

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

ĐOÀN NGỌC DƯƠNG

NGHIÊN CỨU LỘ TRÌNH THÂM NHẬP NĂNG LƯỢNG HYDRO
TRONG CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN TUABIN KHÍ, HƯỚNG TỚI MỤC
TIÊU PHÁT THẢI RÒNG BÀNG “0” NĂM 2050 CỦA VIỆT NAM

LUẬN ÁN TIẾN SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

Hà Nội, năm 2025

BỘ CÔNG THƯƠNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC ĐIỆN LỰC

ĐOÀN NGỌC DƯƠNG

NGHIÊN CỨU LỘ TRÌNH THÂM NHẬP NĂNG LƯỢNG HYDRO
TRONG CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN TUABIN KHÍ, HƯỚNG TỚI MỤC
TIÊU PHÁT THẢI RÒNG BÀNG “0” NĂM 2050 CỦA VIỆT NAM

Ngành: Quản lý năng lượng

Mã số ngành: 9510602

LUẬN ÁN TIẾN SĨ QUẢN LÝ NĂNG LƯỢNG

NGƯỜI HƯỚNG DẪN KHOA HỌC:

- TS. DƯƠNG TRUNG KIÊN
- TS. VŨ MINH PHÁP

Hà Nội, năm 2025

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan luận án tiến sĩ là kết quả nghiên cứu khoa học của tôi dưới sự hướng dẫn của TS. Dương Trung Kiên và TS. Vũ Minh Pháp. Các kết quả nghiên cứu được trình bày trong luận án là trung thực, khách quan và chưa từng được tác giả khác công bố.

Tôi xin cam đoan mọi sự giúp đỡ cho việc thực hiện luận án đã được cảm ơn, các thông tin trích dẫn trong luận án đều được chỉ rõ nguồn gốc.

Hà Nội, ngày tháng 5 năm 2025

Tập thể hướng dẫn

Người hướng dẫn 1

Người hướng dẫn 2

Nghiên cứu sinh

TS. Dương Trung Kiên

TS. Vũ Minh Pháp

Đoàn Ngọc Dương

LỜI CẢM ƠN

Trước tiên, tôi xin được gửi lời cảm ơn sâu sắc đến các Thầy hướng dẫn là Tiến sĩ Dương Trung Kiên và Tiến sĩ Vũ Minh Pháp. Các Thầy đã luôn tận tình hướng dẫn và tạo mọi điều kiện tốt nhất để tôi có thể hoàn thành luận án.

Tôi cũng xin trân trọng cảm ơn Lãnh đạo khoa Quản lý Công nghiệp và Năng lượng - Trường Đại học Điện lực đã hết sức tạo điều kiện về thời gian, động viên, khích lệ tôi trong suốt quá trình nghiên cứu và hoàn thiện luận án.

Tôi xin gửi lời tri ân tới các Thầy, Cô tại trường Đại học Điện lực đã tham gia giảng dạy, dìu dắt tôi về học thuật trong suốt thời gian học tập. Các Thầy, Cô cũng luôn nhiệt tình giúp đỡ, hướng dẫn cho tôi trong suốt thời gian học tập, nghiên cứu và hoàn thành Luận án. Tôi cũng xin trân trọng cảm ơn tập thể lãnh đạo và chuyên viên chuyên trách của Phòng Quản lý đào tạo - Trường Đại học Điện lực đã hỗ trợ và tạo điều kiện đầy đủ để tôi có thể hoàn thành quá trình học tập và nghiên cứu tại Trường.

Đồng thời, luận án không thể hoàn thiện nếu không có sự giúp đỡ quý báu về nguồn dữ liệu và góp ý chuyên môn đến từ các đơn vị và cá nhân công tác tại Viện Năng lượng - Bộ Công Thương.

Cuối cùng, tôi xin gửi lời cảm ơn chân thành đến các thành viên trong gia đình và bạn bè đã luôn hỗ trợ, tạo điều kiện và đồng hành cùng tác giả trong suốt thời gian làm nghiên cứu sinh.

Hà Nội, ngày tháng 5 năm 2025

Nghiên cứu sinh

Đoàn Ngọc Dương

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN	i
LỜI CẢM ƠN	ii
DANH MỤC CÁC CHỮ VIẾT TẮT	vi
DANH MỤC BẢNG	viii
DANH MỤC HÌNH	ix
PHẦN MỞ ĐẦU: GIỚI THIỆU CHUNG VỀ NGHIÊN CỨU	1
1. Tính cấp thiết của đề tài.....	1
2. Mục tiêu nghiên cứu	3
3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu	4
4. Phương pháp nghiên cứu	4
5. Những đóng góp chủ yếu của nghiên cứu	7
6. Kết cấu luận án	8
CHƯƠNG 1. TỔNG QUAN NGHIÊN CỨU	9
1.1. Tổng quan nghiên cứu về sử dụng hydro làm nhiên liệu trong tuabin khí phát điện	9
1.1.1. Tổng quan về năng lượng hydro.....	9
1.1.2 Tình hình nghiên cứu về năng lượng hydro và sử dụng nhiên liệu hydro trong tuabin khí phát điện.....	13
1.2. Nhu cầu hydro cho chuyển dịch năng lượng của Việt Nam.....	30
1.2.1. Nhu cầu hydro để phát điện.....	30
1.2.2. Trong lĩnh vực giao thông vận tải và một số ngành công nghiệp .	32
1.3. Khoảng trống nghiên cứu và sự cần thiết, ý nghĩa của đề tài	32
1.3.1. Khoảng trống nghiên cứu	32
1.3.2. Sự cần thiết và ý nghĩa của đề tài	33

Tiểu kết Chương 1	36
CHƯƠNG 2. CƠ SỞ LÝ THUYẾT, PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU VÀ DỮ LIỆU ĐẦU VÀO	37
2.1. Cơ sở lý thuyết về quy hoạch phát triển hệ thống điện	37
2.1.1. Cơ sở lý thuyết chung đối với mô hình tính toán quy hoạch phát triển nguồn điện trong hệ thống điện	37
2.1.2. Mô hình tính toán quy hoạch nguồn điện truyền thống	38
2.1.3. Cách tiếp cận của bài toán quy hoạch hệ thống điện hiện đại.....	42
2.2. Phương pháp luận nghiên cứu	45
2.3. Phần mềm mô hình tính toán	47
2.3.1 Tổng quan về mô hình quy hoạch phát triển hệ thống điện	47
2.3.2 Mô hình Balmorel.....	50
2.4. Nghiên cứu dữ liệu đầu vào của mô hình tính toán	55
2.4.1 Hiện trạng và quy hoạch phát triển hệ thống điện Việt Nam.....	55
2.4.2. Yêu cầu cắt giảm phát thải ngành điện.....	57
2.4.3. Số liệu và giả định đầu vào cho tính toán.....	62
Tiểu kết Chương 2	72
CHƯƠNG 3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU	73
3.1. Xây dựng các kịch bản tính toán	73
3.2. Kết quả tính toán các kịch bản	79
3.2.1. Tổng công suất nguồn điện của hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030 - 2050	79
3.2.2. Số giờ huy động các nguồn điện tuabin khí vận hành trong năm .	83
3.2.3. Lượng phát thải CO ₂ của hệ thống điện theo các kịch bản	84
3.2.4. Chi phí hệ thống điện theo các kịch bản nghiên cứu.....	86

3.3. Thảo luận về kết quả tính toán	89
3.4. Đánh giá các yếu tố tác động đến chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các nhà máy điện tuabin khí của Việt Nam.....	90
3.4.1. Các điểm mạnh và thuận lợi	91
3.4.2. Các điểm yếu và thách thức.....	94
3.4.3. Tổng hợp đánh giá và đề xuất hàm ý chiến lược.....	99
3.5. Xây dựng lộ trình chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các nhà máy điện tuabin khí	102
3.5.1 Các chỉ tiêu định lượng xây dựng lộ trình.....	102
3.5.2 Các quan điểm và giải pháp chính xây dựng lộ trình.....	103
3.5.3 Kết quả xây dựng lộ trình	105
Tiểu kết Chương 3	111
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ	112
1. Những kết quả đạt được	112
2. Một số khuyến nghị	112
3. Hạn chế của nghiên cứu và đề xuất các hướng nghiên cứu tiếp theo	114
DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH CÓ LIÊN QUAN ĐẾN LUẬN ÁN	116
TÀI LIỆU THAM KHẢO	117
PHỤ LỤC	125

DANH MỤC CÁC CHỮ VIẾT TẮT

Chữ viết tắt	Tiếng Anh	Tiếng Việt
AC	Accelerated Conversion	Chuyển đổi nhanh
BĐKH		Biến đổi khí hậu
COP	United Nations Climate Change Conference	Hội nghị các bên tham gia Công ước Liên hợp quốc về Biến đổi khí hậu
ĐGNK		Điện gió ngoài khơi
FLHs	Full Load Hours	Số giờ vận hành (của tổ máy phát điện) ở công suất lớn nhất quy đổi
GTVT		Giao thông vận tải
HTĐ		Hệ thống điện
IEA	International Energy Agency	Cơ quan năng lượng quốc tế
IRP	Integrated Resources Planning	Quy hoạch tổng thể nguồn tài nguyên
KHCN		Khoa học công nghệ
KNK	Greenhouse Gases	Khí nhà kính
KTN	Natural Gas	Khí tự nhiên
LCOE	Levelized Cost of Electricity	Chi phí sản xuất điện quy dẫn
LNG	Liquified Natural Gas	Khí tự nhiên hóa lỏng
MC	Moderate Conversion	Chuyển đổi trung bình
MILP	Mixed Interger Linear Progamming	Quy hoạch tuyến tính nguyên hỗn hợp
NC	Non - Conversion	Không chuyển đổi

Chữ viết tắt	Tiếng Anh	Tiếng Việt
Net Zero		Phát thải ròng bằng “0”, hoặc trung hòa các-bon
NLTT		Năng lượng tái tạo
NMĐ		Nhà máy điện
NMNĐ		Nhà máy nhiệt điện
O&M	Operation and Maintenance	Vận hành và bảo dưỡng
QHĐ VIII		Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050
R&D	Research and Development	Nghiên cứu và phát triển
SC	Slow Conversion	Chuyển đổi chậm
TBK		Tuabin khí
UNDP	United Nations Development Programme	Chương trình phát triển Liên Hợp quốc

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1.1 Một số đặc tính vật lý của hydro	10
Bảng 2.1 So sánh các yếu tố của IRP và quy hoạch truyền thống	42
Bảng 2.2 Tổng hợp các đặc điểm chính của một số mô hình phần mềm tính toán quy hoạch	48
Bảng 2.3 Quy mô công suất lắp đặt các nguồn điện NLTT chủ yếu trong HTĐ Việt Nam đến năm 2050	60
Bảng 2.4 Quy mô công suất và nhiên liệu sử dụng tại các NMD than trong HTĐ Việt Nam đến năm 2050	61
Bảng 2.5 Quy mô công suất và nhiên liệu sử dụng tại các NMD TBK trong HTĐ Việt Nam đến năm 2050	61
Bảng 2.6 Danh sách các NMD TBK sử dụng LNG đến năm 2050 theo QHĐ VIII	63
Bảng 2.7 Thông số kinh tế - kỹ thuật chủ yếu của một số loại hình công nghệ phát điện dự kiến trong giai đoạn nghiên cứu	65
Bảng 2.8 Thông số huy động tổ máy (điển hình) của các nhà máy nhiệt điện trong giai đoạn nghiên cứu	67
Bảng 2.9 Thông số kinh tế, kỹ thuật cải tạo tổ máy TBK sang đốt hydro	69
Bảng 2.10 Chi phí xã hội của CO ₂ (USD/tấn)	70
Bảng 3.1 Các yếu tố xem xét để xây dựng lộ trình thâm nhập hydro tại các NMD TBK	73
Bảng 3.2 Mô tả các kịch bản tính toán theo tốc độ thâm nhập hydro	77
Bảng 3.3 Ước tính sản lượng hydro có thể sản xuất từ các nguồn điện NLTT chủ yếu của Việt Nam	92
Bảng 3.4 Tổng hợp đánh giá các yếu tố ảnh hưởng	99
Bảng 3.5 Chỉ tiêu định lượng lộ trình thâm nhập hydro tại các NMD TBK	103

DANH MỤC HÌNH

Hình 1.1 Sản lượng hydro toàn cầu theo công nghệ sản xuất	11
Hình 1.2 Tổng hợp nghiên cứu công nghệ đốt hydro trong tuabin khí	23
Hình 1.3 Cấu tạo buồng đốt nhiên liệu kiểu DLE thế hệ thứ 3	24
Hình 1.4 Khả năng giảm phát thải CO ₂ khi đốt phối trộn hydro với mê-tan (khí tự nhiên)	25
Hình 1.5 Quan hệ giữa cường độ phát thải của tuabin khí với tỷ lệ phối trộn hydro trong nhiên liệu cùng mức độ giảm phát thải tương ứng	25
Hình 1.6 Ước tính nhu cầu năng lượng hydro của Việt Nam hướng đến mục tiêu Net Zero năm 2050	30
Hình 2.1 Sơ đồ khối các nội dung nghiên cứu chính	45
Hình 2.2 Tóm lược phương pháp và quy trình nghiên cứu	47
Hình 2.3 Sơ đồ khối tính toán quy hoạch của mô hình Balmorel	52
Hình 2.4 Mô hình toán học bài toán tối ưu của mô hình Balmorel	52
Hình 2.5 Giao diện dữ liệu đầu vào của mô hình Balmorel	53
Hình 2.6 Giao diện chạy chương trình của mô hình Balmorel	54
Hình 2.7 Giao diện kết quả đầu ra của mô hình Balmorel	54
Hình 2.8 Cơ cấu nguồn điện toàn quốc năm 2023	55
Hình 2.9 Cơ cấu nguồn điện toàn quốc năm 2030	56
Hình 2.10 Mục tiêu phát thải KNK toàn quốc và các lĩnh vực năm 2030 và 2050	58

Hình 2.11 Phát thải CO ₂ của HTĐ ước tính cho năm 2030 và 2050	59
Hình 2.12 Phân vùng tính toán hệ thống điện	64
Hình 2.13 Dự kiến chi phí ngoại sinh (xã hội) của các loại hình phát thải SO _x , NO _x và bụi mịn PM 2.5 giai đoạn đến 2050	67
Hình 2.14 Giá hydro xanh dự kiến tại các nhà máy điện TBK của Việt Nam trong giai đoạn đến 2050	68
Hình 2.15 So sánh giá hydro xanh và LNG (quy về năng lượng, USD/GJ) dự kiến cho giai đoạn đến 2050	68
Hình 3.1a Các kịch bản nghiên cứu dựa trên tốc độ thâm nhập hydro khác nhau theo tỷ lệ thể tích phối trộn với KTN	78
Hình 3.1b Các kịch bản nghiên cứu dựa trên tốc độ thâm nhập hydro khác nhau theo tỷ lệ năng lượng với KTN	79
Hình 3.2 Kết quả tính toán tăng trưởng quy mô công suất nguồn điện giai đoạn 2030-2050 của kịch bản NC	80
Hình 3.3 Kết quả tính toán tăng trưởng quy mô công suất nguồn điện giai đoạn 2030-2050 của kịch bản SC	80
Hình 3.4 Kết quả tính toán tăng trưởng quy mô công suất nguồn điện giai đoạn 2030-2050 của kịch bản MC	81
Hình 3.5 Kết quả tính toán tăng trưởng quy mô công suất nguồn điện giai đoạn 2030-2050 của kịch bản AC	81
Hình 3.6 Tổng hợp kết quả tính toán tổng công suất nguồn điện và công suất điện gió các kịch bản đến năm 2050	82
Hình 3.7 Kết quả tính toán số giờ huy động công suất phát lớn nhất của nhóm NMD TBK theo các kịch bản	84

Hình 3.8 Kết quả tính toán phát thải CO ₂ của HTĐ theo các kịch bản	85
Hình 3.9 So sánh tổng lượng phát thải CO ₂ của hệ thống điện theo các kịch bản cho cả giai đoạn 2030-2050	86
Hình 3.10 Kết quả tính toán chi phí hệ thống điện của các kịch bản trong giai đoạn 2030-2050	87
Hình 3.11 Tổng chi phí hệ thống có tính đến chi phí xã hội của CO ₂ của các kịch bản nghiên cứu.....	88
Hình 3.12 Ảnh hưởng của giá hydro đến giá thành sản xuất điện của NMD TBK ở Việt Nam	97
Hình 3.13 Lộ trình triển khai thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMD TBK	109

PHẦN MỞ ĐẦU: GIỚI THIỆU CHUNG VỀ NGHIÊN CỨU

1. Tính cấp thiết của đề tài

Chuyển dịch năng lượng đang là xu thế chủ đạo và không thể đảo ngược trên toàn thế giới, hướng đến mục tiêu cắt giảm phát thải khí nhà kính (KNK) nhằm giảm thiểu tác động của biến đổi khí hậu trên trái đất. Trong đó, Việt Nam đang đứng ở vị thế các quốc gia đi đầu với cam kết tại Hội nghị COP26 đưa phát thải ròng bằng “0” (Net Zero) vào năm 2050 với nỗ lực trong nước và sự hợp tác, hỗ trợ quốc tế. Để đạt được mục tiêu tham vọng này, các bước chính của lộ trình giảm phát thải khí nhà kính của Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt trong Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050, ban hành tháng 7/2022 [20].

Trong số những lĩnh vực đóng góp chủ yếu vào tổng lượng phát thải KNK toàn quốc, ngành năng lượng là một trong những đối tượng chính phải cắt giảm phát thải mạnh mẽ trong vài thập kỷ tới - từ mức khoảng 457 triệu tấn năm 2030 xuống 101 triệu tấn hoặc thấp hơn vào năm 2050. Để đạt được mục tiêu này, theo định hướng tại Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ VIII) [22], giải pháp đặt ra cho các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch như than, khí tự nhiên¹ là chuyển đổi nhiên liệu sang các dạng ít hoặc không phát thải - chủ yếu là hydro và dẫn xuất của hydro (amoniac) - trong giai đoạn từ sau năm 2030 đến năm 2050. Dự kiến nguồn cung hydro sẽ chủ yếu từ sản xuất bằng công nghệ điện phân nước sử dụng điện năng từ các nguồn năng lượng tái tạo (NLTT) (được gọi là hydro xanh). Giải pháp có tính tầm nhìn, định hướng nêu trên đã tham khảo và tiếp cận được xu hướng phát triển trên thế giới, đó là xem năng lượng hydro là một trong những giải pháp quan trọng của tiến trình chuyển dịch năng lượng hướng tới trung hòa các-bon vào giữa thế kỷ này.

¹ Theo QHĐ VIII, hệ thống điện Việt Nam hiện có 11 NMD sử dụng công nghệ tuabin khí đang vận hành với tổng công suất lắp đặt khoảng 7.000MW, có tuổi đời vận hành từ trên 10 năm đến trên 30 năm. Trong giai đoạn 2025 - 2035 sẽ đưa vào vận hành 25.400MW nhiệt điện khí mới sử dụng LNG (khí tự nhiên hóa lỏng) nhập khẩu [22]; như vậy tính đến thời điểm năm 2050, phần lớn các nhà máy trong số này chưa vận hành hết khoảng thời gian đời sống kinh tế của dự án (thường được xác định là 25 năm).

Đối với các nhà máy điện công nghệ tuabin khí (NMĐ TBK), trong giai đoạn hiện nay cũng như tương lai gần, mức độ khả thi của quá trình chuyển đổi nhiên liệu từ khí tự nhiên (KTN) sang hydro phụ thuộc vào một số yếu tố chính sau: (1) mức độ sẵn có của nguồn cung hydro xanh, (2) giá hydro xanh (nói cách khác, mức độ cạnh tranh của loại nhiên liệu này) và (3) tính thương mại hóa của các giải pháp công nghệ, kỹ thuật sử dụng hydro làm nhiên liệu phát điện trong TBK. Trong đó, sự tiến bộ của khoa học công nghệ (KH-CN) trong lĩnh vực sản xuất, tồn trữ và vận chuyển hydro xanh trên thế giới và mức độ ứng dụng tại Việt Nam sẽ quyết định đến khả năng cung cấp (về khối lượng) và giá của loại hình năng lượng mới này. Ngoài ra, để chuyển đổi sang đốt phối trộn hydro với KTN (và tiến tới khả năng đốt hoàn toàn bằng hydro), chi phí đầu tư để cải tạo/ thay đổi các thiết bị trong NMĐ TBK cũng không nhỏ - ước tính có thể lên tới nhiều triệu USD cho mỗi tổ máy.

Từ góc độ kinh tế hệ thống điện, việc chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMĐ TBK nhằm đạt được mục tiêu cắt giảm phát thải KNK cần được nghiên cứu, xem xét trong bài toán tối ưu tổng thể về kinh tế - nhất là khi xét đến các yếu tố đầu vào liên quan khác như giá nhiên liệu hydro, giá/ phí carbon và các chi phí xã hội... nhằm giảm thiểu tác động tiêu cực đến chi phí sản xuất điện của hệ thống, mang lại hiệu quả cao nhất cho mỗi nhà máy, cho ngành điện nói riêng cũng như cả nền kinh tế nói chung. Cụ thể, lộ trình thâm nhập của năng lượng hydro vào các nguồn điện tuabin khí của HTĐ Việt Nam giai đoạn 2030 - 2050, với yêu cầu cắt giảm phát thải KNK xuống đến bằng 0 vào năm mốc 2050, cần được tính toán và xây dựng sao cho chi phí toàn hệ thống điện của cả giai đoạn là tối ưu nhất (nhỏ nhất).

Các vấn đề quan trọng và có tính cấp bách này cho đến nay chưa được nghiên cứu bài bản, toàn diện nhằm cung cấp cơ sở khoa học cho các cơ quan hoạch định chính sách, các chủ sở hữu NMĐ TBK và các bên liên quan khác để có các xem xét, lựa chọn cách thức và tiến trình triển khai thực hiện phù hợp, khả thi trong thời gian tới.

Từ cách đặt vấn đề trên cho thấy: việc nghiên cứu, tính toán và đề xuất lộ trình thâm nhập của năng lượng hydro trong các NMĐ TBK ở Việt Nam một

cách phù hợp và kinh tế, giảm thiểu tác động tiêu cực đến chi phí sản xuất điện của hệ thống, bám sát sự tiến bộ của KHCN và tính thương mại hóa trong lĩnh vực sản xuất, ứng dụng năng lượng hydro, góp phần giảm phát thải KNK ngành điện, hướng đến mục tiêu phát thải ròng bằng “0” năm 2050 của Việt Nam là thực sự cấp thiết và có ý nghĩa về khoa học cũng như thực tiễn.

2. Mục tiêu nghiên cứu

Mục tiêu tổng thể của nghiên cứu nhằm tính toán và đề xuất lộ trình thâm nhập của năng lượng hydro trong các NMD TBK hướng đến mục tiêu phát thải ròng bằng “0” năm 2050 của Việt Nam.

Các mục tiêu cụ thể bao gồm:

1. Đánh giá tổng quan và lý luận sự cần thiết của đề tài nghiên cứu:

Nghiên cứu/ đánh giá tổng quan tình hình nghiên cứu và phát triển trên thế giới về năng lượng hydro, về công nghệ đốt phối trộn hydro với KTN trong các hệ thống TBK phát điện và các yếu tố, khía cạnh kinh tế - kỹ thuật liên quan trong tổng thể hệ thống điện; xem xét, nhận diện cụ thể trong tình hình Việt Nam để đề xuất chủ đề nghiên cứu có tính mới, có đóng góp mới về lý luận và thực tiễn.

2. Nghiên cứu quy mô, đặc điểm hệ thống điện Việt Nam hiện tại và theo quy hoạch (trong đó có nhóm các NMD TBK), định hướng phát triển trong tương lai, gồm:

- Nghiên cứu quy mô, hiện trạng HTĐ điện Việt Nam, bao gồm cơ cấu, quy mô các loại hình nguồn điện.
- Quy hoạch phát triển HTĐ Việt Nam theo QHĐ VIII, cơ cấu cụ thể các loại hình nguồn điện đến năm 2030 và định hướng phát triển dài hạn đến năm 2050; mục tiêu cắt giảm phát thải CO₂ của hệ thống điện trong tổng thể đóng góp vào tiến trình cắt giảm phát thải CO₂ của ngành năng lượng và cả nền kinh tế giai đoạn đến năm 2050; nhận diện, phân tích các giải pháp chính để đạt được mục tiêu giảm phát thải ngành điện.

- Nghiên cứu quy mô, đặc tính kinh tế - kỹ thuật của các nguồn điện TBK và vai trò, đặc điểm vận hành trong HTĐ của Việt Nam giai đoạn đến năm 2050.

3. Nghiên cứu lộ trình thâm nhập năng lượng hydro tại các NMD TBK trong HTĐ Việt Nam thông qua xây dựng, tính toán mô hình quy hoạch dài hạn phát triển HTĐ và xem xét, đánh giá các yếu tố ảnh hưởng có liên quan đến quá trình chuyển đổi ở Việt Nam.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

Đối tượng nghiên cứu: Vấn đề thâm nhập năng lượng hydro tại các nhà máy điện tuabin khí trong hệ thống điện Việt Nam.

Phạm vi nghiên cứu:

+ Phạm vi về không gian nghiên cứu: hệ thống điện Việt Nam (phạm vi toàn quốc), với quy mô và cơ cấu các nguồn điện, lưới điện đã được quy hoạch đến 2030 và định hướng phát triển đến 2050 theo QHĐ VIII.

+ Phạm vi về thời gian nghiên cứu: giai đoạn 2021 - 2050 (tương ứng với QHĐ VIII, gồm thời kỳ quy hoạch 2021 - 2030 và giai đoạn tầm nhìn đến năm 2050 - cũng là năm mốc phải đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng “0” của Việt Nam).

4. Phương pháp nghiên cứu

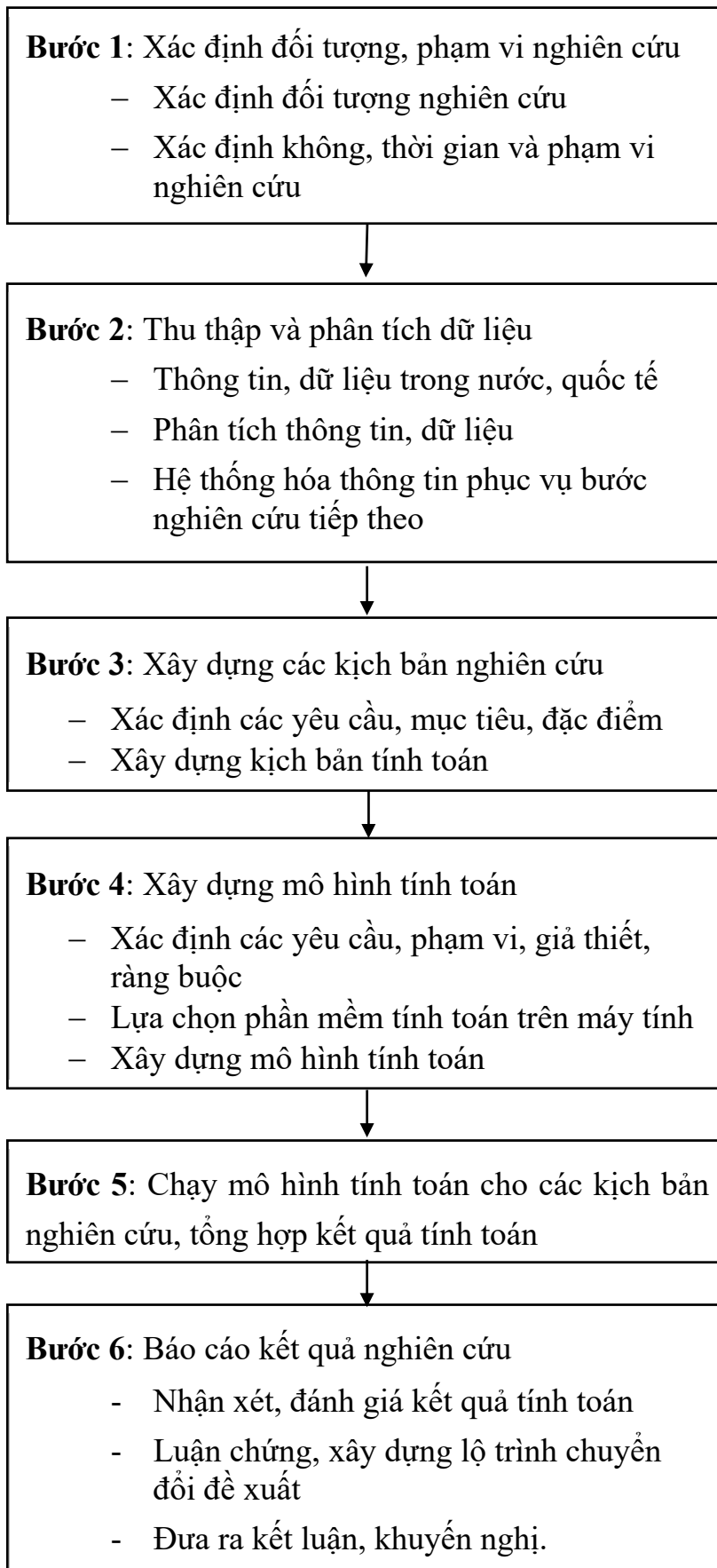
Nghiên cứu kết hợp cả phương pháp định tính và phương pháp định lượng nhằm đạt được các mục tiêu nghiên cứu đã đề ra: xem xét, tính toán và đề xuất lộ trình thâm nhập của năng lượng hydro trong các NMD TBK trong HTĐ Việt Nam hướng đến mục tiêu Net Zero năm 2050.

Phương pháp nghiên cứu định tính gồm nghiên cứu tài liệu, thu thập dữ liệu thứ cấp từ các nguồn khác nhau như các nghị quyết, chiến lược, quy hoạch của các cấp thẩm quyền, cơ quan Đảng, Nhà nước; tài liệu/ báo cáo chuyên ngành của các cơ quan quản lý, cơ quan nghiên cứu, tham mưu chính sách; các bài báo khoa học, tài liệu nghiên cứu học thuật trong nước và quốc tế từ thư viện, internet... Nhận diện và phân tích, đánh giá các yếu tố ảnh hưởng dưới

dạng ma trận SWOT và rút ra các hàm ý chiến lược phục vụ cho mục tiêu của nghiên cứu.

Phương pháp nghiên cứu định lượng gồm lựa chọn phần mềm tính toán trên máy tính, xây dựng mô hình tính toán và các kịch bản xem xét; hệ thống hóa bộ dữ liệu đầu vào và thiết lập, chạy mô hình tính toán cho các kịch bản xem xét; tổng hợp và nhận xét, diễn giải, đánh giá các kết quả tính toán phục vụ cho mục tiêu của nghiên cứu.

Quy trình nghiên cứu được khái quát hóa trong lưu trình dưới đây, chi tiết về phương pháp nghiên cứu trình bày trong Chương 2.



5. Những đóng góp chủ yếu của nghiên cứu

Về mặt lý luận:

Thứ nhất, đề tài hệ thống hoá tri thức về phát triển và ứng dụng năng lượng hydro nhằm góp phần cắt giảm phát thải KNK trong lĩnh vực năng lượng, đặc biệt là cho phát điện trong các NMD TBK; cung cấp góc nhìn sâu hơn về mối quan hệ giữa nhu cầu phát triển của Việt Nam (mở rộng quy mô HTĐ quốc gia nhằm đáp ứng nhu cầu điện năng cho phát triển đất nước) và yêu cầu phát triển bền vững (cắt giảm phát thải KNK của HTĐ theo các định hướng, cam kết quốc gia, đặc biệt là mục tiêu đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050).

Thứ hai, đề tài đề xuất một phương pháp nghiên cứu định lượng nhằm khảo sát/ đánh giá tác động của các yếu tố mới đến sự phát triển hệ thống điện quốc gia trong bối cảnh chuyển dịch xanh ngành năng lượng toàn cầu. Cụ thể, yếu tố mới trong nghiên cứu này là sự thay thế một loại năng lượng sơ cấp truyền thống (khí tự nhiên) bằng một loại năng lượng mới (hydro), với việc tính toán mô phỏng quá trình mở rộng quy mô hệ thống điện dựa trên bài toán quy hoạch phát triển tối ưu.

Về mặt thực tiễn:

Kết quả nghiên cứu của luận án có đóng góp mới cho thực tiễn quản lý, kinh doanh. Trên cơ sở lượng hóa được các tác động đến chi phí HTĐ (nói cách khác, đến giá thành sản xuất điện của hệ thống) và đề xuất được lộ trình thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại nhóm các NMD TBK trong HTĐ Việt Nam với các mục tiêu định lượng, cụ thể, có tính khả thi cho giai đoạn 2030 - 2050, kết quả nghiên cứu cung cấp cơ sở khoa học giúp các cơ quan quản lý nhà nước ngành năng lượng và điện lực xem xét, đưa ra các chính sách, cơ chế và lộ trình phù hợp, kinh tế cho các tiến trình: (1) đầu tư, phát triển chuỗi cung ứng và các ứng dụng sử dụng năng lượng hydro, và (2) khử các-bon ngành điện nói chung và cắt giảm phát thải KNK từ các NMD TBK trong hệ thống điện nói riêng, giảm thiểu tác động bất lợi đến tính kinh tế của HTĐ. Kết quả nghiên cứu cũng là nguồn tham khảo có ý nghĩa, giúp các nhà phát triển dự án và chủ sở hữu nhà máy có cơ sở xác định và chuẩn bị kế hoạch đầu tư, kinh

doanh nhằm cải tạo nâng cấp trang thiết bị và tiến hành chuyển đổi nhiên liệu sang hydro theo lộ trình tối ưu nhất từ quan điểm dự án, phù hợp theo định hướng chung của cả ngành điện...

Bên cạnh đó, ở phạm vi quốc tế, kết quả nghiên cứu của đề tài là nguồn thông tin tham khảo hữu ích về mục tiêu và nỗ lực chuyển dịch xanh ngành năng lượng của Việt Nam, góp phần làm rõ hơn bức tranh về xu hướng hệ thống năng lượng tương lai của Việt Nam với các yếu tố, ràng buộc có tính quyết định đến cách thức và tiến trình chuyển dịch từ các nguồn điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch truyền thống sang điện NLTT, điện năng lượng mới (dùng nhiên liệu hydro ...).

6. Kết cấu luận án

Ngoài phần Mở đầu và Kết luận, luận án được trình bày với cấu trúc gồm 3 chương như sau:

Chương 1. Tổng quan nghiên cứu

Chương 2. Cơ sở lý thuyết, phương pháp nghiên cứu và dữ liệu đầu vào

Chương 3. Kết quả nghiên cứu

Bên cạnh các nội dung chính, luận án còn bao gồm danh sách các công trình của tác giả đã được công bố liên quan đến luận án và các tài liệu tham khảo, phụ lục kết quả tính toán.

CHƯƠNG 1. TỔNG QUAN NGHIÊN CỨU

1.1. Tổng quan nghiên cứu về sử dụng hydro làm nhiên liệu trong tuabin khí phát điện

Vấn đề chuyển dịch năng lượng nói chung, chuyển đổi nhiên liệu sang dạng năng lượng mới như hydro trong các NMD sử dụng nhiên liệu hóa thạch nói riêng - trong đó có NMD TBK, còn mới mẻ ở Việt Nam. Ở trong nước, cơ sở lý luận và các nghiên cứu đã thực hiện cho vấn đề này mới dừng ở mức định hướng chung hoặc mang tính sơ bộ, tổng quan. Vì vậy, hướng nghiên cứu của tác giả tập trung vào tìm hiểu, thu thập và hệ thống hóa các thông tin quốc tế, từ nước ngoài.

