg phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến 2050, trong đó công suất nguồn phát điện từ các nguồn năng lượng tái tạo được điều chỉnh tăng lên đáng kể (Bảng 4.7). Tuy nhiên, ngày 18 tháng 03 năm 2016, quyết định số 428/QĐ-TTg được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030 thì công suất phát điện từ các nguồn năng lượng tái tạo đến năm 2030 của Việt Nam được dự báo như Bảng 4.6.

Bảng 4.5. Kịch bản cắt giảm nhu cầu tiêu thụ điện năng quốc gia khi có sự tham gia đồng thời của công nghệ LED và PV lắp mái

Năm	Nhu cầu			
	<i>KB thấp</i>	<i>Tỷ lệ giảm</i>	<i>KB rất thấp</i>	<i>Tỷ lệ giảm</i>
	(TWh)	(%)	(TWh)	(%)
2020	225,97	1,8	225,97	1,8
2025	328,30	6,2	322,98	7,7
2030	452,23	11,5	438,50	14,2

Bảng 4.6. Kịch bản công suất nguồn phát điện từ năng lượng tái tạo theo quyết định số 428/QĐ-TTg

Nguồn phát	Đơn vị	2020	2025	2030
Thủy điện nhỏ	TWh	11,1	12,4	17,7
	GW	3,8	5,2	6,8
Sinh khối (thấp)	TWh	2,7	4,8	12,6
	GW	0,5	0,9	2,4
Gió (thấp)	TWh	2,1	4,0	12,0
	GW	0,8	2,0	6,0
Mặt trời (thấp)	TWh	8,8	12,8	18,9
	GW	6,1	8,0	12,0

Bảng 4.7. Kịch bản công suất nguồn phát điện từ năng lượng tái tạo theo quyết định số 2068/QĐ-TTg

Nguồn phát	Đơn vị	2020	2025	2030
Sinh khối (cao)	TWh	8,0	19,2	36,0
	GW	1,5	3,6	6,9
Gió (cao)	TWh	2,7	6,0	15,4
	GW	1,0	3,0	7,7
Mặt trời (cao)	TWh	8,8	23,8	34,3
	GW	6,1	15,0	21,8

Khi kết hợp tác động của toàn bộ các yếu tố trên, luận án thực hiện xây dựng các kịch bản khác nhau về nhu cầu phát điện quốc gia. Bằng cách thay đổi các điều kiện đầu vào cho mô hình, bốn (04) kịch bản được đề xuất bao gồm:

- (1) Kịch bản Business As Usual (BAU): Trong tất cả nghiên cứu về xây dựng kịch bản, các nghiên cứu trước đều xây dựng kịch bản với điều kiện các yếu tố giả định không thay đổi mà phát triển bình thường như hiện tại và không có thay đổi đột biến nào trong tương lai. Luận án đề xuất kịch bản BAU với các giả định như sau: giá nhiên liệu thấp như hiện nay, nhu cầu phụ tải cao do chưa áp dụng triệt để các giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm, cùng với việc giá nhiên liệu thấp sẽ làm cho ý thức sử dụng điện tiết kiệm chưa cao, nền kinh tế phát triển chưa có những đột biến mạnh mẽ, và giá nhiên liệu thấp chưa kích thích được đầu tư vào năng lượng tái tạo, rào cản chính sách còn nhiều,... dẫn đến công suất phát từ các nguồn năng lượng tái tạo thấp;
- (2) Kịch bản Low Green (LG): giả định giá nhiên liệu vẫn không có nhiều thay đổi so với kịch bản BAU; Do sự phát triển của công nghệ chiếu sáng hiện đại LED góp phần làm giảm nhu cầu điện, việc phát huy hiệu quả của nhiều chính sách mới về sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng do chính phủ thực hiện trong thời gian qua, v.v... góp phần làm giảm nhu cầu điện; số lượng các dự án năng lượng tái tạo được đầu tư và tham gia phát điện tăng cao theo định hướng của chính phủ làm cho công suất phát từ các nguồn năng lượng tái tạo tăng;

- (3) Kịch bản High Green (HG): với giả định giá nhiên liệu cao hơn so với kịch bản LG, nhu cầu tiêu thụ “rất thấp” do sự tiết giảm sử dụng điện khi giá nhiên liệu tăng cao, cùng với sự kết hợp hai yếu tố là sự tham gia mạnh mẽ của hệ thống chiếu sáng LED và hệ thống điện sử dụng năng lượng mặt trời PV lắp mái (PV rooftop) nhằm giảm chi phí trả cho điện năng tiêu thụ. Điều này làm cho nhu cầu điện giảm xuống thấp hơn nữa so với trường hợp kịch bản LG. Đồng thời, do chi phí nhiên liệu tăng cao sẽ thúc đẩy công suất phát từ các nguồn năng lượng tái tạo tăng cao với tốc độ nhanh chóng;
- (4) Kịch bản Crisis: đây là kịch bản không mong muốn khi xảy ra “khủng hoảng” ngoài các dự kiến. Kịch bản khủng hoảng với các yếu tố giả định xảy ra khi giá nhiên liệu tăng cao xuất phát từ nguyên nhân các cuộc xung đột chính trị, chiến tranh, tranh chấp thương mại, khủng hoảng nguồn cung nhiên liệu, v.v...; lúc này nền kinh tế không phát triển hoặc chậm phát triển, đầu tư và sản xuất sụt giảm, bên cạnh đó giá nhiên liệu cao, thu nhập người dân giảm sút giảm. Tất cả những nguyên nhân này đều dẫn đến giảm nhu cầu tiêu thụ điện. Bên cạnh đó, trong bối cảnh khủng hoảng, khả năng đầu tư và khai thác các nguồn phát năng lượng tái tạo không có làm cho công suất phát từ các nguồn năng lượng tái tạo thấp.

Các kịch bản nhu cầu phát điện tương ứng với các điều kiện đầu vào khác nhau được tổng hợp trong Bảng 4.8 dưới đây.

Bảng 4.8. Các kịch bản phát điện được đề xuất và điều kiện tương ứng

Kịch bản	Giá nhiên liệu	Nhu cầu tiêu thụ	Công suất NLTT
BAU	Thấp	Cao	Thấp
Low Green (LG)	Thấp	Thấp	Cao
High Green (HG)	Cao	Rất thấp	Cao
Crisis	Cao	Thấp	Thấp

Hàm mục tiêu, các ràng buộc, phương pháp và kết quả của các kịch bản trên được trình bày trong các nội dung tiếp theo đây.

4.3. HÀM MỤC TIÊU VÀ RÀNG BUỘC

4.3.1. Xây dựng 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 2020, 2025, và 2030.

$$O = \sum_{g,q,t,y} W_y \cdot CE_{g,y} \cdot X_{g,q,t,y} \rightarrow \min \quad (4.4)$$

Trong đó:

- g : loại phát điện (thủy điện, than, khí, thủy điện nhỏ, sinh khối, gió, quang điện mặt trời, nhập khẩu);
- q : dạng đồ thị của hệ thống (tham khảo Bảng 4.9);
- t : thời gian trong một ngày (từ 1:00 đến 24:00);
- y : năm tính toán (2020, 2025, 2030);
- $CE_{g,y}$: chi phí phát điện của nhà máy điện g năm y ;
- $X_{g,q,t,y}$: 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 ;
- W_y : hệ số quy đổi thời giá và được tính như sau:

$$W_y = \left[\frac{1+r}{1+\varepsilon} \right]^{y-2014} \quad (4.5)$$

- r : lãi suất (8%/năm);
- ε : tỷ lệ lạm phát (4%/năm);

Chi phí phát điện CE (US \$/kWh) của nhà máy g trong năm y được tính như sau:

$$CE_{g,y} = \frac{\sum(F_{g,y} + A_{g,y} + MO_{g,y})}{Q_{g,y}} \quad (4.6)$$

Trong đó:

- $F_{g,y}$: chi phí nhiên liệu;
- $A_{g,y}$: khấu hao vốn đầu tư;

- $MO_{g,y}$: chi phí vận hành, bảo trì;
- $Q_{g,y}$: sản lượng của nhà máy điện g năm y [kWh];

Khấu hao hằng năm $A_{g,y}$ (US \$/năm) được tính như sau:

$$A_{g,y} = \frac{r_0 \cdot (1 + r_0)^n}{(1 + r_0)^n - 1} \cdot I_{g,y} \cdot C_{g,y} \cdot 10^3 \quad (4.7)$$

Trong đó:

- r_0 : tỷ lệ lãi suất vay ODA (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 [US \$/kW];
- $C_{g,y}$: công suất đặt của nhà máy điện g năm y [MW].

4.3.2. Các ràng buộc của hàm mục tiêu

Các ràng buộc cho hàm mục tiêu (4.1) là [120]: (1) Nhu cầu phụ tải; (2) Khả năng phát điện cực đại; (3) Công suất đặt cực đại; (4) Công suất dự trữ; (5) Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp; và (6) Hệ số phụ tải [41].

4.3.2.1. Nhu cầu phụ tải

Để đáp ứng được nhu cầu phụ tải thì tổng công suất phát của các nguồn phát phải bằng công suất phụ tải yêu cầu. Phương trình cân bằng được biểu diễn dưới dạng:

$$\sum_g X_{g,q,t,y} = P_{q,t,y} \quad (4.8)$$

Với $P_{q,t,y}$: công suất tải yêu cầu cho dạng phụ tải q tại thời điểm t năm y ;

4.3.2.2. Khả năng phát điện cực đại (theo pattern)

Công suất phát của nhà máy điện g cho dạng phụ tải q tại thời điểm t năm y phải thấp hơn công suất phát tại thời điểm tải đạt cực đại. Khi đó, bất phương trình được biểu diễn dưới dạng:

$$X_{g,q,t,y} \leq X_{g,q,t_{maxq},y} \quad (4.9)$$

Với t_{maxq} là thời điểm tải cực đại của dạng phụ tải q .

Đồng thời công suất phát tại thời điểm tải cực đại t_{maxq} của các dạng tải q phải nhỏ hơn tổng công suất đặt của loại phát điện g tại năm y . Bất phương trình mô tả mối tương quan này được viết như công thức 4.7.

$$X_{g,q,t_{maxq},y} \leq C_{g,y} \quad (4.10)$$

Sản lượng điện năng sản xuất của nhà máy điện g trong năm y phải thấp hơn giới hạn sản xuất cực đại của nhà máy đó.

$$Q_{g,y} \leq Q_{max,g,y} \quad (4.11)$$

Với $Q_{max,g,y}$ là giới hạn sản lượng điện năng cực đại của nhà máy điện g phát điện được trong năm y .

4.3.2.3. Công suất đặt cực đại

Công suất đặt cực đại của nhà máy điện g được xác định bởi giới hạn cực đại nguồn năng lượng sơ cấp đầu vào sử dụng để phát điện, và nguồn vốn tài chính sử dụng để xây dựng các nhà máy mới tại những thời điểm nhất định.

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 dưới dạng:

$$C_{g,y} \leq C_{max,g,y} \quad (4.12)$$

4.3.2.4. 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, bao gồm cả công suất dự trữ như sau:

$$\sum C_{g,y} \geq (1 + \alpha_y) \cdot P_{max,y} \quad (4.13)$$

Với $P_{max,y}$ và α_y lần lượt là nhu cầu phụ tải cực đại và giới hạn dự trữ của năm y .

Công suất dự trữ có mối tương quan mật thiết với LOLE (*Loss Of Load Expectation*), là chỉ số biểu diễn độ tin cậy của hệ thống điện. Giá trị giới hạn dự trữ α_y không bao gồm công suất đặt của các nguồn phát điện sinh khối, gió và các nguồn phát điện từ mặt trời.

4.3.2.5. Hệ số phụ tải (*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 sau:

$$\sum_t X_{g,q,t,y} \leq 24 \cdot L_{g,q} \cdot C_{g,y} \quad (4.14)$$

Với $L_{g,q}$ là hệ số phụ tải của nhà máy điện g theo dạng đồ thị phụ tải q .

4.3.2.6. Giới hạn thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp

Mối quan hệ giữa tỷ lệ khả năng thay đổi công suất tải nhỏ và công suất phát điện của nhà máy g được tính theo phương trình sau:

$$(1 - \rho_g) \cdot X_{g,q,t,y} \leq X_{g,q,t,y} \leq (1 + \rho_g) \cdot X_{g,q,t-1,y} \quad (4.15)$$

Trong đó, ρ_g là giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp cho phép của nhà máy điện g .

4.4. THU THẬP SỐ LIỆU ĐẦU VÀO

4.4.1. Dạng đồ thị phụ tải

Vì điều kiện thu thập dữ liệu đồ thị phụ tải tiêu thụ theo giờ không được thuận lợi, luận án khai thác đặc tính phụ tải của 8 dạng đồ thị (pattern) theo ngày điển hình trong năm để giảm bớt thời gian tính toán. Các dạng đồ thị này được liệt kê trong Bảng 4.9.

Bảng 4.9. Các dạng đồ thị điển hình trong năm của hệ thống điện [121]

STT	Dạng đồ thị
1	Ngày nghỉ tết
2	Ngày làm việc tháng 1, 2
3	Ngày làm việc tháng 3, 4, 5
4	Ngày làm việc tháng 6, 7, 8
5	Ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12
6	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 1, 2
7	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
8	Ngày chủ nhật và ngày nghỉ lễ tháng 10, 11, 12

4.4.2. Công suất đặt cực đại của nhà máy điện

Giá trị công suất đặt cực đại của các nhà máy thủy điện, nhà máy thủy điện nhỏ, nhiệt điện than, nhiệt điện khí được trình bày trong Bảng 4.10; các giá trị công suất cực đại của các nhà máy điện sinh khối, gió và các hệ thống PV lắp mái đã được đề cập trong Bảng 4.6 và Bảng 4.7.