Các thông tin về cơ sở lý luận và các nghiên cứu trước đây thu thập từ: (1) các tài liệu nghiên cứu, bài báo khoa học có liên quan đến chủ đề nghiên cứu công bố trên các trang web của các nhà xuất bản về học thuật, (2) các nghiên cứu, báo cáo có liên quan đến tình hình phát triển công nghệ do các hãng chế tạo tuabin khí công bố trên các website của họ, và (3) các báo cáo tổng kết, phân tích, nhận định, dự báo về chuyển dịch năng lượng, thị trường các-bon, xu hướng công nghệ sử dụng hydro cho phát điện, thị trường và giá hydro xanh v.v... của các tổ chức quốc tế, cơ quan tư vấn quốc tế về năng lượng, kinh tế, môi trường.

1.1.1. Tổng quan về năng lượng hydro

1.1.1.1 Khái niệm, đặc tính hóa lý của hydro

Hydro là nguyên tố hóa học có ký hiệu H và số nguyên tử 1, được phát hiện vào năm 1766 bởi nhà vật lý và hóa học người Anh Henry Cavendish. Ở điều kiện tiêu chuẩn, hydro là chất khí gồm các phân tử gồm hai nguyên tử có công thức H_2 , không màu, không mùi, không vị, không độc và rất dễ cháy. Hydro là chất hóa học phong phú nhất trong vũ trụ, cấu thành khoảng 75% tổng khối lượng vật chất thông thường. Các ngôi sao như Mặt trời chủ yếu bao gồm hydro ở trạng thái plasma. Hầu hết hydro trên Trái đất tồn tại ở dạng phân tử như nước và các hợp chất hữu cơ. Trong bầu khí quyển của Trái đất, nồng độ hydro chỉ chiếm dưới 1 phần triệu (ppm) về thể tích [68].

Hydro là chất khí rất dễ bắt cháy, phản ứng cháy mãnh liệt với oxy và tạo ra nước. So sánh nhiệt trị của nhiên liệu hydro với mê-tan (thành phần chủ yếu của khí tự nhiên) cho thấy: nhiệt trị thấp² của hydro cao gấp khoảng 2,4 lần mê-tan (khoảng 120,1 MJ/kg so với 50 MJ/kg) [49], cho thấy tiềm năng lớn sử dụng hydro làm nhiên liệu thay thế cho khí tự nhiên nhằm mục đích giảm phát thải KNK ngành năng lượng.

Bảng 1.1 Một số đặc tính vật lý của hydro [49]

Đặc tính	Giá trị	So sánh
Khối lượng riêng (thể khí)	0,089 kg/m ³ (tại 0°C, 1 bar)	1/10 so với mê-tan (KTN)
Khối lượng riêng (thể lỏng)	70,79 kg/m ³ (tại -253°C, 1 bar)	1/6 so với KTN
Điểm sôi	-252,76°C (tại 1 bar)	Thấp hơn 90°C so với LNG
Nhiệt trị thấp (LHV)	120,1 MJ/ kg	Lớn hơn gần 3 lần so với xăng và 2,4 lần so với KTN
Nhiệt lượng theo thể tích (LHV)	8,5 MJ/lít	1/3 so với LNG

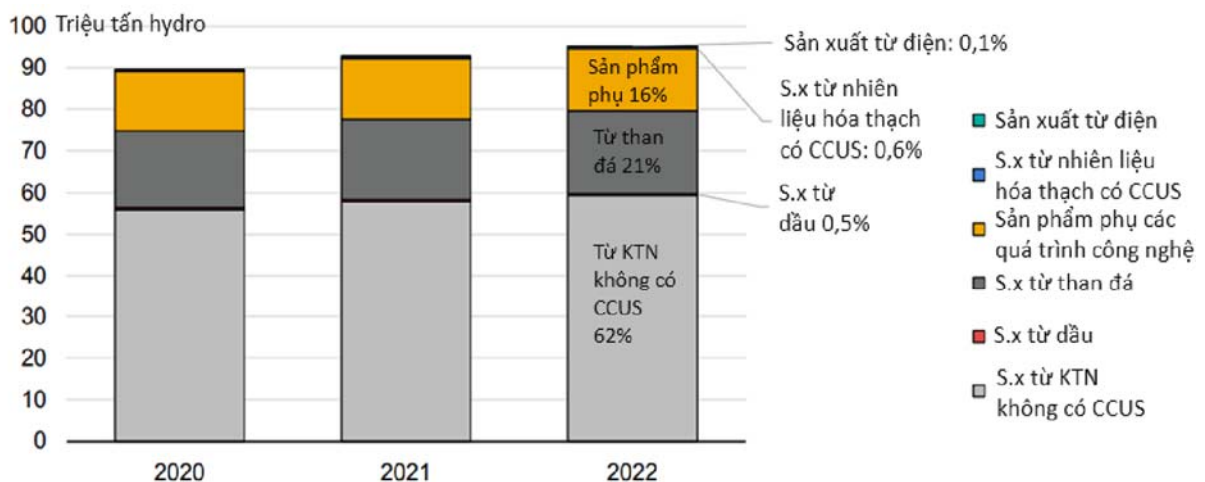
Nhận xét: nhìn chung hydro có khối lượng riêng (mật độ) - cả ở thể khí và thể lỏng - rất thấp, nhiệt độ hóa hơi (điểm sôi) rất thấp và nhiệt lượng theo đơn vị thể tích cũng thấp. Các đặc tính này là thách thức lớn trong công đoạn vận chuyển, lưu trữ, cung cấp hydro để phục vụ cho các ứng dụng thực tế do kích cỡ và thể tích các phương tiện như bồn chứa, đường ống, bơm, máy nén v.v... sẽ yêu cầu lớn hơn so với KTN truyền thống để tồn trữ và cung cấp một lượng năng lượng nhất định nào đó.

² tiếng Anh: Lower Heating Value (LHV)

1.1.1.2 Quá trình sản xuất, truyền tải và cung cấp hydro

Hiện nay, hydro sử dụng cho các mục đích thương mại được sản xuất chủ yếu từ nhiên liệu hóa thạch. Trong đó, công nghệ phổ biến nhất là quá trình nhiệt hóa hydrocacbon bằng hơi nước³, khi nước phản ứng với khí tự nhiên (chủ yếu là mê-tan - CH_4) hoặc than đá (C) sinh ra hydro và CO_2 ở nhiệt độ rất cao (khoảng 700 - 1.100°C). Quá trình này phát thải lượng CO_2 khá lớn, đòi hỏi phải xem xét áp dụng công nghệ thu giữ các-bon. Một số phương pháp khác được sử dụng để điều chế hydro tuy nhiên mới chỉ ở quy mô nhỏ hoặc trong phòng thí nghiệm và đang tiếp tục được nghiên cứu phát triển.

Theo Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) (2023) [47], tổng sản lượng hydro toàn cầu năm 2022 đạt 95 triệu tấn, tăng khoảng 3% so với năm 2021. Trong đó sản xuất từ khí tự nhiên không thu giữ các-bon chiếm khoảng 62%, từ than đá không thu giữ các-bon chiếm khoảng 21%, khoảng 16% là sản phẩm phụ⁴ của quá trình nhiệt hóa naphtha trong các nhà máy lọc dầu. Khoảng 1 triệu tấn hydro (khoảng 0,7%) sản xuất từ nguồn nhiên liệu hóa thạch có thu giữ các-bon và chỉ khoảng 100.000 tấn hydro (khoảng 0,1%) từ công nghệ điện phân nước - con số rất nhỏ so với tổng lượng hydro được sản xuất. Hình 1.1 dưới đây thể hiện sản lượng hydro toàn cầu các năm 2020 - 2022 và tỷ trọng sản xuất theo công nghệ năm 2022.



Ghi chú: CCUS = Thu giữ, sử dụng và lưu trữ các-bon

Hình 1.1 Sản lượng hydro toàn cầu theo công nghệ sản xuất [47]

³ tiếng Anh: steam reforming

⁴ tiếng Anh: by-product

Mặc dù sản lượng hydro sản xuất từ công nghệ điện phân nước hiện nay đang rất nhỏ, tuy nhiên tốc độ tăng trưởng năm 2022 so với 2021 là rất đáng kể (khoảng 35%). Căn cứ theo thông tin về kế hoạch đầu tư các dự án sản xuất hydro sạch đang triển khai trên khắp thế giới, IEA ước tính sản lượng hydro sạch toàn cầu năm 2030 sẽ đạt trên 20 triệu tấn, trong đó từ công nghệ điện phân chiếm trên 60% [47], nghĩa là có tốc độ tăng trưởng rất nhanh trong giai đoạn từ nay đến 2030.

Về truyền tải, cung cấp hydro: Cũng theo IEA (2023), trên thế giới hydro thường được sản xuất tại chỗ hoặc gần nơi tiêu thụ, do các đặc điểm vật lý và nhiệt học của khí hydro không dễ dàng để truyền tải loại nhiên liệu này đi xa. Mặc dù vậy, hiện nay tại một số quốc gia phát triển đã có hệ thống đường ống cấp khí hydro (vận hành tương tự đường ống khí tự nhiên) từ nơi sản xuất đến tiêu thụ, đơn cử như Mỹ (khoảng 2.600 km đường ống), hoặc Châu Âu (khoảng 2.000 km). Hệ thống đường ống này chủ yếu phát triển tại khu vực tập trung nhiều hộ tiêu thụ hydro lớn như các nhà máy lọc dầu và nhà máy hóa chất. Với các hộ tiêu thụ hydro nhỏ và vừa, vận chuyển hydro chủ yếu bằng đường bộ cho cự ly ngắn và trung bình, dùng bình chứa thép (thể khí) hoặc bình chứa chuyên dụng có cách nhiệt để chứa hydro lỏng. Xu hướng này dự kiến sẽ tiếp tục trong ngắn hạn. Trong trung và dài hạn khi nhu cầu hydro được dự báo tăng cao, số lượng hộ tiêu thụ nhiều và phân bố trong không gian địa lý rộng - thậm chí từ quốc gia xuất khẩu đến quốc gia nhập khẩu, lượng tiêu thụ từ trung bình đến lớn, các mạng lưới vận chuyển đường dài sẽ cần được nghiên cứu, phát triển như hệ thống đường ống khí hydro quy mô lớn hay vận chuyển đường biển (sử dụng tàu vận tải chuyên dụng - khi đó hydro có thể phải được hóa lỏng hoặc chuyển đổi sang dạng dẫn xuất như amoniac hoặc chất mang hydro sinh học hóa lỏng⁵ hoặc nhiên liệu tổng hợp hydrocacbon để giảm thể tích chiếm chỗ) [47].

Ở Việt Nam hiện nay, hydro được sản xuất chủ yếu từ khí tự nhiên và than đá, sử dụng chủ yếu tại các nhà máy lọc dầu và sản xuất phân đạm với tổng sản lượng đạt khoảng 500.000 tấn/ năm. Một lượng rất nhỏ hydro cũng được sử dụng tại các nhà máy sản xuất thép, kính nổi, linh kiện thiết bị điện tử

⁵ tiếng Anh: liquid organic hydrogen carriers

và thực phẩm, chiếm khoảng 0,5% tổng nhu cầu toàn quốc. Có thể nói, hiện tại chuỗi giá trị hydro hoàn chỉnh chưa được hình thành ở Việt Nam [14].

1.1.1.3 Ứng dụng năng lượng của hydro

Theo IEA (2024), hydro là chất mang năng lượng⁶ (không phải là nguồn năng lượng), với vai trò tiềm năng có nhiều điểm tương đồng với điện năng. Cả hydro và điện đều có thể được sản xuất từ nhiều nguồn năng lượng và công nghệ khác nhau. Cả hai đều linh hoạt và có thể được sử dụng trong nhiều ứng dụng khác nhau [48].

Hydro sạch (được sản xuất từ NLTT hoặc năng lượng hạt nhân, hoặc nhiên liệu hóa thạch có thu giữ các-bon) có thể giúp khử các-bon trong một loạt lĩnh vực, bao gồm vận tải đường dài (sử dụng làm nhiên liệu cho hệ thống pin nhiên liệu⁷ trong các phương tiện xe, tàu...), hóa chất và sắt thép (làm nhiên liệu và nguyên liệu cho sản xuất) - là những lĩnh vực khó cắt giảm phát thải KNK. Các phương tiện chạy bằng hydro sẽ cải thiện chất lượng không khí và thúc đẩy an ninh năng lượng. Hydro có thể được sử dụng làm nhiên liệu cho các hệ thống TBK phát điện và cấp nhiệt. Hydro cũng có thể hỗ trợ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi trong hệ thống điện, là một trong số ít các lựa chọn để lưu trữ năng lượng trong nhiều ngày, nhiều tuần hoặc nhiều tháng [48]. Các đánh giá, phân tích của các tổ chức uy tín trên thế giới về vai trò của năng lượng hydro được đề cập cụ thể hơn trong các mục dưới đây.

1.1.2 Tình hình nghiên cứu về năng lượng hydro và sử dụng nhiên liệu hydro trong tuabin khí phát điện

1.1.2.1 Nghiên cứu tổng thể, chiến lược, lộ trình phát triển năng lượng hydro

a) Trên thế giới

Trên thế giới, đã có nhiều nghiên cứu, đánh giá, báo cáo tổng quan về ứng dụng, phát triển năng lượng hydro. Nhiều quốc gia, đa số là các nước phát triển sở hữu công nghệ tiên tiến, trong vài năm trở lại đây đã nghiên cứu và xây dựng chiến lược/ định hướng hoặc lộ trình phát triển “nền kinh tế hydro” như Đức, Nhật, Hàn Quốc, Pháp, Ý, Tây Ban Nha, Anh, Mỹ, Canada v.v...

⁶ tiếng Anh: energy carrier

⁷ tiếng Anh: fuel cell

Trong đó, năm 2022 Trung Quốc đã ban hành kế hoạch trung và dài hạn cho phát triển ngành công nghiệp hydro giai đoạn 2021-2035, còn Mỹ đã thể hiện cam kết mạnh mẽ xây dựng một nền kinh tế hydro thông qua việc ban hành Chiến lược và lộ trình quốc gia về hydro sạch (U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap) vào năm 2023. Trong khu vực, Singapore đã có nghiên cứu Chiến lược quốc gia về hydro (2022), trong khi Malaysia có Lộ trình quốc gia về kinh tế và công nghệ hydro (2023) và Indonesia đã ban hành Chiến lược hydro quốc gia (2023) [45].

Phần dưới đây tóm lược và giới thiệu các mục tiêu chính của chiến lược/lộ trình phát triển năng lượng hydro của 2 quốc gia tiên tiến trong khu vực châu Á là Nhật Bản và Hàn Quốc – là những nước có cùng mục tiêu đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 như Việt Nam. Đây cũng là 2 quốc gia có hệ thống điện quy mô lớn, phụ thuộc nhiều vào các nguồn nhiệt điện truyền thống sử dụng nhiên liệu hóa thạch (than, khí) tương tự như Việt Nam.

- *Nhật Bản:*

Theo bản *Chiến lược hydro cơ bản năm 2023*⁸ được Chính phủ Nhật Bản công bố tháng 6/2023 [54], một số mục tiêu chính phát triển năng lượng hydro của quốc gia này được tổng hợp như sau.

- Tiêu thụ hydro: tăng từ 2 triệu tấn năm 2022 lên 3 triệu tấn/năm (2030), 12 triệu tấn/năm (2040), và 20 triệu tấn/năm (2050)
- Giá hydro: từ khoảng 100 yên/m³ tiêu chuẩn năm 2022 giảm xuống khoảng 30 yên/m³ tiêu chuẩn và 20 yên/m³ tiêu chuẩn năm 2030 và 2050⁹.
- Đốt phối trộn tại các NMNĐ: (1) đốt phối trộn thử nghiệm 30% hydro trở lên với KTN trong các tuabin khí vào năm 2030, (2) đốt phối trộn thương mại 20% amoniac trở lên vào năm 2030; định hướng dài hạn: đốt phối trộn 50% hydro, amoniac với KTN, than trong các NMNĐ.

⁸ tiếng Anh: Basic Hydrogen Strategy 2023

⁹ Quy đổi tương đương khoảng 8 USD/kg năm 2022, 2,4 USD/kg năm 2030 và 1,6 USD/kg năm 2050, không tính trượt giá giữa đồng yên Nhật và đồng USD.

- Hydro và amoniac chiếm 1% tỷ trọng năng lượng sơ cấp vào năm 2030, chủ yếu tham gia vào các quá trình đốt phối trộn tại NMNĐ và cấp cho các hệ thống pin nhiên liệu.

Lưu ý: Nhật Bản định hướng phát triển cả hydro xanh và hydro phát thải thấp (sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch có thu giữ các-bon).

- *Hàn Quốc:*

Theo bản *Tổng sơ đồ thực hiện nền kinh tế hydro lần thứ nhất*¹⁰ ban hành tháng 11/2021 [58], Hàn Quốc đặt ra tham vọng phát triển nền kinh tế hydro với các mục tiêu chủ yếu sau:

- Khối lượng hydro tiêu thụ: từ 0,22 triệu tấn năm 2020 (toàn bộ được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch không thu giữ các-bon) tăng lên 3,9 triệu tấn năm 2030 (trong đó 75% là hydro sạch - gồm hydro sản xuất từ NLTT và nhiên liệu hóa thạch có thu giữ các-bon) và 27,9 triệu tấn năm 2050 (100% hydro xanh).
- 5,15 triệu phương tiện ô-tô cá nhân, 110.000 ô-tô buýt sử dụng nhiên liệu hydro năm 2050.
- Đốt phối trộn 20% amoniac trong các NMNĐ (năm 2027) và 50% hydro trong các NMĐ TBK năm 2030, tiến tới 100% amoniac và 100% hydro trong các NMNĐ năm 2050. Tiêu thụ hydro cho phát điện đạt 13,5 triệu tấn vào năm 2050.

Có thể thấy cả Nhật Bản và Hàn Quốc đều có các kế hoạch phát triển và ứng dụng năng lượng hydro đầy tham vọng, chú trọng vào ứng dụng làm nhiên liệu thay thế cho nhiên liệu hóa thạch đang sử dụng tại các NMNĐ. Các kế hoạch này khá tương đồng với định hướng của Việt Nam.

Theo nghiên cứu của Cơ quan năng lượng tái tạo quốc tế (IRENA) (2022) [53], trong lộ trình để đạt được mục tiêu Thỏa thuận Paris tại Hội nghị COP21 - cắt giảm bền vững phát thải khí nhà kính toàn cầu để phân đầu giới hạn mức tăng nhiệt độ Trái đất ở mức mục tiêu 1,5°C, vào năm 2050 thế giới

¹⁰ tiếng Anh: First Master Plan for Implementing the Hydrogen Economy

cần cắt giảm khoảng 36,9 tỷ tấn CO₂ mỗi năm, trong đó ứng dụng năng lượng hydro sẽ giúp cắt giảm khoảng 10% con số khổng lồ này, nghĩa là khoảng 3,7 tỷ tấn CO₂. Tỷ trọng năng lượng hydro sạch trong tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng của thế giới sẽ chiếm khoảng 3% năm 2030 (tương đương 154 triệu tấn) và 12 % năm 2050 (khoảng 614 triệu tấn), so với chỉ khoảng 0,8 triệu tấn năm 2020.

Ở kịch bản mục tiêu trung hòa các-bon toàn cầu năm 2050 của IEA (2023), hydro sẽ được sử dụng trong giao thông vận tải, công nghiệp và sản xuất điện, chiếm khoảng 9% tổng mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng vào năm 2050. Việc sử dụng hydro và amoniac phát thải thấp trong các nhà máy điện chạy bằng khí đốt và than và việc bổ sung các công nghệ thu giữ các-bon, chủ yếu sau năm 2030, đều góp phần cắt giảm khí thải từ các nhà máy điện hiện có đồng thời hỗ trợ an ninh cung cấp điện [50]. Trong một nghiên cứu khác do tổ chức Hội đồng hydro¹¹ thực hiện năm 2021 [44], hydro có thể có nhiều vai trò trong HTĐ, bao gồm để vận hành các tổ máy phát điện ở đáy biểu đồ phụ tải, các nguồn điện linh hoạt, và/ hoặc cho mục đích lưu trữ năng lượng, chuyển dịch biểu đồ phụ tải hệ thống điện và dự phòng. Trong đó tiềm năng lớn nhất là để vận hành các NMD TBK (đốt trực tiếp hydro) và NMD đốt than (đốt amoniac – một dẫn xuất của hydro), bên cạnh các ứng dụng pin nhiên liệu và động cơ đốt trong (nguồn điện linh hoạt). Do giá hydro xanh còn đắt đỏ, để hydro có thể cạnh tranh được với KTN trong hệ thống điện, cần thiết phải áp dụng mức giá các-bon phù hợp (chẳng hạn, vào khoảng năm 2030, giá các-bon ở mức >100 USD/tấn CO₂ có thể tạo điều kiện cho hydro cạnh tranh được với KTN trong HTĐ).

Theo một nghiên cứu cụ thể hơn về vai trò của hydro trong tiến trình chuyển dịch năng lượng do M. Noussan và các tác giả thực hiện năm 2021 [65], bên cạnh việc sử dụng trực tiếp trong các hộ tiêu thụ cuối (phương tiện GTVT, công nghiệp,), hydro cũng được xem xét sử dụng làm nhiên liệu để phát điện trong các nhà máy điện nổi lưới, như là một giải pháp “lưu trữ” năng lượng. Tuy hiệu suất công nghệ phát điện sử dụng nhiên liệu hydro (pin nhiên liệu hoặc trong các tuabin khí đốt hydro) không thấp, nhưng khi xem xét đến

¹¹ tiếng Anh: Hydrogen Council

hiệu quả tổng thể của cả quá trình - bao gồm khâu sản xuất hydro từ điện, lưu trữ, cung cấp hydro và sử dụng hydro để phát điện, tổn thất năng lượng có thể lên đến 70%. Mặc dù giá điện sản xuất từ nguồn điện NLTT (để sản xuất hydro) có thể giảm xuống rất thấp hoặc thậm chí bằng không ở một số thời điểm, các nguồn điện sử dụng nhiên liệu hydro vẫn cần có số giờ vận hành hằng năm đủ cao để đảm bảo khả thi về mặt kinh tế. Để đạt được một hệ thống năng lượng hoàn toàn khử các-bon, giải pháp dự trữ năng lượng dài hạn là không thể tránh khỏi, và hydro có khả năng là một trong số ít các giải pháp khả dĩ. Thế giới cần có thêm nhiều nghiên cứu để cắt giảm chi phí của chu trình điện - hydro - điện nhằm hỗ trợ tiến trình chuyển dịch năng lượng hiệu quả hơn.

Nghiên cứu khác do Q. Hassan và các tác giả (2024) khám phá vai trò then chốt của hydro trong quá trình chuyển đổi năng lượng toàn cầu hướng tới tương lai các-bon thấp. Nghiên cứu cung cấp một phân tích toàn diện về hydro như một chất mang năng lượng, bao gồm sản xuất, lưu trữ, phân phối và sử dụng, đồng thời so sánh những lợi thế và thách thức của hydro đối với các nguồn năng lượng tái tạo khác. Nghiên cứu nhấn mạnh vai trò quan trọng của hydro trong quá trình chuyển đổi năng lượng, đồng thời thừa nhận những thách thức cần được giải quyết thông qua tiến bộ công nghệ, hỗ trợ chính sách và hợp tác quốc tế [41].

Nhìn chung, các chiến lược, lộ trình phát triển năng lượng hydro của các quốc gia cũng như các báo cáo triển vọng/ xu hướng chuyển dịch năng lượng của các tổ chức quốc tế về năng lượng **đều đề cập khả năng sử dụng hydro cho phát điện** (trong các hệ thống pin nhiên liệu, động đốt với KTN trong các NMD TBK và ở dạng dẫn xuất amoniac dùng trong các NMD than) là một trong những giải pháp tiềm năng cho chuyển dịch năng lượng, bên cạnh các ứng dụng khả thi khác như trong lĩnh vực GTVT (cho các phương tiện vận tải cá nhân, thương mại đường bộ, đường thủy...) và một số ngành công nghiệp sản xuất vật liệu yêu cầu các quá trình gia nhiệt ở nhiệt độ cao (sản xuất thép, vật liệu xây dựng, ...).

Các nghiên cứu, báo cáo cơ bản thống nhất về tiềm năng, ứng dụng và vai trò của năng lượng hydro trong chuyển dịch năng lượng thế giới hướng đến mục tiêu trung hòa các-bon vào giữa thế kỷ này, đồng thời đều **chỉ ra các**

thách thức đáng kể về chính sách, kỹ thuật, công nghệ và kinh tế liên quan đến cung cấp và sử dụng hydro mà các quốc gia, tổ chức sẽ cần giải quyết – bao gồm các vấn đề về nguồn cung (công nghệ sản xuất, năng lực sản xuất hoặc nhập khẩu hydro), hạ tầng tồn trữ và truyền tải (hoặc vận chuyển) hydro từ nơi sản xuất qua phân phối và đến hộ tiêu thụ, và tính cạnh tranh về giá của loại nhiên liệu này so với các nguồn năng lượng thay thế khác.

b) Ở trong nước

Nghị quyết số 55 NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045, tại nội dung phát triển các nguồn cung năng lượng sơ cấp có nêu *“Thực hiện nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và khuyến khích sử dụng năng lượng hydro phù hợp với xu thế chung của thế giới”* (trang 6). Đồng thời, nghị quyết cũng định hướng về phát triển nguồn điện khí *“Chú trọng phát triển nhanh nhiệt điện khí sử dụng LNG, đưa điện khí dần trở thành nguồn cung cấp điện năng quan trọng, hỗ trợ cho điều tiết hệ thống”* (trang 7).

Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn 2050 do Thủ tướng Chính phủ phê duyệt năm 2021 cũng xác định “phát triển nhiên liệu khí hydro” là một trong những giải pháp, nhiệm vụ quan trọng để thực hiện các mục tiêu của Chiến lược [21].

Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt và ban hành năm 2023 đã định hướng sản lượng hydro xanh sản xuất trong nước đạt khoảng 10-20 triệu tấn vào năm 2050, cung cấp cho các nhu cầu năng lượng khác nhau của nền kinh tế như phương tiện GTVT, một số ngành công nghiệp, và cho phát điện [23]. Bên cạnh đó, như đã nói đến ở trên, QHĐ VIII cũng đề cập có tính định hướng về sự tham gia của năng lượng hydro (gồm hydro xanh và amoniac xanh) vào quá trình chuyển đổi nhiên liệu tại các nhà máy điện đốt khí, đốt than cho giai đoạn 2030-2050 nhằm mục đích cắt giảm phát thải KNK của ngành điện. Với tầm mức của một bản quy hoạch quốc gia mang tính tổng thể, dài hạn, QHĐ VIII chưa đưa ra hoặc dự kiến lộ trình chuyển đổi cụ thể, định lượng sang nhiên liệu hydro tại các nhà máy điện TBK mà mới chỉ nêu định

hướng chung: “*Thực hiện lộ trình chuyển đổi nhiên liệu sang hydro khi công nghệ được thương mại hóa và giá thành phù hợp*” [22].

Đầu năm 2024, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng hydro của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 tại Quyết định số 165/QĐ-TTg ngày 7/2/2024. Chiến lược đề ra mục tiêu phấn đấu sản lượng hydro sản xuất từ các quá trình sử dụng NLTT để sản xuất hydro xanh và quá trình khác có thu giữ các-bon đạt 100 - 200 nghìn tấn vào năm 2030 và định hướng khoảng 10 - 20 triệu tấn vào năm 2050... Tăng cường sử dụng năng lượng hydro và nhiên liệu gốc từ hydro trong sản xuất điện, giao thông vận tải, công nghiệp (thép, hóa chất, lọc dầu, công nghiệp khác), tòa nhà dân dụng và thương mại nhằm góp phần đẩy mạnh chuyển dịch năng lượng và từng bước phi các-bon hóa nền kinh tế. Phấn đấu đến năm 2050, tỷ trọng hydro và nhiên liệu tổng hợp có nguồn gốc hydro chiếm khoảng 10% tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng. Chiến lược cũng định hướng giai đoạn 2023-2030 Việt Nam chủ yếu tập trung xây dựng hoàn thiện các cơ chế, chính sách, hệ thống tiêu chuẩn, quy chuẩn liên quan đến đầu tư và sản xuất, sử dụng năng lượng hydro; xây dựng nguồn lực, nghiên cứu, thí điểm/ thử nghiệm các dự án sản xuất, ứng dụng hydro. Định hướng đến 2050 sẽ đẩy mạnh nghiên cứu tiến tới làm chủ các công nghệ sản xuất, sử dụng năng lượng hydro, đầu tư các dự án sản xuất hydro quy mô thương mại; hình thành và phát triển hạ tầng tồn trữ, vận chuyển và phân phối hydro, đẩy mạnh ứng dụng năng lượng hydro trong các lĩnh vực sử dụng năng lượng [19].

Về các báo cáo, nghiên cứu chuyên ngành do các cơ quan, tổ chức thực hiện: Trong báo cáo Triển vọng năng lượng Việt Nam 2023 do Cục Điện lực và NLTT (Bộ Công Thương) phối hợp Cục Năng lượng Đan Mạch xây dựng (2023) có đề cập đến các khả năng đóng góp của nhiên liệu hydro, tuy nhiên với cách tiếp cận chung cho cả hệ thống năng lượng mà chưa cụ thể cho mục tiêu phát điện tại các NMD trong hệ thống [6]. Một nghiên cứu khác thuộc Chương trình hỗ trợ năng lượng của Tổ chức Hợp tác Phát triển Đức (GIZ) tại Việt Nam thực hiện năm 2022 đề cập đến sản xuất và sử dụng hydro xanh như là một trong những giải pháp tiềm năng để thực hiện thành công chuyển dịch năng lượng ở Việt Nam, trong đó khuyến nghị việc thành lập một tổ công tác có trách nhiệm bám sát những tiến bộ về công nghệ nhiên liệu hydro trên khắp thế giới; khuyến khích phát triển các nhà máy sản xuất hydro xanh gắn với

phát điện từ NLTT ngay khi thấy được tiềm năng thương mại hóa [4]. Viện Năng lượng (Bộ Công Thương) phối hợp với UNDP tại Việt Nam (2023) đã có các nghiên cứu, đánh giá nhu cầu chung về hydro cho nền kinh tế Việt Nam hướng đến mục tiêu “Net Zero” năm 2050, đồng thời xem xét khả năng sản xuất hydro xanh từ các nguồn điện NLTT tại một số khu vực có tiềm năng tốt của Việt Nam [27]. Mới đây, Nhóm Đối tác năng lượng Việt Nam¹² (2024) đã thực hiện một nghiên cứu về các phương án phát triển hydro ở Việt Nam, trong đó đưa ra viễn cảnh về sử dụng năng lượng hydro tại Việt Nam trong tương lai cùng các khuyến nghị chính sách phát triển năng lượng hydro [16].

1.1.2.2 Nghiên cứu học thuật về tiềm năng, công nghệ, ứng dụng năng lượng hydro

a) Trên thế giới:

Nghiên cứu chuyên ngành, chuyên sâu về năng lượng hydro đã được nhiều học giả, nhà nghiên cứu, chuyên gia ở nhiều quốc gia trên thế giới thực hiện trong vài thập kỷ qua. Các lĩnh vực nghiên cứu về năng lượng hydro rất rộng, bao gồm việc xem xét, đánh giá về vai trò của hydro trong ngành năng lượng và nền kinh tế hydro; các vấn đề về công nghệ, kỹ thuật, kinh tế của chuỗi giá trị hydro gồm sản xuất, tồn trữ, vận chuyển, phân phối và sử dụng...

Số lượng các nghiên cứu đã được công bố là rất lớn, khó có thể liệt kê đầy đủ, tuy nhiên có thể điểm qua một số thông tin tổng hợp để thấy được sự quan tâm rất lớn của giới nghiên cứu, học thuật đối với loại năng lượng mới rất tiềm năng này. Cụ thể, một số nghiên cứu quốc tế theo phương thức “trắc lượng thư mục”¹³ các bài báo khoa học trên cơ sở dữ liệu *Scopus* cho thấy: trong khoảng thời gian 30 năm (1992-2022), đã ghi nhận tổng cộng 15.792 bài báo khoa học liên quan đến năng lượng hydro, xuất bản tại trên 120 quốc gia [67]. Về vai trò, xu hướng và ứng dụng năng lượng hydro, nền kinh tế hydro: đã có tổng cộng khoảng 1.275 nghiên cứu, công bố trên 218 tạp chí khác nhau trong vòng 5 thập kỷ qua [57]. Về công nghệ sản xuất hydro, chỉ riêng trong 1 thập kỷ (2011-2021), giai đoạn 2011-2014 trung bình mỗi năm có 74 bài báo

¹² tiếng Anh: Vietnam Energy Partnership Group (VEPG)

¹³ tiếng Anh: bibliometrics

được công bố, giai đoạn 2015-2021 tăng lên đến 209 bài được công bố mỗi năm [33]. Về vấn đề an toàn đối với năng lượng hydro, trong vòng 30 năm (1992-2022) đã có tổng cộng 8.283 bài báo được công bố [78]. Trong lĩnh vực vật liệu, chỉ riêng liên quan đến vấn đề độ giòn của vật liệu do tác động của hydro, trong giai đoạn 1997 đến 2022 đã có khoảng 6.676 nghiên cứu được công bố [79].

Các tạp chí dẫn đầu về số bài đăng liên quan đến năng lượng hydro gồm tạp chí *International Journal of Hydrogen Energy* (xuất bản từ 1976, NXB Elsevier), tạp chí *Energies* (xuất bản từ 2008, NXB MDPI), tạp chí *Hydrogen* (xuất bản từ 2020, NXB MDPI), *Fuel Cells Bulletin* (xuất bản 2002-2022, NXB Elsevier) ...

b) Ở trong nước:

Liên quan đến Việt Nam, một số nghiên cứu có tính chất tổng quan đã phân tích và nhận định vai trò của hydro trong quá trình chuyển dịch năng lượng, đề cập tổng quan về tiềm năng và tương lai công nghệ ứng dụng năng lượng hydro trong nền kinh tế, trong hệ thống năng lượng nói chung cũng như thị trường tiềm năng hydro sạch tại Việt Nam. Các nghiên cứu cũng phân tích và chỉ ra các thách thức và yêu cầu phát triển đối với công tác hoạch định chính sách, phát triển khoa học công nghệ liên quan đến chuỗi giá trị hydro [7], [11], [17], [43].

Về các ứng dụng cụ thể của năng lượng hydro, Nguyễn Thị Lê Hiền (2019) đề cập đến ứng dụng hydro trong pin nhiên liệu như là một nguồn năng lượng tương lai [10]. Nguyễn Hữu Lương và các tác giả (2020) nghiên cứu về sản xuất hydro từ các nguồn năng lượng tái tạo và sử dụng trong các nhà máy chế biến dầu khí tại Việt Nam [15]. Ở một bài báo khác, các tác giả Nguyễn Quốc Huy và Trần Thanh Sơn (2017) thực hiện nghiên cứu mang tính case-study nhằm đánh giá tính kinh tế và hiệu quả của công nghệ kết hợp năng lượng mặt trời với hydro cấp điện độc lập cho một khu vực vùng sâu không kết nối với hệ thống điện quốc gia [12]. Vu Minh Phap và các tác giả (2022) thực hiện đánh giá tính khả thi và tiềm năng sản xuất hydro từ các hệ thống điện mặt trời mái nhà tại các khu công nghiệp ở Việt Nam, trong đó xem xét khả năng kết hợp sản xuất hydro cấp cho các hệ thống pin nhiên liệu nhằm điều hòa công

suất và phụ tải các nguồn điện mặt trời mái nhà khu công nghiệp tại một số địa phương ở Việt Nam [76]. Các nghiên cứu liên quan đến sử dụng nhiên liệu hydro bổ sung cho nhiên liệu dầu diesel trong động cơ diesel, sử dụng hỗn hợp nhiên liệu biogas-hydro trong động cơ cỡ nhỏ cũng đã được thực hiện chủ yếu trong phòng thí nghiệm nhằm đánh giá hiệu quả sử dụng, các thay đổi về tính năng kỹ thuật cũng như mức độ giảm phát thải KNK tương ứng [8], [9]. Trong một nghiên cứu khác mới đây về tiềm năng phát triển năng lượng hydro của Việt Nam, Dang-Chuong Ta và các tác giả (2024) đánh giá tiềm năng xuất khẩu hydro quy mô lớn từ Việt Nam sang các nước châu Á từ quan điểm phân tích kinh tế, vấn đề vận chuyển hydro với so sánh các lựa chọn khác nhau về chất mang năng lượng [74].