Bảng 4.10. Công suất đặt cực đại của các nhà máy điện (GW) [118, 122]

Nguồn phát điện	2020	2025	2030
Thủy điện	18,16	18,63	21,22
Than đá	26,71	47,47	65,89
Khí đốt	9,47	17,55	23,23
Thủy điện nhỏ	3,80	5,20	6,80

4.4.3. Công suất dự trữ của nhà máy điện

Bảng 4.11 liệt kê giá trị biên dự trữ và công suất đặt của hệ thống điện Việt Nam đến năm 2030. Các giá trị công suất dự trữ này không kể đến các nguồn năng lượng tái tạo như sinh khối, gió và các hệ thống PV lắp mái.

Bảng 4.11. Biên dự trữ và công suất đặt của hệ thống điện Việt Nam [118]

Năm	Mục tiêu LOLE	Biên dự trữ	Công suất đỉnh nhu cầu P_{max}		Công suất đặt	
			KB cao	KB thấp	KB cao	KB thấp
	(h/y)	(%)	(GW)	(GW)	(GW)	(GW)
2020	24	25	40,33	39,71	50,41	49,64
2025	24	20	60,84	58,28	73,01	69,94
2030	24	20	87,56	80,35	105,07	96,42

4.4.4. Hệ số phụ tải của nhà máy điện

Ngoài dạng phụ tải điển hình, các nhà máy điện như thủy điện, điện gió, điện mặt trời còn phụ thuộc mạnh mẽ vào điều kiện tự nhiên. Ví dụ như hệ số phụ tải của nhà máy điện mặt trời phụ thuộc vào sự thay đổi bức xạ mặt trời; hệ số phụ tải của nhà máy điện gió phụ thuộc vào sự thay đổi của tốc độ gió; hệ số phụ tải của thủy điện phụ thuộc vào lưu lượng dòng chảy qua các mùa trong năm. Do đó, cần xét độc lập hệ số phụ tải của từng loại nhà máy điện trước khi đưa vào hàm mục tiêu.

4.4.4.1. Hệ số phụ tải của nhà máy điện mặt trời

Đối với nhà máy điện mặt trời, muốn tính toán hệ số phụ tải cực đại cần xét đến ba (03) ràng buộc quan trọng:

- Thời gian thu sáng trong ngày: các nhà máy điện mặt trời chỉ có thể thu bức xạ trong khoảng thời gian từ 6 giờ sáng đến 18 giờ chiều hằng ngày. Các khoảng thời gian còn lại thì bức xạ rất yếu hoặc không có ánh sáng;
- Cường độ bức xạ mặt trời: cường độ bức xạ mặt trời không giống nhau ở tất cả mọi thời điểm có ánh sáng mặt trời mà thay đổi liên tục trong suốt khoảng thời gian thu sáng;
- Vị trí địa lý: theo bản đồ tài nguyên mặt trời và tiềm năng tại Việt Nam [123], những khu vực có thời lượng và cường độ bức xạ ổn định trong năm tập trung ở các khu vực miền trung, tây nguyên và các tỉnh phía nam của Việt Nam.

Dựa vào các ràng buộc trên, có thể tính toán hệ số phụ tải trên một đơn vị điện năng cho các nhà máy điện mặt trời. Tính toán điển hình bức xạ mặt trời và hệ số phụ tải của hệ thống PV lắp mái cho khu vực ven biển miền trung được thể hiện trong Bảng 4.12.

4.4.4.2. Hệ số phụ tải của nhà máy điện gió

Theo bản đồ gió của Việt Nam [124], tại độ cao 60m chỉ có một số khu vực có tiềm năng khai thác điện gió. Các khu vực này tập trung chủ yếu ở Cà Mau, Tây Nguyên và một số tỉnh ven biển miền trung như Bình Thuận, Ninh Thuận, v.v... Tại

Bình Thuận, hiện có nhà máy điện gió Tuy Phong được đánh giá là nhà máy điện gió lớn nhất Đông Nam Á tính đến thời điểm hiện tại. Tuy nhiên, tốc độ gió không ổn định quanh năm mà có sự biến thiên theo từng tháng. Vì vậy, công suất của nhà máy điện gió này cũng thay đổi theo từng tháng trong năm. Từ kết quả dự báo được công bố bởi IEA (2017) [115] có thể tính được hệ số phụ tải theo hệ đơn vị tương đối cho phát điện gió ở Việt Nam. Kết quả tính toán điển hình về điều kiện phát điện gió và hệ số phụ tải tương ứng với sự thay đổi tốc độ gió hàng tháng ở khu vực ven biển miền Trung được trình bày trong Bảng 4.12.

Bảng 4.12. Bức xạ mặt trời, tốc độ gió và hệ số phụ tải tương ứng cho hệ thống PV lắp mái và nhà máy điện gió ở khu vực ven biển miền trung

Tháng	Nhà máy mặt trời		Nhà máy điện gió	
	<i>Cường độ bức xạ</i>	<i>Hệ số phụ tải</i>	<i>Tốc độ gió</i>	<i>Hệ số phụ tải</i>
	<i>(kWh/m².ngày)</i>	<i>(per unit)</i>	<i>(m/s)</i>	<i>(per unit)</i>
1	3,6	0,32	8,0	0,75
2	4,8	0,43	7,0	0,56
3	5,2	0,47	5,8	0,34
4	5,6	0,50	4,2	0,10
5	5,2	0,47	5,0	0,19
6	5,2	0,47	5,7	0,32
7	5,2	0,47	6,5	0,41
8	5,2	0,47	6,5	0,41
9	4,4	0,40	5,5	0,29
10	4,4	0,40	4,3	0,10
11	4,0	0,36	6,7	0,44
12	3,6	0,32	8,0	0,75

4.4.4.3. Hệ số phụ tải của nhà máy thủy điện và nhà máy thủy điện nhỏ

Như đã đề cập, khả năng phát điện của các nhà máy thủy điện phụ thuộc hoàn toàn vào nguồn nước và lượng mưa tại khu vực lắp đặt nhà máy. Theo đó, nếu dựa trên dữ liệu lịch sử về điều kiện thời tiết và lượng mưa trung bình qua các năm trong quá khứ cùng với kết quả dự báo lượng mưa trong tương lai; với giả định không có những thay đổi bất thường về điều kiện thời tiết thì có thể tính toán được hệ số phụ tải của các nhà máy thủy điện. Đối với các nhà máy thủy điện nhỏ, do tiêu chuẩn thiết kế đập

thủy điện có chiều cao hạn chế nên công suất phát điện tương đối bám sát với lưu lượng mưa. Kết quả tính toán hệ số phụ tải của nhà máy thủy điện và nhà máy thủy điện nhỏ được thể hiện ở Bảng 4.13.

4.4.4.4. Hệ số phụ tải của nhà máy nhiệt điện than, nhiệt điện khí, và sinh khối

Hệ số phụ tải của nhà máy nhiệt điện than, nhiệt điện khí, và sinh khối được lựa chọn là 0.8 [120] như trình bày trong Bảng 4.13.

Bảng 4.13. Hệ số phụ tải của các nhà máy phát điện

Tháng	Dạng đồ thị	Thủy điện	Thủy điện nhỏ	Gió	Mặt trời	Than, khí, sinh khối
1	1, 2, 6	0,51	0,20	0,75	0,32	0,8
2	1, 2, 6	0,48	0,20	0,56	0,43	0,8
3	3, 7	0,48	0,25	0,34	0,47	0,8
4	3, 7	0,82	0,72	0,10	0,50	0,8
5	3, 7	0,92	0,60	0,19	0,47	0,8
6	4, 7	0,76	0,78	0,32	0,47	0,8
7	4, 7	0,76	0,90	0,41	0,47	0,8
8	4, 7	0,92	1,00	0,41	0,47	0,8
9	5, 7, 8	0,82	0,75	0,29	0,40	0,8
10	5, 7, 8	0,58	0,60	0,10	0,40	0,8
11	5, 7, 8	0,58	0,27	0,44	0,36	0,8
12	5, 7, 8	0,58	0,21	0,75	0,32	0,8

4.4.5. Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp

Đối với các nhà máy điện gió và điện mặt trời, khả năng phát điện giữa hai giờ liên tiếp phụ thuộc nhiều vào điều kiện tự nhiên như sự thay đổi về tốc độ gió hoặc sự thay đổi về bức xạ mặt trời tại các thời điểm trong ngày.

4.4.5.1. Nhà máy điện gió

Khả năng phát điện giữa hai giờ liên tiếp của nhà máy điện gió phụ thuộc vào sự thay đổi vận tốc gió ở nơi đặt turbine gió. Tuy nhiên, sự chênh lệch về tốc độ gió giữa hai giờ liên tiếp thường không lớn (từ 1 đến 2 m/s), chỉ vào khoảng 15%.

4.4.5.2. Nhà máy điện mặt trời

Như đã đề cập, có hai lý do chính dẫn đến sự biến đổi công suất phát điện giữa hai giờ liên tiếp của nhà máy điện mặt trời là: (1) Sự thay đổi cường độ bức xạ mặt trời tại các thời điểm khác nhau trong ngày; và (2) Sự thay đổi số giờ nắng của ngày trong năm. Tuy nhiên cũng tương tự như các nhà máy điện gió, những sự thay đổi trên thường không đáng kể và chỉ vào khoảng 15%.

Bảng 4.14 trình bày giới hạn khả năng thay đổi công suất phát điện giữa hai giờ liên tiếp của các loại nhà máy điện khác nhau.

Bảng 4.14. Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát điện giữa hai giờ liên tiếp của các loại nhà máy điện khác nhau (đơn vị: %/giờ)

Thủy điện	Than	Khí	Sinh khối	Gió	Mặt trời
10,0	20,0	60,0	20,0	15,0	15,0

4.4.6. Phát thải CO₂ và giá bán CO₂ trên thị trường

4.4.6.1. Tính toán lượng khí thải CO₂

Để tính toán lượng phát thải CO₂ của nhà máy điện, cần biết được hệ số phát thải của từng loại hình phát điện ứng với điều kiện thực tiễn tại địa phương đó. Tại Việt Nam, hệ số phát thải CO₂ của các loại nhà máy điện được công bố tại các nghiên cứu: (1) “CO₂ life cycle emission factor of power generation Vietnam” [125]; (2) “Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics” [126]; và (3) “Life cycle costs and carbon emissions of wind power” [127]. Các hệ số này được tổng hợp ở Bảng 4.15.

Bảng 4.15. Hệ số phát thải CO₂ của các loại hình phát điện ở Việt Nam (đơn vị: g-CO₂/kWh)

Thủy điện	Than	Khí	Sinh khối	Gió	Mặt trời
11	1473	464	20	11,7	40

4.4.6.2. Giá bán CO₂ trên thị trường

Giá bán khí thải CO₂ trên thị trường quốc tế dự báo cho các năm 2020, 2025, và 2030 lần lượt là 18, 20, và 25 US\$/tCO₂. Đây là mức giá dự báo thấp nhất được công

bổ bởi Synapse Energy Economics Incorporation [128] năm 2015. Theo đó, luận án lựa chọn các giá trị này để tính toán cho mô hình.

4.4.7. Chi phí quy dẫn

Tại Việt Nam, điện sản xuất từ các nhà máy điện năng lượng tái tạo sẽ được áp dụng biểu giá mua cố định như trình bày ở Bảng 4.16. Các mức giá tham chiếu liên quan đến suất đầu tư phát điện, hệ số phát điện, tuổi thọ nhà máy, suất tiêu thụ nhiên liệu trên một đơn vị sản phẩm, chi phí vận hành và bảo dưỡng, chi phí nhiên liệu, v.v... sẽ được gọi chung bằng khái niệm “chi phí quy dẫn”. Các mức giá này được viện dẫn từ QHĐ VII điều chỉnh và được tổng hợp trong Bảng 4.17 dưới đây.

Bảng 4.16. Biểu giá mua điện từ các nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam

Đơn vị	Sinh khối [129]	Gió [5]	PV lắp mái [3]	Nhập khẩu [118]
[US\$cent/kWh]	7,4	8,5/9,8*	9,35	6,02

*: 8,5 US\$cent/kWh đối với dự án điện gió trong đất liền – 9,8 US\$cent/kWh cho dự án điện gió trên biển

Bảng 4.17. Chi phí quy dẫn của các loại hình phát điện tại Việt Nam

Chỉ tiêu	Đơn vị	Khí đốt			Than đá			Thủy điện		
		2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Suất đầu tư	US\$/kWh	1224	1660	1660	1400	1850	1850	1500	1500	1500
Suất tiêu hao	kcal/kWh	2457	1870	1870	2098	1720	1720			
Vòng đời	năm	25			30			50		
O&M cố định	US\$/kW.năm	24,5	28	28	42	43,5	43,5	5	5	5
O&M biến đổi	US\$/MWh	0,88	1,37	1,37	0,15	3	3	2	2	2
Lãi suất (WB-IDA SUF)	%	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
Giá nhiên liệu thấp	US\$/MBtu	4,88	5,46	5,69	1,6	1,7	1,9			
Giá nhiên liệu cao	US\$/MBtu	9,16	10,9	11,6	3,6	3,8	4,0			
Nhiệt trị (LHV)	1000kcal/kg	9,8	8,5	6,5	6,5					
Trượt giá nhiên liệu	%/năm	3,7	4,3	4,3	2,1	2	2			

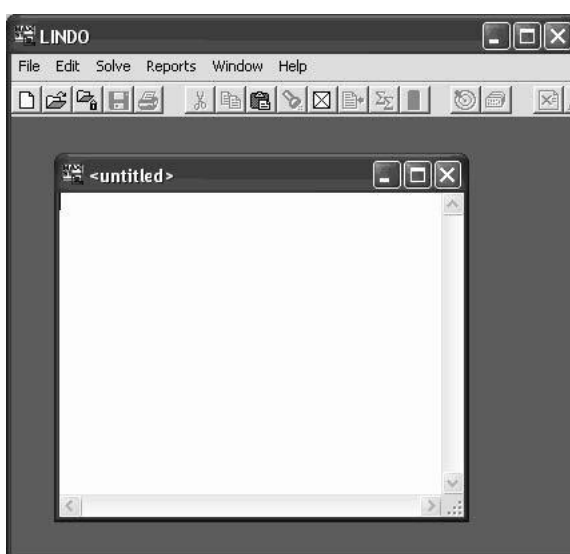
4.5. GIỚI THIỆU PHẦN MỀM LINDO

LINDO là phần mềm thương mại nổi tiếng trên thế giới, được cung cấp từ LINDO Systems, Chicago, Hoa Kỳ. LINDO Systems có một lịch sử lâu đời trong việc tiên phong phát triển phần mềm tối ưu hóa. Từ năm 1979, LINDO đã được cộng đồng

giáo dục và doanh nghiệp tín nhiệm cao thông qua việc cung cấp các công cụ tối ưu hóa mạnh mẽ, sáng tạo, linh hoạt và dễ sử dụng.

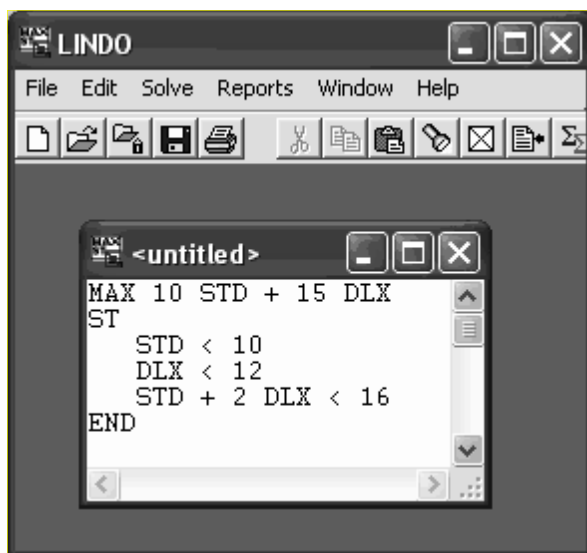
Hàng ngàn tập đoàn, công ty trên thế giới đã sử dụng LINDO để giải các mô hình tối ưu nhằm tối đa lợi nhuận và giảm thiểu chi phí cho các quyết định liên quan đến lập kế hoạch sản xuất, vận chuyển, tài chính, v.v... LINDO có giao diện gần gũi, dễ sử dụng. Với các ứng dụng thương mại, LINDO thường được dùng giải quyết các bài toán với hàng chục ngàn ràng buộc và hàng trăm ngàn biến. Phần mềm LINDO có thể được sử dụng ở ba dạng: (1) Đối với các bài toán có quy mô vừa và nhỏ, các dòng lệnh có thể nhập trực tiếp từ bàn phím của máy vi tính; (2) LINDO cũng cho phép giao tiếp với các tập tin được tạo từ các phần mềm khác như: Word, Excel, v.v... để tạo ra các tập tin cho mục đích báo cáo; (3) LINDO cho phép các chương trình con được tạo tùy chỉnh có thể liên kết trực tiếp với LINDO để tạo thành một chương trình tích hợp chứa mã được lập trình và thư viện của LINDO. Trong nhiều năm qua, có thể kể đến một số tập đoàn lớn về năng lượng, dầu khí, vận tải, v.v... đã sử dụng LINDO tính toán tối ưu cho các bài toán kinh doanh. Điển hình có thể kể đến các công ty: Greenergy, DUKE Energy, Petro China, Chevron, HEXAGON, PetroBras, BP, SHELL, Exxon Mobil, ONTARIOPOWER Generation, v.v...

LINDO khi khởi động sẽ có giao diện như hình 4.1.



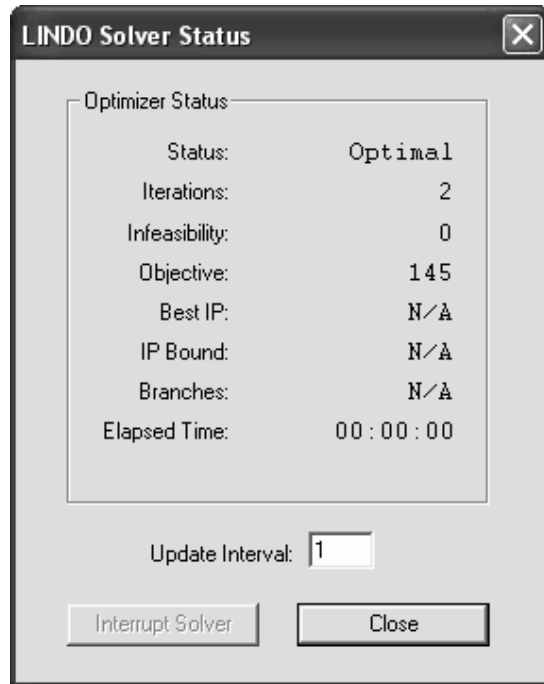
Hình 4.1. Giao diện khởi động của phần mềm LINDO

Mô hình tối ưu được nhập vào LINDO từ bàn phím dưới dạng các dòng lệnh. Để LINDO hiểu được mô hình cần thiết bảo đảm ba yêu cầu tối thiểu là: (1) Hàm mục tiêu; (2) Biến; và (3) Ràng buộc.



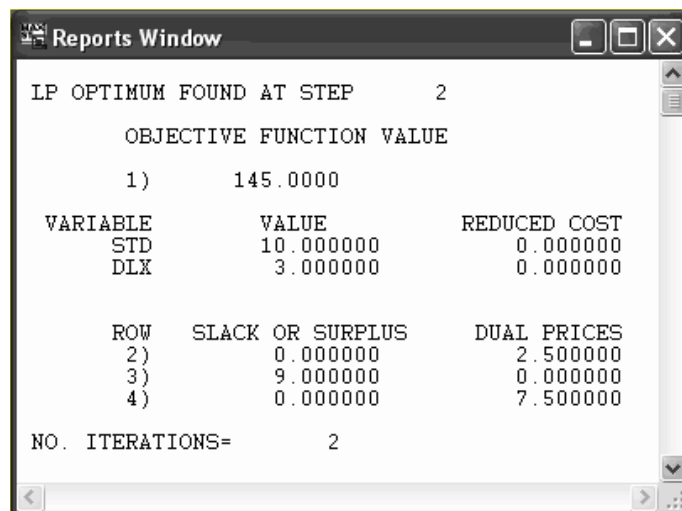
Hình 4.2. Khai báo thông số mô hình tối ưu

Sau khi hoàn tất việc nhập mô hình, để bắt đầu sử dụng phần mềm giải mô hình, chọn lệnh Solve từ menu Solve (phím tắt Ctrl+S) hoặc nhấn nút Solve trên thanh công cụ ở cửa sổ. LINDO sẽ bắt đầu biên dịch mô hình, quá trình này LINDO sẽ tính toán, xác định mô hình có ý nghĩa toán học hay không và mức độ chính xác của cú pháp các dòng lệnh. Nếu mô hình không vượt qua các kiểm tra này, màn hình LINDO sẽ xuất hiện thông báo lỗi để người lập trình biết đã xảy ra lỗi trong quá trình biên dịch trên dòng lệnh n và con trỏ trên màn hình máy vi tính sẽ nhảy đến dòng lệnh lỗi này. Việc này giúp cho người lập trình có thể nhanh chóng kiểm tra và kiểm soát các dòng lệnh đã được nhập. Ngược lại, nếu không có thông báo lỗi trong quá trình phần mềm thực hiện biên dịch, LINDO sẽ bắt đầu giải mô hình. Cửa sổ trạng thái trên màn hình máy vi tính như sau:



Hình 4.3. Cửa sổ trạng thái của phần mềm LINDO

Sau khi kết thúc quá trình, màn hình LINDO sẽ xuất hiện cửa sổ báo cáo (*Reports Window*), trong đó LINDO hiển thị tất cả kết quả ngõ ra với tối đa 64.000 ký tự thông tin. Có thể chuyển kết quả trong cửa sổ báo cáo của LINDO sang đĩa mềm bằng cách vào menu File, đăng nhập Log Output. Tập tin này có thể xem bằng phần mềm soạn thảo văn bản và sử dụng kết quả để phân tích, đánh giá hiệu quả của các phương án hay kịch bản [130].



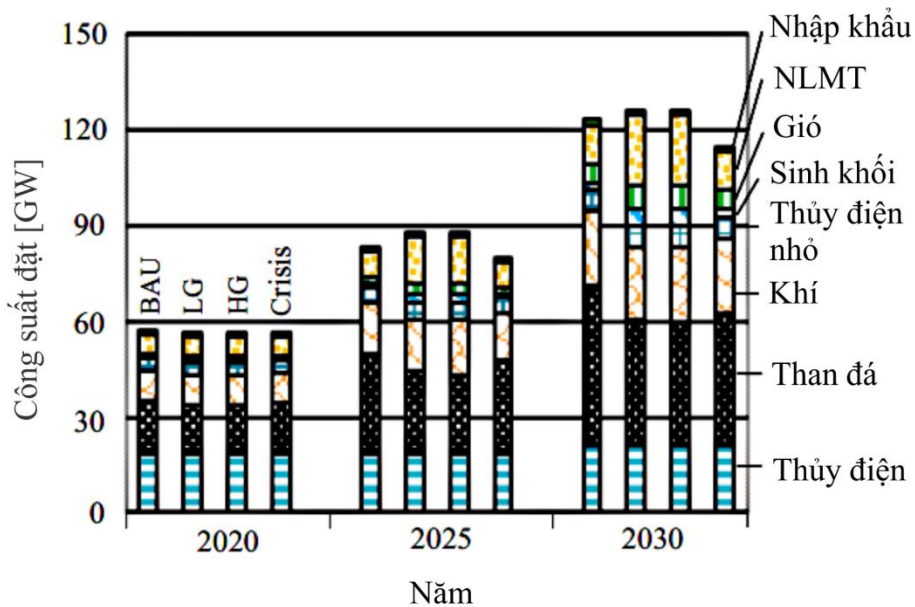
Hình 4.4. Cửa sổ báo cáo của phần mềm LINDO

4.6. KẾT QUẢ

Sau khi nhập các dữ liệu đầu vào vào phần mềm LINDO, ta được kết quả cấu trúc phát điện tối ưu của công suất lắp đặt và sản lượng phát của các dạng nguồn phát điện cho các năm 2020, 2025 và 2030 tương ứng từng kịch bản. Trên cơ sở các giá trị kết quả tính toán, tính được lượng phát thải CO₂, giá điện trong trường hợp không bán CO₂ và trường hợp bán đi lượng CO₂ cắt giảm ra thị trường khí thải quốc tế. Các kết quả thu được lần lượt được trình bày dưới đây.

4.6.1. Công suất lắp đặt

Kết quả dự báo về công suất lắp đặt tối ưu của hệ thống điện được thể hiện ở Hình 4.5. Theo đó, công suất lắp đặt dự báo của nguồn thủy điện tại các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 18,1GW, 18,6GW, và 21,2GW, đồng thời cũng mô tả xu hướng cắt giảm nguồn thủy điện trong tương lai.



Hình 4.5. Kết quả dự báo về công suất lắp đặt tối ưu của hệ thống điện Việt Nam

Ngược lại, công suất đặt của nhiệt điện than có xu hướng tăng dần qua các năm và có sự khác biệt đáng kể giữa các kịch bản với nhau. Công suất dự báo cho nhiệt điện than ở kịch bản thấp và kịch bản cao cho năm 2020 lần lượt là 15,8GW và 17GW; các kết quả tương ứng cho năm 2025 là 24,6GW và 29,3GW; và cho năm 2030 là

38,9GW và 49,9GW. Xét trong cơ cấu công suất lắp đặt nguồn tổng thể, tỷ lệ nhiệt điện than chiếm từ 27,8% đến 40,6%.

Tương tự như nhiệt điện than, công suất lắp đặt của nhiệt điện khí cũng có xu hướng tăng dần qua các năm nhưng không có sự thay đổi đáng kể giữa các kịch bản. Đến năm 2020, công suất lắp đặt của nhiệt điện khí đạt xấp xỉ 9,5GW; con số này cho các năm 2025 và 2030 lần lượt là 15,6GW và 23,2GW; chiếm khoảng 16,6% đến 20,3% trong cơ cấu công suất lắp đặt nguồn tổng thể. Các kết quả này gần như không thay đổi ở các kịch bản dự báo.

Các dạng nguồn phát điện khác gần như đã đạt đến giới hạn lắp đặt và không có sự thay đổi đáng kể về công suất lắp đặt. Liên quan đến công suất dự trữ, tất cả 04 kịch bản đều thể hiện mức dự trữ công suất trên 20% và không tính đến các nguồn phát điện năng lượng tái tạo.