1.1.2.3 Nghiên cứu về sử dụng nhiên liệu hydro trong tuabin khí phát điện

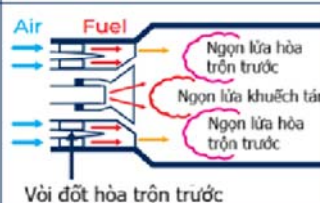
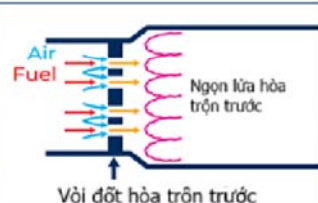
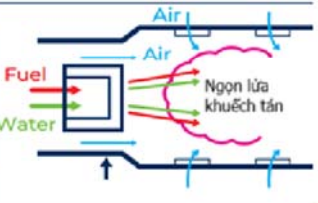
Qua nghiên cứu, tìm hiểu của tác giả, trong nước chưa có các nghiên cứu về sử dụng nhiên liệu hydro trong TBK phát điện. Ở nước ngoài, các nghiên cứu đã được thực hiện khá nhiều và có thể chia làm hai loại: (1) nghiên cứu phát triển (R&D) do các hãng chế tạo thiết bị TBK thực hiện và (2) nghiên cứu đánh giá/ học thuật (do các tổ chức KHCN, các chuyên gia/ nhà nghiên cứu thực hiện).

a) Nghiên cứu phát triển (R&D) do các hãng chế tạo thiết bị thực hiện

Vấn đề áp dụng phối trộn hydro với khí tự nhiên để đốt trong tuabin khí phát điện nhằm cắt giảm phát thải CO₂ đã và đang được một số hãng chế tạo thiết bị danh tiếng trên thế giới tích cực nghiên cứu, thử nghiệm trong những năm gần đây, qua đó đã công bố các tiến bộ nhanh chóng về khả năng tăng tỷ lệ đốt phối trộn hydro (tỷ lệ %) với khí tự nhiên trong các tuabin khí thương mại. Các hãng tiên phong trong lĩnh vực này bao gồm General Electric (Mỹ), Siemens (Đức), Mitsubishi Power (Nhật Bản), Ansaldo Energia (Ý) v.v... Các nghiên cứu, thử nghiệm chủ yếu tập trung vào các điều chỉnh cần thiết đối với thiết bị phân cứng (buồng đốt nhiên liệu của tuabin) và hệ thống điều khiển nhằm giải quyết bài toán đốt hỗn hợp hydro và khí tự nhiên một cách an toàn, tin cậy và kiểm soát hiệu quả phát thải NO_x trong các tuabin khí vốn được thiết kế và chế tạo để đốt khí tự nhiên. Hiện nay, đa số các hãng chế tạo đều công

bổ khả năng đốt phối trộn ít nhất 30-50% hydro (về thể tích) ở tất cả các sản phẩm tuabin khí, một số hãng khẳng định khả năng đốt 100% hydro ở một số dòng tuabin khí thương mại thế hệ mới [28], [40], [61], [72].

Các giải pháp công nghệ đốt hydro trong buồng đốt tuabin khí có tính điển hình được mô tả tổng hợp trong Hình 1.2 dưới đây, dựa trên tài liệu kỹ thuật của hãng Mitsubishi Power công bố năm 2021 [61]. Trong đó với công nghệ buồng đốt thiết kế đa vòi đốt¹⁴ có hòa trộn trước¹⁵, tỷ lệ đốt phối trộn hydro với khí tự nhiên đạt 30% không làm suy giảm hiệu suất quá trình cháy. Công nghệ buồng đốt khuếch tán¹⁶ áp dụng nguyên lý pha loãng để giảm phát thải NO_x có thể đốt 100% hydro, tuy nhiên hiệu suất đốt cháy nhiên liệu bị giảm. Công nghệ hiện đang được nghiên cứu phát triển là công nghệ buồng đốt phân vùng¹⁷ có khả năng đốt tới 100% hydro với hiệu suất cháy được duy trì trong khi vẫn kiểm soát hiệu quả sự hình thành NO_x trong quá trình cháy.

	Buồng đốt đa vòi đốt	Buồng đốt phân vùng	Buồng đốt khuếch tán
Kiểu buồng đốt	Hòa trộn trước	Hòa trộn trước	Khuếch tán
Cấu trúc			
Pha loãng để giảm NO_x	Không áp dụng (khô)	Không áp dụng (khô)	Nước, hơi và N_2
Hiệu suất chu trình	Không giảm hiệu suất do không có phun hơi hoặc nước	Không giảm hiệu suất do không có phun hơi hoặc nước	Giảm hiệu suất phun hơi hoặc nước để giảm NO_x
Tỷ lệ phối trộn hydro	Lên đến 30% thể tích	Lên đến 100% thể tích (đang p.triển)	Lên đến 100% thể tích

Hình 1.2 Tổng hợp nghiên cứu công nghệ đốt hydro trong tuabin khí [61]

¹⁴ tiếng Anh: multi-nozzle combustor

¹⁵ tiếng Anh: premix

¹⁶ tiếng Anh: diffusion combustor

¹⁷ tiếng Anh: multi-cluster combustor

Cụ thể hơn, hãng Siemens Energy năm 2022 đã công bố đã phát triển thành công kiểu buồng đốt “kiểu khô phát thải thấp” (DLE)¹⁸ thế hệ thứ 3, áp dụng cho các tuabin khí cỡ trung, có khả năng đốt hỗn hợp hydro và KTN với tỷ lệ hydro lên đến 60% về thể tích (xem Hình 1.3) [72].

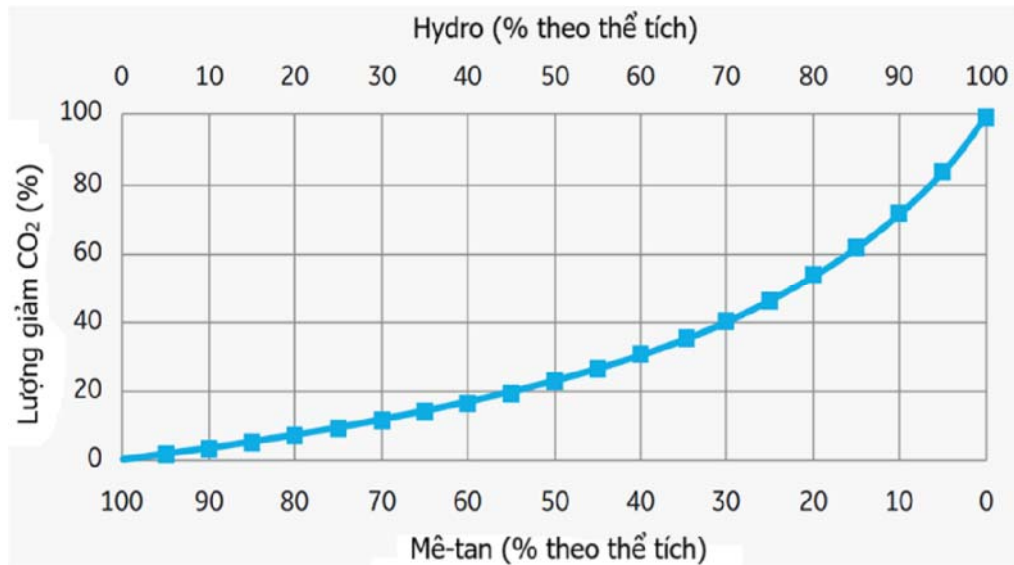


Hình 1.3 Cấu tạo buồng đốt kiểu DLE thế hệ thứ 3 [72]

Gần đây, Siemens Energy cũng khẳng định thử nghiệm thành công trên tuabin khí công nghiệp kiểu SGT-400 của hãng (công suất khoảng 10-15 MW) tại điều kiện địa điểm lắp đặt, cho thấy rằng tuabin có thể vận hành với 100% nhiên liệu hydro, và bất kỳ tỷ lệ hỗn hợp nào giữa hydro và KTN [73]. Ngoài ra, một số dự án nhà máy điện TBK quy mô thương mại, bao gồm cả những nhà máy mới đang được xây dựng và những nhà máy hiện hữu được nâng cấp/cải tạo có tính năng “Hydrogen Ready” đang được triển khai ở nhiều nước trên thế giới (chủ yếu ở Mỹ và các nước EU) [29], [32], [71], cho thấy những thành tựu đáng kể của tiến trình nghiên cứu và thương mại hóa công nghệ tuabin khí đốt hydro.

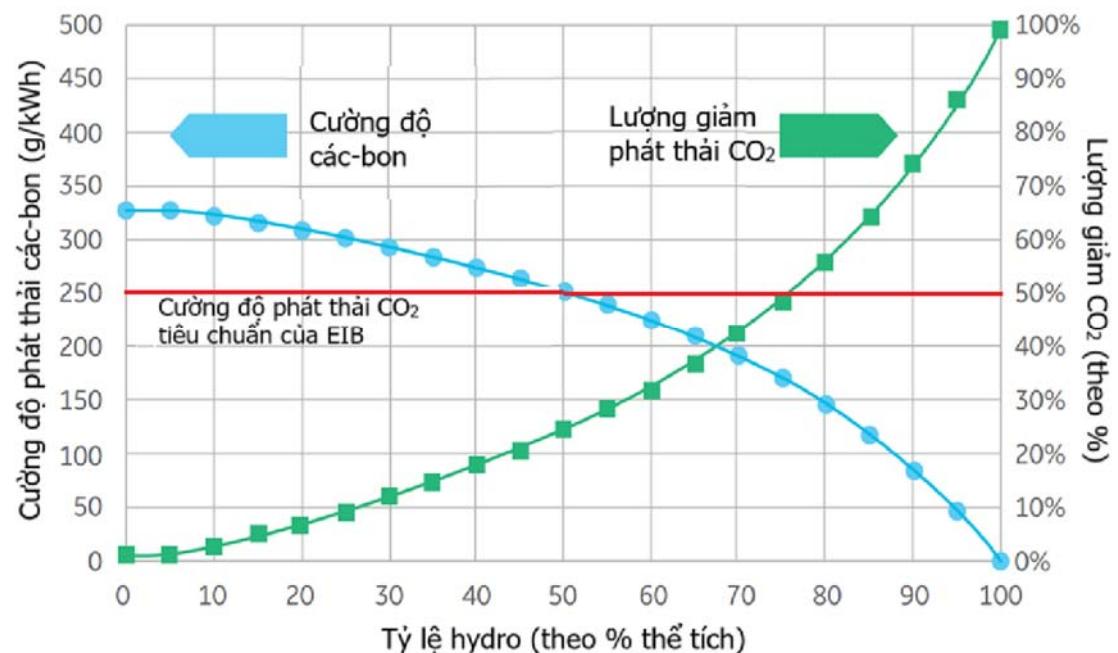
Về hiệu quả giảm phát thải KNK: Nghiên cứu của hãng General Electric (GE) năm 2022 [40] đã chỉ ra quan hệ giữa tỷ lệ giảm phát thải CO₂ của một thiết bị TBK thế hệ mới với tỷ lệ đốt phối trộn hydro và khí tự nhiên (có thành phần chủ yếu là khí metan - CH₄) như trong Hình 1.4 dưới đây.

¹⁸ tiếng Anh: Dry Low Emissions (DLE)



Hình 1.4 Khả năng giảm phát thải CO₂ khi đốt phối trộn hydro với mê-tan (khí tự nhiên) [40]

Theo đó, với tỷ lệ phối trộn hydro với khí tự nhiên khoảng 70% sẽ đạt được mức giảm 40% phát thải CO₂. Cũng theo GE, quan hệ giữa cường độ phát thải của thiết bị tuabin khí phát điện (gCO₂/ kWh) với tỷ lệ phối trộn hydro với khí tự nhiên cùng mức độ giảm phát thải tương ứng được biểu diễn trong Hình 1.5.



Hình 1.5 Quan hệ giữa cường độ phát thải của tuabin khí với tỷ lệ phối trộn hydro trong nhiên liệu cùng mức độ giảm phát thải tương ứng [40]

(Ghi chú: Tiêu chuẩn về cường độ phát thải của tổ máy tuabin khí dự định đầu tư để được tài trợ vốn của Ngân hàng Đầu tư Châu Âu (EIB) là 250g CO₂/kWh. Để so sánh, các tổ máy TBK chu trình hỗn hợp thế hệ mới hiện nay đang vận hành với cường độ phát thải trung bình khoảng 340g CO₂/kWh [61]).

Theo báo cáo xuất bản năm 2020 của tổ chức Mạng lưới tuabin châu Âu (European Turbine Network) – một liên minh của nhiều nhà nghiên cứu, chế tạo tuabin khí hàng đầu châu Âu và Bắc Mỹ, các hãng chế tạo tuabin khí lớn trên thế giới đã thống nhất cam kết nghiên cứu phát triển hoặc cải tiến tất cả các thế hệ tuabin khí để có khả năng đốt 100% hydro vào năm 2030 [38]. Cùng chung nhận định này, trong một báo cáo đánh giá tổng hợp về tuabin khí và nhiên liệu hydro, Phòng thí nghiệm công nghệ năng lượng quốc gia của Mỹ đã tổng hợp các kết quả phát triển công nghệ mới nhất (năm 2022) đối với tuabin khí sử dụng kết hợp khí tự nhiên và hydro, liên quan đến khả năng vận hành và kiểm soát phát thải NO_x. Báo cáo đánh giá tính khả thi cao của việc áp dụng tuabin khí với khả năng sử dụng 100% nhiên liệu hydro, nêu rõ tại thời điểm năm 2022 phần lớn các vấn đề liên quan đến đốt nhiên liệu hydro trong tuabin khí đã được giải quyết về mặt công nghệ, tuy nhiên chưa thể thương mại hóa sớm vì lý do phát thải NO_x còn cao và nguồn cung hydro hạn chế. Báo cáo cũng kết luận rằng dựa trên tình hình và kết quả đạt được trong các nghiên cứu cải tiến công nghệ của các hãng chế tạo cùng các dự báo chuyên ngành khác đã công bố, các tuabin khí có khả năng đốt 100% hydro sẽ được thương mại hóa và sẵn sàng vận hành vào năm 2030 [63]. Đối với các NMD TBK đang vận hành, đặc điểm công nghệ, thiết kế cụ thể của bản thể các tuabin khí và máy nén, các hệ thống tiếp nhận, chứa và cung cấp nhiên liệu và các hệ thống điều khiển và bảo vệ tuabin, hệ thống PCCC v.v... có ảnh hưởng đáng kể đến khả năng và mức độ chuyển đổi sang nhiên liệu hydro. Theo đánh giá chung, với công nghệ hiện hay việc phối trộn hydro vào khí thiên nhiên ở mức 15% (theo thể tích) sẽ cơ bản không ảnh hưởng đến các đặc tính vận hành của tuabin cũng như không đòi hỏi các nâng cấp cải tạo đáng kể về phần cứng thiết bị. Từ mức phối trộn khoảng 20% trở lên đến 50 - 70%, mức độ nâng cấp cải tạo cần thiết sẽ khác nhau tùy theo thiết kế và tình trạng thiết bị. Mức độ cao nhất (80 - 100% hydro) có thể yêu cầu phải thay thế các bộ phận chính của tuabin khí (như buồng đốt, các tầng cánh tuabin, thậm chí thân xylanh v.v...) [38], [63].

Năm 2023, một báo cáo kỹ thuật của Cục Bảo vệ môi trường Hoa Kỳ về mức độ khả thi của công nghệ tuabin khí đốt hydro từ góc độ phát thải cũng có các kết luận tương tự [75].

Xét từ góc độ về mức độ sẵn sàng công nghệ¹⁹ theo thang đo 11 cấp độ do IEA đề xuất, từ mức 1 (thấp nhất) - ý tưởng ban đầu đến mức 11 (cao nhất) - công nghệ đã trưởng thành, được kiểm chứng ổn định, tổ chức này nhận định hiện nay công nghệ tuabin khí đốt hỗn hợp KTN giàu hydro (hàm lượng hydro cỡ 50-60%) đang ở mức độ 9/11 (vận hành thương mại ở môi trường thực), còn công nghệ tuabin khí đốt 100% hydro đang ở mức độ 7/11 (công nghệ tiền-thương-mại đã được vận hành trình diễn ở môi trường thực) [46].

Về các thách thức liên quan đến kỹ thuật và công nghệ cần tiếp tục được giải quyết, hoàn thiện đối với bài toán sử dụng nhiên liệu hydro trong TBK phát điện, nhìn chung các nghiên cứu, đánh giá của các hãng chế tạo cũng như các cơ quan chuyên môn, chuyên gia nghiên cứu chuyên ngành đều thống nhất ở các điểm sau đây [28], [38], [40], [61], [63], [72], [75]:

- Thiết kế, vật liệu và công nghệ đốt cháy nhiên liệu trong buồng đốt tuabin khí cần được nâng cấp, điều chỉnh, hoàn thiện phù hợp với đặc tính vật lý và nhiệt động của nhiên liệu KTN có chứa khí hydro hoặc nhiên liệu hoàn toàn bằng hydro (như: tốc độ bắt cháy cao của nhiên liệu dẫn đến hiện tượng cháy ngược vào vòi đốt, gây quá nhiệt cục bộ; sự kém ổn định của ngọn lửa khi cháy nhiên liệu...), đồng thời giảm thiểu tác động xấu đến hiệu suất nhiệt của thiết bị;
- Giải pháp kiểm soát hiệu quả phát thải NO_x sinh ra trong quá trình đốt cháy nhiên liệu có tỷ lệ hydro cao - do nhiệt độ ngọn lửa cao hơn so với đốt KTN dẫn đến khả năng sinh ra NO_x nhiệt²⁰ nhiều hơn - mà không ảnh hưởng đến hiệu suất thiết bị tuabin khí;
- Các điều chỉnh cần thiết đối với các hệ thống phụ trợ của NMD (như hệ thống/ thiết bị tồn trữ và cung cấp nhiên liệu, hệ thống điều khiển và giám sát, phòng chống cháy nổ, lò hơi thu hồi nhiệt...) khi chuyển đổi sang sử dụng nhiên liệu hydro.

¹⁹ tiếng Anh: Technology Readiness Level

²⁰ tiếng Anh: thermal NO_x

Khả năng cải tạo các tuabin khí đang vận hành với khí tự nhiên để đốt phối trộn với hydro cũng được tích cực nghiên cứu và thử nghiệm thực tế, như công bố gần đây của 1 số hãng chế tạo (Mitsubishi Power, Siemens Energy, ...). Hiện nay, một số dự án chuyển đổi nhiên liệu từ khí tự nhiên sang hydro tại nhà máy điện sử dụng tuabin khí đã và đang được xúc tiến triển khai tại một số nước như Áo (NMD Donaustadt, tuabin khí SGT5-4000F 325MW, Siemens Energy cung cấp công nghệ) [29], Mỹ (NMD McDonough-Atkinson, bang Georgia, tuabin khí M501G 265MW, Mitsubishi Power cung cấp công nghệ [36]; NMD Brentwood, Long Island, New York, tuabin khí LM6000 47MW, GE cung cấp công nghệ [59]), Hà Lan (NMD Nuon Magnum, tuabin khí M701F4 440MW, Mitsubishi Power cung cấp công nghệ) [39], v.v...

Tóm lại, theo cam kết mạnh mẽ của các nhà chế tạo tuabin khí trong nghiên cứu chuyển đổi nhiên liệu sang hydro nhằm đáp ứng các kế hoạch/ lộ trình giảm phát thải KNK của rất nhiều quốc gia và tổ chức trên thế giới, cùng với các dự án thử nghiệm trên thực tế đang triển khai ở nhiều giai đoạn với nhiều công nghệ tuabin khí khác nhau, có cơ sở để khẳng định rằng công nghệ đốt hydro trong tuabin khí, bao gồm cả nghiên cứu phát triển trên các dòng tuabin thương mại mới cũng như nâng cấp cải tạo các hệ thống hiện hữu để chuyển sang đốt hydro, sẽ được thương mại hóa trong vòng khoảng gần 1 thập kỷ tới. Xét về tiến trình và tính thương mại hóa của công nghệ ứng dụng trên thế giới, việc định hướng các NMD TBK tại Việt Nam bắt đầu nghiên cứu/ thử nghiệm đốt phối trộn hydro với khí tự nhiên từ khoảng năm 2030, tiến tới sử dụng hoàn toàn hydro vào khoảng năm 2050 là có cơ sở về kỹ thuật - công nghệ.

b) Các nghiên cứu học thuật về sử dụng hydro làm nhiên liệu trong TBK phát điện

Về mặt học thuật, trên thế giới cũng đã có nhiều báo cáo, nghiên cứu của các tổ chức KHCN, các chuyên gia trong lĩnh vực năng lượng, kinh tế và môi trường xem xét các vấn đề liên quan đến thay đổi đặc tính vận hành của thiết bị và chu trình TBK khi đốt phối trộn hydro với KTN hoặc hoàn toàn bằng hydro, hiệu quả kinh tế/ mức độ cạnh tranh của hệ thống TBK phát điện sử dụng nhiên liệu hydro khi vận hành trong các kết hợp với các loại nguồn

điện NLTT khác trong hệ thống điện, cùng khả năng đóng góp về cắt giảm KNK tương ứng.

Trong đó, một số nghiên cứu tập trung khảo sát, phân tích tiến bộ công nghệ/ thành tựu đạt được trong nghiên cứu sử dụng hydro làm nhiên liệu trong TBK trong nỗ lực khử các-bon ngành điện [31], [64]. Ngoài ra, trong một số nghiên cứu sử dụng máy tính mô phỏng tính toán vận hành TBK sử dụng nhiên liệu hydro, cả ở cấu hình chu trình đơn và chu trình hỗn hợp, các tác giả đã mô phỏng hoạt động của hệ thống thiết bị TBK hiện có và khảo sát những thay đổi về hiệu suất, mức tiêu thụ nhiên liệu và các thông số vận hành khác khi sử dụng hỗn hợp nhiên liệu hydro trộn với khí tự nhiên [60], [69].

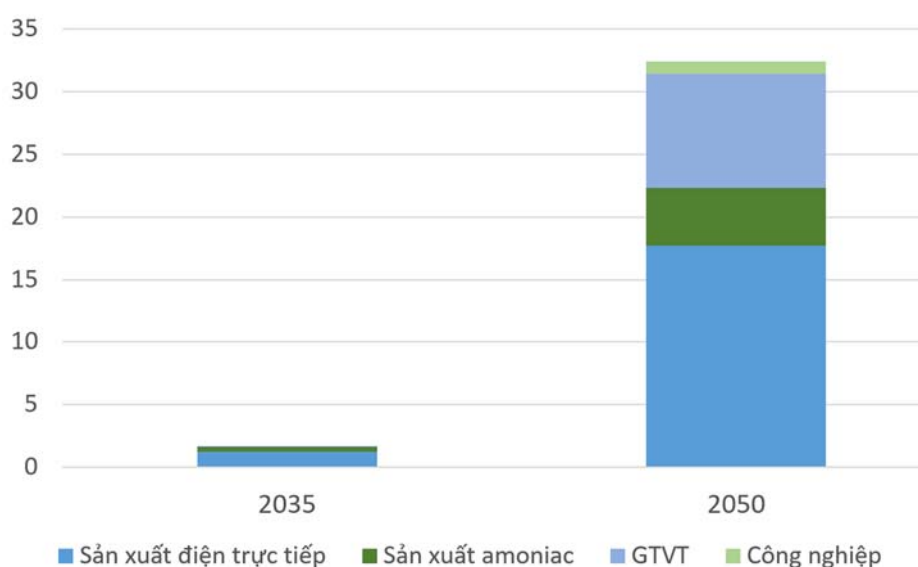
Một số nghiên cứu khác xem xét sự tham gia của năng lượng hydro trong một hệ thống điện điển hình từ góc độ tính cạnh tranh của các loại nhiên liệu/ năng lượng sơ cấp. Theo đó, nguồn điện TBK sử dụng nhiên liệu hydro có thể cạnh tranh trong hệ thống điện khi vận hành ở hệ số phụ tải phù hợp, yêu cầu về tính linh hoạt cao trong vận hành (số lần khởi động/dừng lớn) và yêu cầu cao về cắt giảm phát thải KNK cho toàn hệ thống. Tuy hiệu suất công nghệ phát điện sử dụng nhiên liệu hydro trong các TBK không thấp (có thể coi là tương đồng với sử dụng nhiên liệu KTN), nhưng khi xem xét đến hiệu quả tổng thể của cả quá trình - bao gồm khâu sản xuất hydro từ điện, lưu trữ, cung cấp hydro và sử dụng hydro để phát điện, tổng tổn thất năng lượng có thể lên đến 70%. Do vậy thế giới cần có thêm nhiều nghiên cứu để cắt giảm chi phí của chu trình điện - hydro - điện nhằm hỗ trợ tiến trình chuyển dịch năng lượng hiệu quả hơn [66], [70].

Một nghiên cứu điển hình khác về việc triển khai nhiên liệu hydro trong các NMD TBK nổi bật phân tích chi tiết chi phí và khả năng cạnh tranh của việc đưa nhiên liệu hydro vào các nhà máy điện ở lưới điện Châu Âu, với việc xem xét nhiều công nghệ TBK kết hợp nhiều kịch bản tỷ lệ trộn khác nhau giữa hydro với KTN, cùng với các giả định về giá hydro và giá các-bon (giá phát thải mỗi tấn CO_2) khác nhau. Kết quả đã chỉ ra các ngưỡng kinh tế và không kinh tế của các kịch bản vận hành với hydro trong các điều kiện về giá và chi phí khác nhau, đồng thời nhấn mạnh vào vai trò yếu tố chính sách giá các-bon đối với tính cạnh tranh của nhiên liệu hydro khi sử dụng trong tuabin khí phát điện. Chẳng hạn: khi giá phát thải CO_2 đạt 159 €/ tấn (tăng khoảng 4

lần so với giá hiện tại ở châu Âu) thì nhiên liệu hydro sẽ cạnh tranh được với KTN trong điều kiện các giả định tính toán [37].

1.2. Nhu cầu hydro cho chuyển dịch năng lượng của Việt Nam

Nhu cầu hydro để sử dụng cho mục đích năng lượng đã được ước tính trong tổng thể quy hoạch phát triển hệ thống năng lượng Việt Nam đáp ứng mục tiêu phát thải ròng bằng “0” năm 2050 [26]. Theo đó, với dự báo nhu cầu năng lượng cho phát triển kinh tế tăng nhanh, liên tục đến năm 2050 và với dự kiến năng lượng hydro được phát triển và thương mại hóa rộng rãi trên thế giới và ở Việt Nam, đến năm 2035 ước tính sẽ sử dụng khoảng 1,7 triệu tấn hydro cho các mục đích năng lượng, và năm 2050 có thể tăng lên tới 30 triệu tấn. Tổng hợp ước tính nhu cầu và các hệ tiêu thụ hydro chính tại các năm mốc 2035 và 2050 như trình bày trong Hình 1.6 dưới đây:



Hình 1.6 Ước tính nhu cầu năng lượng hydro của Việt Nam hướng đến mục tiêu Net Zero năm 2050 (đơn vị: triệu tấn) [26]

1.2.1. Nhu cầu hydro để phát điện

Các NMD TBK trong HTĐ Việt Nam, gồm các NMD khí sử dụng khí thiên nhiên khai thác trong nước và sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) nhập khẩu, sẽ tiếp tục đóng vai trò quan trọng trong hệ thống điện quốc gia đến năm 2050 với vai trò điều tiết hệ thống. Hydro sẽ được đưa vào làm nhiên liệu tại các nhà máy điện này từ khoảng sau 2030, thay thế dần khí thiên nhiên

với mục tiêu cắt giảm phát thải khí nhà kính. Hydro cũng dự kiến sẽ là nhiên liệu chủ yếu cho vận hành các nguồn điện linh hoạt²¹ (là các nguồn điện công suất nhỏ và vừa, chạy bởi động cơ đốt trong có khả năng khởi động nhanh, tăng giảm tải nhanh để hỗ trợ vận hành hệ thống điện có tỷ trọng lớn các nguồn điện NLTT), và các hệ thống pin nhiên liệu. Đối với các NMD than, định hướng từ sau 2030 amoniac (sản xuất từ các nguồn hydro xanh) sẽ dần được sử dụng làm nhiên liệu thay thế than, bên cạnh sinh khối cấp từ các nguồn trong nước. Đến năm 2050, định hướng không còn sử dụng than cho phát điện [25], [26].

Với việc định hướng nguồn hydro sẽ chủ yếu từ sản xuất trong nước (sử dụng công nghệ điện phân nước, điện năng cung cấp từ các nguồn điện NLTT), giải pháp chuyển đổi nhiên liệu sang hydro có thể giải quyết hai vấn đề thực tiễn có ý nghĩa quan trọng với ngành điện Việt Nam trong tương lai trung và dài hạn, đó là: (i) tiếp tục duy trì vận hành các nguồn điện chạy nền, có khả năng điều độ để điều tiết hệ thống (đặc biệt là những NMD khí chưa hết tuổi thọ kinh tế tại thời điểm năm 2050) trong khi vẫn đáp ứng được yêu cầu cắt giảm phát thải CO₂ của HTĐ, và (ii) giảm bớt khối lượng nhập khẩu năng lượng (khí thiên nhiên, than), đa dạng hóa nguồn cung năng lượng sơ cấp cho phát điện, tăng mức độ tự chủ và an ninh năng lượng của quốc gia.

Dự kiến nhu cầu hydro cho phát điện tại các NMD TBK trong HTĐ sẽ khoảng 0,5 – 1,0 triệu tấn năm 2035 và có thể lên đến khoảng trên 12 - 15 triệu tấn²² vào năm 2050 trong trường hợp năng lượng hydro được thương mại hóa rộng rãi. Khối lượng hydro để sản xuất amoniac dùng làm nhiên liệu trong các NMD than sẽ cần khoảng 0,4 triệu tấn năm 2035 và trên 6 triệu tấn năm 2050 [26]. Các nguồn điện linh hoạt có thể có tổng quy mô công suất khá lớn, tuy nhiên có thời gian vận hành trong năm không nhiều (do chủ yếu sẽ chạy phủ

²¹ tiếng Anh: Internal Combustion Engine (ICE)

²² Tác giả cho rằng nhu cầu hydro này được ước tính thiên cao, do giả định các NMD TBK được huy động vận hành chủ yếu ở đáy và lưng biểu đồ phụ tải (theo truyền thống). Thực tế hiện nay và trong tương lai vận hành HTĐ, con số này sẽ thấp hơn vì lý do tỷ trọng các nguồn NLTT ngày càng cao trong HTĐ, các nguồn nhiệt điện truyền thống, đặc biệt là các NMD TBK sẽ yêu cầu phải vận hành linh hoạt hơn, lên xuống tải nhiều hơn trong ngày, thậm chí để chạy phủ đỉnh.

đỉnh) nên tiêu thụ nhiên liệu hydro (nếu áp dụng) sẽ không đáng kể so với các NMD TBK và NMD than đốt amoniac.

1.2.2. Trong lĩnh vực giao thông vận tải và một số ngành công nghiệp

Tương tự như nhiều quốc gia trên thế giới, ứng dụng của năng lượng hydro trong lĩnh vực giao thông vận tải của Việt Nam trong tương lai sẽ chủ yếu trong các hệ thống pin nhiên liệu cung cấp năng lượng cho các phương tiện vận tải thương mại, trọng tải lớn, quãng đường dài (như các xe buýt, xe chở khách tuyến dài, xe tải hạng nặng, tàu thủy ...). Ngoài ra, dự kiến hydro cũng sẽ sử dụng làm nguyên liệu sản xuất nhiên liệu tổng hợp²³ cho các phương tiện vận tải biển đường dài, cho ngành hàng không. Nhu cầu hydro cho các phương tiện giao thông vận tải vào năm 2035 ước tính khoảng 0,1 triệu tấn, tăng lên 9,1 triệu tấn vào năm 2050 [26].

Đối với một số ngành công nghiệp, ứng dụng hydro dự kiến sẽ chủ yếu là nguyên liệu cho ngành sản xuất thép, phân bón, hóa dầu và nhiên liệu cho một số ngành sản xuất vật liệu đòi hỏi độ gia nhiệt cao (sản xuất thép, thủy tinh, xi măng ...). Nhu cầu hydro cho lĩnh vực này không lớn, ước tính khoảng 1 triệu tấn vào năm 2050 [26].

1.3. Khoảng trống nghiên cứu và sự cần thiết, ý nghĩa của đề tài

1.3.1. Khoảng trống nghiên cứu

Qua tổng hợp, rà soát các nghiên cứu về năng lượng hydro nói chung và ứng dụng trong hệ thống điện nói riêng (đặc biệt tại các nguồn điện TBK), có thể rút ra một số nhận xét sau:

a) Trên thế giới: đã có rất nhiều nghiên cứu với các chủ đề đa dạng, bao phủ phạm vi rộng liên quan đến năng lượng hydro từ sản xuất, lưu trữ, vận chuyển/ cung cấp đến tiêu thụ, sử dụng, cùng các khía cạnh liên quan như công nghệ, kinh tế, an toàn, cơ chế chính sách... Riêng với vấn đề sử dụng hydro cho phát điện trong các nguồn điện TBK, các nghiên cứu tập trung vào: (1) nghiên cứu phát triển (R&D) do các nhà chế tạo thiết bị thực hiện nhằm sử dụng hydro làm nhiên liệu thay cho KTN trong các hệ thống TBK, (2) khảo

²³ tiếng Anh: synergy

sát, đánh giá các thay đổi về kinh tế - kỹ thuật, phát thải KNK... của hệ thống TBK khi chuyển đổi sang sử dụng nhiên liệu hydro, và (3) mô phỏng, tính toán hiệu quả kinh tế/ tính cạnh tranh của hydro với vai trò là nhiên liệu sử dụng trong các hệ thống TBK khi vận hành kết hợp với các loại nguồn điện NLTT và nguồn điện khác trong hệ thống điện hiện tại và tương lai. Tuy vậy, vẫn chưa có những nghiên cứu cụ thể, chuyên sâu về khả năng và tiến trình thay thế KTN bằng hydro tại các NMD TBK trong một HTĐ cụ thể (của một quốc gia hoặc khu vực) nhằm cắt giảm phát thải KNK để đạt được các mục tiêu về khí hậu, đặc biệt từ góc độ quy hoạch phát triển hệ thống điện.

b) Ở Việt Nam, các nghiên cứu hiện nay về năng lượng hydro tập trung vào một số hướng/ chủ đề chính sau: (1) nghiên cứu sơ bộ, tổng quan về tiềm năng của năng lượng hydro; vai trò, ứng dụng của hydro trong tiến trình chuyển dịch năng lượng và hệ thống năng lượng Việt Nam tương lai, (2) các vấn đề về định hướng và chính sách phát triển năng lượng hydro, tạo lập chuỗi giá trị hydro và các khía cạnh kỹ thuật – kinh tế liên quan, và (3) một số công nghệ sản xuất hydro và ứng dụng cụ thể của năng lượng hydro (trong các hệ thống pin nhiên liệu, để thay thế nhiên liệu dầu hoặc khí sinh học trong các ứng dụng động cơ đốt trong, khả năng kết hợp một số nguồn NLTT quy mô nhỏ với nhiên liệu hydro để nâng cao hiệu quả năng lượng chung...). Các nghiên cứu chủ yếu sử dụng các phương pháp thu thập và phân tích thông tin, số liệu, tổng kết kinh nghiệm đối với các nghiên cứu sơ bộ, tổng quan và phương pháp xây dựng mô hình vật lý kết hợp tính toán mô hình máy tính cho một số nghiên cứu tính khả thi/ tiềm năng hoặc tình huống cụ thể. Nhìn chung, các nghiên cứu trong nước về chủ đề năng lượng hydro còn ít, chưa có tính hệ thống và có độ “bao phủ” rất nhỏ so với các lĩnh vực tiềm năng sử dụng dạng năng lượng mới này trong các ngành kinh tế khác nhau của đất nước.