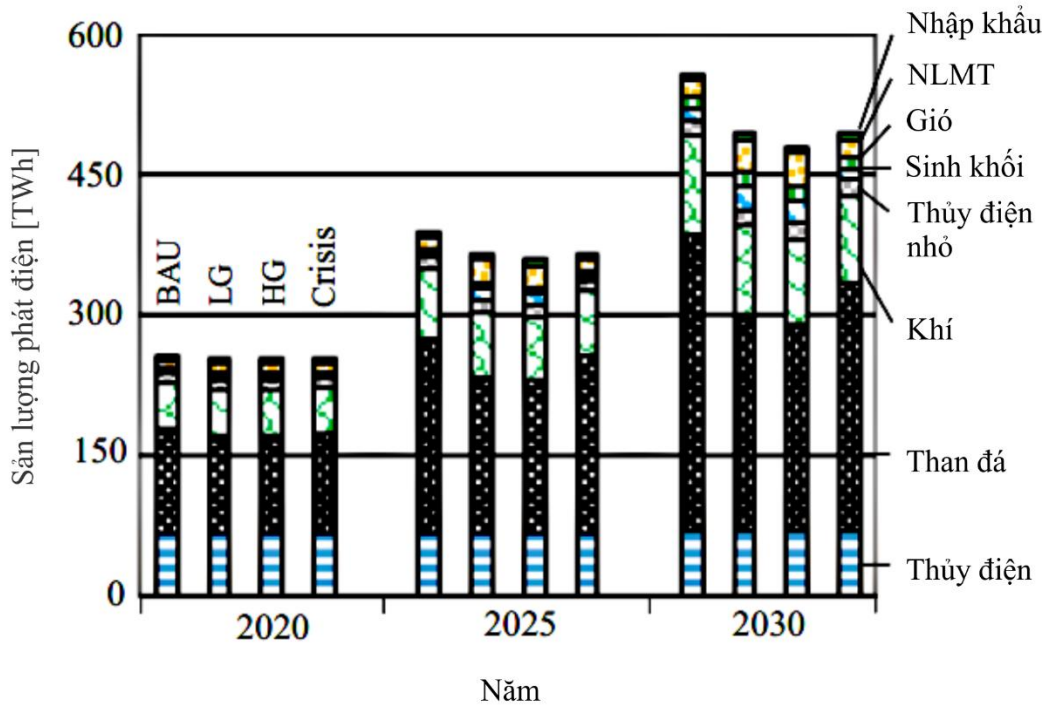
4.6.2. Sản lượng phát điện

Hình 4.6 thể hiện kết quả dự báo về sản lượng phát điện tối ưu. Theo biểu đồ có thể nhận thấy thủy điện đã đạt đến mức tối hạn và mức tăng trưởng chậm. Kết quả dự báo về sản lượng phát điện của thủy điện tại năm 2020 và 2030 là 66,3TWh và 68,6TWh. Mặc dù giá trị công suất thì tăng nhưng tỷ trọng của thủy điện trong cơ cấu nguồn phát điện tổng thể lại giảm mạnh từ 25,3% xuống còn 11,9% sau năm 2030.

Ngược lại, sản lượng phát điện than có xu hướng tăng dần qua các năm để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ tăng nhanh trong tương lai. Kết quả dự báo cho thấy, từ năm 2020 đến năm 2030 nhiệt điện than gia tăng sản lượng phát điện và chiếm từ 44,3% đến 57,6% tổng cơ cấu nguồn phát điện tổng thể. Kết quả thu được cũng cho thấy phát điện than có sự biến động mạnh giữa các kịch bản với nhau khi thay đổi điều kiện đầu vào.

Nhiệt điện khí cũng có sự tăng trưởng nhẹ qua các năm từ 2020 đến 2030 với sản lượng chiếm tỷ lệ khoảng 19% trong tổng cơ cấu nguồn phát điện tổng thể và không có sự biến động giữa các kịch bản.

Các dạng nguồn cấp điện khác được dự báo không có sự biến động lớn giữa các kịch bản và qua các năm do đã đạt đến mức tối hạn về công suất phát.



Hình 4.6. Kết quả dự báo về sản lượng phát điện tối ưu của các dạng nguồn điện trong hệ thống điện Việt Nam

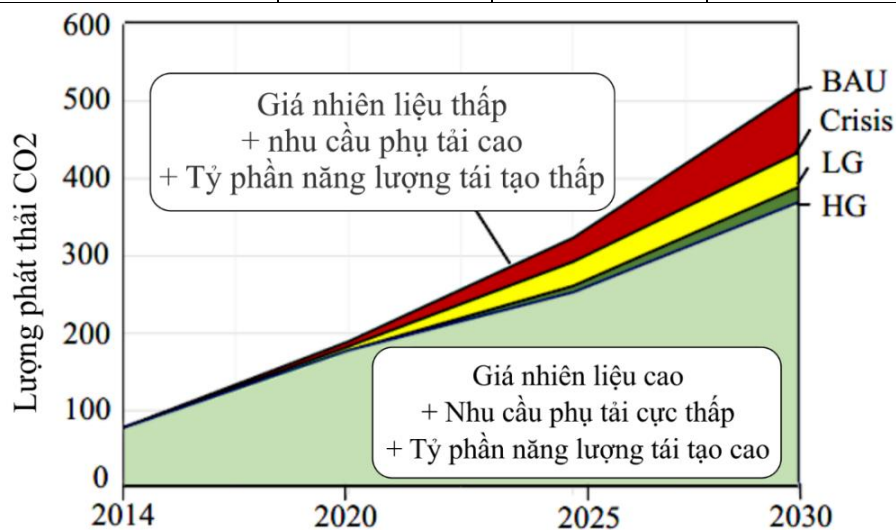
4.6.3. Lượng phát thải CO₂

Dự báo về tổng lượng phát thải CO₂ của hệ thống điện Việt Nam tương ứng với các kịch bản khác nhau qua các năm dự báo được thể hiện trong Bảng 4.18. Trong đó, có thể thấy kịch bản BAU được dự báo là kịch bản có lượng phát thải lớn nhất và tăng mạnh qua các năm. Lượng phát thải năm 2020 của kịch bản BAU là 195,3MtCO₂; con số này ở năm 2025 và 2030 lần lượt là 353,6MtCO₂ và 543.1MtCO₂. Ngược lại, kịch bản HG là kịch bản có mức phát thải thấp nhất với mức tiết giảm đáng kể so với kịch bản BAU. Lượng phát thải dự báo cho kịch bản HG thấp hơn kịch bản BAU 5,7% vào năm 2020, 19,7% vào năm 2025 và 27,1% vào năm 2030 nhờ vào sự đóng góp với tỷ trọng lớn của các nguồn năng lượng tái tạo và nhu cầu phụ tải giảm do sự tham gia của hệ thống chiếu sáng hiện đại LED và hệ thống

năng lượng mặt trời áp mái (PV rooftop). Biểu đồ kết quả dự báo lượng phát thải cho các kịch bản được thể hiện ở Hình 4.7 dưới đây.

Bảng 4.18. Lượng tiết giảm phát thải CO₂ của các kịch bản so với kịch bản BAU (đơn vị: MtCO₂)

Kịch bản	2020	2025	2030
Low Green (LG)	11,14	62,04	127,74
High Green (HG)	11,14	69,60	146,92
Crisis	6,05	30,80	2,38



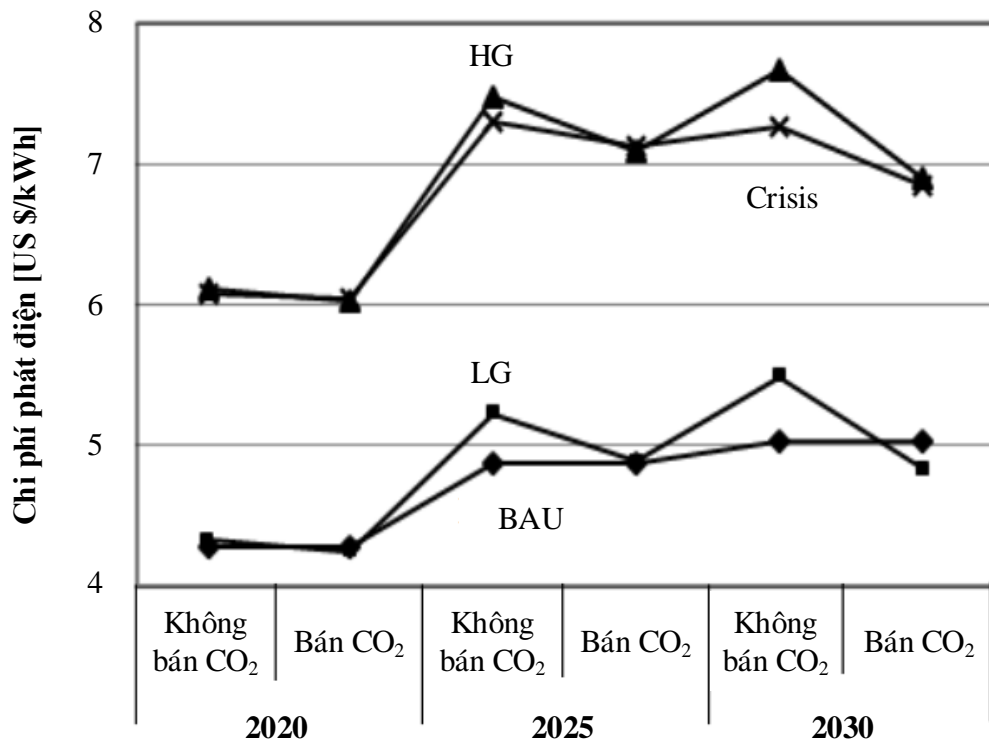
Hình 4.7. Kết quả dự báo về lượng phát thải CO₂ do phát điện của Việt Nam đến năm 2030

4.6.4. Chi phí phát điện

Kết quả dự báo về chi phí phát điện cho hai trường hợp không bán phát thải CO₂ và phối hợp bán lượng phát thải CO₂ tiết giảm được trình bày ở Hình 4.8. Theo biểu đồ, tương ứng với hai kịch bản giá nhiên liệu cao và thấp trong tương lai sẽ có hai dải chi phí phát điện khác nhau. Cụ thể là ứng với kịch bản giá nhiên liệu thấp thì giá phát điện tương ứng là 4,35 – 5,52US\$cent/kWh; trong khi đó ứng với kịch bản giá nhiên liệu cao thì giá phát điện tương ứng là 6,03 – 7,76US\$cent/kWh. Kết quả này là minh chứng cho thấy việc bán lượng phát thải CO₂ tiết giảm sẽ giúp cắt giảm chi phí phát điện.

Kịch bản HG là kịch bản có chi phí phát điện dự báo cao nhất; mức chi phí dự báo của kịch bản này thấp hơn 10% so với kịch bản HG không bán phát thải CO₂. Ngược lại, nếu bán đi lượng phát thải CO₂ đã tiết giảm thì kịch bản HG có thể thu về 2,64 triệu USD vào năm 2030; nguồn thu này sẽ khiến chi phí phát điện của kịch bản HG giảm về gần bằng chi phí phát điện của kịch bản Crisis vào năm 2030.

Nguồn thu từ việc bán lượng phát thải CO₂ đã tiết giảm cũng giúp chi phí phát điện của kịch bản LG giảm thấp hơn giá của kịch bản BAU tại năm 2030. Trong khi đó, chi phí phát điện của kịch bản BAU cho cả hai phương án bán phát thải và không bán phát thải là như nhau vì không có phương án cắt giảm phát thải trong kịch bản.



Hình 4.8. Chi phí phát điện của các kịch bản

4.7. KẾT LUẬN CHƯƠNG 4

Chương 4 đã trình bày nội dung xây dựng và đề xuất các kịch bản nguồn phát điện, các kết quả thu được từ chương trình mô phỏng LINDO với mục đích tìm ra cấu trúc phát điện tối ưu cho hệ thống điện Việt Nam. Bằng các dữ liệu đầu vào được phân tích đánh giá và tính toán tại các Chương 2, Chương 3, cùng với các giả định được

viện dẫn từ các tài liệu dự báo chuyên ngành, luận án đã xây dựng bốn (04) kịch bản phát điện cho Việt Nam đến năm 2030. Ba thông số quan trọng có tác động lớn đến công suất nguồn phát và nhu cầu phụ tải trong hệ thống điện bao gồm: (1) Giá nhiên liệu trong tương lai; (2) Sự suy giảm nhu cầu tiêu thụ do sự xâm nhập thị trường của công nghệ LED và các hệ thống năng lượng mặt trời quang điện lắp mái; và (3) Công suất phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo được phân tích và đưa vào mô hình LINDO để đánh giá mức ảnh hưởng của chúng đến công suất nguồn phát và các đặc tính liên quan.

Sau khi các kịch bản phát điện được xây dựng (bao gồm BAU, LG, HG, và Crisis), luận án thực hiện mô phỏng tối ưu hóa chi phí phát điện để tìm ra các giá trị tối ưu về công suất phát, nhu cầu điện, lượng phát thải CO₂, và chi phí phát điện. Kết quả cho thấy:

- BAU là kịch bản có mức phát thải cao nhất do tỷ trọng tham gia phát điện của nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa thạch nói chung và nhiên liệu than đá nói riêng lớn. Đây cũng là kịch bản có mức đảm bảo về an ninh năng lượng là kém nhất khi phụ thuộc vào nhiệt điện quá nhiều;
- Kịch bản LG và HG là hai kịch bản chứng minh rằng sự tham gia của các giải pháp phát điện năng lượng xanh góp phần cắt giảm phát thải CO₂ và chi phí phát điện. Trong đó, HG là kịch bản có lượng phát thải thấp nhất do tỷ trọng tham gia của các giải pháp phát điện từ năng lượng tái tạo lớn;
- Việc thương mại hóa các sản phẩm CO₂ phát thải tiết giảm được sẽ làm cho chi phí phát điện giảm trong bối cảnh biến động về chi phí nhiên liệu.