1.3.2. Sự cần thiết và ý nghĩa của đề tài

Đối với ngành điện Việt Nam nói chung và các nhà máy điện tuabin khí vận hành trong hệ thống điện Việt Nam nói riêng - các hộ tiêu thụ hydro tiềm năng với quy mô rất lớn trong tương lai - hoàn toàn chưa có các nghiên cứu tổng quan cũng như chuyên sâu về vấn đề chuyển đổi nhiên liệu từ KTN sang hydro và lộ trình thâm nhập hydro nhằm mục tiêu cắt giảm phát thải KNK.

Trong khi, chỉ xét riêng từ góc độ kinh tế, việc chuyển đổi nhiên liệu sang hydro có thể tốn kém nhiều triệu đô-la Mỹ chỉ cho đầu tư nâng cấp, cải tạo các hệ thống thiết bị tại mỗi NMD TBK. Việc chuyển đổi cũng có khả năng ảnh hưởng đáng kể đến chi phí vận hành các NMD TBK nói riêng và chi phí cả hệ thống điện nói chung (do tác động của giá hydro đến giá thành sản xuất điện tại các nhà máy), và đến cơ cấu tối ưu các loại hình nguồn điện trong hệ thống điện quốc gia trong tương lai. Cùng với đó là yêu cầu đặt ra về phát triển nguồn cung hydro, hạ tầng cung cấp hydro... Vấn đề này đòi hỏi phải được nghiên cứu toàn diện, cả định tính và định lượng, nhằm đưa ra một lộ trình phù hợp, tổng thể, làm cơ sở để các cơ quan hoạch định chính sách, cơ quan quản lý vận hành hệ thống điện và thị trường điện, các chủ sở hữu nhà máy cũng như các bên liên quan có các kế hoạch chuẩn bị cần thiết để triển khai thực hiện (như xây dựng cơ chế chính sách, chuẩn bị nguồn lực thời gian, nhân lực, tài chính).

Như vậy, việc nghiên cứu, tính toán và xây dựng lộ trình thâm nhập của năng lượng hydro trong các NMD TBK ở Việt Nam một cách phù hợp và kinh tế, bám sát sự tiến bộ của KHCN và tính thương mại hóa trong lĩnh vực ứng dụng năng lượng hydro, giảm thiểu tác động đến chi phí sản xuất điện của hệ thống, góp phần giảm phát thải KNK ngành điện, hướng đến mục tiêu phát thải ròng bằng “0” năm 2050 của Việt Nam là **thực sự cấp thiết và có ý nghĩa về khoa học cũng như thực tiễn**.

Xét rộng ra trên phạm vi quốc tế, chủ đề và mục tiêu nghiên cứu của đề tài có tính thời sự cao trong bối cảnh hiện nay khi năng lượng hydro đang tiếp tục được quan tâm nghiên cứu, phát triển nhằm cung cấp thêm lựa chọn tiềm năng cho nỗ lực khử các-bon các nền kinh tế nói chung và ngành điện nói riêng. Với việc mô phỏng, tính toán sự phát triển của hệ thống điện Việt Nam trong dài hạn (mang tính điển hình cho một nước đang phát triển) có sự thâm nhập năng lượng hydro vào nhóm nguồn nhiệt điện TBK truyền thống nhằm đáp ứng mục tiêu cắt giảm phát thải KNK trong khi vẫn duy trì vận hành các nguồn điện nền quan trọng này, nghiên cứu góp phần làm rõ hơn bức tranh hệ thống năng lượng tương lai với các yếu tố, ràng buộc tác động đến cách thức và tiến trình chuyển dịch từ các nguồn điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch truyền thống sang điện NLTT, điện năng lượng mới (hydro...).

Kết quả nghiên cứu của đề tài dự kiến sẽ cung cấp thông tin, các đề xuất, khuyến nghị mang lại lợi ích cho các chủ thể và các bên liên quan sau:

- Các cơ quan, tổ chức hoạt động trong lĩnh vực nghiên cứu, đào tạo chuyên ngành năng lượng, điện;
- Các cơ quan quản lý nhà nước trong các lĩnh vực: (i) Xây dựng và tổ chức thực thi chính sách về giảm phát thải KNK (ở cấp độ tổng thể quốc gia cũng như ngành năng lượng, điện), thiết lập và vận hành thị trường các-bon, (ii) Xây dựng và tổ chức thực thi pháp luật, chính sách về phát triển năng lượng, điện và vận hành, điều độ hệ thống năng lượng, điện, (iii) Xây dựng và tổ chức thực thi cơ chế, chính sách thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng mới (như hydro, amoniac);
- Các chủ sở hữu/ nhà phát triển các dự án điện LNG, cả trong giai đoạn đầu tư phát triển dự án cũng như quản lý khai thác, kinh doanh sau này;
- Các cơ quan tư vấn đầu tư, tư vấn kỹ thuật, định chế tài chính (bên cho vay vốn) tham gia vào quá trình phát triển và khai thác, kinh doanh, nâng cấp cải tạo các dự án điện LNG;
- Các nhà đầu tư tiềm năng, các bên tham gia phát triển chuỗi giá trị năng lượng hydro ở Việt Nam.

Tiểu kết Chương 1

Trong chương này, tác giả đã nghiên cứu tổng quan về hydro và các ứng dụng cho mục đích năng lượng, tổng hợp các định hướng chính sách, chiến lược về phát triển và ứng dụng năng lượng hydro trên thế giới và của Việt Nam; tình hình nghiên cứu phát triển công nghệ tuabin khí đốt hydro cùng các thành tựu đạt được và các công trình nghiên cứu học thuật tiêu biểu về sử dụng hydro làm nhiên liệu trong các hệ thống tuabin khí phát điện trong xu hướng chuyển dịch xanh ngành năng lượng thế giới. Từ những nhận định rút ra qua đánh giá, tổng kết các nghiên cứu trên, tác giả nhận diện khoảng trống nghiên cứu đối với định hướng chuyển đổi nhiên liệu từ khí tự nhiên sang hydro tại các NMD TBK trong HTĐ Việt Nam hướng tới mục tiêu Net Zero năm 2050 và làm rõ sự cần thiết, ý nghĩa của chủ đề, mục tiêu nghiên cứu trong luận án của mình.

CHƯƠNG 2. CƠ SỞ LÝ THUYẾT, PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU VÀ DỮ LIỆU ĐẦU VÀO

Trên cơ sở khoảng trống nghiên cứu đã nhận diện cùng sự cần thiết, ý nghĩa và mục tiêu nghiên cứu đã làm rõ tại chương trước, nội dung chương này trình bày các cơ sở lý thuyết, phương pháp nghiên cứu và mô hình nghiên cứu để giải quyết bài toán đặt ra, gồm: các vấn đề lý thuyết quy hoạch phát triển hệ thống điện; phương pháp luận, quy trình thực hiện và lựa chọn mô hình phần mềm mô phỏng tính toán quy hoạch phát triển HTĐ Việt Nam nhằm thu được các kết quả định lượng của mục tiêu nghiên cứu; nghiên cứu, tổng hợp các thông tin, dữ liệu đầu vào cho tính toán mô hình.

2.1. Cơ sở lý thuyết về quy hoạch phát triển hệ thống điện

2.1.1. Cơ sở lý thuyết chung đối với mô hình tính toán quy hoạch phát triển nguồn điện trong hệ thống điện

Theo Trần Đình Long (1999), Nguyễn Lâm Tráng (2007), bài toán quy hoạch hệ thống điện là bài toán kinh tế kỹ thuật lựa chọn phương án tối ưu để phát triển hệ thống điện nhằm đảm bảo cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ với chất lượng cao với chi phí thấp nhất có thể [13], [24].

Trong đó, bài toán quy hoạch phát triển nguồn điện là một phần quan trọng và không thể tách rời của bài toán tổng hợp về sự phát triển tối ưu hệ thống điện. Tuy nhiên trong chừng mực nhất định thì bài toán quy hoạch phát triển nguồn có thể được xem xét độc lập với các nội dung khác (dự báo nhu cầu điện năng, quy hoạch phát triển lưới điện, cân bằng năng lượng - nhiên liệu ...).

Trong bài toán quy hoạch nguồn điện thì việc chọn cấu trúc tối ưu các loại hình nguồn điện là mục tiêu cơ bản nhất. Kết quả của bài toán để trả lời các câu hỏi sau:

- Quy mô hệ thống nguồn điện đạt mức nào tại các thời đoạn quy hoạch?
- Nhà máy điện mới sẽ phát triển là loại (công nghệ) gì, quy mô công suất bao nhiêu (nhiệt điện, thủy điện, tuabin khí hay NLTT)?

- Nhà máy sẽ được xây dựng ở đâu, tiến độ vào vận hành ra sao?

Với sự phát triển của công nghệ thông tin hiện nay, bài toán quy hoạch phát triển nguồn điện thường sử dụng phương pháp mô hình toán học giải trên máy tính. Quá trình xây dựng và giải mô hình gồm 3 bước điển hình sau:

- Thống kê, gia công và xử lý số liệu ban đầu
- Thành lập hàm mục tiêu với các ràng buộc
- Chọn phương pháp giải và áp dụng giải bài toán quy hoạch.

Trong thực tế thường không có phương án tối ưu tuyệt đối, vì luôn luôn tồn tại mâu thuẫn giữa tính kinh tế và yêu cầu kỹ thuật. Một cách tổng thể, yêu cầu đặt ra luôn là độ tin cậy cao, hiệu quả cao nhưng với chi phí thấp nhất. Vì vậy chỉ tiêu tối ưu thực chất không thể mang tính tuyệt đối mà chỉ có thể mang tính dung hòa, thỏa hiệp, phụ thuộc vào từng giai đoạn, hoàn cảnh kinh tế cụ thể và phần nào mang tính chủ quan của người quyết định phương án. Đặc biệt đối với hệ thống điện hiện đại là một hệ thống có cấu trúc phức tạp, nhiều cấp, tầng bậc và luôn thay đổi/ phát triển cũng như chịu sự tác động của nhiều yếu tố như chính sách, môi trường v.v...

2.1.2. Mô hình tính toán quy hoạch nguồn điện truyền thống

Các mô hình toán học giải bài toán quy hoạch phát triển nguồn điện thường áp dụng một trong những mô hình sau:

- Mô hình quy hoạch tuyến tính.
- Mô hình quy hoạch động.

a. Mô hình quy hoạch tuyến tính:

Mô hình bài toán quy hoạch là tuyến tính khi hàm mục tiêu (đối với quy hoạch nguồn điện, thường là mục tiêu chi phí tối thiểu của cả hệ thống) và các hàm ràng buộc là tuyến tính.

Áp dụng mô hình tuyến tính để giải bài toán chọn cấu trúc tối ưu trong quy hoạch và phát triển nguồn điện có những ưu điểm cơ bản như tính đơn giản của mô tả toán học, tính chắc chắn của lời giải, và tính phổ biến của thuật

toán. Đưa được bài toán về mô hình quy hoạch tuyến tính thì lời giải sẽ dễ dàng tìm được vì hiện nay đã có các thuật toán và chương trình chuẩn trên máy tính điện tử cho phép giải triệt để bài toán tối ưu bằng phương pháp quy hoạch tuyến tính với kích cỡ đủ lớn rất thuận tiện. Lời giải nhận được cho phép dễ dàng kiểm tra tính hợp lý cũng như thiếu sót của mô hình thiết đặt ban đầu.

Mô hình hàm mục tiêu cơ bản của bài toán quy hoạch phát triển nguồn điện bằng phương pháp tuyến tính được diễn giải như sau [24]:

Xác định công suất lắp đặt (X) và công suất phát thực tế (U) của các tổ máy đưa vào vận hành trong giai đoạn quy hoạch (T) sao cho:

$$F(X, U) = H_1 + H_2 \rightarrow \min$$

Trong đó:

Thành phần H_1 là vốn đầu tư ban đầu (CAPEX), biểu diễn bởi biểu thức sau đây:

$$H_1 = \sum_{j=1}^J \sum_{v=v_1}^t \frac{1}{(1+r)^{v-v_0}} (C_{jv} - S_{jv}) X_{jv}$$

Thành phần H_2 là chi phí vận hành (OPEX), biểu diễn bởi biểu thức:

$$H_2 = \sum_{j=1}^J \sum_{t=1}^T \sum_{v=v_1}^t \sum_{d=1}^D \frac{1}{(1+r)^{t-v_0}} F_{jvtd} \cdot U_{jvtd} \cdot \theta_d$$

Trong các biểu thức trên:

Chỉ số j : là số thứ tự của nhà máy

Chỉ số v : năm đưa nhà máy vào vận hành (v_1 : năm đầu tiên dự kiến đưa nhà máy vào vận hành; v_0 : năm trước năm đầu tiên vào vận hành)

Chỉ số t : chỉ giai đoạn con đang xét trong cả giai đoạn quy hoạch

Chỉ số d : chỉ số miền đồ thị phụ tải

r : hệ số chiết khấu

J : tổng số nhà máy đưa vào khảo sát/ xem xét

T : thời gian khảo sát (thời kỳ quy hoạch) (năm)

D : số bậc của đồ thị phụ tải

X_{jv} : công suất của nhà máy j đưa vào vận hành năm v (MW)

C_{jv} : Suất vốn đầu tư của nhà máy j đưa vào vận hành năm v (đồng/MW hoặc USD/MW)

S_{jv} : Suất giá trị còn lại đến cuối thời gian quy hoạch của nhà máy j đưa vào vận hành ở năm v (đồng hoặc USD)

U_{jvtd} : Công suất vận hành thực tế của nhà máy j đưa vào vận hành ở năm v , giai đoạn t , trên miền đồ thị phụ tải d (MW)

F_{jvtd} : Suất chi phí vận hành của nhà máy j đưa vào vận hành ở năm v , giai đoạn t , trên miền đồ thị phụ tải d (đồng/MWh hoặc USD/MWh)

θ_d : thời gian của miền đồ thị phụ tải d trong năm (giờ)

Các **hàm ràng buộc** của bài toán quy hoạch phát triển nguồn điện bao gồm: ràng buộc công suất đặt (khả dụng) các tổ máy phát điện, ràng buộc công suất phát thực tế tổ máy (thỏa mãn nhu cầu phụ tải), ràng buộc năng lượng phát của tổ máy thủy điện, ràng buộc bảo đảm cân bằng năng lượng (cung – cầu) hệ thống, ...

Tuy vậy, sử dụng mô hình quy hoạch tuyến tính để giải quyết bài toán quy hoạch nguồn điện có nhược điểm là cho độ chính xác không cao. Điều này là do để đưa hàm mục tiêu về dạng $Z(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \min (\max)$, khi xét các biến $x_1, x_2, \dots, x_n$ là công suất nguồn điện thì cần phải chấp nhận vốn đầu tư và chi phí vận hành tỷ lệ tuyến tính với công suất đặt, và suất chi phí sản xuất điện năng (chẳng hạn, đồng/ kWh) không phụ thuộc vào quy mô công suất nguồn điện. Trong khi trên thực tế, chi phí đầu tư và chi phí sản xuất điện năng của các nhà máy điện đều có tính chất “lợi thế theo quy mô” (hiểu theo nghĩa đơn giản là công suất tổ máy càng lớn thì suất đầu tư trên 1 đơn vị công suất càng giảm), có nghĩa là thể hiện mối quan hệ phi tuyến. Để khắc phục các nhược điểm trên đồng thời vẫn phát huy được ưu điểm cơ bản của mô hình tuyến tính, thực tế thường sử dụng thuật toán quy hoạch tuyến tính chứa tham số hoặc quy hoạch tuyến tính nguyên hỗn hợp (MILP), trong đó đưa vào các

biến nhận các giá trị rời rạc (biểu diễn dạng số nguyên 0,1) bên cạnh các biến khác nhận giá trị liên tục (của các hàm tuyến tính) trong mô hình.

b. Mô hình quy hoạch động

Mô hình là quy hoạch động nếu đối tượng được xét là các quá trình có nhiều giai đoạn nói chung hay các quá trình phát triển theo thời gian nói riêng. Thực chất của phương pháp này là liệt kê, lựa chọn có quy tắc tổ hợp giá trị (rời rạc) của các biến thỏa mãn các hàm ràng buộc để giá trị hàm mục tiêu đạt cực trị. Mỗi tổ hợp các biến thỏa mãn hàm ràng buộc được gọi là phương án chấp nhận được. Đối với bài toán quy hoạch nguồn điện, số phương án chấp nhận được thường là rất lớn, đặc biệt với hệ thống điện quy mô lớn, phức tạp, nhiều nhà máy điện với loại hình công nghệ khác nhau.

Theo mô hình toán học này thì khối lượng tính toán, xử lý số liệu rất lớn, vượt quá khả năng tính toán của các máy tính hiện đại nhất. Để giảm bớt khối lượng tính toán, thực tế thường phải bớt đi ở bước ban đầu một số phương án cho phép, dẫn đến hạn chế nhiều tính tối ưu của lời giải. Ngoài ra, giải bài toán quy hoạch nguồn điện theo mô hình quy hoạch động đòi hỏi những thuật toán phức tạp, công cụ tính toán hiện đại, đặc biệt cần đưa vào một khối lượng lớn số liệu đầu vào [24].

Nhận xét:

Nhìn chung, mỗi phương pháp có ưu nhược điểm khác nhau và việc áp dụng phụ thuộc vào quy mô và độ phức tạp của hệ thống điện, sự sẵn có và phù hợp của các thông tin dữ liệu đầu vào v.v... Đối với phương pháp mô hình tuyến tính thường áp dụng phương pháp MILP. Phương pháp này phát huy các ưu điểm cơ bản của phương pháp quy hoạch tuyến tính như tính đơn giản của các hàm toán học, tính chắc chắn của lời giải và tính phổ biến của các thuật toán, đồng thời khắc phục được nhược điểm của mô hình tuyến tính (có độ chính xác không cao) khi phải xử lý các quan hệ phi tuyến trong mô hình như quan hệ chi phí đầu tư theo công suất đặt của tổ máy phát điện (đặc biệt khi số lượng tổ máy lớn, quy mô đa dạng), lựa chọn/ quyết định tổ máy nào sẽ vận hành, vận hành ở mức công suất nào v.v...

2.1.3. Cách tiếp cận của bài toán quy hoạch hệ thống điện hiện đại

Trong vài thập kỷ trở lại đây, ở các nước phát triển, quan điểm về “Quy hoạch tổng thể nguồn tài nguyên” (IRP) được xem xét rộng rãi trong quy hoạch phát triển các hệ thống năng lượng, hệ thống điện với cách tiếp cận chung: quy hoạch phát triển để bảo đảm các nguồn điện tương xứng sẽ sẵn có để đáp ứng nhu cầu điện trong dài hạn đồng thời thỏa mãn đa tiêu chí trong sử dụng nguồn tài nguyên. Thay vì chỉ tập trung vào tính toán phía cung theo cách truyền thống, IRP xem xét toàn bộ các lựa chọn cả ở phía cung và phía cầu, gồm các giải pháp quản lý phía cầu và hiệu quả năng lượng, và đánh giá các lựa chọn trên cơ sở đáp ứng một bộ mục tiêu và tiêu chí chung của bài toán quy hoạch. Về cơ bản, IRP phù hợp với hệ thống điện lớn, đa dạng các loại hình nguồn điện và trong quá trình phát triển sẽ có tác động đáng kể đến môi trường [42]. Một nghiên cứu về phương pháp luận lập quy hoạch phát triển điện lực do Deloitte và Chương trình V-LEEP thực hiện năm 2019 [34] chỉ ra các yếu tố khác nhau giữa cách tiếp cận dựa trên IRP so với quy hoạch mở rộng quy mô hệ thống điện truyền thống, như tổng hợp trong bảng dưới đây:

Bảng 2.1 So sánh các yếu tố của IRP và quy hoạch truyền thống [34]

TT	Yếu tố	Quy hoạch truyền thống	IRP
1	Dự báo phụ tải “từ dưới lên” ²⁴	Không	Có
2	Chi phí đầu tư nguồn điện và phát điện	Có	Có
3	Các lựa chọn về quản lý phía cầu	Không	Có
4	Chi phí truyền tải và phân phối	Không (thường được bổ sung sau tính toán tối ưu)	Có
5	Rủi ro liên quan nguồn cung nhiên liệu, thời tiết khô hạn, thuế các-bon...	Ít hoặc không xét đến	Có
6	Chi phí xã hội và môi trường	Không	Có

²⁴ tiếng Anh: bottom-up

TT	Yếu tố	Quy hoạch truyền thống	IRP
7	Tham gia của cộng đồng vào quá trình	Không	Có
8	Phân tích kịch bản và độ nhạy để bảo đảm “chi phí tối thiểu” theo các giả thiết khác nhau về chi phí và nhu cầu.	Ít hoặc không xét đến	Có

Theo F. Kahrl và các tác giả (2016) [56], trong quá khứ, quy mô nguồn điện NLTT trong hệ thống điện thường được xác định trước theo các chiến lược/ định hướng khá “cứng” của các cơ quan hoạch định chính sách nhằm đạt được mục tiêu cụ thể có tính “mở đường” cho phát triển điện năng lượng tái tạo. Điều này là do các nguồn điện NLTT chưa thể cạnh tranh được với các nguồn điện truyền thống khác, do vậy sẽ không phát triển được nếu không có mục tiêu cụ thể với sự hỗ trợ/ can thiệp của nhà nước.

Hiện nay, cách thức phổ biến là coi các nguồn điện NLTT là có thể lựa chọn²⁵ (mô hình tính toán sẽ lựa chọn quy mô phù hợp nhất của nguồn điện NLTT trong giai đoạn quy hoạch theo tiêu chí tối thiểu hóa chi phí hệ thống), trên cơ sở các kịch bản khác nhau của chương trình phát triển nguồn điện. Gần đây, nhờ sự giảm nhanh của chi phí công nghệ điện mặt trời PV và điện gió, các loại nguồn điện này đã trở nên kinh tế và cạnh tranh với các nguồn điện khác. Theo thời gian, quy mô nguồn NLTT trong HTĐ sẽ tăng trong tổng thể cơ cấu nguồn do chi phí cho các công nghệ phát điện này ngày càng rẻ hơn. Đặc biệt, trường hợp đặt ra ràng buộc về mục tiêu bắt buộc phải cắt giảm phát thải khí nhà kính cùng với yếu tố chi phí ngoại sinh cho phát thải (phí các-bon – chi phí mà các nguồn nhiệt điện truyền thống đốt than, khí phải chịu cho mỗi tấn khí CO₂ phát thải ra môi trường) - đều là các vấn đề có tính cấp thiết hiện nay - quy mô nguồn NLTT sẽ chiếm tỷ lệ đáng kể trong tổng thể hệ thống nguồn điện trong tương lai. Các tính toán này có thể tích hợp trong mô hình quy hoạch tổng thể nguồn điện để đánh giá mức độ an toàn của hệ thống (với tỷ trọng nguồn NLTT đã lựa chọn) và chi phí tương ứng khi mở rộng lưới điện

²⁵ tiếng Anh: selectable resources

truyền tải, tuy nhiên có thể được xem xét trong các nghiên cứu riêng rẽ - như nghiên cứu tích hợp bổ sung riêng nguồn điện mặt trời công nghệ quang năng (PV) tại một khu vực địa lý cụ thể nào đó (để xem xét tác động tăng thêm của chi phí hệ thống điện so với khi không phát triển các nguồn điện này).

Từ quan điểm hệ thống, việc kết nối và phối hợp điều độ giữa các vùng/miền (có đặc điểm nguồn phát và phụ tải điện khác nhau) có vai trò quan trọng trong điều phối vận hành hiệu quả các loại hình nguồn điện, cho phép phát triển các nguồn NLTT ở những vùng có tiềm năng tốt, giảm tần suất và sản lượng giảm phát các nguồn NLTT (khi thấp điểm, công suất phát cao) trong khi vẫn đảm bảo tiêu chí giảm thiểu chi phí hệ thống điện. Mô hình quy hoạch hiện đại cần tích hợp các tính năng này trong tính toán [34]. Bên cạnh đó là khả năng kết hợp giữa quy hoạch mở rộng quy mô công suất gắn với mô phỏng điều độ hệ thống để tối ưu hóa nguồn lực. Điều này dễ nhận thấy vì hệ thống điện hiện đại thường có quy mô lớn (có thể lên đến hàng trăm GW công suất đặt) với số lượng lớn các tổ máy phát điện có thể điều độ²⁶ và đa dạng các công nghệ khác nhau (như: các tổ máy nhiệt điện than, khí, thủy điện truyền thống; điện hạt nhân; điện sử dụng nhiên liệu sinh khối, chất thải; điện địa nhiệt; nhiệt điện năng lượng mặt trời...), bên cạnh các nguồn điện NLTT biến đổi như điện gió trên bờ, điện gió ngoài khơi, điện mặt trời công nghệ quang điện²⁷. Việc quyết định lựa chọn (hay huy động) tổ máy phát điện²⁸ một cách tối ưu sẽ không dễ dàng giữa vô số các lựa chọn có thể có của các tổ máy phát với những đặc tính khác nhau. Để giải quyết vấn đề này, mô hình bài toán quy hoạch hiện đại thường sử dụng nhóm hàm huy động tổ máy với các biến nhận giá trị nguyên (phương pháp MILP, đề cập trong mục 2.1.2 ở trên) để mô phỏng lịch trình vận hành tổ máy phát điện (biểu đạt trạng thái ngừng hoặc hoạt động của tổ máy và mức công suất huy động liên quan) - cho một kết hợp các tổ máy phát khác nhau để đáp ứng phụ tải của hệ thống ở tổng chi phí sản xuất tối thiểu, đồng thời đáp ứng một loạt các ràng buộc về mặt vật lý (ví dụ: định luật Kirchhoff) và tính năng vận hành tổ máy (ví dụ: giới hạn mức công suất phát, tốc độ tăng/ giảm công suất phát) [55].

²⁶ tiếng Anh: dispatchable sources

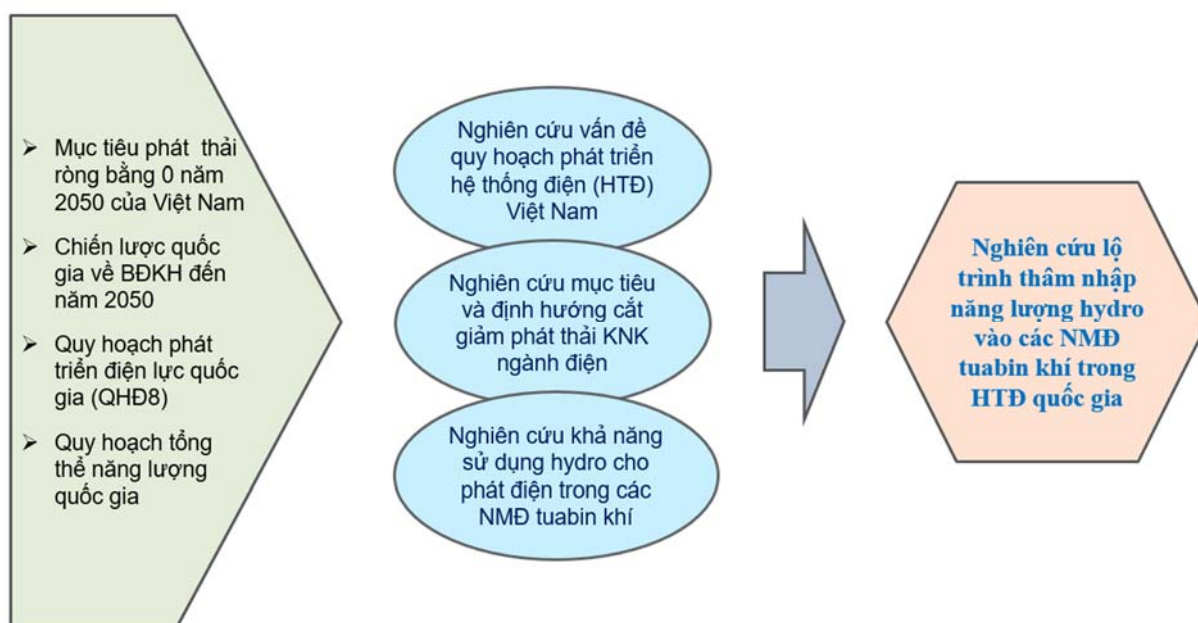
²⁷ tiếng Anh: photovoltaic (PV)

²⁸ tiếng Anh: unit commitment

2.2. Phương pháp luận nghiên cứu

Để nghiên cứu lộ trình thâm nhập của năng lượng hydro vào hệ thống điện Việt Nam thông qua quá trình chuyển đổi nhiên liệu KTN sang hydro trong các nhà máy điện TBK vận hành trong hệ thống, nghiên cứu tập trung xem xét diễn biến hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030-2050 về mặt phát triển quy mô công suất, cơ cấu nguồn điện và sự tham gia của các loại hình năng lượng sơ cấp cho phát điện, chi phí đầu tư và vận hành hệ thống... trên cơ sở đáp ứng các yêu cầu về nhu cầu điện toàn quốc, vùng miền (theo công suất cực đại P_{max} và sản lượng điện năng) và ràng buộc phát thải CO_2 toàn hệ thống. Để giải quyết bài toán này, mô hình quy hoạch phát triển hệ thống điện theo nguyên tắc chi phí tối thiểu (least-cost) được sử dụng với việc áp dụng phần mềm tính toán trên máy tính. Đây là phương pháp phổ biến được sử dụng để nghiên cứu định lượng và phân tích chuyên sâu về phát triển hệ thống năng lượng/điện trong tương lai trong các điều kiện/ràng buộc chính sách và giả định đầu vào khác nhau.

Sơ đồ khối các nội dung nghiên cứu chính của đề tài thể hiện trong Hình 2.1 dưới đây.



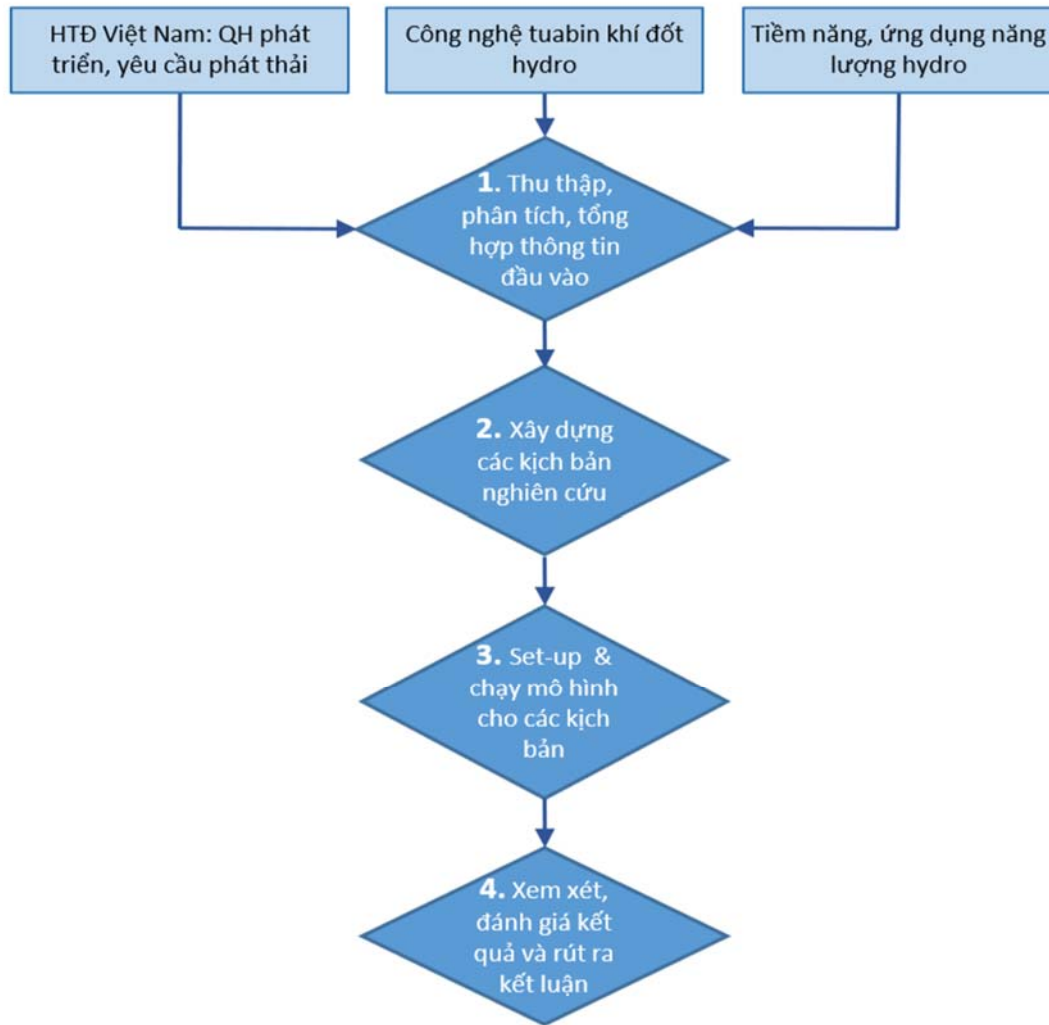
Hình 2.1 Sơ đồ khối các nội dung nghiên cứu chính

Để phục vụ nghiên cứu, một số kịch bản chuyển đổi nhiên liệu từ KTN sang hydro được xem xét dựa trên đánh giá xu hướng phát triển/ thương mại

hóa của công nghệ tuabin khí đốt hydro và nguồn cung cấp hydro trên toàn thế giới cũng như tình hình cụ thể của nhóm các nhà máy điện TBK trong nước. Các kịch bản²⁹ đều có chung xuất phát điểm là tại năm 2030 - năm đầu của thời đoạn nghiên cứu - hệ thống điện Việt Nam có quy mô công suất, cơ cấu nguồn và dự kiến lượng phát thải CO₂ như đã được quy hoạch tại QHĐ VIII; còn tại năm 2050 - năm cuối của thời đoạn nghiên cứu - phải đạt được mục tiêu của QHĐ VIII chuyển đổi toàn bộ nhiên liệu từ KTN sang hydro tại nhóm các NMD TBK sử dụng nhiên liệu LNG nhằm giảm phát thải HTĐ. Ngoài ra, kịch bản “không chuyển đổi”, trong đó nhóm các NMD TBK sử dụng LNG sẽ tiếp tục vận hành với loại nhiên liệu này mà không chuyển đổi sang hydro, cũng được xem xét để so sánh với các kịch bản chuyển đổi. Hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030-2050 sẽ được mô hình hóa mở rộng công suất và điều độ/huy động tổ máy phát điện đáp ứng nhu cầu điện, yêu cầu phát thải CO₂ cùng các ràng buộc/ hạn chế khác về kỹ thuật, chính sách.

Để thiết lập mô hình, một lượng lớn dữ liệu đầu vào và các giả thiết được tham khảo từ các nguồn sẵn có được sử dụng trong Báo cáo đề án Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (2023) [25] và một số dữ liệu liên quan đến công nghệ tua bin khí đốt hydro, đặc tính kinh tế kỹ thuật của tổ máy phát điện TBK khi đốt hỗn hợp KTN với hydro và các dữ liệu cần thiết khác được tác giả thu thập, tổng hợp, xử lý để đưa vào mô hình tính toán. Kết quả tính toán mô hình của các kịch bản sẽ được diễn giải tập trung vào diễn biến tăng trưởng quy mô công suất hệ thống điện, đặc điểm huy động sản lượng điện các NMD TBK phát lên hệ thống, lượng phát thải CO₂ tương ứng và cuối cùng là chi phí của hệ thống. Phương pháp và quy trình nghiên cứu được minh họa trong biểu đồ ở Hình 2.2. Công cụ tính toán sẽ dựa trên phần mềm mô hình quy hoạch phát triển hệ thống điện trên máy tính như trình bày trong phần sau đây.