CHƯƠNG 5. TÓM TẮT – KẾT LUẬN – KIẾN NGHỊ

5.1. TÓM TẮT

Luận án nghiên cứu xây dựng kịch bản nguồn phát điện hướng tới nền kinh tế carbon thấp tại Việt Nam tới năm 2030. Dưới đây là tóm tắt những kết quả chính yếu của luận án:

1. Các kịch bản của quy hoạch phát triển điện lực Việt Nam đến năm 2030 có tỷ trọng tham gia của năng lượng tái tạo rất ít và có xu hướng tăng nguồn phát điện từ nhiệt điện than khá lớn. Vì vậy, cần có những nghiên cứu nguồn phát điện xanh, sạch, phù hợp với sự phát triển bền vững của Việt Nam.
2. Luận án đã tiếp thu gần như đầy đủ cách tiếp cận về mặt phương pháp của Tổ chức Năng lượng quốc tế IEA, công ty BP – Vương quốc Anh, các quốc gia Pakistan, Malaysia, Thailand và Quy hoạch điện VII ĐC của Viện Năng lượng Việt Nam. Kết quả cho thấy các nghiên cứu đều xây dựng kịch bản tối ưu chi phí nhưng chưa nghiên cứu cấu trúc tối ưu phát điện, ràng buộc đồ thị phụ tải 24 giờ.
3. Để xây dựng kịch bản điều đầu tiên và cần thiết là phải xây dựng kịch bản nhu cầu điện tương lai (GWh) và (P_{max}):
 - Về dự báo nhu cầu điện (GWh): Vì do hạn chế về số liệu nên nghiên cứu sinh đã chọn giải pháp dùng mô hình kinh tế lượng để dự báo. Phương pháp này được áp dụng lần đầu tiên tại Việt Nam. Ba yếu tố được chọn là biến tác động đến GWh nhu cầu điện là: (1) Dân số; (2) Thu nhập bình quân đầu người; và (3) Số hộ gia đình. Hai yếu tố: tổng sản phẩm quốc nội (GDP) và tỷ trọng công nghiệp dịch vụ trong GDP không được lựa chọn là các thông số đầu vào của dự báo. Dự báo nhu cầu điện Việt Nam qua các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 230.195GWh, 349.949GWh và 511.268GWh, kết quả này tương đồng khi so sánh với Quy hoạch điện VII ĐC.
 - Về dự báo nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}): Nghiên cứu sinh đã sử dụng mô hình mạng nơron truyền thẳng lan truyền ngược FFBP. Bốn yếu tố được chọn là biến

- tác động đến P_{max} nhu cầu là: (1) Tốc độ tăng trưởng GDP (%/năm); (2) Điện năng tiêu thụ năm (GWh); Hai yếu tố: hệ số đàn hồi; và T_{max} không được lựa chọn là các thông số đầu vào của dự báo. Dự báo nhu cầu công suất đỉnh qua các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 40.332MW, 60.835MW và 87.558MW, kết quả này tương đồng khi so sánh với Quy hoạch điện VII ĐC. Lưu ý kết quả này chưa tính các yếu tố mới phát triển của khoa học công nghệ như: công nghệ chiếu sáng LED, hệ thống năng lượng mặt trời PV lắp mái.
- Về phân nhóm đồ thị phụ tải và dự báo đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện: Đây là điểm hoàn toàn mới của luận án phục vụ cho việc tìm cấu trúc tối ưu của các kịch bản. Kết quả đạt được là đồ thị phụ tải giờ của hệ thống điện Việt Nam được chia làm 8 đồ thị phụ tải đặc trưng, lần lượt là: (1) Ngày nghỉ Tết; (2) Ngày làm việc tháng 1, 2; (3) Ngày làm việc tháng 3, 4, 5; (4) Ngày làm việc tháng 6, 7, 8; (5) Ngày làm việc tháng 9, 10, 11, 12; (6) Ngày Chủ nhật và ngày nghỉ Lễ tháng 1, 2; (7) Ngày Chủ nhật và ngày nghỉ Lễ tháng 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9; (8) Ngày Chủ nhật và ngày nghỉ Lễ tháng 10, 11, 12. Thêm nữa, việc dự báo đồ thị phụ tải đặc trưng cho tương lai cũng đã được thực hiện.
4. Luận án đề xuất bốn kịch bản lần lượt là (1) Business As Usual - BAU: kịch bản nền kinh tế phát triển như hiện tại; (2) Low Green - LG: kịch bản với giả định sự tham gia năng lượng tái tạo thực hiện theo Quy hoạch điện VII điều chỉnh, giá nhiên liệu và nhu cầu thấp; (3) High Green - HG: kịch bản với giả định sự tham gia của năng lượng tái tạo thực hiện theo quyết định số 2068/QĐ-TTg, giá nhiên liệu cao và nhu cầu rất thấp do có sự tham gia của công nghệ chiếu sáng LED và PV lắp mái; và (4) Crisis: kịch bản với giả định sự tham gia của năng lượng tái tạo thấp, giá nhiên liệu cao và nhu cầu thấp.
 5. Tìm cấu trúc phát điện tối ưu: Hàm mục tiêu là tổng chi phí phát điện là thấp nhất, kết hợp với hàng loạt ràng buộc sau: (1) Nhu cầu phụ tải (GWh, P_{max} và phân nhóm và dự báo đồ thị phụ tải giờ); (2) Khả năng phát điện cực đại (theo pattern); (3) Công suất đặt cực đại; (4) Công suất dự trữ; (5) Giới hạn khả năng thay đổi công suất phát giữa hai giờ liên tiếp; và (6) Hệ số phụ tải.

6. Sử dụng phần mềm LINDO mô phỏng xây dựng các kịch bản và có kết quả chính như sau:
- Công suất lắp đặt dự báo của nguồn thủy điện tại các năm 2020, 2025 và 2030 lần lượt là 18,1GW, 18,6GW, và 21,2GW; nhiệt điện than ở kịch bản HG và kịch bản BAU cho năm 2020 lần lượt là 15,8GW và 17GW, các kết quả tương ứng cho năm 2025 là 24,6GW và 29,3GW; và cho năm 2030 là 38,9GW và 49,9GW. Xét trong cơ cấu công suất lắp đặt nguồn tổng thể, tỷ lệ nhiệt điện than chiếm từ 27,8% đến 40,6%.
 - Đến năm 2020, công suất lắp đặt của nhiệt điện khí đạt xấp xỉ 9,5GW; con số này cho các năm 2025 và 2030 lần lượt là 15,6GW và 23,2GW; chiếm khoảng 16,6% đến 20,3% trong cơ cấu nguồn tổng thể. Các kết quả này gần như không thay đổi ở các kịch bản dự báo. Các dạng nguồn phát điện khác gần như đã đạt đến giới hạn lắp đặt và không có sự thay đổi đáng kể về công suất lắp đặt.
 - Kết quả dự báo về sản lượng phát điện của thủy điện tại năm 2020 và 2030 là 66,3TWh và 68,6TWh, tỷ trọng của thủy điện trong cơ cấu nguồn phát điện tổng thể lại giảm mạnh từ 25,3% xuống còn 11,9% sau năm 2030. Từ năm 2020 đến năm 2030 nhiệt điện than gia tăng sản lượng phát điện và chiếm từ 44,3% đến 57,6% tổng cơ cấu nguồn phát điện tổng thể. Kết quả thu được cũng cho thấy phát điện than có sự biến động mạnh giữa các kịch bản với nhau khi thay đổi điều kiện đầu vào. Bên cạnh đó, nhiệt điện khí cũng có sự tăng trưởng nhẹ qua các năm từ 2020 đến 2030 với sản lượng chiếm tỷ lệ khoảng 19% trong tổng cơ cấu nguồn phát điện tổng thể và không có sự biến động giữa các kịch bản.
 - Lượng phát thải dự báo cho kịch bản HG thấp hơn kịch bản BAU 5,7% vào năm 2020, 19,7% vào năm 2025 và 27,1% vào năm 2030 nhờ vào sự đóng góp với tỷ trọng lớn của các nguồn năng lượng tái tạo và nhu cầu phụ tải giảm do sự tham gia của hệ thống chiếu sáng hiện đại LED và hệ thống năng lượng mặt trời áp mái (PV rooftop).
 - Chi phí phát điện được dự báo cho kịch bản chi phí nhiên liệu thấp là từ 4,35 đến 5,52US\$cent/kWh, với kịch bản chi phí nhiên liệu cao thì giá phát điện

tương ứng từ 6,03 đến 7,76US\$cent/kWh. Một nhận xét thú vị là với kịch bản HG bán lượng phát thải CO₂ sẽ có chi phí thấp hơn kịch bản HG không bán lượng phát thải CO₂ khoảng 10% và điều này dẫn đến chi phí phát điện của kịch bản HG sẽ gần bằng với chi phí phát điện của kịch bản Crisis vào năm 2030.

5.2. KẾT LUẬN

Từ những kết quả kịch bản trên có thể nhận xét như sau: (1) Các kịch bản được xây dựng căn cứ kết quả dự báo nhu cầu điện trong tương lai, các giả định và ràng buộc phù hợp với thực tế hệ thống điện Việt Nam và áp dụng dự báo đô thị phụ tải giờ giúp cho kết quả kịch bản cơ cấu nguồn phát điện sát với thực tế; (2) Tìm ra tổng công suất lắp đặt đáp ứng nhu cầu phụ tải cho từng loại nguồn ứng với mỗi kịch bản phát điện đến năm 2030. Đồng thời, dự báo sản lượng phát điện cho từng loại nguồn phát của các kịch bản cho các năm 2020, 2025 và 2030; (3) Tính toán ước lượng chi phí phát điện cho 10 năm tới tương ứng với từng kịch bản và lượng giảm phát thải CO₂ ra môi trường; (4) Đến năm 2030 nguồn phát nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ trọng lớn nhất trong hệ thống nguồn phát điện quốc gia nhằm đảm bảo nhu cầu điện năng tiêu thụ của nền kinh tế quốc dân; (5) Sự tham gia mạnh mẽ của công nghệ chiếu sáng LED và năng lượng mặt trời lắp mái đã tác động giảm nhu cầu điện của hệ thống. Nếu áp dụng đồng bộ các giải pháp khác như thay đổi chính sách nhằm khuyến khích hơn nữa trong lĩnh vực đầu tư phát điện từ năng lượng tái tạo, tiết kiệm điện và sử dụng năng lượng hiệu quả sẽ góp phần giảm nhu cầu điện năng tiêu thụ hơn nữa; (6) Tỷ trọng năng lượng tái tạo tham gia trong hệ thống nguồn phát điện theo kịch bản của luận án cao hơn so với quy hoạch điện VII ĐC nhưng vẫn đảm bảo nhu cầu phụ tải và chi phí phát điện cạnh tranh; (7) Mặc dù nhiệt điện than chiếm tỷ trọng cao trong hệ thống nguồn phát điện nhưng nếu áp dụng kịch bản HG thì chi phí phát điện và lượng phát thải CO₂ vẫn tối ưu, chưa tính đến nếu áp dụng các công nghệ “than sạch” cho các nguồn phát nhiệt điện than mới; (8) Góp phần giúp Việt Nam đạt được các mục tiêu đã cam kết trong các hội nghị quốc tế về giảm phát thải khí nhà kính, giảm tác động của biến đổi khí hậu, bảo vệ môi trường và phát triển bền vững; (9)

Việt Nam có khả năng không cần thiết xây dựng nhà máy điện hạt nhân vẫn đảm bảo đáp ứng nhu cầu điện năng tiêu thụ đến năm 2030.

Căn cứ vào các kết quả nêu trên, khẳng định luận án đã hoàn thành mục tiêu đề ra.

5.2.1. Đóng góp về mặt khoa học:

Sử dụng mô hình kinh tế lượng (Econometric Model) trên nền tảng hàm sản xuất Cobb - Douglas, phương pháp này lần đầu tiên được áp dụng tại Việt Nam để dự báo nhu cầu điện với số biến đầu vào ít hơn so với các mô hình dự báo khác. Phương pháp dự báo này rất phù hợp để giải các bài toán khi không có đầy đủ số liệu chi tiết của ngành điện.

Sử dụng mô hình của mạng nơ-ron – dự báo dài hạn nhu cầu công suất đỉnh (P_{max}) của Việt Nam. Mô hình này phù hợp khi không có đủ số liệu chi tiết của ngành điện, các dữ liệu đầu vào có mối liên hệ không tường minh và kết quả có sai số nhỏ. Kết quả tương đồng khi được so sánh với dự báo của kịch bản cơ sở Quy hoạch điện VII hiệu chỉnh.

Lần đầu tiên áp dụng giải thuật $K_{max} - K_{min}$ kết hợp với sự phân tích, lựa chọn của chuyên gia để tìm ra 08 nhóm đồ thị phụ tải điển hình của hệ thống điện Việt Nam từ các số liệu lịch sử đồ thị phụ tải giờ. Kết quả nghiên cứu có sai số thấp khi so sánh với số liệu phụ tải thực tế, góp phần làm cho các kịch bản của luận án sát với thực tế phát điện.