²⁹ Tác giả sử dụng thuật ngữ “kịch bản” với hàm ý đề cập đến một quá trình chuyển đổi từ KTN sang hydro theo mức độ (nhận, chậm, ...) nào đó cho thời đoạn nghiên cứu. Với các kịch bản khác nhau, diễn biến và đặc điểm của quá trình chuyển đổi nhiên liệu tại các NMD TBK nói riêng cũng như của toàn bộ sự phát triển của HTĐ Việt Nam nói chung sẽ khác nhau. Điều này có hàm ý tương đồng với thuật ngữ “kịch bản” sử dụng phổ biến trong các quy hoạch, dự báo về tăng trưởng kinh tế vĩ mô (ví dụ: kịch bản tốc độ tăng trưởng kinh tế Việt Nam khoảng 7%/ năm giai đoạn 2021 - 2030).



Hình 2.2 Tóm lược phương pháp và quy trình nghiên cứu

2.3. Phần mềm mô hình tính toán

2.3.1 Tổng quan về mô hình quy hoạch phát triển hệ thống điện

Trên thế giới có nhiều mô hình quy hoạch phát triển hệ thống điện chạy trên máy tính được phát triển cho các mục đích sử dụng khác nhau (bài toán quy hoạch ngắn hạn, dài hạn; dự báo phụ tải và phát triển nguồn điện hoặc cả nguồn và lưới điện; tính toán mô phỏng thị trường điện...).

Theo Deloitte và Chương trình V-LEEP (2019) [34] và qua nghiên cứu, tìm hiểu của tác giả, một số mô hình tính toán quy hoạch phát triển hệ thống năng lượng/ điện trên máy tính đang được sử dụng gồm ABB E7, PLEXOS, AURORAxmp, Balmorel, PDPAT, MARKAL/TIMES. Trong đó, ABB E7, PLEXOS, AURORAxmp là các phần mềm chuyên nghiệp, được phát triển cho

mục đích thương mại, còn Balmorel và MARKAL/TIMES là các phần mềm mã nguồn mở, cung cấp miễn phí trên internet (nhưng phải trả phí cho cấu phần GAMS sử dụng trong mô hình). Các phần mềm thương mại nhìn chung có các tính năng hiện đại và thân thiện người sử dụng, gồm các mô-đun xử lý được cả bài toán quy hoạch dài hạn và tính toán điều độ ngắn hạn, lồng ghép mô phỏng thị trường điện ở nhiều cấp độ, được phát triển hướng đến các khách hàng lớn như cơ quan quản lý nhà nước về năng lượng, tập đoàn năng lượng... nhằm tính toán, phân tích các hệ thống năng lượng/ điện gắn với điều độ hệ thống và vận hành thị trường năng lượng. Trong khi các phần mềm mã nguồn mở phù hợp cho người dùng chuyên gia, có thể tùy biến nhiều nội dung, thích hợp cho mục đích nghiên cứu. Ở Việt Nam, các quy hoạch phát triển điện lực và năng lượng trước đây và hiện nay sử dụng các mô hình MARKAL/TIMES, Balmorel, PDPAT và PLEXOS.

Các đặc điểm chính của các mô hình tính toán quy hoạch phát triển hệ thống năng lượng, hệ thống điện trên máy tính đã và đang được sử dụng tại Việt Nam được tổng hợp trong bảng dưới đây:

Bảng 2.2 Tổng hợp các đặc điểm chính của một số mô hình phần mềm tính toán quy hoạch [34]

TT	Mô hình	Đặc điểm
1	MARKAL/ TIMES	- Phần mềm mã nguồn mở; - Mô hình quy hoạch dài hạn, mô phỏng mở rộng quy mô hệ thống năng lượng/ kinh tế ở cấp độ quốc gia; mạnh ở tính năng dự báo phía cầu (tính toán nhu cầu năng lượng gắn với phân tích tăng trưởng kinh tế theo ngành, lĩnh vực); - Có khả năng tùy biến cao, thích hợp với người dùng chuyên gia, mục đích nghiên cứu, dự báo;

TT	Mô hình	Đặc điểm
		- Mô phỏng theo khung thời gian 20, 50 hoặc 100 năm; tìm ra hệ thống năng lượng tham chiếu tốt nhất³⁰, bao gồm cấu phần hệ thống điện; - Sử dụng rộng rãi ở nhiều quốc gia, các tổ chức nghiên cứu, tư vấn.
2	Balmorel	- Phần mềm mã nguồn mở; - Mô hình mô phỏng và phân tích các hệ thống năng lượng, đặc biệt là hệ thống điện và kết hợp cấp điện, cấp nhiệt gắn với các ràng buộc, mục tiêu chính sách (về phát thải, NLTT...); - Độ linh hoạt cao, áp dụng cho cả quy hoạch mở rộng quy mô dài hạn và phân tích vận hành hệ thống điện trong ngắn hạn (tuy nhiên với độ chi tiết thấp); kết nối truyền tải liên vùng/ miền được đơn giản hóa để thuận tiện cho tính toán; - Có khả năng tùy biến cao, thích hợp với người dùng chuyên gia, mục đích nghiên cứu, dự báo; - Có kinh nghiệm sử dụng khá rộng rãi tại một số quốc gia (Châu Âu, Châu Á, Bắc Mỹ, Châu Phi) trong hơn 20 năm.
3	PDPAT	- Công cụ phần mềm chuyên biệt, do một công ty năng lượng nước ngoài phát triển dựa trên kinh nghiệm lâu năm trong đầu tư, vận hành HTĐ; - Tập trung phân tích vận hành hệ thống điện và chi phí liên quan (chủ yếu trong ngắn hạn); có khả năng tính toán mở rộng hệ thống điện, tuy nhiên khá hạn chế nên thường được sử dụng kết hợp với công cụ quy hoạch dài hạn khác;

³⁰ tiếng Anh: best reference energy system

TT	Mô hình	Đặc điểm
		- Tính toán huy động tổ máy, vận hành điều độ hệ thống theo khung thời gian giờ, tuần và năm; - Khả năng mô phỏng và tính toán độ tin cậy cung cấp điện của hệ thống.
4	PLEXOS	- Phần mềm thương mại; - Khả năng phân tích tích hợp hệ thống năng lượng cả dài, trung và ngắn hạn, bao gồm cả tính năng dự báo phía cầu; - Mạnh ở khả năng kết nối đồng bộ giữa quy hoạch dài hạn và tính toán điều độ tối ưu hệ thống điện trong ngắn hạn, gắn với mô phỏng vận hành thị trường điện; - Khả năng phân tích và mô phỏng tích hợp vận hành thị trường điện, khí, nước và NLTT; - Sử dụng rộng rãi tại các công ty năng lượng, nhà vận hành hệ thống và thị trường năng lượng, cơ quan tư vấn... trên thế giới.

Trong phạm vi nguồn lực thực hiện của đề tài nghiên cứu này, tác giả định hướng dựa trên các phần mềm mã nguồn mở, sẵn có ở Việt Nam (mô hình MARKAL/TIMES và Balmorel). Qua nghiên cứu, xem xét, mô hình Balmorel được lựa chọn sử dụng do có các đặc điểm, tính năng phù hợp hơn với mục tiêu, phương pháp cũng như tính sẵn có của thông tin, số liệu và kỳ vọng về kết quả đầu ra của nghiên cứu. Về cách tiếp cận phân tích một hệ thống năng lượng hiện đại, mô hình Balmorel có hầu hết các tính năng như được đề cập trong mục 2.1.3.

2.3.2 Mô hình Balmorel

Mô hình quy hoạch hệ thống năng lượng Balmorel là một mô hình phần mềm máy tính được phát triển để hỗ trợ phân tích ngành năng lượng, tập trung vào hệ thống điện và hệ thống cấp điện, cấp nhiệt kết hợp. Mô hình này phù

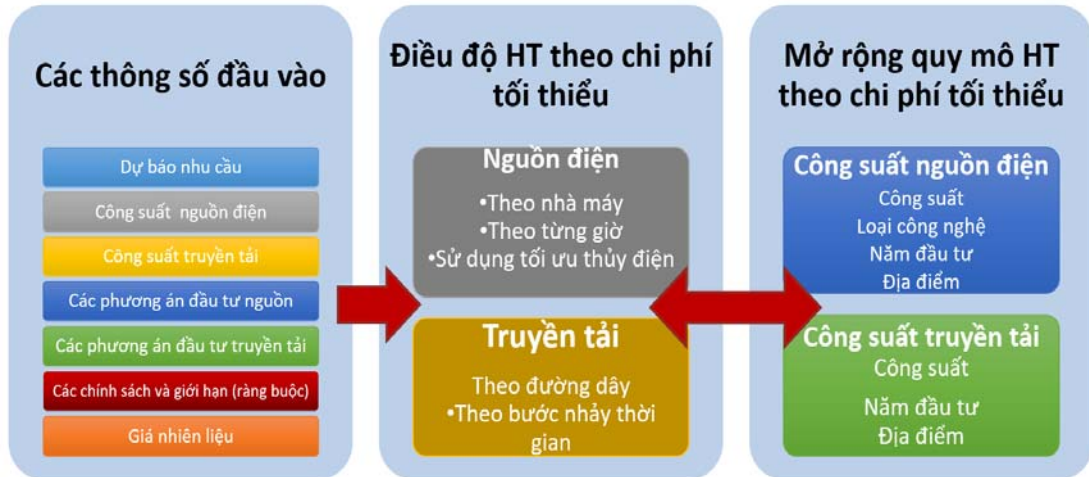
hợp để phân tích năng lượng và môi trường có xét đến các ràng buộc liên quan đến kinh tế và chính sách.

Mô hình lần đầu tiên được viết cho các nước Bắc Âu và hiện được sử dụng trên toàn thế giới tại hơn 30 quốc gia trên thế giới để tính toán quy hoạch năng lượng, điện lực và lập báo cáo triển vọng, dự báo, được ứng dụng ở nhiều khu vực và quốc gia như: thị trường điện Châu Âu, Bắc Âu, Nga, Trung Quốc, Nam Phi, Anh, Indonesia, Việt Nam, Mexico, thị trường điện Đông Phi, Canada,..., trong đó có Việt Nam (tính toán chương trình phát triển nguồn điện của QHĐ VIII cho thời kỳ quy hoạch 2021 - 2030) [25], [35].

Về nguyên lý, Balmorel là mô hình quy hoạch cân bằng từng phần³¹ dựa trên các thuật toán MILP, về cơ bản giúp tìm ra chương trình mở rộng quy mô hệ thống điện (phần nguồn điện) và điều phối vận hành (điều độ) các tổ máy phát điện trong hệ thống với chi phí thấp nhất trong giai đoạn nghiên cứu. Mô hình này được công nhận rộng rãi về tính tổng quát, khả năng mở rộng, tính minh bạch, khả năng chuyên giao và tùy chỉnh cho đa dạng mục đích sử dụng. Mô hình Balmorel được sử dụng trong nhiều báo cáo, nghiên cứu đã công bố cho các lĩnh vực năng lượng điện, cấp nhiệt, cung cấp khí, giao thông vận tải cũng như phân tích chính sách năng lượng và điện lực, tập trung chủ yếu ở khu vực các nước Bắc Âu. Đặc biệt, với ưu điểm là phần mềm mã nguồn mở dễ dàng truy cập và tùy chỉnh cho các đối tượng sử dụng khác nhau, mô hình này được sử dụng khá nhiều cho mục đích đào tạo, học thuật, nghiên cứu [35].

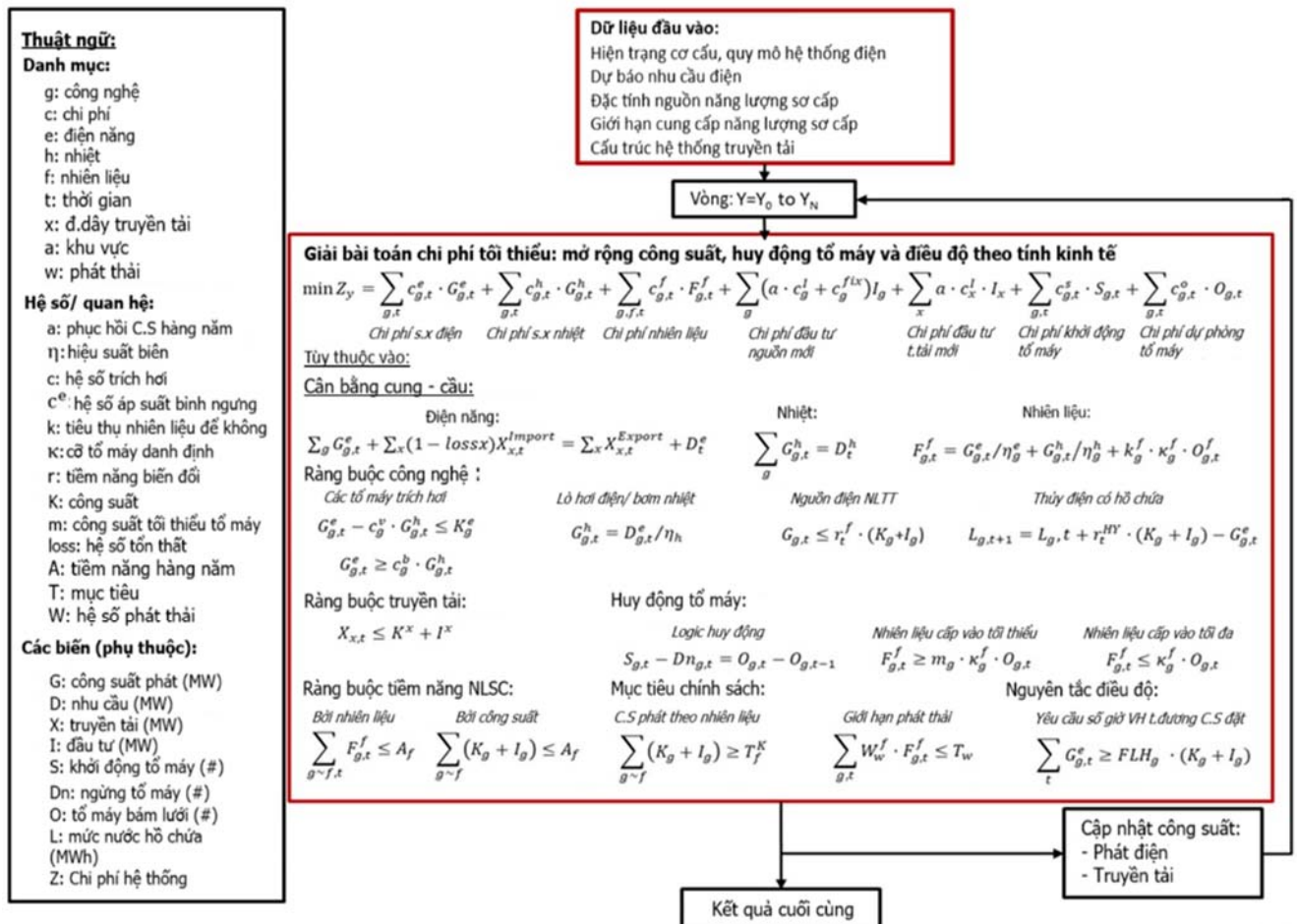
Sơ đồ khối phương pháp luận tính toán quy hoạch tối ưu hệ thống điện của mô hình Balmorel, như minh họa trong Hình 2.3, gồm khối dữ liệu và giả thiết đầu vào và 2 khối tính toán chính đều dựa trên nguyên tắc chi phí tối thiểu, gồm: (1) Đầu tư mở rộng quy mô hệ thống điện - gồm tăng số lượng/quy mô các nguồn điện và đường dây truyền tải chính kết nối các vùng của HTĐ, và (2) Tính toán điều độ HTĐ - điều độ, huy động các tổ máy phát điện và phân bổ công suất, điện năng trao đổi giữa các vùng của hệ thống điện qua các liên kết truyền tải chính.

³¹ tiếng Anh: partial equilibrium



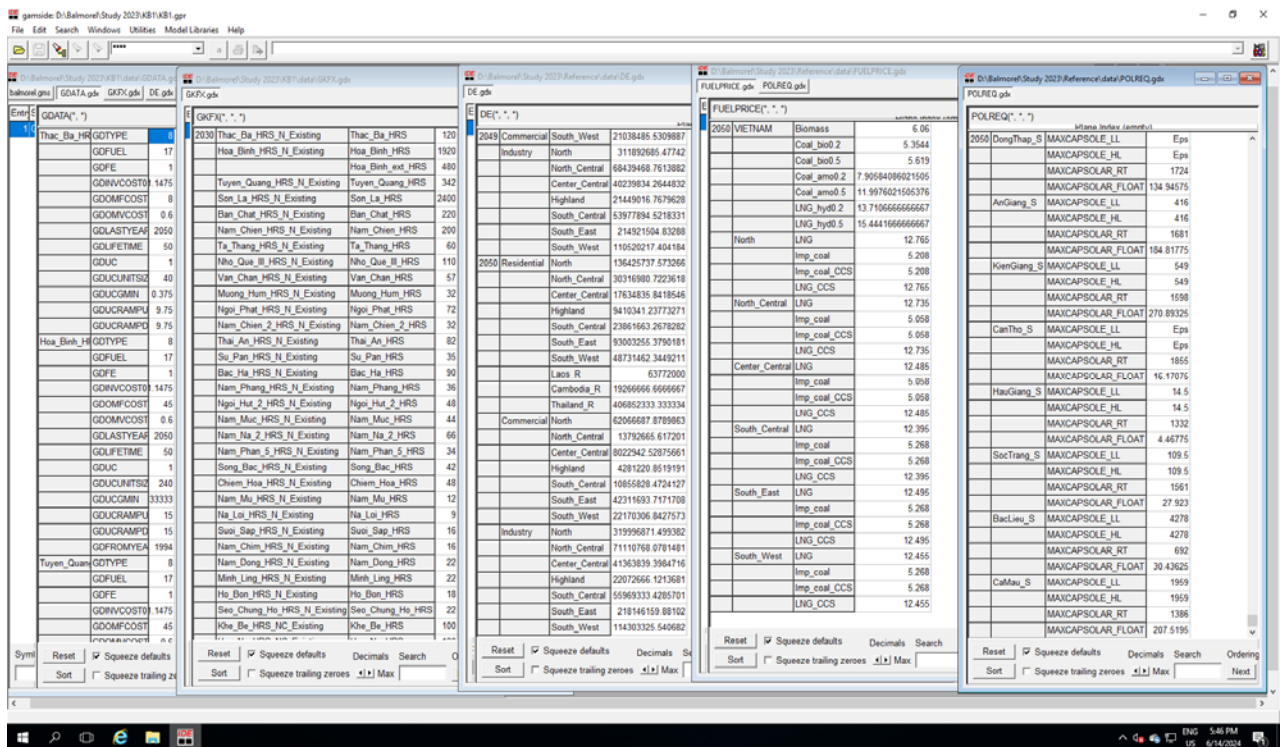
Hình 2.3 Sơ đồ khối tính toán quy hoạch của mô hình Balmorel [35]

Mô hình toán học của bài toán quy hoạch tối ưu với chi phí hệ thống nhỏ nhất, điều độ các tổ máy phát điện theo tính kinh tế (cạnh tranh) thiết lập trong Balmorel được trình bày tổng hợp trong Hình 2.4 dưới đây.

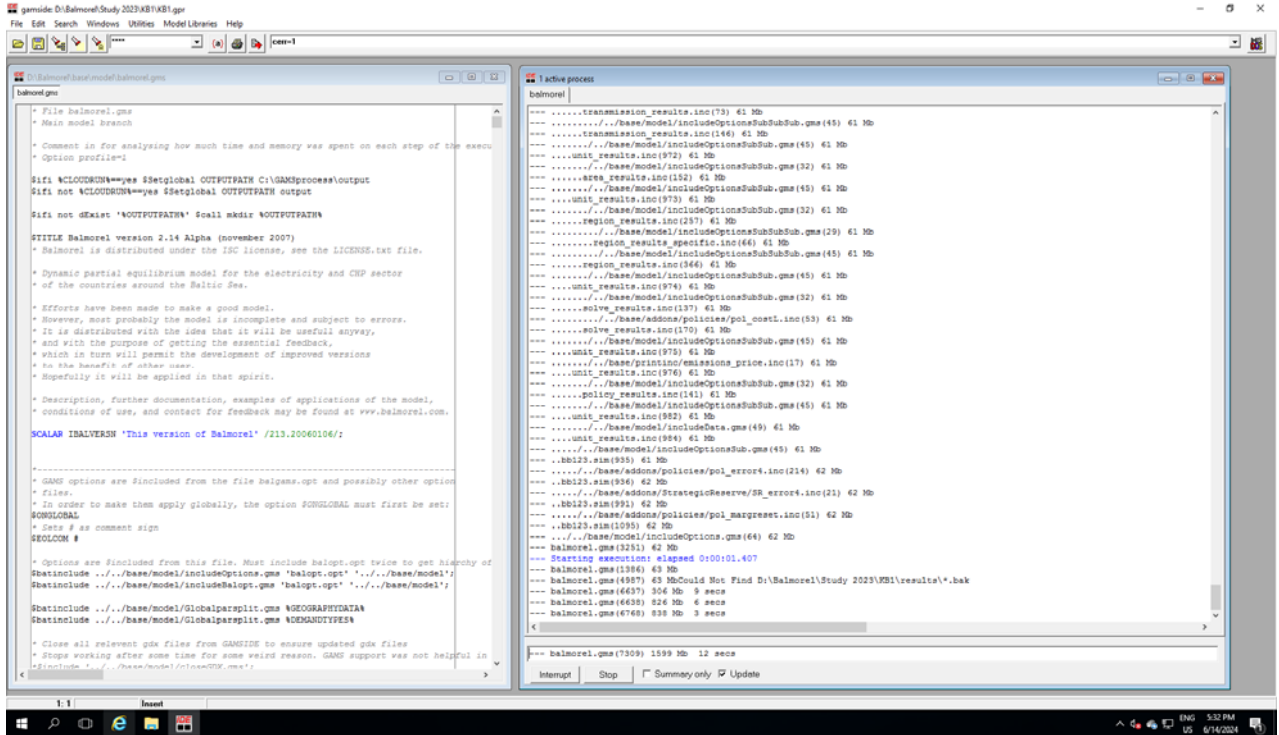


Hình 2.4 Mô hình toán học bài toán tối ưu của mô hình Balmorel [35]

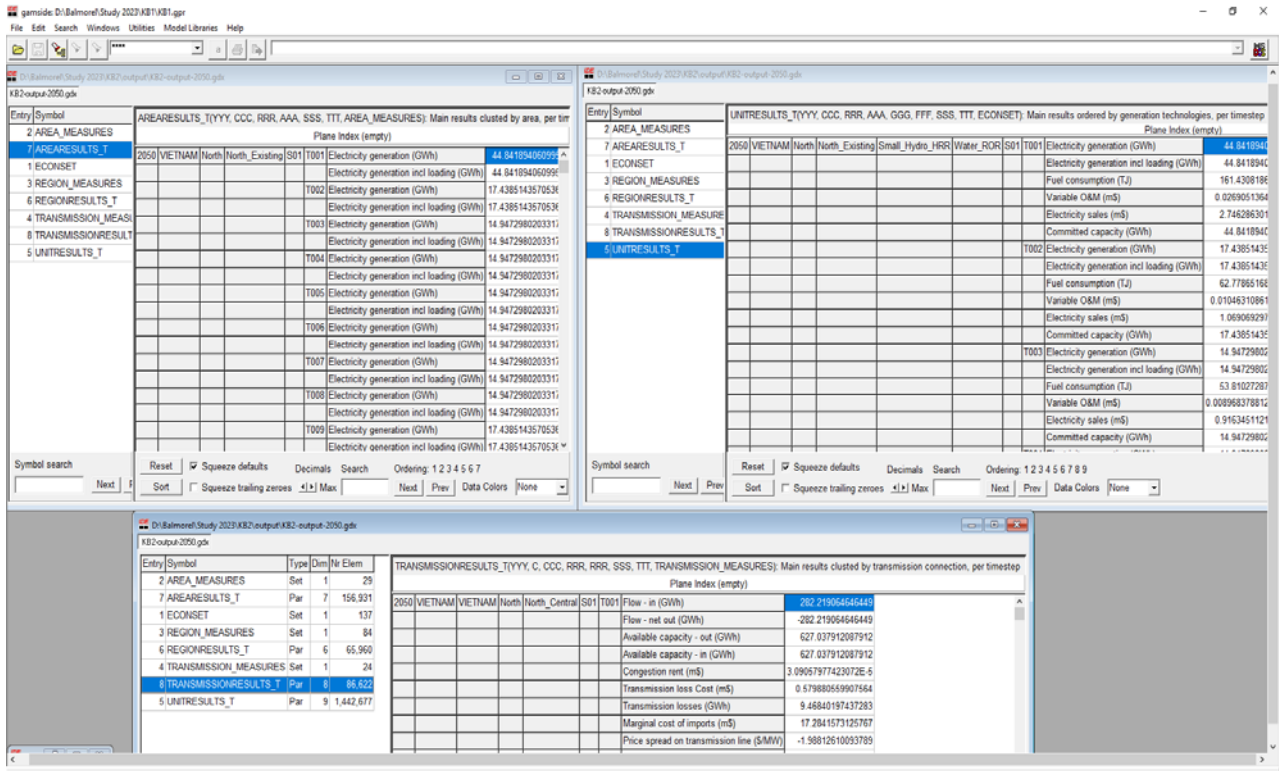
Trong lĩnh vực nghiên cứu, phần mềm Balmorel được sử dụng trong nhiều nghiên cứu đã được xuất bản cho các lĩnh vực cung cấp điện, nhiệt, khí, giao thông vận tải cũng như nghiên cứu chính sách năng lượng, điện lực, tập trung chủ yếu ở khu vực các nước Bắc Âu. Đặc biệt, với ưu thế là một phần mềm mã nguồn mở dễ dàng tiếp cận và tùy biến cho các đối tượng nghiên cứu khác nhau, mô hình này được sử dụng khá nhiều cho mục đích đào tạo học thuật, đã áp dụng cho nghiên cứu, tính toán trong ít nhất 37 luận văn thạc sĩ và luận án tiến sĩ đã bảo vệ thành công [77]. Một trong những tính năng nổi bật của phần mềm Balmorel là kết quả đầu ra được xuất ra dưới dạng bảng dữ liệu excel, thuận tiện để xử lý, trình bày kết quả cũng như làm dữ liệu đầu vào cho các mô hình tính toán hệ thống điện và năng lượng khác. Một số hình ảnh về giao diện điển hình của mô hình được thể hiện trong các Hình 2.5, 2.6 và 2.7 dưới đây.



Hình 2.5 Giao diện dữ liệu đầu vào của mô hình Balmorel



Hình 2.6 Giao diện chạy chương trình của mô hình Balmorel



Hình 2.7 Giao diện kết quả đầu ra của mô hình Balmorel

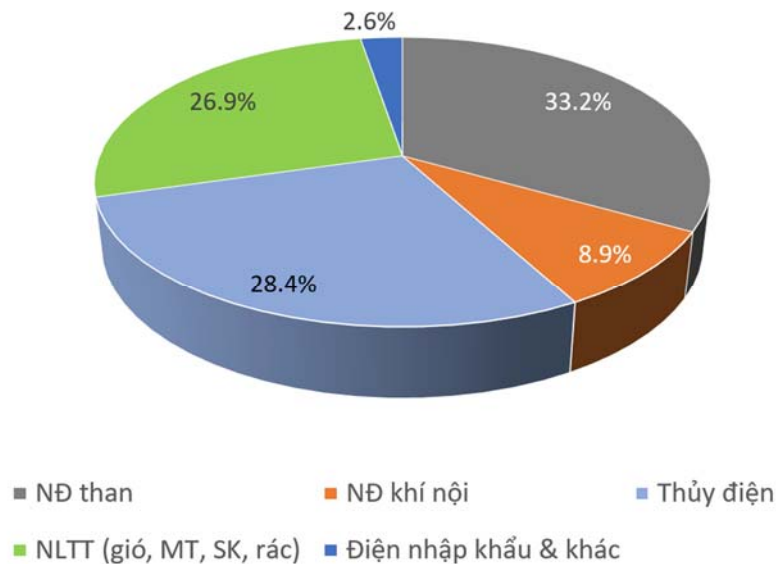
2.4. Nghiên cứu dữ liệu đầu vào của mô hình tính toán

2.4.1 Hiện trạng và quy hoạch phát triển hệ thống điện Việt Nam

2.4.1.1. Hiện trạng hệ thống điện Việt Nam

Năm 2023, hệ thống điện Việt Nam có tổng công suất lắp đặt khoảng 80.555 MW, lớn nhất trong khu vực ASEAN [18].

Trong cơ cấu công suất phát của hệ thống điện quốc gia, nhiệt điện than và thủy điện tiếp tục là các nguồn điện có quy mô lớn nhất với tỷ trọng lần lượt khoảng 33,2% và 28,4%. Tiếp theo là nguồn năng lượng tái tạo, chiếm khoảng 26,9% (trong đó điện gió khoảng 6,2%, điện mặt trời khoảng 20,7%). Các nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp sử dụng khí tự nhiên khai thác trong nước chiếm khoảng 8,9%. Các loại nguồn khác như năng lượng sinh khối, nhập khẩu, diesel chiếm phần còn lại, khoảng 2,6% như thể hiện trong Hình 2.8. Cơ cấu nguồn điện của hệ thống điện quốc gia có quy mô các nguồn điện có thể điều độ chiếm gần 70%, gồm nhiệt điện than, khí và thủy điện, đáp ứng yêu cầu điều độ hệ thống và đảm bảo an ninh cung cấp điện.



Hình 2.8 Cơ cấu nguồn điện toàn quốc năm 2023 [18]

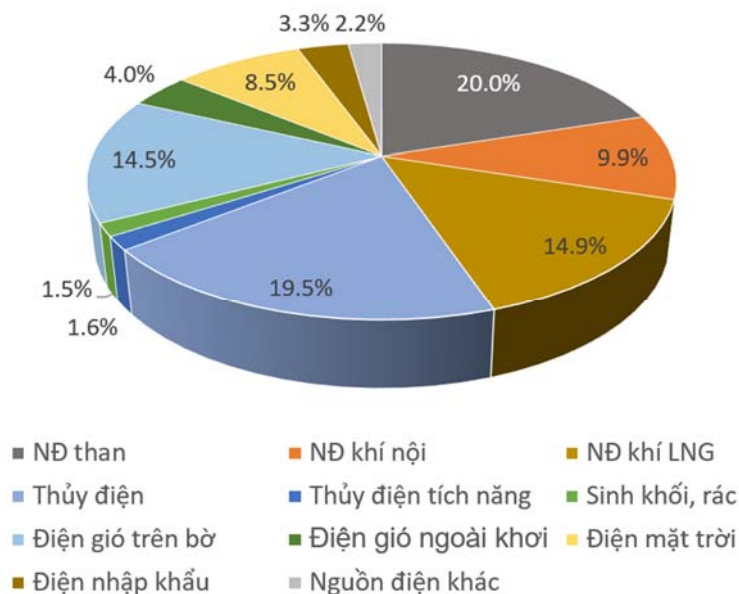
Về lưới điện truyền tải, HTĐ quốc gia gồm hệ thống truyền tải 500kV Bắc – Nam (2 mạch) đóng vai trò xương sống của hệ thống, cho phép truyền tải và trao đổi công suất giữa các miền (Bắc, Trung, Nam) trong các mùa khác nhau trong năm. Công suất truyền tải hiện hữu của 2 mạch 500kV Bắc – Nam đạt tối đa khoảng 2.300 MW với sản lượng cực đại khoảng 12 tỷ kWh. Sau khi

đường dây 500kV mạch 3 hoàn thành và đưa vào sử dụng (tháng 8/2024), khả năng truyền tải công suất giữa 2 miền Trung – Bắc được nâng lên lên đến gần 5.000 MW.

Trong giai đoạn 2017-2020, sự phát triển “bùng nổ” của các nguồn điện mặt trời và điện gió trên bờ đã làm tăng nhanh tổng công suất hệ thống điện Việt Nam (quy mô công suất của 2 loại nguồn phát điện này tăng mạnh từ gần như không đáng kể trong năm 2017 lên gần 20.000 MW vào năm 2020). Xu hướng phát triển năng lượng tái tạo đang chậm lại trong những năm 2021-2024 nhưng được dự báo sẽ tiếp tục từ nay đến năm 2030, tập trung chủ yếu vào các nguồn điện gió (trên bờ và ngoài khơi), sinh khối và thủy điện nhỏ.

2.4.1.2 Quy hoạch phát triển HTĐ Việt Nam theo QHĐ VIII

Theo QHĐ VIII, quy mô HTĐ quốc gia năm 2030 sẽ có tổng công suất lắp đặt khoảng 150.500 MW, trong đó tổng các nguồn điện NLTT (không kể thủy điện) chiếm gần 30%, thủy điện chiếm khoảng 19,5%, các nguồn nhiệt điện (than, khí) chiếm khoảng 45% tổng công suất hệ thống, còn lại là các nguồn khác (nhập khẩu, đồng phát...) như minh họa trong Hình 2.9 dưới đây:



Hình 2.9 Cơ cấu nguồn điện toàn quốc năm 2030 [22]

Đến năm 2050, dự kiến quy mô hệ thống điện sẽ lên tới 490.500 - 573.100MW tương ứng với tốc độ tăng trưởng kinh tế đất nước ở mức cơ sở và cao (6,5 - 7,5%/ năm) trong giai đoạn 2031 - 2050, trong đó tổng công suất

các nguồn NLTT (không tính thủy điện) lên tới 60 - 65%. Nguồn nhiệt điện sẽ chỉ còn tối đa khoảng 3,4% sử dụng khí tự nhiên trong nước và LNG, phần lớn nhiệt điện khí và toàn bộ nhiệt điện than sẽ định hướng chuyển sang sử dụng nhiên liệu không phát thải (hydro xanh, amoniac xanh, sinh khối). Sản lượng điện năng từ NLTT dự kiến chiếm 67,5 - 71,5% tổng sản lượng điện năng của hệ thống vào năm 2050 [22].

2.4.2. Yêu cầu cắt giảm phát thải ngành điện

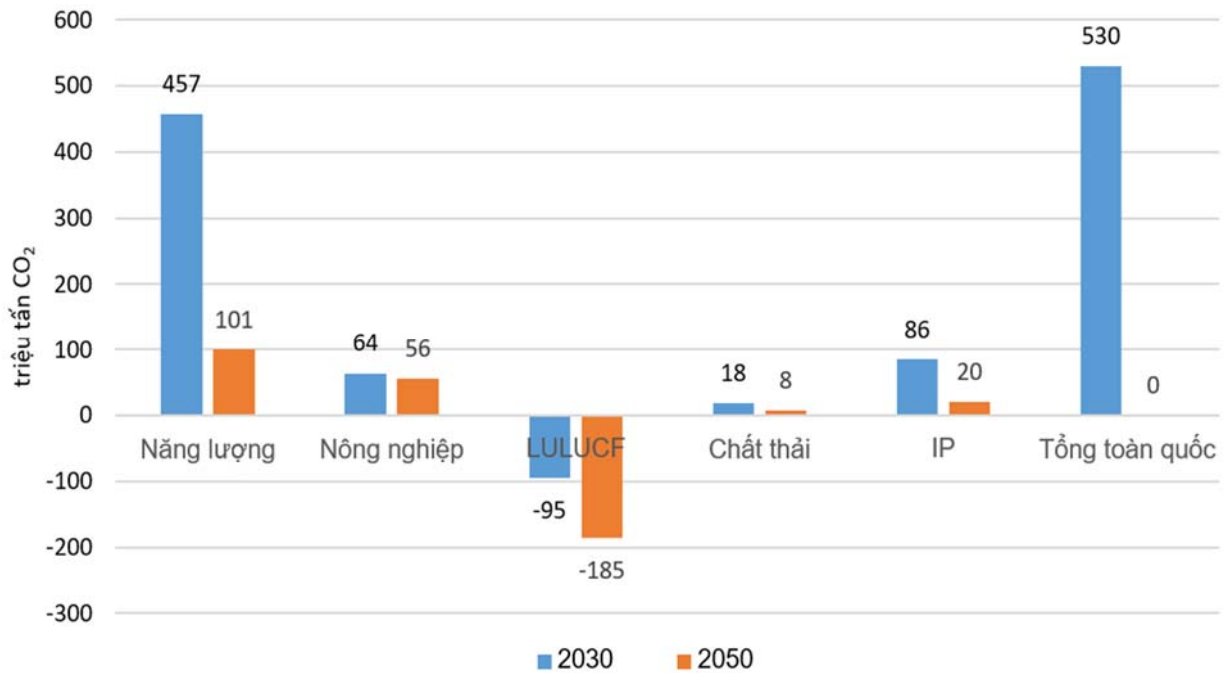
2.4.2.1. Mục tiêu giảm phát thải

1) Mục tiêu chung toàn quốc

Theo Chiến lược BĐKH, mục tiêu giảm phát thải KNK của Việt Nam được xác định cho năm 2030 và 2050 như biểu diễn trong Hình 2.10 với các lĩnh vực phát thải chính gồm: năng lượng, nông nghiệp, các quá trình công nghiệp (IP), chất thải, sử dụng đất, thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp (LULUCF) [20]. Bản Chiến lược này được tính toán trên cơ sở các cam kết của Việt Nam tại hội nghị COP26 cũng như tại báo cáo Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) năm 2022. Theo đó, tổng phát thải (ròng) KNK toàn quốc năm 2030 đạt 530 triệu tấn CO₂tđ, thấp hơn khá nhiều so với kịch bản cơ sở³² của NDC 2022 (927,9 triệu tấn) (giảm khoảng 43%). Cần lưu ý là cam kết của Việt Nam tại COP26 đưa phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 với nỗ lực trong nước và sự hợp tác, hỗ trợ quốc tế. Điều này phù hợp với kịch bản Đóng góp có điều kiện (có hỗ trợ của quốc tế) của NDC 2022.

Năm 2030, tỷ trọng phát thải của lĩnh vực năng lượng lên đến 86% tổng phát thải toàn quốc, so với khoảng 65,8% năm 2020. Điều này cho thấy quy mô sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong những lĩnh vực chính như điện lực, giao thông vận tải, công nghiệp ... tiếp tục gia tăng mạnh mẽ trong giai đoạn đến 2030. Đến năm 2050, tổng phát thải “ròng” toàn quốc sẽ giảm xuống bằng 0, với lĩnh vực năng lượng tiếp tục là nguồn phát thải lớn nhất (101 triệu tấn CO₂tđ), tiếp đó là nông nghiệp, các quá trình công nghiệp. Tổng các lượng phát thải này được “trung hòa” bởi khả năng hấp thụ KNK mạnh mẽ của lĩnh vực LULUCF (-185 triệu tấn) như thể hiện trong Hình 2.10.

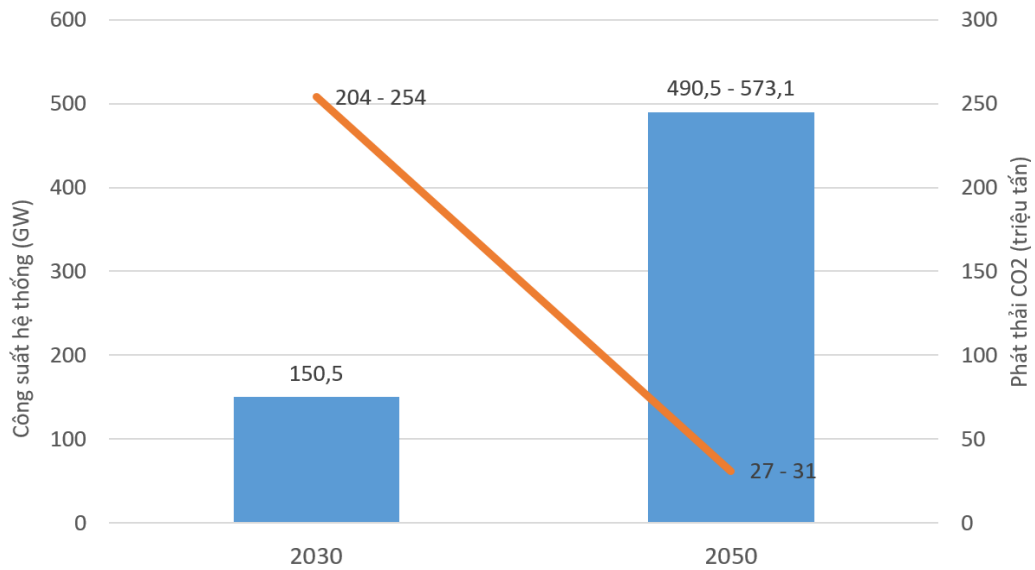
³² tiếng Anh: business as usual



Hình 2.10 Mục tiêu phát thải KNK toàn quốc và các lĩnh vực năm 2030 và 2050 [20]

2) Yêu cầu cắt giảm phát thải ngành điện

Theo kịch bản phát triển điện lực đến năm 2030, tầm nhìn 2050 được lựa chọn, tổng phát thải CO₂ hệ thống điện năm 2030 ước tính sẽ đạt khoảng 204-254 triệu tấn (mức thấp và cao tương ứng với khả năng không và có phát triển 6.800 MW nguồn điện than đang chuẩn bị đầu tư nhưng gặp khó khăn thu xếp vốn) [22], và cắt giảm mạnh mẽ xuống chỉ còn khoảng 27-31 triệu tấn năm 2050. Nếu tính theo quy mô, tổng công suất đặt của HTĐ Việt Nam năm 2050 sẽ lớn gấp khoảng 3 lần năm 2030 (490.500 – 573.100 MW so với 150.500 MW), trong khi phát thải CO₂ giảm đi khoảng 8 lần trong cùng giai đoạn (Hình 2.11). Đây là mục tiêu hết sức tham vọng và thách thức đối với ngành điện nói chung và các NMD sử dụng nhiên liệu hóa thạch nói riêng trong hệ thống điện.



Hình 2.11 Phát thải CO₂ của hệ thống điện ước tính cho năm 2030 và 2050 (tổng hợp từ [22])

2.4.2.2. Các giải pháp chính để đạt được phát thải mục tiêu

Qua nghiên cứu các đặc điểm tăng trưởng về cơ cấu, quy mô các loại hình nguồn điện và sự tham gia của các nguồn năng lượng sơ cấp vào sản lượng điện năng của hệ thống như tính toán, lựa chọn theo QHĐ VIII, nhận thấy các giải pháp chính được đưa ra nhằm cắt giảm phát thải KNK trong giai đoạn 2030-2050 bao gồm:

a) Phát triển mạnh mẽ các nguồn điện NLTT không phát thải (gió, mặt trời, sinh khối ...) kết hợp với các giải pháp lưu trữ năng lượng/ cân bằng hệ thống như thủy điện tích năng, pin tích năng, phát triển các trục truyền tải chính kết nối khu vực có tiềm năng lớn NLTT với các trung tâm phụ tải... nhằm đảm bảo vận hành hiệu quả hệ thống điện có tỷ trọng lớn các nguồn NLTT biến đổi. Theo đó, công suất nguồn điện NLTT chủ yếu (điện gió, điện mặt trời) sẽ tăng mạnh trong giai đoạn đến 2030 và 2050 như trình bày trong Bảng 2.3. Theo phân tích trong Mục 3.4 tại Chương 3, tiềm năng các nguồn NLTT chủ yếu như điện mặt trời, điện gió của Việt Nam khá lớn, vấn đề đặt ra là cần có những kế hoạch, lộ trình phát triển cụ thể đi đôi với các cơ chế, chính sách phù hợp để hiện thực hóa các mục tiêu khai thác, sử dụng những nguồn năng lượng sạch này.

Bảng 2.3 Quy mô công suất lắp đặt các nguồn điện NLTT chủ yếu trong HTĐ Việt Nam đến năm 2050 (tổng hợp từ [22])

Loại hình nguồn điện	Công suất (MW)		
	Năm 2022	Năm 2030	Năm 2050
Điện gió trên bờ và gần bờ	4.050	21.880	60.065 – 77.050
Điện gió ngoài khơi	0	6.000	70.000 – 91.500
Điện mặt trời (mặt đất + mái nhà)	16.490	20.590	168.590 – 189.290

b) Không phát triển các NMD than mới từ sau năm 2030, các NMD khí (LNG) mới từ sau năm 2035

Cụ thể, giai đoạn từ 2022 đến 2030 sẽ chỉ phát triển các NMD than đã được xác định trong kỳ quy hoạch trước (QHĐ VII điều chỉnh) - tổng cộng khoảng 5.000MW như thể hiện trong Bảng 2.2 (không tính các nguồn điện than rủi ro khó khăn trong thu xếp vốn). Từ nay đến năm 2050, thực hiện dừng vận hành các NMD than đã hoạt động trên 40 năm nếu không thể chuyển đổi nhiên liệu sang loại ít hoặc không phát thải. Năm 2030 công suất NMD than sẽ đạt đỉnh, dự kiến ở mức 30.127 MW.

Đối với nguồn điện LNG, công suất dự kiến đạt tối đa 22.400MW năm 2030 và đạt đỉnh vào năm 2035 (25.400MW).

c) Chuyển đổi nhiên liệu mạnh mẽ các nguồn nhiệt điện than, khí sang các dạng nhiên liệu không phát thải

Theo đó, kế hoạch chuyển đổi nhiên liệu của nhóm các NMD than, khí như trình bày trong các Bảng 2.4, 2.5.

Bảng 2.4 Quy mô công suất và nhiên liệu sử dụng tại các NMD than trong HTĐ Việt Nam đến năm 2050 (tổng hợp từ [22])

Loại hình nguồn điện	Nhiên liệu sử dụng	Công suất (MW)		
		Năm 2022	Năm 2030	Năm 2050
NMD đốt than	Than (nội địa + nhập khẩu)	25.285	30.127 ³³	0
	Sinh khối/ amoniac	0	0	25.632 - 32.432

Bảng 2.5 Quy mô công suất và nhiên liệu sử dụng tại các NMD TBK trong HTĐ Việt Nam đến năm 2050 (tổng hợp từ [22])

Loại hình nguồn điện	Nhiên liệu sử dụng	Công suất (MW)		
		Năm 2022	Năm 2030	Năm 2050 ³⁴
Nguồn điện tuabin khí chu trình hỗn hợp	Khí tự nhiên (khí nội + LNG)	7.030	37.330	7.900
	LNG + hydro	0	0	4.500 - 9000
	Hydro	0	0	23.430 - 27.930

Nguồn hydro sử dụng trực tiếp làm nhiên liệu trong các NMD TBK và làm nguyên liệu tổng hợp amoniac (NH_3) (nhiên liệu trong các lò hơi NMD than) dự kiến được sản xuất phần lớn ở trong nước bằng công nghệ điện phân nước, với nguồn điện năng cấp từ các NMD mặt trời, NMD gió (đặc biệt là điện gió ngoài khơi - ĐGNK), phần còn lại có thể nhập khẩu từ nước ngoài nếu điều kiện kỹ thuật cho phép và có giá phí hợp lý.

³³ Chưa tính các NMD than có khả năng không phát triển do khó khăn thu xếp vốn (tổng công suất 6.800MW) [22]

³⁴ QHĐ VIII dự kiến đưa vào vận hành 7.900MW nguồn điện TBK mới sử dụng khí trong nước và 22.400MW sử dụng LNG nhập khẩu trong giai đoạn 2021-2030. Giai đoạn 2030-2035 thêm 3.000MW sử dụng LNG nhập khẩu, sau đó đến năm 2050 không phát triển thêm loại hình nguồn điện này trong HTĐ.

(Ghi chú: QHĐ VIII không đặt ra giải pháp thu giữ các-bon để giảm phát thải CO₂ từ hoạt động phát điện do dựa trên các thông tin nghiên cứu đến nay, tiềm năng áp dụng công nghệ này tại các NMD than/khí ở Việt Nam rất thấp, có thể nói là chưa khả thi. Tuy nhiên, giải pháp này vẫn tiếp tục được xem xét trong các kỳ quy hoạch điện tiếp theo nếu có các đột phá về công nghệ, chi phí phù hợp).

2.4.3. Số liệu và giả định đầu vào cho tính toán

1) Phạm vi nghiên cứu là hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030-2050, gồm các NMD và hệ thống lưới điện truyền tải từ 220kV trở lên, gồm cả các kết nối và lượng công suất nhập khẩu đã xác định với các quốc gia láng giềng.

Đối tượng nghiên cứu: luận án tập trung nghiên cứu nhóm các NMD TBK sử dụng nhiên liệu LNG nhập khẩu (là các nhà máy mới, công nghệ hiện đại với tổng công suất 25.400MW, dự kiến vào vận hành chủ yếu trong giai đoạn từ nay đến năm 2035) (xem Bảng 2.6), vì các lý do sau:

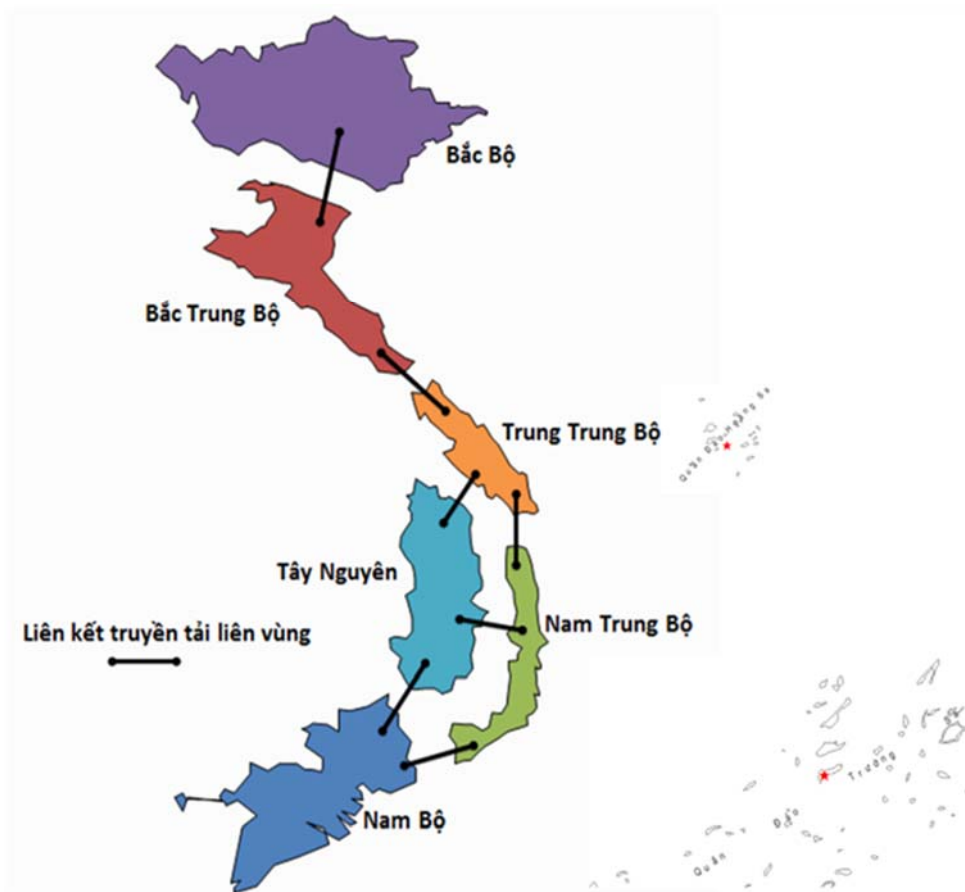
- QHĐ VIII xác định các NMD TBK mới, sử dụng khí Lô B và Cá Voi Xanh (là các mỏ khí nội, hiện đang được đầu tư phát triển) (tổng cộng có công suất phát điện khoảng 7.900MW) sẽ không chuyển đổi nhiên liệu sang hydro để đảm bảo hiệu quả đầu tư và khai thác tổng thể cả chuỗi khí - điện.
- Với nhóm các NMD TBK hiện hữu sử dụng khí nội địa (tổng công suất khoảng 7.030 MW): tính đến nay đã có tuổi thọ vận hành trong khoảng từ 13 đến gần 30 năm với hiệu suất trung bình hoặc cao hơn. Đến năm 2030, nhà máy trẻ nhất (NMD Nhơn Trạch 2, công suất 750MW) cũng sẽ có tuổi thọ vận hành 20 năm [25]. Nguồn khí nội cấp cho các NMD này hiện đang dần cạn kiệt, không đủ đáp ứng nhu cầu cho vận hành, vì vậy định hướng trong ngắn hạn sẽ cần nhập LNG để cấp bù khí [26]. Theo đánh giá của tác giả, việc đầu tư để chuyển đổi sang hydro các NMD này sẽ khó khả thi xét về kinh tế kỹ thuật do các nhà máy hầu hết đã cũ, công nghệ lạc hậu và hiệu suất thấp, không cạnh tranh được với những nguồn điện NLTT mới (mặc dù theo QHĐ VIII, các nhà máy này dự kiến sẽ tiếp tục vận hành đến

năm 2050 với yêu cầu chuyển đổi hoàn toàn sang sử dụng hydro từ sau năm 2030). Do vậy, trong nghiên cứu này, các NMD TBK dùng khí nội hiện hữu được giả định sẽ không thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang hydro mà sẽ lần lượt ngừng vận hành khi hết khí hoặc khi không còn cạnh tranh được về giá phát điện.

Bảng 2.6 Danh sách các NMD TBK sử dụng LNG trong HTĐ đến năm 2050 theo QHĐ VIII [22]

TT	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Tỉnh/ TP	Thời gian vào vận hành
1	LNG Quảng Ninh	1.500	Quảng Ninh	2026 - 2030
2	LNG Thái Bình	1.500	Thái Bình	2026 - 2030
3	LNG Nghi Sơn	1.500	Thanh Hóa	2026 - 2030
4	LNG Quỳnh Lập	1.500	Nghệ An	2026 - 2030
5	LNG Quảng Trạch 2	1.500	Quảng Bình	2026 - 2030
6	LNG Hải Lăng	1.500	Quảng Trị	2026 - 2030
7	LNG Cà Ná	1.500	Ninh Thuận	2026 - 2030
8	Sơn Mỹ I	2.250	Bình Thuận	2026 - 2030
9	Sơn Mỹ II	2.250	Bình Thuận	2026 - 2030
10	LNG Long Sơn	1.500	Bà Rịa - Vũng Tàu	2031 - 2035
11	Nhon Trạch 3, 4	1.500	Đồng Nai	2026 - 2030
12	LNG Hiệp Phước	1.200	TP. HCM	2026 - 2030
13	LNG Long An I	1.500	Long An	2026 - 2030
14	LNG Long An II	1.500	Long An	2031 - 2035
15	LNG Bạc Liêu	3.200	Bạc Liêu	2026 - 2030

Về kết cấu tổng thể và phân vùng tính toán hệ thống điện Việt Nam: Tương tự như được tính toán trong báo cáo đề án QHĐ VIII [25], về mặt địa lý hệ thống điện Việt Nam bao trùm cả nước với chiều dài từ Bắc tới Nam hơn 1500 km và được chia thành 6 vùng liên kết với nhau qua 7 giao diện truyền tải (ở cấp điện áp 500kV): Bắc Bộ - Bắc Trung Bộ, Bắc Trung Bộ - Trung Trung Bộ, Trung Trung Bộ - Tây Nguyên, Tây Nguyên – Nam Trung Bộ, Trung Trung Bộ - Nam Trung Bộ, Nam Trung Bộ - Nam Bộ, Tây Nguyên – Nam Bộ. Các NMD sẽ được tính toán huy động đáp ứng nhu cầu phụ tải của 6 vùng, có xét đến giới hạn truyền tải (công suất và khả năng tải) trên các giao diện kết nối liên vùng (Hình 2.12).



Hình 2.12 Phân vùng tính toán hệ thống điện [25]

2) Số liệu đầu vào tính toán:

Số liệu đầu vào cho tính toán mô hình gồm các nhóm dữ liệu chính sau:

- a) Dữ liệu đầu vào được tham khảo từ báo cáo đề án QHĐ VIII [25]: bao gồm dự báo nhu cầu điện quốc gia và vùng miền giai đoạn 2030 - 2050;

đặc điểm/ thông số kỹ thuật, kinh tế của các nguồn phát điện và hạng mục lưới truyền tải dự kiến sẽ được phát triển và vận hành trong giai đoạn 2030-2050, bao gồm tất cả các loại chi phí như CAPEX (USD/MW) để đầu tư phát triển các nguồn phát điện mới, OPEX (USD/MWh) như chi phí O&M cố định, chi phí O&M biến đổi để vận hành và bảo trì các nhà máy điện...; dự báo giá của các loại nhiên liệu sử dụng trong các nhà máy điện trong kỳ (bao gồm giá than, khí, sinh khối, hydro xanh); tiềm năng kỹ thuật/ sự sẵn có của nguồn cung cấp nhiên liệu (nhiên liệu hóa thạch trong nước, sinh khối, thủy điện) và các nguồn năng lượng tái tạo (mặt trời, gió trên bờ, gió ngoài khơi) của Việt Nam; hệ số phát thải khí ô nhiễm của các loại hình nguồn nhiệt điện; chi phí ngoại sinh (chi phí xã hội) do phát thải chất gây ô nhiễm của các nguồn nhiệt điện (NO_x, SO_x, bụi)... Các chi phí của hệ thống điện được quy về đồng USD năm 2020, không tính trượt giá hàng năm. Tỷ lệ chiết khấu kinh tế sử dụng trong tính toán là 10%.

Một số số liệu chính được tổng hợp, đưa vào tính toán mô hình thể hiện trong các Bảng 2.7, 2.8 và các Hình 2.13, 2.14, 2.15.

Bảng 2.7 Thông số kinh tế - kỹ thuật chủ yếu của một số loại hình công nghệ phát điện dự kiến phát triển trong giai đoạn nghiên cứu [25]

Loại công nghệ phát điện	Năm vào vận hành	Chi phí đầu tư (nghìn USD/MW)	Chi phí O&M cố định (nghìn USD/MW)	Chi phí O&M biến đổi (USD/MWh)	Hiệu suất (%)	Đời sống kinh tế (Năm)
Nhiệt điện than thông số siêu tới hạn ³⁵	2030 - 2050	1.814	32,2	2,28	39%	30
TBK chu trình hỗn hợp	2030 - 2050	870	28,5	2	60%	25
Thủy điện nhỏ	2030 - 2050	1.350	38	0,46	FLHs	30

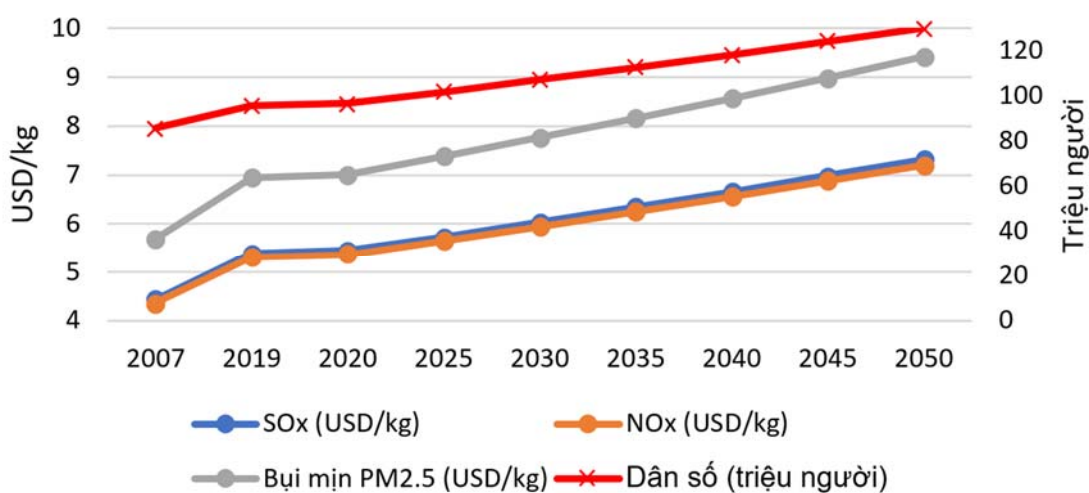
³⁵ tiếng Anh: Supercritical Conditions (SC)

Loại công nghệ phát điện	Năm vào vận hành	Chi phí đầu tư (nghìn USD/MW)	Chi phí O&M cố định (nghìn USD/MW)	Chi phí O&M biến đổi (USD/MWh)	Hiệu suất (%)	Đời sống kinh tế (Năm)
Điện gió trên bờ (tốc độ cao)	2030 - 2039	1.300	36,18	3,73	FLHs	30
	2040 - 2050	1.198	33,99	3,46	FLHs	30
Điện gió trên bờ (tốc độ trung bình)	2030 - 2039	1.530	42,91	4,43	FLHs	30
	2040 - 2050	1.268	40,77	4,15	FLHs	30
Điện gió ngoài khơi (tuabin móng cố định)	2030 - 2039	2.460	43	3,1	FLHs	30
	2040 - 2050	2.060	39,5	2,8	FLHs	30
Điện mặt trời mặt đất nối lưới	2030 - 2039	806	7,3	-	FLHs	25
	2040 - 2050	696	6,75	-	FLHs	25
Điện sinh khối	2030 - 2050	1.892	43,8	2,8	31%	25
Thủy điện tích năng	2030 - 2050	950	8	0,5	80%	40

(Ghi chú: chi phí đầu tư đã bao gồm cả ước tính lãi vay trong thời gian xây dựng).

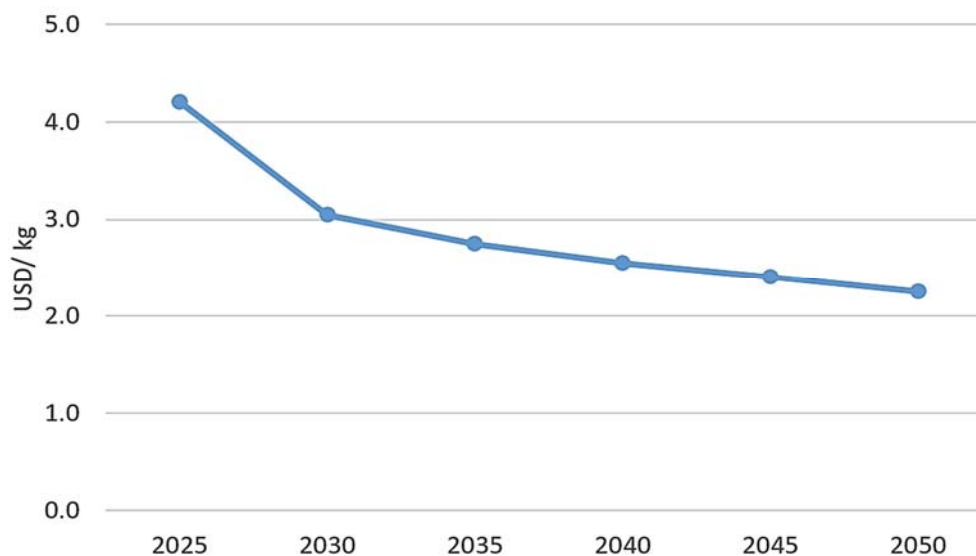
Bảng 2.8 Thông số huy động tổ máy (điển hình) của các nhà máy nhiệt điện trong giai đoạn nghiên cứu [25]

Loại công nghệ	Công suất tổ máy (MW)	Chi phí khởi động (USD/MW)	CS phát cực tiểu (% CS tổ máy)	Tốc độ tăng giảm tải (% CS tổ máy/phút)	Thời gian vận hành tối thiểu (giờ)	Thời gian ngừng máy tối thiểu (giờ)
NĐ than siêu tới hạn	600	180	60% - 30%	0,6 - 2,4	4	2
TBK chu trình hỗn hợp	750	131	45% - 20%	4,2 - 12	3	2
Nguồn điện linh hoạt	20	0	10%	100	0,08	0,08
TBK chu trình đơn	50	24	20% - 15%	20	0,5	0,5
Điện sinh khối	25	180	40% - 30%	6	4	2
Điện rác	5	190	40%	10	4	2

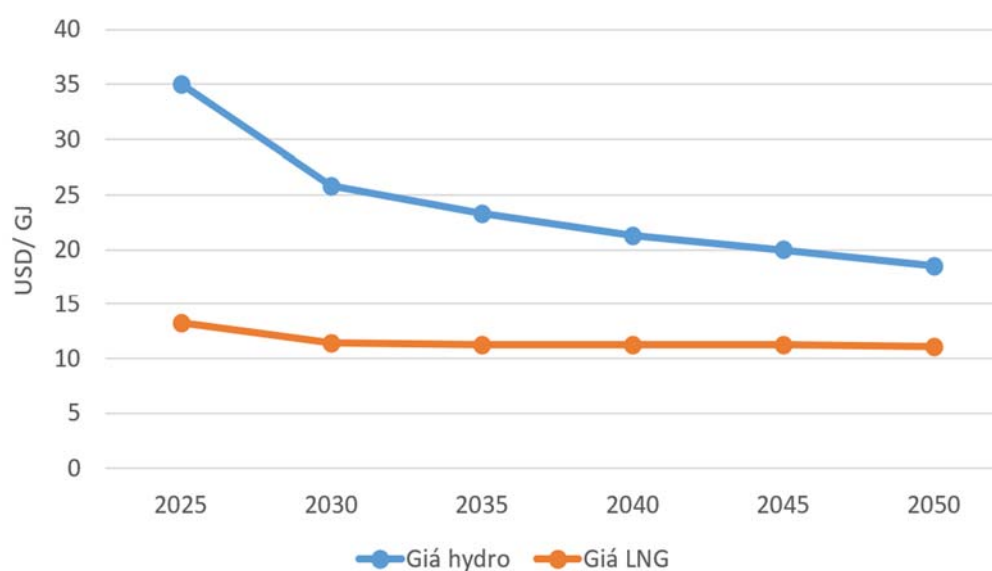


Hình 2.13 Dự kiến chi phí ngoại sinh (xã hội) của các loại hình phát thải SOx, NOx và bụi mịn PM 2.5³⁶ giai đoạn đến 2050 [25]

³⁶ Hạt bụi có kích thước 2,5 μ m trở xuống



Hình 2.14 Giá hydro xanh dự kiến tại các nhà máy điện TBK của Việt Nam trong giai đoạn đến 2050 [25]



Hình 2.15 So sánh giá hydro và LNG (quy về năng lượng, USD/GJ) dự kiến cho giai đoạn đến 2050 [25]

b) Dữ liệu tham khảo từ các nghiên cứu, thông tin quốc tế:

Các ảnh hưởng về kinh tế - kỹ thuật khi nâng cấp/ cải tạo tổ máy TBK phát điện sang sử dụng hydro được tổng hợp trong Bảng 2.9.

Bảng 2.9 Thông số kinh tế, kỹ thuật cải tạo tổ máy TBK sang đốt hydro

Tỷ lệ phối trộn hydro/ KTN	Chi phí cải tạo (%)	Chi phí O&M	Hiệu suất	Phát thải NO _x
20%	+ 6%	+ 3%	+ 0%	+ 20%
50%	+ 9%	+ 4%	+ 0%	+ 30%
100% (hoàn toàn hydro)	+ 22%	+ 5%	+ 0%	+ 40%

(Ghi chú: (+) là tăng thêm so với chi phí ban đầu) (Nguồn: tác giả tổng hợp từ các tài liệu quốc tế).

Quan hệ giữa cường độ phát thải của thiết bị tuabin khí phát điện (gCO_2/kWh) (dựa trên các thiết kế thế hệ mới, như 9HA của GE) với tỷ lệ phối trộn hydro/ KTN cùng mức độ giảm phát thải tương ứng như được biểu diễn trong Hình 1.5 Mục 1.1.2 ở trên.

Nghiên cứu cũng xem xét đến khía cạnh chi phí xã hội của CO_2 liên quan đến phát thải của hệ thống điện. Hiện ở Việt Nam chưa có các quy định/ định hướng liên quan đến vấn đề này, tuy nhiên trên thế giới đã có nhiều quốc gia tiên tiến (đặc biệt các quốc gia đã vận hành thị trường các-bon) có tính đến các chi phí tiềm tàng này trong tương lai nhằm tạo cơ sở định giá các-bon cũng như tạo điều kiện cho các nguồn điện NLTT, các nguồn năng lượng mới không phát thải có cơ hội cạnh tranh với các nguồn truyền thống khác trong hệ thống năng lượng. Trong tương lai, khi Việt Nam chính thức vận hành thị trường các-bon (dự kiến từ năm 2028) [3] và quy mô hệ thống năng lượng lớn, cơ cấu phức tạp, việc tính đến chi phí xã hội của các-bon cũng cần được xem xét trong các tính toán quy hoạch, lộ trình phát triển năng lượng.

Số liệu định lượng về chi phí xã hội của CO_2 được tham khảo từ một văn kiện của Chính phủ Hoa Kỳ công bố năm 2021 về việc xác định chi phí xã hội của các-bon, mê-tan và oxit nitơ theo các trường hợp hệ số chiết khấu kinh tế khác nhau, như được trình bày trong Bảng 2.10 [51].

Bảng 2.10 Chi phí xã hội của CO₂ (USD/tấn) [51]

Năm	Hệ số chiết khấu và Thống kê			
	5% Trung bình	3% Trung bình	2.5% Trung bình	3% P95
2020	14	51	76	152
2025	17	56	83	169
2030	19	62	89	187
2035	22	67	96	206
2040	25	73	103	225
2045	28	79	110	242
2050	32	85	116	260

Để sử dụng trong tính toán này, chi phí xã hội do phát thải CO₂ của hệ thống điện được lấy cho trường hợp hệ số chiết khấu trung bình 3% (phù hợp với quốc gia đang phát triển như Việt Nam), nghĩa là giá mỗi tấn CO₂ trong giai đoạn 2030 - 2050 sẽ là 62 - 85 USD.

c) Một số giả định đầu vào khác:

- Quy mô, cơ cấu hệ thống nguồn điện của HTĐ Việt Nam tại thời điểm năm 2030 sẽ như được quy hoạch QHĐ VIII [22].
- Các NMD than trong hệ thống điện (quy mô khoảng 30 GW tại năm 2030 [22]) giai đoạn đến 2050 sẽ dừng vận hành hoặc thực hiện chuyển đổi sang nhiên liệu amoniac xanh và sinh khối theo lộ trình sơ bộ định hướng trong QHĐ VIII³⁷.
- Nghiên cứu coi hydro là một loại nhiên liệu thương mại sẵn có tại thời điểm xem xét (giai đoạn 2030 - 2050), được cấp đến các NMD TBK tương tự như khí tự nhiên.

³⁷ Cụ thể: dừng vận hành các NMD than có tuổi thọ trên 40 năm. Thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang sinh khối và amoniac với các nhà máy đã vận hành được 20 năm. Đến năm 2050 không còn dùng than cho phát điện.

Các ràng buộc về chính sách và kỹ thuật được lấy như đã áp dụng cho tính toán QHĐ VIII [25], bao gồm:

- Mục tiêu giảm phát thải: theo định hướng của QHĐ VIII và như đã mô tả ở Mục 2.4.2.
- Các giới hạn tiềm năng, gồm: khả năng cung cấp than, khí, hydro trong nước và nhập khẩu cho phát điện; khả năng phát triển các loại hình nguồn NLTT theo vùng/ miền và toàn quốc; khả năng nhập khẩu điện, trao đổi điện năng với các nước láng giềng.