Luận án sử dụng phần mềm LINDO, một phần mềm thương mại, thực hiện mô phỏng đề xuất bốn kịch bản nguồn phát điện hoàn toàn mới. Các kịch bản tối ưu chi phí phát điện và giảm lượng phát thải CO₂ cho hệ thống nguồn phát điện Việt Nam tới năm 2030, cụ thể: tìm ra được tổng công suất lắp đặt đáp ứng nhu cầu phụ tải cho từng loại nguồn ứng với mỗi kịch bản phát điện đến năm 2030. Dự báo sản lượng phát điện cho từng loại nguồn phát của các kịch bản cho các năm 2020, 2025 và 2030 và chi phí phát điện cho 10 năm tới tương ứng với từng kịch bản và lượng giảm phát thải CO₂ ra môi trường.

5.2.2. Đóng góp về mặt thực tiễn:

Nghiên cứu của luận án cung cấp phương pháp dự báo nhu cầu phụ tải mới không cần số liệu chi tiết của ngành điện. Kết quả dự báo này rất quan trọng trong quy hoạch phát triển ngành điện và góp thêm tư liệu cho các nhà hoạch định chính sách nhằm giảm bớt việc điều chỉnh quy hoạch điện lực trong một thời gian ngắn.

Kết quả nghiên cứu của luận án có thể dùng làm tài liệu tham khảo cho các Bộ, Ngành, Tập đoàn điện lực Việt Nam, các trường đại học và các dự án hợp tác với nước ngoài liên quan đến năng lượng/điện năng hoặc sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng trong nền kinh tế quốc dân.

Kết quả nghiên cứu góp phần thúc đẩy phát triển nền kinh tế nói chung và phát triển của thị trường phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo bền vững như: năng lượng mặt trời, gió, sinh khối, v.v... tại Việt Nam trong tương lai.

Cung cấp phương pháp phân nhóm phụ tải điện đặc trưng dựa trên trí tuệ nhân tạo và kiến thức của chuyên gia phục vụ cho công tác tính toán cấu trúc phát điện tối ưu và cho vận hành, điều độ hệ thống điện.

Đề xuất các kịch bản phát điện xanh (giảm thiểu khí thải CO₂). Các kịch bản được xây dựng hoàn toàn có thể sử dụng để các nhà hoạch định chiến lược, chính sách về năng lượng hoặc lập quy hoạch điện lực nhằm đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đảm bảo hài hòa phát triển kinh tế - xã hội và bảo vệ môi trường, hướng đến góp phần phát triển nền kinh tế carbon thấp cho Việt Nam tới năm 2030.

Kết quả nghiên cứu cho thấy hệ thống có giá thành phát điện rất cạnh tranh; kịch bản HG có giá thành phát điện cao nhất của luận án vẫn thấp hơn kết quả công bố của QHĐ VII ĐC từ 5% - 23% tùy theo năm. Cung cấp cho EVN thông số tham khảo về chi phí phát điện đến năm 2030.

Nghiên cứu của luận án góp phần thúc đẩy phá bỏ các rào cản về chính sách nhằm đẩy nhanh việc thực hiện các chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng, các dự án đầu tư năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời, gió, v.v..., thị trường chứng chỉ CO₂, thị trường phát điện và tái cấu trúc nguồn phát điện của Việt Nam.

5.3. KIẾN NGHỊ

Từ kết quả luận án, kiến nghị các nghiên cứu có thể nghiên cứu phát triển trong tương lai như sau:

- Sử dụng phương pháp Bottom-up để kiểm chứng kết quả Top-down của luận án.
- Nghiên cứu chỉ đề xuất kịch bản cho nguồn phát điện, chưa xét đến các tham số như cấu trúc lưới, hệ thống phân phối, chi phí đầu tư hệ thống truyền tải, phân phối, v.v... vì vậy hướng nghiên cứu tiếp theo có thể dự báo và xây dựng các kịch bản toàn diện hơn về hệ thống điện.
- Nghiên cứu mở rộng các giả định như: tiềm năng sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả trong các lĩnh vực của nền kinh tế, sự tham gia của các dạng năng lượng tái tạo khác, công nghệ lưu trữ, v.v...
- Cập nhật số liệu thống kê thường xuyên làm cơ sở hiệu chỉnh phù hợp các quy hoạch phát triển điện lực của Việt Nam theo chu kỳ mỗi 3 – 5 năm.
- Để nâng cao và đảm bảo chất lượng quy hoạch ngành điện trong thời gian tới, kiến nghị Bộ Công Thương, Tổng Công ty Điện lực Việt Nam và Viện Năng Lượng tăng cường sự tham gia của các nhà khoa học, đặt hàng nghiên cứu hoặc tham khảo kết quả của các luận án, đề tài nghiên cứu chuyên sâu trước khi tiến hành lập quy hoạch phát triển điện lực quốc gia hoặc hoạch định chiến lược đảm bảo an ninh, an toàn năng lượng cho đất nước.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Lương Duy Thành, Phan Văn Độ, Nguyễn Trọng Tâm. Nguyên nhân chủ yếu thúc đẩy sự phát triển, tiềm năng và thực trạng khai thác năng lượng tái tạo ở Việt Nam. *Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Thủy lợi và Môi trường*, số 50, trang 24-29, 2015.
- [2] *Nghị quyết số 31/2016/QH14 của Quốc hội về dừng thực hiện chủ trương đầu tư dự án điện hạt nhân Ninh Thuận*. Internet: <http://quochoi.vn/hoatdongcuaquochoi/cackyhopquochoi/quochoikhoaXIV/kyhophuhai/pages/van-kien-tai-lieu.aspx?ItemID=3510>, 2016.
- [3] *Quyết định số 24/2014/QĐ-TTg về Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện sinh khối tại Việt Nam*. Internet: http://www.erav.vn/userfile/files/2015/6/QD_24_2014_TTg.pdf, 2014.
- [4] *Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg về Cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam*. Hà Nội. Internet: <https://thuvienphapluat.vn/vanban/Thuong-mai/Quyết-dinh-11-2017-QĐ-TTg-co-che-khuyen-khich-phat-trien-du-an-dien-mat-troi-tai-Viet-Nam-345919.aspx>, 2017.
- [5] *Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg về Sửa đổi, bổ sung một số điều của Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ngày 29 tháng 6 năm 2011 của Thủ tướng Chính phủ về Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam*. Hà Nội. Internet <https://www.evn.com.vn/userfile/User/xuantien/files/2018/9/Quyếtđinh39CP2018.pdf>, 2018.
- [6] *Quyết định số 403/2016/QĐ-TTg về việc Phê duyệt điều chỉnh Quy hoạch phát triển ngành than Việt Nam đến năm 2020, có xét triển vọng đến năm 2030*. Hà Nội. Internet: http://vanban.chinhphu.vn/portal/page/portal/chinhphu/hethongvanban?class_id=2&mode=detail&document_id=183922, 2016.
- [7] *Công văn số 2172/VPCP-CN về việc Cung cấp than cho sản xuất điện*. Hà Nội. Internet: <https://thuvienphapluat.vn/cong-van/Tai-nguyen-Moi-truong/Cong-van-2172-VPCP-CN-2017-cung-cap-than-cho-san-xuat-dien-365989.aspx>, 2017.
- [8] *Vietnam Area*. Internet: <https://www.indexmundi.com/vietnam/area.html>, 2013.
- [9] *Vietnam Land Boundaries*. Internet: https://www.indexmundi.com/vietnam/land_boundaries.html, 2013.
- [10] *Vietnam GDP Growth Rate*. Internet: <https://tradingeconomics.com/vietnam/gdp-growth>, 2018.

- [11] World Bank Data Online. *Vietnam GDP Growth (annual %)*. Internet: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG>, 2017.
- [12] PricewaterhouseCoopers. *Spotlight on Vietnam: The leading emerging market*. Internet: <https://www.pwc.com/vn/en/publications/2017/spotlight-on-vietnam.pdf>, 2017.
- [13] Tổng cục Thống kê. Ban Chỉ đạo Tổng điều tra Dân số và Nhà ở Trung Ương: Tổng điều tra dân số và nhà ở - Thời điểm 0h00 ngày 01 tháng 04 năm 2019 – Tổ chức thực hiện và Kết quả sơ bộ. *Nhà xuất bản Thống kê*, 07/2019.
- [14] *Climbing the ladder: Poverty Reduction and Shared Prosperity in Vietnam*. Internet <http://documents.worldbank.org/curated/en/206981522843253122/pdf/124916-P-PULIC-P161323-VietnamPovertyUpdateReportENG.pdf>, 2018.
- [15] Dữ liệu Ngân hàng thế giới. <http://data.worldbank.org/country/vietnam>. Truy cập 12/2018.
- [16] TS. Nguyễn Đức Thành, ThS. Vũ Minh Long. *Kinh tế Việt Nam: Nhìn lại năm 2017 và triển vọng năm 2018*. Viện Nghiên cứu Kinh tế và Chính sách, Đại học Kinh tế, Đại học Quốc gia Hà Nội, 2018.
- [17] ThS. Nguyễn Thị Mai Hương. Chuyển dịch cơ cấu ngành kinh tế của Việt Nam – Thành tựu và kiến nghị. *Tạp chí Tài chính Việt Nam*. Internet: <http://tapchitaichinh.vn/ngghien-cuu- trao-doi/chuyen-dich-co-cau-nganh-kinh-te-cua-viet-nam-thanh-tuu-va-kien-nghi-131892.html>, 2017.
- [18] TS. Nguyễn Mạnh Hiến. Năng lượng Việt Nam: hiện trạng và triển vọng phát triển. *Tạp chí Năng lượng Việt Nam*. Hiệp hội Năng lượng Việt Nam. Số 164 – 165, trang 20–22. ISSN 2354-1253, 2019.
- [19] PGS. TS. Bùi Huy Phùng. Nhiệt điện than trong quá trình chuyển đổi cơ cấu năng lượng Việt Nam. *Tạp chí Năng lượng Việt Nam*. Hiệp hội Năng lượng Việt Nam. Số 150, trang 16–19. ISSN 2354-1253, 2017.
- [20] Bộ Tài nguyên Môi trường (MONRE). ‘*Chương trình mục tiêu Ứng phó với Biến đổi khí hậu*’. Quyết định số 158/2008/QĐ-TTg, ngày 02 tháng 12 năm 2008 của Thủ tướng Chính phủ. Hà Nội, Việt Nam, 2008.
- [21] Bộ Tài nguyên Môi trường (MONRE). ‘*Kịch bản biến đổi khí hậu, nước biển dâng cho Việt Nam 2009*’. Nhà xuất bản Tài nguyên – Môi trường và Bản đồ Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam, 2009.
- [22] Bộ Tài nguyên Môi trường (MONRE). ‘*Sổ tay hướng dẫn Công cụ phân tích biến đổi khí hậu*’. Chương trình hợp tác giữa Chính phủ Việt Nam và Cộng hòa

- Liên bang Đức (GTZ) và tổ chức IFAD. Nhà xuất bản Lao động, Hà Nội, Việt Nam, 2010.
- [23] Bộ Tài nguyên Môi trường (MONRE). *'Kịch bản biến đổi khí hậu, nước biển dâng cho Việt Nam 2012'*. Nhà xuất bản Tài nguyên – Môi trường và Bản đồ Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam, 2012a.
- [24] Bộ Tài nguyên Môi trường (MONRE). *'Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu'*. Quyết định số 2139/QĐ-TTg, ngày 05 tháng 12 năm 2011 của Thủ tướng Chính phủ, Hà Nội, Việt Nam, 2012b.
- [25] Bộ Tài nguyên Môi trường (MONRE). *'Tài liệu hướng dẫn đánh giá tác động của biến đổi khí hậu và các giải pháp thích ứng'*. Nhà xuất bản Tài nguyên – Môi trường và Bản đồ Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam, 2013.
- [26] Bộ Tài nguyên Môi trường (MONRE). *'Kịch bản biến đổi khí hậu, nước biển dâng cho Việt Nam 2016'*. Nhà xuất bản Tài nguyên – Môi trường và Bản đồ Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam, 2016.
- [27] Philipp Schmidt-Thomé, Thi Ha Nguyen, Thanh Long Pham, Jaana Jarva, Kristiina Nuottimäki. Climate Change Adaptation Measures in Vietnam. *SpringerBriefs in Earth Sciences*, DOI 10.1007/978-3-319-12346-2_2, 2015.
- [28] PGS. TS. Nguyễn Cảnh Nam. Định hướng tư duy để giải quyết thách thức năng lượng Việt Nam. *Tạp chí Năng lượng Việt Nam*, Hiệp hội Năng lượng Việt Nam. Số 143, trang 21-24. ISSN 2354-1253, 2017.
- [29] *Low carbon Economy*. Internet: <https://www.urbandictionary.com/define.php?term=Low%20carbon%20Economy>, 2009.
- [30] USAID. Greenhouse Gas Emissions in Vietnam. *The Factsheet*, 2016.
- [31] Y. Matsuoka, N. V. Tai, T. Thuc, M. Kainuma, N. Q. Kim, H. Tsujihara. A Low Carbon Society Development Towards 2030 in Vietnam. Available at http://2050.nies.go.jp/report/file/lcs_asia/Vietnam.pdf, 2018.
- [32] International Energy Agency. *World Energy Model Documentation – 2018 Version*. Internet: <https://www.iea.org/media/weowebiste/energymodel/WEM2018.pdf>, 2018.
- [33] B. Dudley. *BP Energy Outlook 2035*. United Kingdom, 2015.
- [34] N. H. Mirijat, M. A. Uqaili, K. Harijan, G. D. Walasai, H. Mondal, H. Sahin. Long-Term Electricity Demand Forecast and Supply Side Scenarios for Pakistan (2015 – 2050): A LEAP Model Application for Policy Analysis. Accepted Manuscript, *Energy*. Doi: 10.1016/j.energy.2018.10.012, 2018.

- [35] Energy Commission of Malaysia. *National Energy Balance 2017*. Internet: https://www.st.gov.my/contents/files/download/116/Malaysia_Energy_Statistics_Handbook_2017.pdf, 2017.
- [36] Energy Commission of Malaysia. *Malaysia Carbon Dioxide Emissions: 255.78M mt for 2017*. Internet: https://ycharts.com/indicators/malaysia_carbon_dioxide_emissions, 2017.
- [37] R. Haiges, Y. D. Wang, A. Ghoshray, A. P. Roskilly. Optimisation of Malaysia's power generation mix to meet the electricity demand by 2050. *The 9th International Conference on Applied Energy (ICAE2017)*. Cardiff, UK. *Energy Procedia*, Vol. 142, pg. 2844-2851, 2017.
- [38] *Peninsular Malaysia Electricity Supply Industry Outlook 2016*. Internet: <https://www.st.gov.my/ms/contents/publications/outlook/Outlook%20PM%202016.pdf>, 2016.
- [39] Thailand Energy Policy and Planning Office. Summary of Thailand Power Development Plan 2012 – 2030 (PDP2010: Revision 3). *Ministry of Energy*, Thailand, 2012.
- [40] *The Scenario Funnel Visualizes: How Scenarios help to Think in Alternative Futures*. Internet: <http://www.dolaborate.com/scenario-thinking/the-scenario-funnel-visualizes-how-scenarios-help-to-think-in-alternative-futures-png/>, 2017.
- [41] Institute of Energy, EVN. Revised version of master plan No. VII for power system in Vietnam. *Ministry of Industry and Trade*, Vietnam, 2015.
- [42] Quyết định số 428/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ về *Phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia, giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030*, ký và ban hành ngày 18/03/2016.
- [43] I. Moghram, S. Rahman. Analysis and evaluation of five short-term load forecasting techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 4, pg. 1484-1491, 1989.
- [44] D. Srinivasan, M. A. Lee. Survey of hybrid fuzzy neural approaches to electric load forecasting. *The Proceedings of the IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics. Part 5*, pg. 4004-4008, 1995. Vancouver, BC, Canada.
- [45] H. K. Alfares, M. Nazeeruddin. Electric load forecasting: literature survey and classification of methods. *International Journal of Systems Science*. Vol. 33, No. 1, pg. 23-34, 2002.

- [46] A. K. Singh, I. S. Khatoon, Md. Muazzam. An Overview of Electricity Demand Forecasting Techniques. *The Proceedings of 2013 National Conference on Emerging Trends in Electrical, Instrumentation Communication Engineering*. Vol. 3, No. 3, pg. 38-48. ISSN: 2225-0603, 2013.
- [47] L. Ghods, M. and Kalantar. Different Methods of Long-term Electric Load Demand Forecasting: A Comprehensive Review. *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*. Vol. 7, No. 4, pg. 249-259, 2011.
- [48] H. M. Al-Hamidi, S. A. Soliman. Long-term/Mid-term electric load forecasting based on short-term correlation and annual growth. *Electric Power System Research*. Vol. 74, No. 3, pg. 353-361, 2005.
- [49] Z. Kang, M. Jin, C. J. Spanos. Modeling of End-Use Energy Profile: An Appliance-Data-Driven Stochastic Approach. *Proceedings of the 40th Annual Conference of the IEEE*. Industrial Electronics Society. Pg. 5382-5388, 2014.
- [50] P. Palensky, D. Dietrich. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. Vol. 7, No. 3, pg. 381-388, 2011.
- [51] D. Genethliou, E. A. Feinberg. *Load forecasting, Applied mathematics for restructured electric power system: optimization, control and computational intelligence*. Chapter 12, pg. 269-285, 2005.
- [52] H. M. Taradar, A. M. Kashtiban. Application of neural networks in power system: A review. *Transaction of Engineering, Computing and Technology*. Vol. 6, No. 1, pg. 53-57. ISSN: 1305-5313, 2005.
- [53] A. F. Atiya. Development of an intelligent long-term electric load forecasting system. *Proceedings of the International Conference ISAP apos*. Pg. 288-292, 1996.
- [54] B. S. Kermanshahi, H. Iwamiya. Up to year 2020 load forecasting using neural nets. *Electric Power System Research (Elsevier)*. Vol. 24, No. 9, pg. 789-797, 2002.
- [55] A. Ghanbari, A. Naghavi, S. F. Ghaderi, M. Sabaghian. Artificial Neural Networks and Regression approaches comparison for forecasting Iran's annual electricity load. *IEEE Power Engineering Conference*. pg. 675-679, 2009.
- [56] N. J. Hobbs, B. H. Kim, K. Y. Lee. Long-term Load Forecasting Using System Type Neural Network Architecture. *Intelligent Systems Applications to Power Systems (ISAP), International Conference on Digital Object Identifier*. pg. 1-7, 2007.

- [57] V. Shrivastava, R. B. Misra. A Novel Approach of Input Variable Selection for ANN-Based Load Forecasting. *IEEE Conference ICPST*. pg. 1-5, 2008.
- [58] *RNN là gì?*. Internet: <https://dominhhai.github.io/vi/2017/10/what-is-rnn/>, 2018.
- [59] Malvar, P. *Deep Learning in Courier: Thoughts, Tips and Whatnot*. Internet: <https://becominghuman.ai/deep-learning-in-courier-thoughts-tips-and-whatnot-ce91141348e9>, 2017.
- [60] Chandradevan, R. *Radial Basis Functions Neural Network – All we need to know*. Internet: <https://towardsdatascience.com/radial-basis-functions-neural-networks-all-we-need-to-know-9a88cc053448>, 2017.
- [61] A. Andalib, F. Atry. Multi-step ahead forecasts for electricity prices using NARX: a new approach, a critical analysis of one-step ahead forecasts. *Energy Conversion and Management*. Vol. 50 (3). pg. 739-747, 2009.
- [62] Q. Zhang, T. Liu. A Fuzzy Rules and Wavelet Neural Network Method for Mid-Long-Term Electric Load Forecasting. *IEEE 2010 Second International Conference (ICCNT)*, pg. 442-446, 2010.
- [63] Q. Zhang, T. Liu. Research on Mid-Long-Term Electric Load Forecasting Base on Wavelet Neural Network. *IEEE International Conference (ICCEA)*, pg. 217-220, 2010.
- [64] Jain, S. *Introduction to Genetic Algorithm & their application in data science*. Internet: <https://www.analyticsvidhya.com/blog/2017/07/introduction-to-genetic-algorithm/>, 2017.
- [65] Ông Xuân Hồng. ‘*Support Vector Machine (SVM) hỏi gì đáp nấy*’. Internet: <https://ongxuanhong.wordpress.com/2015/09/19/support-vector-machine-svm-hoi-gi-dap-nay/>, 2015.
- [66] M. A. Faraht. Long-term industrial load forecasting and planning using neural networks technique and fuzzy interface method. *The 39th International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2004*. Vol. 1, pg. 368-372, 2004.
- [67] Q. Zhang, T. Liu. Research on the mid-long term electric load forecasting based on fuzzy rules. *Information Management and Engineering (ICIME). The 2nd IEEE International Conference*. pg. 461-463, 2010.
- [68] *Fuzzy Logic – Inference System*. Internet: https://www.tutorialspoint.com/fuzzy-logic/fuzzy_logic_inference_system.htm, 2017.
- [69] *IAI: Expert Systems*. Internet <http://www.cs.bham.ac.uk/~jxb/IAI/w9.pdf>, 2018.

- [70] M. S. Kandil, S. M. El-Debeiky, N. E. Hasanien. The implementation of long-term forecasting strategies using a knowledge-based expert system: part II. *Electric Power System Research*. Vol. 58 (1), pg. 19-25, 2001.
- [71] D. Hájková, J. Hurník. Cobb-Douglas Production Function: The Case of Converging Economy. *Czech Journal of Economics and Finance*. Vol. 57, No. 9-10, pg. 465-476, 2007.
- [72] R. Raudjärv, L. Kuskova. Energy consumption in households. *Energiatarbimine Kudumajapidamisters*, Quarterly bulletin of statistics Estonia, 2013.
- [73] General Statistics Office of Vietnam. 'Master investigation on population and households 2019'. Việt Nam, 2010.
- [74] General Statistics Office of Vietnam. 'Master investigation on population and households 2015'. Việt Nam, 2015.
- [75] Thư viện tổng hợp Helgi Library. 'Number of Households rose 2.43% to 26.9 mil in Vietnam in 2016'. 2017.
- [76] Thư viện Helgi <https://www.helgilibrary.com/search/index/Cambodia>, 2017.
- [77] Thư viện Helgi <https://www.helgilibrary.com/search/index/Malaysia>, 2017.
- [78] Thư viện Helgi <https://www.helgilibrary.com/search/index/Singapore>, 2017.
- [79] G. T. Barbara, S. F. Linda. Using Multivariate Statistics, 5th edn. California State University – Northridge, *Pearson Education Inc.*, USA, 2007.
- [80] General Statistics Office of Vietnam. 'Vietnam Population Projection 2014 – 2049, Medium Scenario'. United Nations Fund for Population Activities (UNFPA). Việt Nam, 2016
- [81] Cục Điều tiết điện lực. 'Quyết định số 07/QĐ-ĐTĐL Ban hành Quy trình dự báo nhu cầu phụ tải điện hệ thống điện quốc gia'. Bộ Công Thương, Việt Nam, 2013.
- [82] Z. Ismail, A. Yahya, K. A. Mahpol. Forecasting Peak Load Electricity Demand Using Statistics and Rule Based Approach. *American Journal of Applied Sciences*. Vol. 6(8), pg. 1618-1625, 2009.
- [83] D. Howard, B. Mark. *The Mathworks: User Guide Neural Network Toolbox for Use with MATLAB*'. Internet: http://cda.psych.uiuc.edu/matlab_pdf/nnet.pdf, 2018.
- [84] N. H. M. Vu, N. T. P. Khanh, V. V. Cuong, P. T. T. Binh. Forecast on Vietnam Electricity Consumption to 2030. *The 2017 International Conference on*

- Electrical Engineering and Informatics (ICELTICs 2017)*. IEEE (2017), pg. 81-86, 2017.
- [85] J. W. Taylor, L. M. D. Menezes, P. E. McSharry. A comparison of univariate methods for forecasting electricity demand up to a day ahead. *International Journal of Forecasting*. Vol 22, pg. 1-16, 2006.
- [86] J. W. Taylor, P. E. McSharry. Short-term load forecasting methods: an evaluate based on European data. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 22, pg. 2213-2219, 2007.
- [87] J. W. Taylor. Short-term load forecasting with exponentially weighted methods. *IEEE Transactions on Power System*. Vol. 27, pg. 458-464, 2012.
- [88] S. Fan, R. J. Hyndman. Short-term Load Forecasting Based on a Semi-Parametric Additive Model. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 27, pg. 134-141, 2012.
- [89] G. Chicco. Overview and performance assessment of the clustering methods for electrical load pattern grouping. *Energy*. Vol. 42, pg. 68-80, 2012.
- [90] A. J. S. Reis, A. P. Alvis, P. A. D. Silva. Feature extraction via multiresolution analysis for short-term load forecasting. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 20, pg. 189-198, 2005.
- [91] Y. Chen, P. B. Luh, C. Guan, Y. Zhao, L. D. Michel, M. A. Coolbeth. Short-term load forecasting: similar day-based wavelet neural network. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 25. pg. 322-330, 2010.
- [92] A. Troncoso, J. M. Riquelme, J. C. Riquelme, J. L. Martinez, A. Gomez. Electricity market price forecasting based on weighted nearest neighbor techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 22, pg. 1294-1301, 2007.
- [93] F. Martinez-Alvarez, A. Troncoso, J. C. Riquelme, J. S. Aguilar-Ruiz. Energy time series forecasting based on pattern sequence similarity. *IEEE Transactions on Knowledge and Data Engineering*. Vol. 23, pg. 1230-1243, 2011.
- [94] M. Rana, I. Koprinska, A. Troncoso. Forecasting Hourly Electricity Load Profile Using Neural Networks. *The 2014 International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*. Beijing, China, 2014.
- [95] D. Vercamer, B. Steurtewagen, D. V. D. Poel, F. Vermeulen. Predicting Consumer Load Profiles Using Commercial and Open Data. *IEEE Transactions on Power Systems*. pg. 1-9, 2015.