Các ràng buộc về vận hành hệ thống gồm:

- Đảm bảo khả năng điều độ và vận hành của các nhà máy thủy điện, nhiệt điện khi tích hợp các nguồn điện NLTT biến đổi; đáp ứng các ràng buộc về vận hành của các loại hình công nghệ phát điện: hiệu suất, số giờ phát công suất cực đại quy đổi, thông số huy động tổ máy, chỉ tiêu phát thải, thông số hồ thủy điện, biểu đồ công suất điện gió và điện mặt trời theo 8.760 giờ trong năm theo vùng, miền...
- Đáp ứng các ràng buộc về khả năng, năng lực của lưới điện truyền tải; các ràng buộc đảm bảo tiêu chuẩn kỹ thuật, tiêu chuẩn vận hành HTĐ; ràng buộc về điều tiết, vận hành thủy điện...
- Đáp ứng nhu cầu phụ tải với biểu đồ phụ tải theo giờ (8.760 giờ/ năm) của từng vùng của hệ thống điện.
- Đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện: Số giờ kỳ vọng xảy ra thiếu hụt công suất nguồn cấp cho phụ tải đỉnh³⁸ thấp hơn 12h/năm đối với mỗi vùng của hệ thống điện, tương ứng với độ tin cậy 99,86%.

³⁸ tiếng Anh: Loss Of Load Expectation (LOLE)

Tiểu kết Chương 2

Trên cơ sở các kết quả nghiên cứu tổng quan ở chương trước, trong Chương 2 tác giả đã hệ thống hóa các vấn đề có tính lý thuyết về quy hoạch phát triển hệ thống điện, các đặc điểm và yêu cầu đối với bài toán quy hoạch hệ thống điện hiện đại, có tỷ trọng tham gia cao các nguồn điện NLTT bất định. Từ đó, trình bày phương pháp, quy trình thực hiện nghiên cứu và lựa chọn mô hình phần mềm mô phỏng và tính toán bài toán quy hoạch phát triển HTĐ Việt Nam nhằm giải quyết mục tiêu nghiên cứu đặt ra: nghiên cứu lộ trình thâm nhập năng lượng hydro tại các NMD TBK. Kết cấu chương cũng bao gồm nội dung nghiên cứu, tổng hợp các dữ liệu đầu vào cho tính toán, bao gồm hiện trạng và quy hoạch phát triển HTĐ Việt Nam đến năm 2030, định hướng đến năm 2050; các yêu cầu về phát thải KNK mục tiêu, và các giải pháp chính của QHĐ VIII để đạt được mục tiêu. Sau cùng, các thông tin dữ liệu kỹ thuật - kinh tế sử dụng trong mô hình tính toán được chọn lọc trình bày nhằm cung cấp cái nhìn tổng quan về bộ dữ liệu đầu vào cho thiết lập và tính toán mô hình.

CHƯƠNG 3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU

Tiếp theo các nội dung về cơ sở lý thuyết, phương pháp luận thực hiện và các dữ liệu, thông số đầu vào cho mô hình tính toán được nghiên cứu, chỉ ra tại chương trước, nội dung chương này trình bày cách thức xây dựng, lựa chọn các kịch bản tính toán phù hợp với mục tiêu đặt ra của nghiên cứu, mô tả các kết quả tính toán chính của mô hình đối với các kịch bản cùng một số hàm ý chiến lược rút ra từ phân tích, đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến vấn đề chuyển đổi nhiên liệu tại các nhà máy điện tuabin khí. Từ đó, lộ trình thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các nhà máy điện tuabin khí được xây dựng, đề xuất với các nhiệm vụ, mục tiêu cụ thể cần triển khai, đạt được.

3.1. Xây dựng các kịch bản tính toán

Các kịch bản tính toán trong nghiên cứu này dựa trên bài toán quy hoạch mở rộng hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030-2050 có xét đến các trường hợp lộ trình thâm nhập khác nhau của năng lượng hydro vào hệ thống điện (tại các NMD TBK), như đã đề cập tại Mục 2.2 Chương 2. Để xây dựng các kịch bản tính toán, tác giả dựa trên các đánh giá, nhận định trình bày trong các Chương 1, 2 để tổng hợp các yếu tố xem xét trong Bảng 3.1 dưới đây.

Bảng 3.1 Các yếu tố xem xét để xây dựng lộ trình thâm nhập hydro tại các NMD TBK

TT	Yếu tố	Diễn giải
1	Quy hoạch phát triển các NMD TBK sử dụng LNG	Theo QHĐ VIII, giai đoạn 2023-2030 sẽ xây dựng và đưa vào vận hành tổng cộng 15 NMD TBK sử dụng LNG với tổng công suất 22.400MW; giai đoạn 2031-2035 bổ sung thêm 3.000MW. Giai đoạn 2035-2050: duy trì vận hành 25.400MW loại hình nguồn điện này với vai trò chạy nền và điều tiết cho hệ thống điện với tỷ lệ cao các nguồn điện NLTT.

TT	Yếu tố	Diễn giải
2	Công nghệ các NMĐ TBK sử dụng LNG	Theo QHĐ VIII, tất cả các NMĐ TBK LNG đều có cấu hình 2 tổ máy, mỗi tổ máy công suất khoảng 750MW. Các NMĐ LNG sẽ sử dụng các TBK thế hệ mới nhất có công suất khoảng 250 – 300MW (cho các tổ máy có cấu hình truyền thống gồm 2 TBK + 2 lò hơi thu hồi nhiệt + 1 tuabin hơi (cấu hình 2-2-1)) và khoảng 500MW trở lên cho các tổ máy với cấu hình 1-1-1 (1 TBK + 1 lò hơi thu hồi nhiệt + 1 tuabin hơi). Hầu hết các NMĐ sẽ đầu tư xây dựng cảng tiếp nhận LNG chuyên dụng của nhà máy, cùng hệ thống tồn trữ, tái hóa khí kèm theo (trừ 1 số NMĐ như Nhơn Trạch 3, 4, Long An ... được cấp khí từ kho LNG bên ngoài bằng đường ống). Việc chuyển đổi sang sử dụng nhiên liệu hydro ngoài việc nâng cấp hệ thống tuabin khí và phụ trợ sẽ yêu cầu phải cải tạo/ nâng cấp tương ứng các hệ thống tiếp nhận/ cung cấp LNG của nhà máy.
3	Tình hình phát triển công nghệ TBK đốt hydro và khả năng thương mại hóa	Tình hình nghiên cứu và phát triển (R&D) công nghệ tuabin khí đốt hydro (theo công bố của các nhà chế tạo lớn – như trình bày tại Mục 1.1.2.3 Chương 1): - Hiện nay: hầu hết các TBK thế hệ mới đã đốt được 30-50% hydro (về thể tích) phối trộn với KTN - Đến 2030: Nhiều dòng TBK thương mại thế hệ mới sẽ có khả năng đốt 100% hydro

TT	Yếu tố	Diễn giải
		- Khả năng nâng cấp, cải tạo các hệ thống thiết bị của NMĐ TBK để đốt phối trộn hydro, tiến tới đốt hoàn toàn hydro.
4	Nguồn cung, khả năng cung cấp hydro đến các NMĐ TBK	Định hướng chung của Việt Nam là cho phép và khuyến khích phát triển các nguồn NLTT, đặc biệt là ĐGNK, để sản xuất hydro cho các nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Hiện đã có 1 số dự án đề xuất đầu tư NMĐ NLTT kết hợp sản xuất hydro xanh theo công nghệ điện phân ở khu vực phía Nam (xem thêm Mục 3.4 Chương 3). Tuy nhiên, hạ tầng tồn trữ, vận chuyển, cung cấp hydro hiện còn chưa có ở Việt Nam; khả năng phát triển phụ thuộc vào quy mô thị trường, nguồn lực đầu tư, mức độ thương mại hóa công nghệ, chính sách phát triển của Nhà nước... Theo Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh, dự kiến đến sau 2030 mới bước đầu có nguồn hydro xanh cung cấp đến 1 vài NMĐ LNG mang tính thử nghiệm, thí điểm ở quy mô nhỏ [21].
5	Giá hydro	Chi phí sản xuất hydro xanh hiện tại còn rất cao do chưa đạt mức độ thương mại hóa và chưa hình thành chuỗi cung ứng quy mô lớn. Theo các thông tin gần đây, giá hydro xanh có thể giảm mạnh, xuống mức có thể cạnh tranh với LNG trong hệ thống điện (trong trường hợp có tính đến chi phí phát thải CO₂) (xem thêm Mục 3.4 Chương 3). Tuy nhiên, các dự báo giá hydro xanh trong dài hạn còn nhiều bất

TT	Yếu tố	Diễn giải
		định, phụ thuộc vào sự phát triển của KHCN, quyết tâm thúc đẩy chuyển dịch năng lượng và cam kết đầu tư vào chuỗi giá trị/ thị trường hydro xanh của các nước trên thế giới, trong đó có Việt Nam.
6	Tình hình xây dựng và hoàn thiện thể chế, chính sách phát triển NLTT, năng lượng mới (trong đó có năng lượng hydro), thúc đẩy chuyển dịch xanh ngành năng lượng ở Việt Nam.	Hiện nay, nhiều định hướng, chiến lược, kế hoạch về chuyển dịch năng lượng, thị trường năng lượng, biến đổi khí hậu, thị trường carbon... đã được công bố. Pháp luật về điện lực đã được ban hành cơ bản đầy đủ, trong đó bao gồm những quy định nguyên tắc, bước đầu cho phát triển các nguồn năng lượng mới như hydro. Tuy nhiên, vẫn chưa có các chính sách, quy định cụ thể để khuyến khích, thúc đẩy phát triển loại hình năng lượng này, đặc biệt là các cơ chế hỗ trợ có tính đột phá trong giai đoạn đầu phát triển (cho các dự án sản xuất hydro từ NLTT, tồn trữ, sử dụng hydro...) để tạo chỗ đứng cho năng lượng hydro bên cạnh các nguồn cung năng lượng sơ cấp, tạo tiền đề xây dựng chuỗi giá trị hydro sau này.

Dựa trên các đánh giá theo bảng trên, ba kịch bản được thiết lập để mô hình hóa hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030-2050 với tốc độ chuyển đổi nhiên liệu từ KTN sang hydro khác nhau tại các NMD TBK, cụ thể là các kịch bản Chuyển đổi³⁹ chậm (SC), Chuyển đổi trung bình (MC) và Chuyển đổi nhanh (AC). Ngoài 3 kịch bản trên, một kịch bản khác cũng được xem xét - kịch bản Không chuyển đổi (NC) - trong đó sẽ không thực hiện chuyển đổi

³⁹ Để ngắn gọn, tác giả sử dụng thuật ngữ “chuyển đổi” ở đây mang hàm ý sự thay thế dần khí tự nhiên bằng hydro để làm nhiên liệu trong các NMD TBK, với nghĩa tương tự như “sự thâm nhập của năng lượng hydro vào các NMD TBK”.

nhiên liệu, nghĩa là các NMĐ này sẽ tiếp tục sử dụng LNG để phát điện (nếu được huy động). Kịch bản này đóng vai trò là “cơ sở” để so sánh với 3 kịch bản chuyển đổi ở trên.

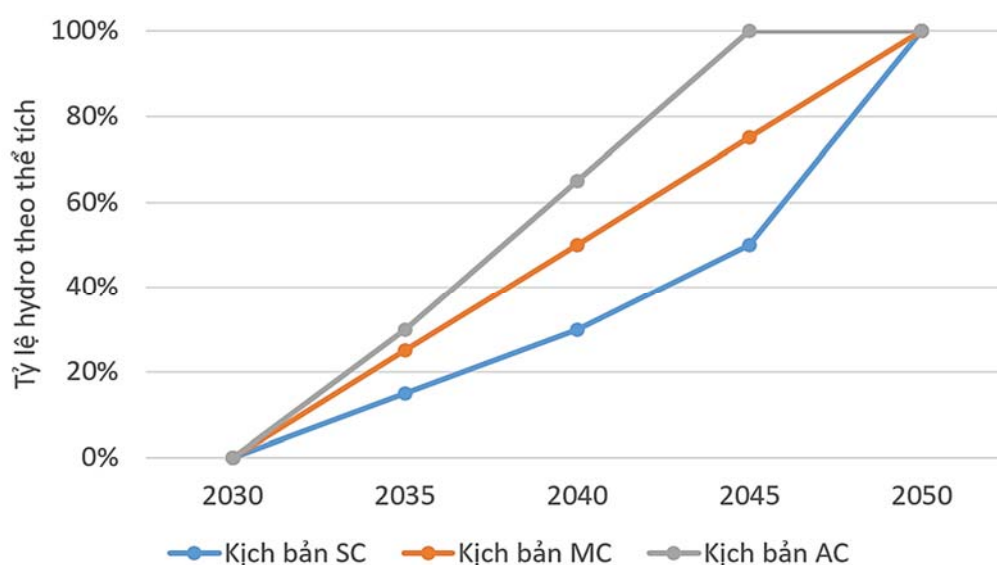
Trong đó, kịch bản SC giả định tốc độ chuyển đổi chậm trong nửa đầu của giai đoạn nghiên cứu khi tỷ lệ hydro trong hỗn hợp nhiên liệu dự kiến đạt khoảng 30% vào năm 2040, sau đó tăng lên 50% vào năm 2045 trước khi đạt 100% vào năm 2050. Trong kịch bản này, sự chuyển đổi mạnh chỉ xảy ra vào nửa sau của giai đoạn xem xét với các đặc điểm: (i) nguồn cung hydro xanh thương mại, sẵn có ở quy mô lớn và hạ tầng cung cấp hydro chỉ có vào khoảng năm 2040 trở đi, và (ii) các bên liên quan của các nhà máy điện TBK (các nhà hoạch định chính sách, chủ sở hữu nhà máy, v.v...) có cách tiếp cận thận trọng trong việc chuyển đổi nhiên liệu tại các NMĐ sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Đối nghịch với đó, kịch bản AC dựa trên quan điểm lạc quan, giả thiết rằng: (i) chuỗi giá trị và thị trường hydro xanh, cả quốc tế và trong nước, sẽ phát triển nhanh chóng trong những năm sắp tới và sẽ có nguồn cung hydro xanh quy mô lớn ngay sau năm 2030, và (ii) chủ sở hữu các nhà máy điện TBK được ưu tiên đẩy nhanh tiến độ thực hiện chuyển đổi nhiên liệu nhờ chính sách khuyến khích và hỗ trợ của nhà nước. Trong kịch bản này, sự thâm nhập của hydro diễn ra với tốc độ cao hơn ngay từ sau năm 2030 và đạt tỷ lệ cuối cùng là 100% vào năm 2045. Kịch bản còn lại - MC - nằm giữa SC và AC với kỳ vọng “vừa phải” về cả mặt quy mô cung cấp hydro thương mại và cách tiếp cận của các bên liên quan.

Bảng 3.2 Mô tả các kịch bản tính toán theo tốc độ thâm nhập hydro

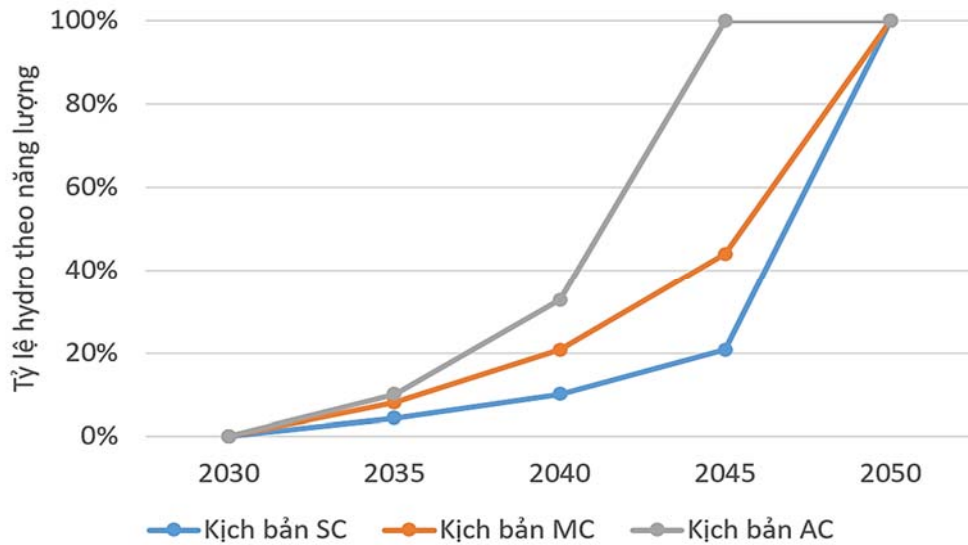
TT	Kịch bản	Đặc điểm (tỷ lệ phối trộn % hydro theo thể tích)				
1	SC (chuyển đổi chậm)	Chuyển đổi chậm, “thận trọng” trong giai đoạn 2030-2045 (đạt tỷ lệ 50% hydro vào năm 2045); tăng tốc chuyển đổi trong giai đoạn 2045-2050 để đạt 100% vào năm 2050.				
	Năm	2030	2035	2040	2045	2050
		0	15	30	50	100

TT	Kịch bản	Đặc điểm (tỷ lệ phối trộn % hydro theo thể tích)				
2	MC (chuyển đổi trung bình)	Chuyển đổi đều trong cả giai đoạn 2030-2050, đạt tỷ lệ 50% hydro vào năm 2040, 100% vào năm 2050				
	Năm	2030	2035	2040	2045	2050
		0	25	50	75	100
3	AC (chuyển đổi nhanh)	Chuyển đổi nhanh và đều trong giai đoạn 2030-2045, đạt tỷ lệ khoảng 65% hydro vào năm 2040 và 100% vào năm 2045.				
	Năm	2030	2035	2040	2045	2050
		0	30	65	100	100
4	NC (không chuyển đổi)	Tỷ lệ hydro bằng 0% trong cả giai đoạn 2030-2050				

Các kịch bản chuyển đổi dựa trên sự tăng tỷ lệ phối trộn hydro/ KTN theo % thể tích và năng lượng được tổng hợp trong Bảng 3.2 và biểu diễn trên đồ thị trong Hình 3.1a và Hình 3.1b.



Hình 3.1a Các kịch bản nghiên cứu dựa trên tốc độ thâm nhập hydro khác nhau theo tỷ lệ thể tích phối trộn với KTN



Hình 3.1b Các kịch bản nghiên cứu dựa trên tốc độ thâm nhập hydro khác nhau theo tỷ lệ năng lượng với KTN

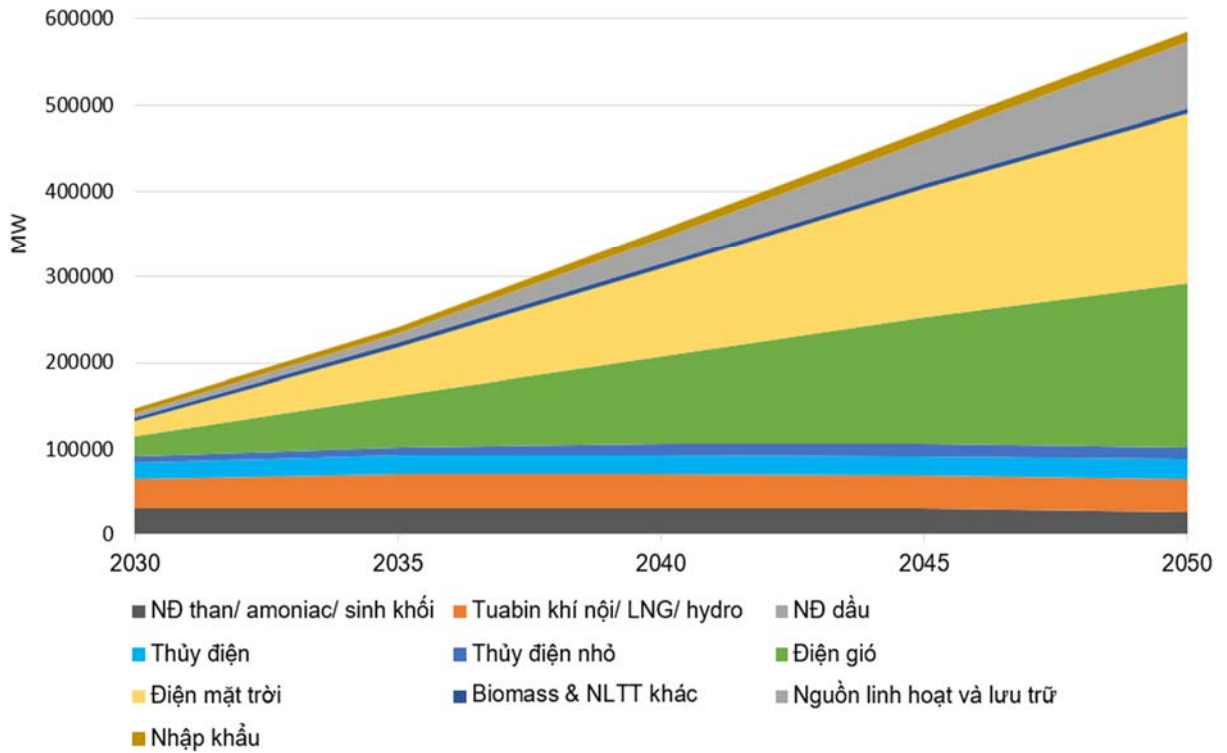
3.2. Kết quả tính toán các kịch bản

Sử dụng mô hình phần mềm tính toán Balmorel với các thiết đặt, ràng buộc, số liệu và giả thiết đầu vào (chi tiết mô tả trong Chương 2) để tích toán các trường hợp kịch bản nêu trên, cho ra các kết quả chính của từng kịch bản như trình bày trong các phần dưới đây.

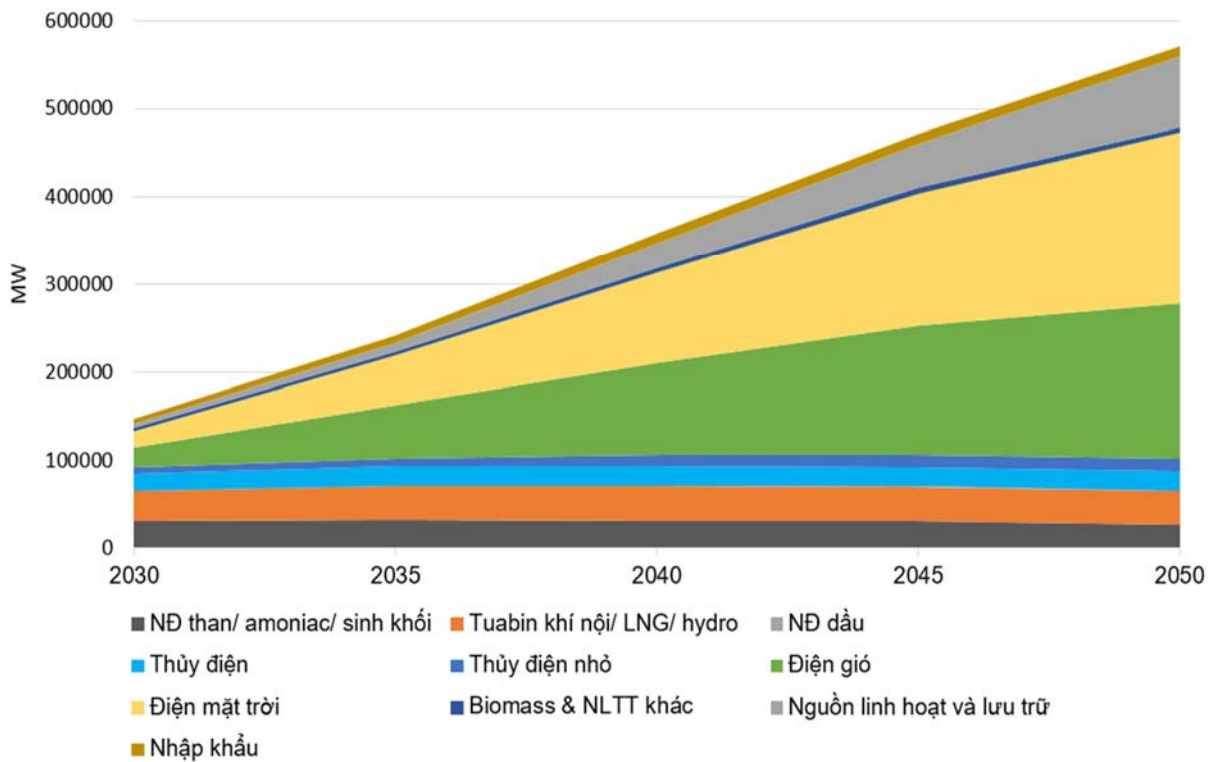
3.2.1. Tổng công suất nguồn điện của hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030 - 2050

Kết quả tính toán quy hoạch mở rộng hệ thống điện theo nguyên tắc “chi phí tối thiểu” cho ra quy mô hệ thống điện toàn quốc và cơ cấu các loại hình nguồn điện theo từng năm, bắt đầu từ năm mốc 2030 và kết thúc tại năm 2050, như thể hiện trong các Hình 3.2, 3.3, 3.4, 3.5 tương ứng với các kịch bản NC, SC, MC, AC và cho mỗi thời kỳ 5 năm của giai đoạn nghiên cứu.

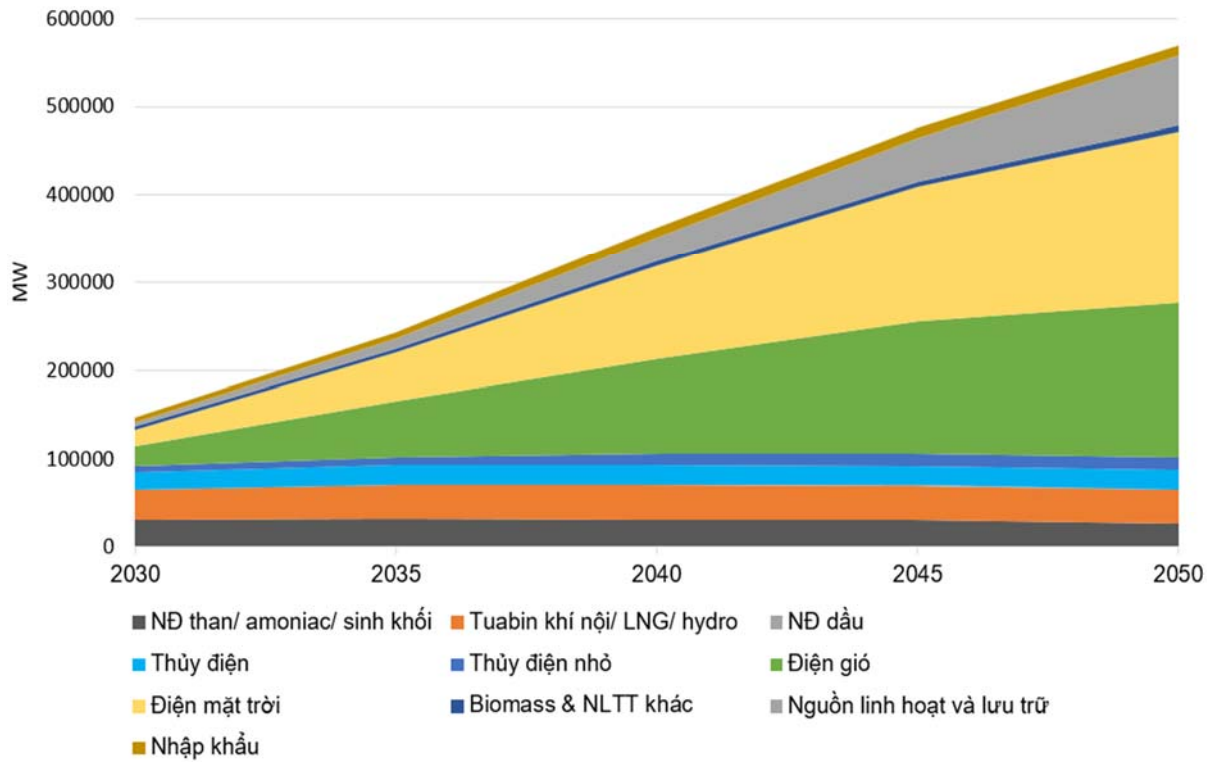
(Ghi chú: đây là quy mô và cơ cấu các nguồn điện thuộc HTĐ quốc gia cần được đầu tư phát triển với mục tiêu cấp điện đáp ứng nhu cầu điện của Việt Nam trong giai đoạn nghiên cứu. Quy mô, cơ cấu nguồn điện này không bao gồm các nguồn điện NLTT như điện gió, điện mặt trời... sẽ được phát triển với mục đích chính để sản xuất các dạng năng lượng mới như hydro xanh, amoniac xanh).



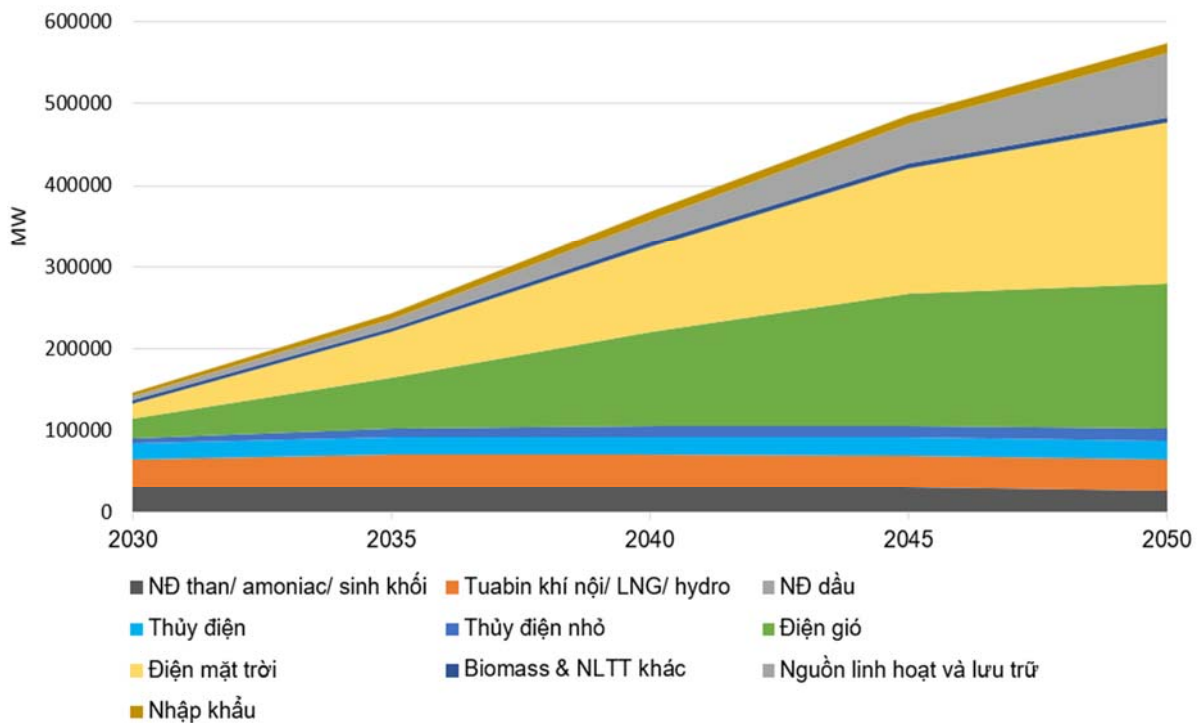
Hình 3.2 Kết quả tính toán tăng trưởng quy mô công suất nguồn điện giai đoạn 2030-2050 của kịch bản NC



Hình 3.3 Kết quả tính toán tăng trưởng quy mô công suất nguồn điện giai đoạn 2030-2050 của kịch bản SC

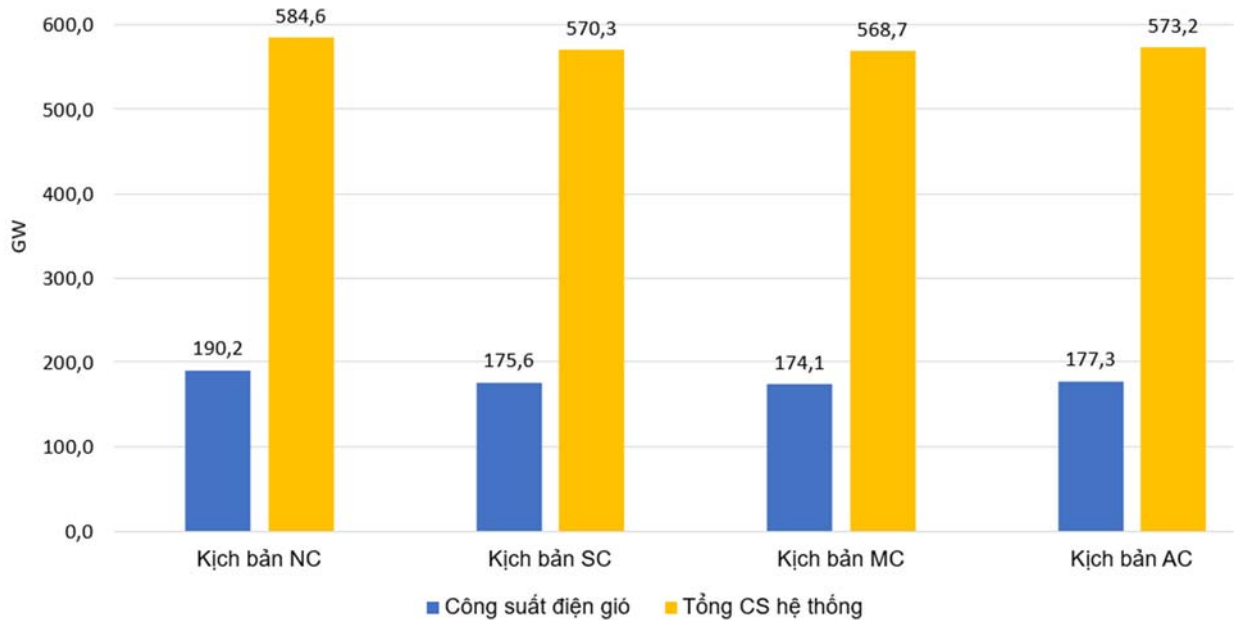


Hình 3.4 Kết quả tính toán tăng trưởng quy mô công suất nguồn điện giai đoạn 2030-2050 của kịch bản MC



Hình 3.5 Kết quả tính toán tăng trưởng quy mô công suất nguồn điện giai đoạn 2030-2050 của kịch bản AC

Tổng hợp kết quả tính toán cho cả 4 kịch bản được thể hiện trong Hình 3.6, với nhấn mạnh vào tỷ trọng quy mô nguồn điện gió so với phần còn lại trong tổng công suất nguồn điện của hệ thống.



Hình 3.6 Tổng hợp kết quả tính toán tổng công suất nguồn điện (bao gồm công suất điện gió) các kịch bản đến năm 2050

Dễ nhận thấy, từ quy mô công suất 150,5 GW vào năm 2030, hệ thống có thể đạt công suất nguồn phát cao nhất vào năm 2050 theo kịch bản NC (584,6 GW), trong khi ba kịch bản chuyển đổi còn lại nằm trong khoảng từ 568,7 GW đến 573,2 GW mà không có sự chênh lệch đáng kể về GW. Để so sánh, công suất HTĐ năm 2050 ước tính theo QHĐ VIII dao động trong khoảng 490,5 – 573 GW [22].