- [96] J. Fmkranz. Round Robin Classification. *Journal of Machine Learning Research*. Vol. 2, pg. 721-747, 2002.
- [97] L. Breiman. Random forests. *Machine Learning*. Vol. 45(1), pg. 5-32, 2001.
- [98] J. H. Friedman. Stochastic Gradient Boosting. *Computational Statistics and Data Analysis*. Vol. 38(4), pg. 367-378, 2002.
- [99] S. Mishra, L. Kaur. Electricity load profile prediction using Regression Tree, ANN and FCNN. *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*. Vol. 3(5), pg. 2846-2849, 2016.
- [100] J. Nazarko, Z. A. Styczynski. Application of statistical and neural approaches to the daily load profiles modeling in power distribution systems. *The Proceeding of IEEE Conference on Transmission and Distribution*. Vol. 1, pg. 320-325, 1999. New Orleans, Los Angeles, USA.
- [101] T. Kohonen. *Springer Series in Information Science: Self-Organizing Maps*. Springer-Verlag, 1995, Berlin, Germany.
- [102] G. Chicco, R. Napoli, F. Piglione, M. Scutariu, P. Postolache, C. Toader. Load pattern-based classification of electricity customers. *IEEE Transactions on Power System*. Vol. 19(2), pg. 1232-1239, 2004.
- [103] S. Valero, M. Ortiz, C. Senabre, C. Alvarez, F. J. G. Franco, A. Gabaldon. Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets. *IET Generation, Transmission and Distribution*. Vol. 1(1), pg. 104-110, 2007.
- [104] D. Gerbec, S. Gasperic, I. Simon, F. Gubina. Allocation of the load profiles to consumers using probabilistic neural networks. *IEEE Transactions on Power System*. Vol. 20(2), pg. 548-555, 2005.
- [105] G. Chicco, R. Napoli, P. Postolache, M. Scutariu, C. Toader. Customer characterisation options for improving the tariff offer. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 18(1), pg. 381-387, 2003.
- [106] Y. H. Pao, D. J. Sobajic. Combined use of unsupervised and supervised learning for dynamic security assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 7, pg. 878-884, 1992.
- [107] F. Batrinu, G. Chicco, R. Napoli, F. Piglione, M. Scutariu, P. Postolache, C. Toader. Efficient iterative refinement clustering for electricity customer classification. *Proceeding of IEEE Conference on Power Technology 2005*. St. Petersburg, Russia. Paper no. 139, 2005.

- [108] M. R. Anderberg. Cluster analysis for applications. *New York: Academic Press*, 1973.
- [109] J. C. Bezdek, J. D. and Harris. Fuzzy partitions and relations; an axiomatic basis for clustering. *Fuzzy Sets and Systems*. Vol. 1, pg. 111-127, 1978.
- [110] G. J. Tsekouras, N. D. Hatziaargyriou, E. N. Dialynas. Two-stage pattern recognition of load curves for classification of electricity customers. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 22(3), pg. 1120-1128, 2007.
- [111] S. Ramos, Z. Vale, J. Santana, J. Duarte. Data mining contributions to characterise MV consumers and to improve the suppliers-consumers settlements. *Proceedings of IEEE/PES on General Meeting*, 2007.
- [112] J. Nazarko, A. Jurczuk, W. Zalewski. ARIMA models in load modeling with clustering approach. *Proceedings of IEEE on Power Technology*, 2005. St. Petersburg, Russia.
- [113] R. Lamedica, G. Fracassi, G. Martinelli, A. Prudenzi, L. Santolamazza. A novel methodology based on clustering techniques for automatic processing of MV feeder daily load patterns. *Proceedings of IEEE/PES Summer Meeting 2000*. Seattle, Washington DC, USA. Vol. 1, pg. 96-101, 2000.
- [114] M. Friedman, A. Kandel. Introduction to Pattern Recognition: Statistical, Structural, Neural and Fuzzy Logic Approaches. *World Scientific*. ISBN-13: 978-9810233129; ISBN-10: 9810233124, 1999.
- [115] International Energy Agency. 'World Energy Outlook 2017'. USA, 2017.
- [116] Department of Energy and Climate Change. 'DECC Fossil Fuel Price Projections'. United Kingdom, 2013.
- [117] Cơ quan quản lý năng lượng Đan Mạch (Danish Energy Management), Tổ chức tài chính quốc tế (International Finance Corporation), Bộ Công thương Việt Nam. Báo cáo khảo sát tiêu thụ năng lượng trong công trình xây dựng tại Việt Nam. *Chương trình mục tiêu quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả*. Hà Nội, Việt Nam, 2015.
- [118] Quyết định số 428/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ về *Phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia, giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030*, ký và ban hành ngày 18/03/2016. Việt Nam, 2016.
- [119] N. H. M. Vu, V. V. Cuong, N. T. P. Khanh, P. T. T. Binh. Forecast on 2030 Vietnam Electricity Consumption. *Engineering, Technology & Applied Science Research*, Vol. 8 (3), 2018.

- [120] V. V. Cuong, Y. Kemmoku, H. Takikawa, T. Sakakibara. Considerable Structures of Power Generation System with Biomass for Sustainable Energy Development in Vietnam. *Journal of Japan Solar Energy Society*, Vol.31, No.6, pp.67-74, 2005.
- [121] N. H. M. Vu, N. N. Au, V. V. Cuong, P. T. T. Binh. Forecasting Vietnam's Electric Load Profile 2030. *Journal of Technical Education Science (HCMUTE)*, Vol. 49, pp. 51-57. ISSN: 1859-1272, 2018.
- [122] Thủ tướng Chính phủ. “Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25 tháng 11 năm 2015 về Phê duyệt chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến 2050”. Việt Nam, 2015.
- [123] Ministry of Industry and Trade of the Socialist Republic of Vietnam (nd) “Maps of solar resource and potential in Vietnam”. Hanoi, Vietnam.
- [124] AWS Truepower. “Wind resource atlas of Vietnam”. 2011.
- [125] V. V. Cuong. CO₂ life cycle emission factor of power generation in Vietnam. *Journal of Science & Technology of Technical Universities*, Hanoi University of Science and Technology. Vol. 79, pg. 102-107. ISSN: 0868-3980, 2010.
- [126] The US National Renewable Energy Laboratory. “Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics”. NREL/FS-6A20-56487. USA, 2012.
- [127] R. C. Thomson, 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.
- [128] Synapse Energy Economics Incorporation. *Carbon Dioxide Price Forecast*. 617.661.3248. Internet: www.synapse-energy.com, 2015.
- [129] Bộ Công Thương. “Quyết định số 942/2016/QĐ-BCT về việc Ban hành Biểu giá chi phí tránh được áp dụng cho các dự án điện sinh khối năm 2016”. Bộ Công Thương, Việt Nam, 2016.
- [130] LINDO Systems Incorporation Online. LINDO User's Manual. Internet: <https://www.lindo.com/downloads/PDF/LindoUsersManual.pdf>, 2003.

DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH ĐÃ CÔNG BỐ

Các bài báo đã công bố

- [1] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Nguyen Truong Phuc Khanh, Phan Thi Thanh Binh. Forecast on Viet Nam Electricity Consumption to 2030. *Proceedings of the 2107 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICELTICs 2017)*. October 18-20 (2017). Banda Aceh, Indonesia, IEEE catalog number: CFP17M32-ART, ISBN 978-1-5386-2934-5.
- [2] **Vu H. M. Nguyen**, Cuong V. Vo, Khanh T. P. Nguyen, Binh T. T. Phan. Forecast on 2030 Viet Nam Electricity Consumption. *Engineering, Technology & Applied Science Research*. Vol. 8, No. 3, pp. 2869-2874 (2018). ISSN 1792-8036 (e-journal), ISSN 2241-4487 (Print). **(ESCI)**.
- [3] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Phan Thi Thanh Binh. *Peak Load Forecasting for VietNam National Power System to 2030*. *Journal of Science & Technology*. Vol. 123, pp. 007-013 (2017) ISSN 2354 – 1083 (Online).
- [4] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Nguyen Ngoc Au, Vo Viet Cuong, Phan Thi Thanh Binh. Forecasting Vietnam's Electric Load Profile to 2030. *Journal of Technical Education Science Ho Chi Minh City University of Technology and Education*. No.49 (2018). ISSN 1859 – 1272 (Print).
- [5] **Vu H. M. Nguyen**, Cuong V. Vo, Luan D. L. Nguyen, Binh T. T. Phan. Green Scenarios for Power Generation in Vietnam by 2030. *Engineering, Technology & Applied Science Research*. Vol. 9, No. 2, pp. 3719-3726 (2019) ISSN 1792-8036 (e-journal), ISSN 2241-4487 (Print). **(ESCI)**.

Các bài báo liên quan

- [1] Vo Viet Cuong, **Nguyen Hoang Minh Vu**, Do Van Truong. Rice Husk Feedstock Planning for Energy Development in the Area of South Western Region. *Journal of Science & Technology*. Vol. 101, pp. 066-070 (2014). ISSN 0868 – 3980 (Print).
- [2] **Nguyen Hoang Minh Vu**, Vo Viet Cuong, Truong Dinh Dieu, Nguyen Le Duy Luan, Phan Thi Thanh Binh, Nguyễn Hoàng Phương. Modelling the Concept of Waste-Heat Recovery System for Generating Electricity in Holcim Cement Factory, Kien Giang, Viet Nam. *Journal of Science & Technology*. Vol. 120 pp. 052-058 (2017). ISSN 2354 – 1083 (Online).
- [3] **Nguyen Hoang Minh Vu**. Reduction of Greenhouse gas in the Contruction Industry. *Vietnam Investment Review – VIR*, 11/01/2016, ISSN 1021 – 318X.
- [4] **Nguyen Hoang Minh Vu**. Bài học kinh nghiệm trong việc ngầm hóa điện và thông tin trên đường Trần Hưng Đạo (TP. Hồ Chí Minh). *Kỷ yếu Hội thảo quy hoạch và quản lý phát triển không gian ngầm đô thị - Workshop on Development Management And Planning of Urban Underground Space*, 28 tháng 7 năm 2012.

Các đề tài, dự án đã nghiệm thu

- [1] Thành viên tham gia xây dựng dự án “*Sử dụng năng lượng hiệu quả và tiết kiệm trong công trình xây dựng*” – EECB cho Việt Nam do tổ chức GEF/UNDP – United Nations thực hiện, 2006.
- [2] Chủ nhiệm đề tài: “Biên soạn Hướng dẫn thiết kế điện công trình xây dựng theo tiêu chuẩn quốc tế IEC 60364”, *TC 67-06*, HĐ số 109/HĐKT ngày 21/06/2006 – 50TĐ.
- [3] Chủ nhiệm đề tài: “*Xây dựng Hướng dẫn quy trình kiểm toán năng lượng cho công trình nhà cao tầng*”, TK 15-08, HĐ số 162/HĐKHHCN 02/04/2008 – 50TĐ.

- [4] Chủ nhiệm đề tài: “*Tập huấn phổ biến các hướng dẫn, tiêu chuẩn kỹ thuật về tiết kiệm năng lượng cho cán bộ quản lý năng lượng, chủ tòa nhà tiêu thụ năng lượng trọng điểm*”. TK 04 – 10, HĐ số 75/HĐ – KHCMNT ngày 01/04/2010 – 400TĐ
- [5] Chủ nhiệm đề tài: “*Nghiên cứu xây dựng mới tiêu chuẩn quốc gia: “Hệ thống điện sử dụng năng lượng mặt trời trong công trình xây dựng bao gồm 3 phần: Phần 1 – Hướng dẫn thiết kế; Phần 2 – Hướng dẫn lắp đặt; Phần 3 – Hướng dẫn nghiệm thu*”, RD – 11, 450TĐ.
- [6] Chủ nhiệm đề tài: “*Hỗ trợ đào tạo, phát triển nguồn nhân lực, tăng cường năng lực thiết bị, máy móc và tài liệu cho Trung tâm Tư vấn – Kiểm toán Năng lượng Trường Đại học Kiến trúc TP. Hồ Chí Minh*”, TK 11-15- BXD 01, HĐ số 240/HĐKHCM&MT ngày 16/12/2014 – 700TĐ.
- [7] Chủ nhiệm đề tài: “*Khảo sát, đánh giá tình hình triển khai áp dụng các nội dung QCVN 09: 2013/BXD tại các địa phương. Đề xuất các nội dung và giải pháp nâng cao hiệu quả thực hiện*”. TK 12 – 15, HĐ số 241/HĐ – KHCM&MT ngày 27/4/2015 – 500TĐ.
- [8] Chủ nhiệm đề tài: “*Nghiên cứu xây dựng tài liệu quy trình, nội dung, phương pháp đánh giá, kiểm tra, thử nghiệm các hạng mục về sử dụng năng lượng của công trình trong quá trình nghiệm thu trước khi đưa vào sử dụng*”. TK 01 - 15, HĐ số 225/HĐ – KHCMNT ngày 10/06/2015 – 600TĐ.
- [9] Đồng chủ nhiệm đề tài: “*Nghiên cứu giải pháp thiết kế hệ thống năng lượng mặt trời sử dụng thinfilm đối với công trình kiến trúc cao tầng sử dụng vách kính tại Việt Nam*”. RD 49 - 17, HĐ số 49/HĐ – KHCMNT ngày 18/05/2017 – 800TĐ.
- [10] Thành viên tham gia đề tài cấp trường trọng điểm (SPKT Tp. Hồ Chí Minh): “*Dự báo nhu cầu điện của Việt Nam đến năm 2030*”. Năm 2017 – 2018, 20TĐ.

Danh mục sách đã xuất bản

- [1] **Nguyễn Hoàng Minh Vũ (CB)**, Đinh Ngọc Sang, Nguyễn Lê Duy Luân. Hướng dẫn quy trình Kiểm toán năng lượng nhà cao tầng. *NXB Xây dựng*, 2015. ISBN: 9786048215071.
- [2] Võ Viết Cường, **Nguyễn Hoàng Minh Vũ**. Tính toán lựa chọn thiết bị cho công trình xây dựng. *NXB Đại học quốc gia TP. Hồ Chí Minh*, 2017. ISBN: 978-604-73-5554-9.
- [3] Võ Viết Cường, **Nguyễn Hoàng Minh Vũ**, Nguyễn Lê Duy Luân. Hướng dẫn Kiểm toán năng lượng công trình xây dựng. *NXB Xây dựng*, 2017. ISBN: 978-604-82-2243-7.