Đáng chú ý, trong tất cả các kết quả tính toán kịch bản, ngoài quy mô công suất các nguồn nhiệt điện than, khí đã cơ bản được ấn định trước và giống nhau ở các kịch bản (nguồn nhiệt điện than mới sẽ chỉ phát triển đến năm 2030, nguồn nhiệt điện khí mới chỉ phát triển đến khoảng năm 2035) [22], quy mô công suất của một số nguồn phát điện chính khác như thủy điện, năng lượng mặt trời, sinh khối... do mô hình lựa chọn phát triển gần như tương đồng. Sự khác nhau về tổng công suất hệ thống của các kịch bản chủ yếu do chênh lệch công suất điện gió tương ứng (gồm điện gió trên bờ và ngoài khơi) như thể hiện ở Hình 3.6. Theo đó, vào năm 2050, công suất điện gió trong kịch bản NC sẽ đạt khoảng 190,2 GW, trong khi ba kịch bản còn lại có công suất điện gió

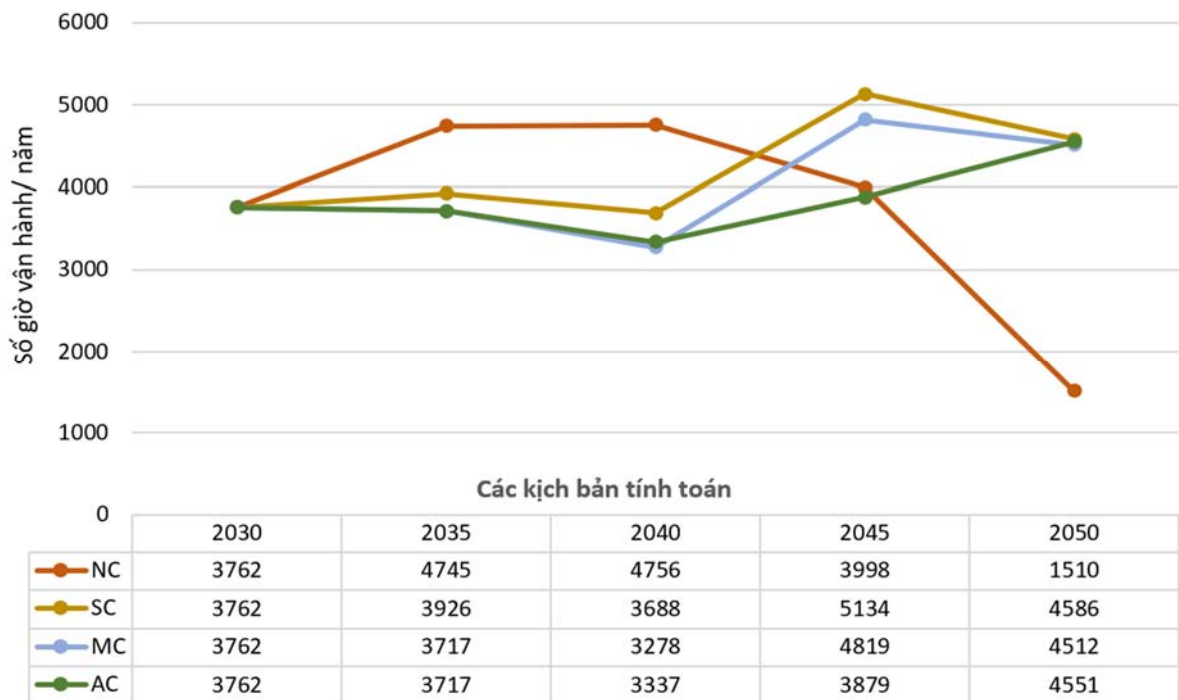
từ 174,1 GW đến 177,3 GW. Điều này có thể diễn giải là trong giai đoạn xem xét, kịch bản NC bị thiếu hụt các nguồn truyền thống phát thải thấp hoặc không phát thải (do các NMD TBK tiếp tục chỉ sử dụng nhiên liệu LNG) nên mô hình tính toán lựa chọn nhiều nguồn điện gió hơn (chủ yếu là điện gió ngoài khơi – có hệ số công suất tương đối cao, không phát thải) để bù vào, dẫn đến quy mô công suất của loại nguồn điện này cao hơn và tổng công suất hệ thống do vậy cũng cao hơn.

Trong số 3 kịch bản chuyển đổi nhiên liệu, kịch bản AC hướng đến việc chuyển đổi sang hydro sớm nhất và nhanh nhất - nghĩa là lượng công suất phát điện TBK phát thải thấp sẽ “có sẵn” sớm hơn để mô hình tối ưu lựa chọn. Tuy nhiên, điều này không làm cho lượng công suất điện gió (chủ yếu là điện gió ngoài khơi) được phát triển ít đi mà ngược lại cao hơn một chút so với các kịch bản chuyển đổi khác nên tổng công suất hệ thống ở kịch bản này cao hơn (573,2 GW so với hai kịch bản kia - 568,7 GW và 570,3 GW). Giải thích cho điều này có thể dựa trên hai yếu tố: (i) giá hydro trong nửa đầu thời kỳ nghiên cứu vẫn ở mức cao, có nghĩa là chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) của các nguồn TBK đốt hỗn hợp hydro/khí tự nhiên vẫn còn cao, kém cạnh tranh hơn LCOE của điện gió ngoài khơi), và (ii) áp lực giảm phát thải CO₂ của hệ thống điện trong những năm đầu giai đoạn nghiên cứu không quá lớn nên mô hình lựa chọn cắt giảm một phần sản lượng huy động từ các nguồn TBK đồng thời huy động tối đa sản lượng của các nguồn không phát thải khác để đáp ứng đồng thời cả nhu cầu điện và hạn chế phát thải.

3.2.2. Số giờ huy động các nguồn điện tuabin khí vận hành trong năm

Kết quả tính toán số giờ huy động công suất phát lớn nhất quy đổi (FLHs) của nhóm các NMD TBK theo 4 kịch bản nghiên cứu thể hiện trong Hình 3.7, với năm bắt đầu (2030) có đặc điểm vận hành FLHs như nhau. Để nhận thấy ở kịch bản NC, nhóm các NMD này được huy động vận hành khá nhiều ở giai đoạn đến 2040, sau đó giảm mạnh từ năm 2045 và chỉ còn được huy động rất ít, khoảng 1.510h/ năm vào năm 2050 để đáp ứng yêu cầu giảm phát thải CO₂. Trong khi đó, 3 kịch bản chuyển đổi có FLHs duy trì trong khoảng trên 3.000 đến 5.000 h/ năm cho cả giai đoạn, trong đó kịch bản AC có khác biệt với 2 kịch bản còn lại tại năm 2045: FLHs của kịch bản này thấp hơn đáng kể, do phải đạt tỷ lệ chuyển đổi hoàn toàn 100% sang hydro trong khi giá loại nhiên liệu này không rẻ, do vậy mô hình tối ưu lựa chọn huy động nguồn điện khác để thay thế. Hai kịch bản SC và MC có tính “hài hòa” hơn do cho

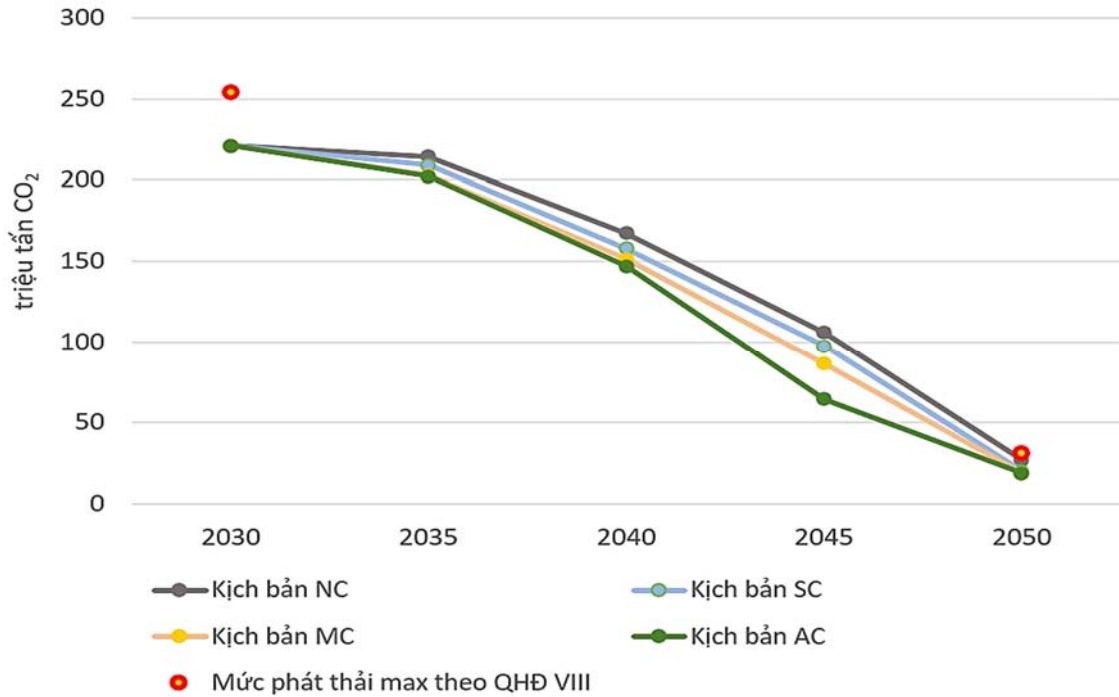
phép huy động đồng thời cả KTN và hydro để đạt được 2 mục tiêu: đáp ứng sản lượng điện năng đồng thời cắt giảm được phát thải CO₂.



Hình 3.7 Kết quả tính toán số giờ huy động công suất phát lớn nhất của nhóm các NMD TBK theo các kịch bản

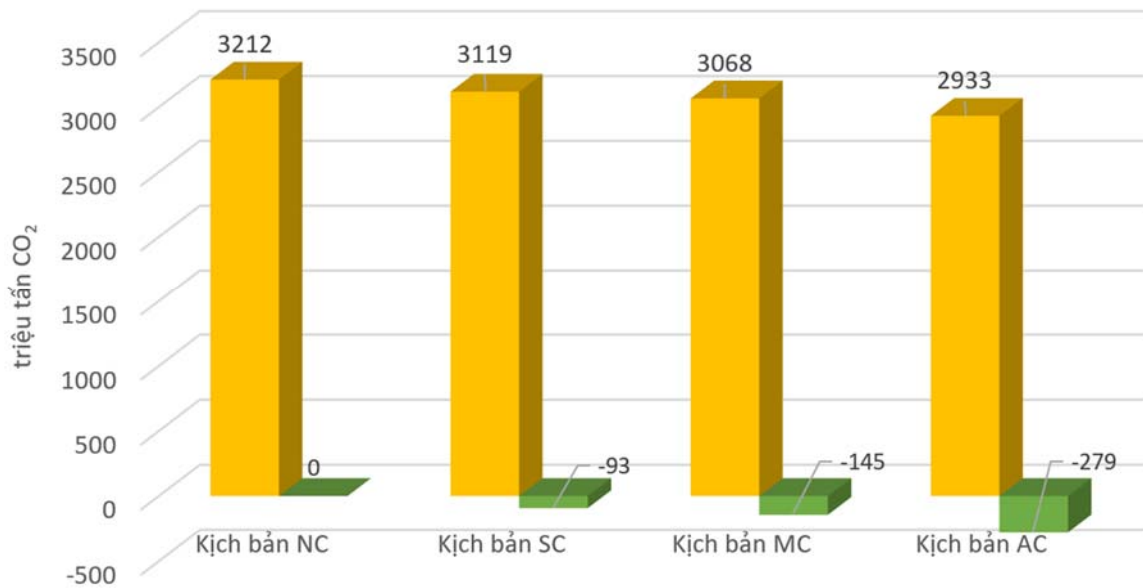
3.2.3. Lượng phát thải CO₂ của hệ thống điện theo các kịch bản

Kết quả tối ưu hóa mô hình về phát thải CO₂ cho 4 kịch bản nghiên cứu của hệ thống điện được thể hiện trên Hình 3.8, trong đó “Mức phát thải max theo QHĐ VIII” là lượng phát thải mục tiêu của hệ thống điện được định hướng trong QHĐ VIII theo hạn ngạch quy định tại [20], [23].



Hình 3.8 Kết quả tính toán phát thải CO₂ của HTĐ theo các kịch bản

Đễ dàng nhận thấy kịch bản NC có mức phát thải cao nhất, có thể nói là “đường bao trên” của các kịch bản tính toán. Kịch bản này, như đã phân tích ở trên, được mô hình tính toán phát triển dựa trên sự kết hợp giảm dần sản lượng điện huy động của nguồn TBK (chỉ đốt KTN, do không chuyển đổi nhiên liệu sang hydro) để giảm phát thải CO₂ đồng thời tăng cường phát triển các nguồn điện gió để cung cấp sản lượng phát điện của hệ thống theo nhu cầu. Ở chiều đối ngược, kịch bản AC hướng đến tối đa hóa sản lượng điện TBK sử dụng nhiên liệu hydro không phát thải trong giai đoạn tính toán, do đó tổng lượng phát thải của hệ thống là thấp nhất và có thể được coi là “đường bao dưới”. Các kịch bản còn lại (SC, MC) có mức phát thải nằm ở khoảng giữa hai đường bao trên và dưới này. Để so sánh, tổng lượng phát thải CO₂ của hệ thống điện ở các kịch bản trong cả giai đoạn 2030-2050 được tổng hợp, biểu diễn trong Hình 3.9.

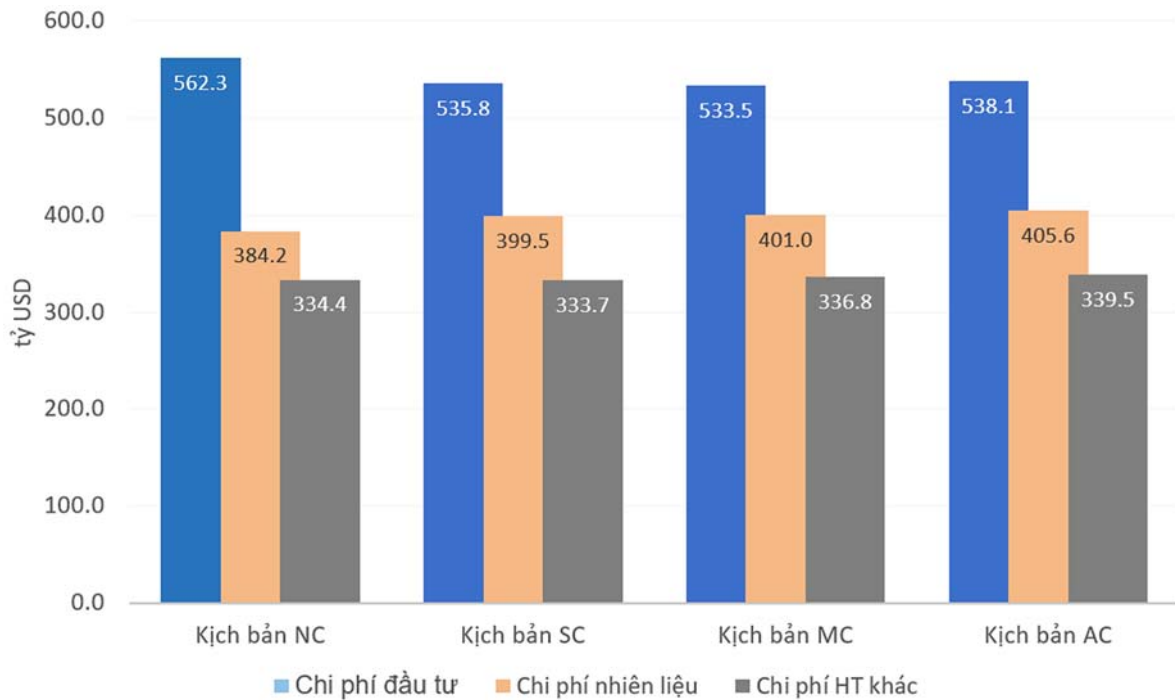


Hình 3.9 So sánh tổng lượng phát thải CO₂ của hệ thống điện theo các kịch bản cho cả giai đoạn 2030-2050

Như phân tích ở trên, ở kịch bản AC hệ thống điện có mức phát thải khí thải CO₂ thấp nhất nhờ sự thâm nhập nhanh nhất của hydro vào các NMD TBK, trong khi kịch bản NC, đóng vai trò là “đường cơ sở” để so sánh, có mức phát thải cao nhất do hệ thống vẫn tiếp tục huy động một phần sản lượng điện từ KTN, nhất là trong giai đoạn đến 2040 khi yêu cầu về cắt giảm phát thải còn chưa quá cao.

3.2.4. Chi phí hệ thống điện theo các kịch bản nghiên cứu

Chi phí hệ thống điện cho một thời đoạn quy hoạch bao gồm các thành phần chính: (i) chi phí đầu tư (để xây dựng các nguồn phát điện mới và các hạng mục lưới truyền tải mới kết nối các trung tâm nguồn phát lên các trục truyền tải chính, và giữa các vùng của hệ thống điện), (ii) chi phí nhiên liệu (nhiên liệu hóa thạch, sinh khối, hydro,...) và (iii) chi phí hệ thống khác (chủ yếu là chi phí vận hành - bảo dưỡng cố định, vận hành - bảo dưỡng biến đổi và các chi phí khác như tổn thất truyền tải, chi phí ngoại sinh do khí thải độc hại...). Kết quả tính toán tối ưu của 4 kịch bản cho ra kết quả chi phí hệ thống như được thể hiện trong Hình 3.10.



Hình 3.10 Kết quả tính toán chi phí hệ thống điện của các kịch bản trong giai đoạn 2030-2050

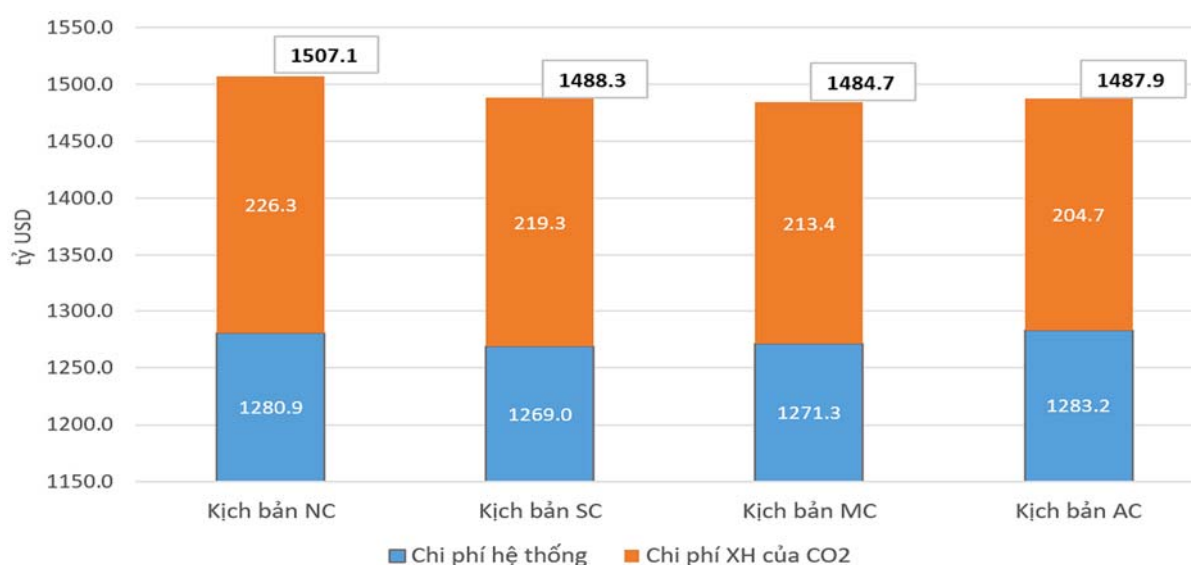
Trong tổng chi phí hệ thống, chi phí đầu tư là thành phần chi phí chiếm tỷ trọng lớn nhất - do quy mô phát triển nhanh chóng của HTĐ Việt Nam trong giai đoạn nghiên cứu. Với các kịch bản xem xét, chỉ xét riêng chi phí đầu tư thì kịch bản NC là cao nhất (562,3 tỷ USD) do mô hình phải lựa chọn phát triển hệ thống điện với quy mô lớn nhất (xem mô tả tại mục 3.2.1 ở trên). Chi phí đầu tư cho các kịch bản chuyển đổi nhiên liệu không chênh lệch nhiều, từ 533,5 đến 538,1 tỷ USD tương ứng với quy mô công suất cuối cùng của hệ thống điện vào năm 2050.

Chi phí lớn thứ hai của hệ thống là chi phí nhiên liệu. Trong số các kịch bản, dễ nhận thấy kịch bản NC có tổng chi phí nhiên liệu thấp nhất (384,2 tỷ USD) do lựa chọn chính của kịch bản này là cắt giảm dần nhiên liệu hóa thạch (KTN) theo yêu cầu giảm phát thải, đồng thời giá KTN được dự báo cũng không cao trong dài hạn. Kịch bản AC có tổng chi phí nhiên liệu cao nhất do huy động nhiều hơn sản lượng phát điện của nguồn TBK sử dụng hydro, trong khi ở nửa đầu giai đoạn nghiên cứu giá hydro vẫn khá đắt so với KTN (xem Hình 2.15). Hai kịch bản SC và MC có chi phí nhiên liệu cơ bản như nhau (399,5 so với 401 tỷ USD).

Cuối cùng, thành phần “Chi phí hệ thống khác” của cả 4 kịch bản không khác nhau nhiều, trong khoảng từ 333,7 đến 339,5 tỷ USD, cho thấy mô hình tính toán đã tối ưu hóa các bài toán điều độ hệ thống và huy động nguồn phát một cách khá phù hợp và nhất quán.

Về tổng thể, trong số các kịch bản xem xét, kịch bản AC có chi phí hệ thống điện cao nhất, sau đó là NC, MC và SC là thấp nhất (xem thể hiện trong Hình 3.11 ở dưới). Có thể chia 4 kịch bản thành hai nhóm: nhóm có chi phí cao hơn (bao gồm NC và AC, chi phí hệ thống lần lượt là 1.280,9 và 1.283,2 tỷ USD) và nhóm chi phí thấp hơn (SC và MC, chi phí hệ thống lần lượt là 1.269,0 và 1.271,3 tỷ USD) với chênh lệch chi phí hệ thống giữa 2 nhóm vào khoảng trên 10 tỷ USD.

Khi xem xét cả chi phí xã hội của CO₂, dựa trên số liệu về chi phí xã hội của CO₂ (xem Bảng 2.8) và tổng khối lượng phát thải CO₂ của từng kịch bản (Hình 3.9), tổng chi phí của hệ thống điện có tính đến chi phí xã hội của CO₂ được tính toán và thể hiện trong Hình 3.11. Dễ nhận thấy, kịch bản NC có tổng chi phí cao nhất (1.507,1 tỷ USD), cao hơn đáng kể so với các kịch bản chuyển đổi nhiên liệu KTN sang hydro (từ 1.484,7 đến 1.488,3 tỷ USD). Trong số 3 kịch bản chuyển đổi, kịch bản MC có tổng chi phí thấp nhất và SC cao nhất, nhưng với mức chênh lệch không đáng kể (chỉ khoảng 3,6 tỷ USD cho cả giai đoạn 2030-2050).



Hình 3.11 Tổng chi phí hệ thống có tính đến chi phí xã hội của CO₂ của các kịch bản nghiên cứu.

3.3. Thảo luận về kết quả tính toán

Kết quả tính toán mô hình hóa cho 4 kịch bản cho thấy tổng chi phí hệ thống điện (chưa tính đến chi phí xã hội của CO₂) theo kịch bản SC là thấp nhất. Điều này có nghĩa là lộ trình thâm nhập năng lượng hydro vào hệ thống điện tương lai của Việt Nam nên được xem xét theo cách tiếp cận “chậm, thận trọng” của kịch bản SC (hiển nhiên, với điều kiện các giả định và thông số đầu vào quan trọng khác sẽ diễn biến như dự kiến trong nghiên cứu này). Bên cạnh đó, kịch bản MC cũng có thể được cân nhắc vì tổng chi phí hệ thống không cao hơn đáng kể so với SC (chỉ khoảng 0,16%), trong khi chi phí đầu tư phát triển hệ thống nguồn điện và lưới điện truyền tải (CAPEX) lại thấp hơn (ít hơn khoảng 2 tỷ USD).

Tổng chi phí hệ thống của kịch bản NC cao thứ hai, gần tương đương với AC, nhưng có chi phí đầu tư cao nhất trong các kịch bản, cao hơn đáng kể so với các kịch bản chuyển đổi nhiên liệu (cao hơn khoảng 24,2 - 28,8 tỷ USD). Điều này là do các nguồn điện TBK chỉ đốt KTN dần trở thành “tài sản mắc kẹt”⁴⁰ trong kịch bản NC ở nửa sau của giai đoạn nghiên cứu, ít hoặc không được huy động (do phát thải KNK) trong khi hệ thống vẫn phải bổ sung nguồn điện gió để đáp ứng nhu cầu điện. Như vậy, có thể nhận thấy việc chuyển đổi nhiên liệu của nhóm nhà máy điện TBK từ khí tự nhiên sang hydro sẽ có lợi hơn là không chuyển đổi khi xét từ quan điểm tổng thể hệ thống điện. Dưới góc độ các chủ sở hữu nguồn điện TBK, điều này càng đúng hơn khi việc đầu tư và thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các nhà máy điện TBK sẽ giúp duy trì được khả năng huy động để phát điện vào hệ thống, tránh rủi ro “tài sản mắc kẹt” và tiếp tục tạo dòng tiền thu nhập cho các nhà máy điện đó – nhất là khi chưa hết đời sống kinh tế của dự án.

Nhìn rộng hơn, từ góc độ tổng thể quốc gia, nếu xem xét đến cả chi phí xã hội của CO₂ thì sẽ có sự cao hơn đáng kể giữa tổng chi phí của kịch bản NC so với các kịch bản chuyển đổi nhiên liệu. Đồng thời, tổng chi phí của các kịch bản chuyển đổi trở nên khá tương đồng, trong đó kịch bản MC có tổng chi phí thấp nhất thay vì SC. Điều này càng củng cố cho nhận định ở trên về sự cần

⁴⁰ tiếng Anh: stranded assets

thiết chuyển đổi sang nhiên liệu hydro cho các nguồn điện TBK trong hệ thống điện Việt Nam.

Kết quả tính toán các kịch bản cho thấy giá hydro sử dụng trong mô hình tính toán chưa cạnh tranh được với nhiên liệu hóa thạch (KTN) (tính theo LCOE) và khó cạnh tranh ngay cả với điện gió ngoài khơi trong giai đoạn nghiên cứu. Điều này được phản ánh trong logic kết quả: hydro được đưa vào hệ thống càng chậm thì tổng chi phí của hệ thống càng thấp. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng kịch bản chuyển đổi tốc độ chậm (SC) và tốc độ trung bình (MC) gần như tương đương về tổng chi phí hệ thống điện, hàm ý rằng giá hydro dự kiến đã gần đến điểm “cạnh tranh” và lộ trình chuyển đổi nhiên liệu sang hydro có thể được xem xét giữa kịch bản SC và MC. Trong trường hợp giá hydro cạnh tranh hơn trong giai đoạn nghiên cứu, việc chuyển đổi sớm và nhanh chóng từ khí tự nhiên sang hydro sẽ càng có lợi hơn khi xem xét đến chi phí xã hội của CO₂.

Như vậy có thể rút ra kết luận: xét từ góc độ **tối ưu về kinh tế hệ thống điện nói riêng và tổng thể quốc gia nói chung** (khi tính đến chi phí xã hội của CO₂), lộ trình thâm nhập năng lượng hydro vào các NMD TBK trong HTĐ nên được thiết kế dựa trên kịch bản SC, có xem xét dự phòng khả năng chuyển đổi nhanh hơn của kịch bản MC khi có các điều kiện thuận lợi (chẳng hạn, giá hydro xanh có thể giảm nhanh hơn trong tương lai, phí các-bon được áp dụng) - nghĩa là ở **khoảng giữa các kịch bản SC và MC**.

Bên cạnh việc nghiên cứu, tính toán lộ trình thâm nhập hydro vào các NMD TBK trong HTĐ cùng các kết quả chỉ tiêu định lượng như trên, cần thiết phải xem xét các yếu tố tác động đến quá trình chuyển đổi (trong điều kiện cụ thể của Việt Nam) để xây dựng được lộ trình phù hợp, khả thi. Phần sau đây sẽ phân tích, làm rõ các vấn đề này.

3.4. Đánh giá các yếu tố tác động đến chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các nhà máy điện tuabin khí của Việt Nam

Như đã đề cập ở trên, với mục tiêu thực hiện cam kết trung hòa các-bon nền kinh tế vào năm 2050, nhiệm vụ chính đặt ra với ngành năng lượng của Việt Nam là đảm bảo nguồn cung đáp ứng nhu cầu tăng trưởng của nền kinh

tế, đồng thời phải cắt giảm đáng kể phát thải khí nhà kính từ các hoạt động sử dụng năng lượng. Việc định hướng sử dụng rộng rãi hydro để thay thế các nguồn nhiên liệu hóa thạch được kỳ vọng là một trong những lời giải cho bài toán trên, tạo cơ hội mở ra một lĩnh vực năng lượng mới, một chuỗi giá trị sản xuất - cung ứng - sử dụng mới và đa dạng hóa nguồn cung năng lượng sơ cấp. Tuy nhiên những thách thức đặt ra về chính sách, cơ chế phát triển, công nghệ, kỹ thuật - kinh tế và yêu cầu nguồn lực cho Việt Nam là rất lớn mà ngay cả những nước phát triển đi tiên phong trong lĩnh vực này vẫn còn đang tiếp tục phải đối mặt, giải quyết. Những vấn đề này sẽ được phân tích, đánh giá trong các nội dung dưới đây.

3.4.1. Các điểm mạnh và thuận lợi

1) Việt Nam có quyết tâm chuyển đổi mạnh mẽ ngành năng lượng hướng đến tăng trưởng xanh, phát triển bền vững, đóng góp chung cho mục tiêu chống BĐKH của quốc tế. Điều này được thể hiện qua các định hướng, chính sách xuyên suốt và nhất quán của Đảng và Nhà nước thời gian qua (các nghị quyết, chiến lược, quy hoạch tổng thể về năng lượng, điện lực, biến đổi khí hậu; Luật điện lực 2024), đặc biệt là cam kết với quốc tế đưa phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 tại Hội nghị COP26. Điều này đã được tác giả phân tích, đánh giá ở mục 1.1.2.1 trong Chương 1.

2) Tiềm năng NLTT dồi dào cho sản xuất điện phục vụ sản xuất hydro bằng công nghệ điện phân

Lãnh thổ Việt Nam, bao gồm cả vùng biển và hải đảo tương ứng, có nhiều tiềm năng NLTT, đặc biệt là điện mặt trời, điện gió trên đất liền, ven bờ và điện gió ngoài khơi. Theo Báo cáo đề án QHĐ VIII, tổng tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời quang điện (PV) của nước ta vào khoảng 837 GW, điện gió trên bờ và gần bờ 221 GW, và điện gió ngoài khơi khoảng 599 GW [25]. QHĐ VIII đã đưa vào quy hoạch lượng công suất đáng kể các nguồn điện này trong chương trình phát triển nguồn điện đến năm 2050, tuy nhiên tiềm năng còn lại vẫn còn rất lớn. Trong Bảng 3.3, tính toán sơ bộ đối với các nguồn điện mặt trời, điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi cho thấy, tiềm năng kỹ thuật của các loại hình nguồn điện này (sau khi đã trừ đi lượng công suất quy hoạch để phát điện lên hệ thống điện tới năm 2050 trong QHĐ VIII) có thể khai thác để

sản xuất gần 60 triệu tấn hydro theo công nghệ điện phân cung cấp cho nhu cầu của nền kinh tế và cho xuất khẩu.

Bảng 3.3 Ước tính sản lượng hydro có thể sản xuất từ các nguồn điện NLTT chủ yếu của Việt Nam

Mô tả	Điện gió trên bờ & gần bờ	Điện gió ngoài khơi	Điện mặt trời
Tổng tiềm năng kỹ thuật (MW)	221.000	599.000	837.485
Quy hoạch cho HTĐ (MW)	60.050 - 77.050	70.000 - 91.500	168.594 - 189.294
Tiềm năng cho sản xuất hydro xanh (MW)	143.950 - 160.950	507.500 - 529.000	648.191 - 668.891
Ước tính sản lượng hydro xanh (triệu tấn/ năm)	7,20 - 8,05	33,90 - 35,33	16,20 - 16,72
Ước tính tổng sản lượng hydro xanh (triệu tấn/ năm)	57,3 - 60,0		

(Nguồn: tính toán của tác giả với giả thiết FLHs của nhà máy điện mặt trời là 1.500 h/năm, điện gió trên bờ và gần bờ 3.000 h/năm, ĐGNK là 4.000 h/năm, tiêu thụ điện năng cho sản xuất hydro xanh bằng công nghệ điện phân là 60 kWh/ kg hydro).

Hiển nhiên, tính toán trên chỉ mang tính lý thuyết, tuy nhiên trong thực tế nếu khai thác được khoảng 1/3 tiềm năng NLTT của cả nước để sản xuất hydro xanh thì cũng đủ đáp ứng nhu cầu cho cả nền kinh tế trong dài hạn.

3) Vị trí địa - kinh tế và điều kiện tự nhiên thuận lợi: Việt Nam có vị trí địa - kinh tế và điều kiện tự nhiên thuận lợi cho giao thương, kết nối và trao đổi năng lượng với các quốc gia trong khu vực và quốc tế, bao gồm đa dạng các hình thức như đường ống dẫn khí, cáp điện ngầm vượt biển, vận tải bằng đường biển... Đặc biệt, dọc bờ biển từ Bắc vào Nam có nhiều vị trí thuận lợi để bố trí các cảng nước sâu hoặc kho cảng nổi phục vụ nhập và tồn trữ LNG phục vụ cung cấp cho các NMD TBK sử dụng LNG. Các điều kiện này rất

quan trọng để phát triển hạ tầng tồn trữ, vận chuyển, cung cấp hydro trong tương lai, gồm cả viễn cảnh nhập khẩu hydro từ quốc tế vào Việt Nam để sử dụng nếu giá thành hợp lý.

4) Ngành năng lượng Việt Nam đang trong quá trình tăng trưởng mạnh mẽ để đáp ứng nhu cầu năng lượng cho phát triển kinh tế của đất nước. Đầu tư cho lĩnh vực năng lượng, điện lực đang rất được quan tâm, thu hút cả từ khu vực công và tư cũng như đầu tư trực tiếp nước ngoài. Cam kết và nỗ lực chuyển dịch xanh ngành năng lượng của Việt Nam rất được quốc tế quan tâm, ủng hộ với đa dạng các hình thức hợp tác, hỗ trợ đa phương và song phương, chẳng hạn: cơ chế Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng (JETP – Just Energy Transition Partnership) giữa Việt Nam và Nhóm các đối tác quốc tế (Hoa Kỳ, Anh, Nhật, Canada và các nước EU), Nhóm đối tác năng lượng Việt Nam (VEPG) giữa Việt Nam và nhóm Đối tác phát triển quốc tế, cơ chế Cộng đồng phát thải bằng “0” Châu Á (AZEC - Asia Zero Emission Community) do Nhật Bản khởi xướng với sự tham gia của các nước ASEAN và Australia, Chương trình năng lượng phát thải thấp của Việt Nam (V-LEEP, hợp tác giữa Việt Nam và Hoa Kỳ), Chương trình đối tác năng lượng Đan Mạch (DEPP, hợp tác giữa Việt Nam và Đan Mạch), ...

5) Cơ hội huy động nguồn lực, tiếp cận nguồn vốn xanh và công nghệ hiện đại: Với việc định hướng ứng dụng hydro trong hệ thống năng lượng, Việt Nam có cơ hội huy động các nguồn lực đầu tư lớn vào thị trường năng lượng, trong đó có hydro, tham gia vào chuỗi giá trị hydro toàn cầu. Đồng thời có nhiều cơ hội tiếp cận công nghệ tiên tiến, hiện đại, nguồn vốn xanh, công cụ tài chính các-bon ... trong xu thế chuyển dịch năng lượng toàn cầu.

6) Thị trường tiềm năng lớn: với nhu cầu dự kiến về hydro xanh đáp ứng mục tiêu Net Zero vào năm 2050 có thể lên tới hàng chục triệu tấn mỗi năm, quy mô chuỗi giá trị hydro (từ sản xuất, tồn trữ, vận chuyển, cung cấp đến nơi tiêu thụ) là rất lớn, ước tính sơ bộ có thể lên tới hàng trăm tỷ USD. Đây là thị trường rất tiềm năng cho các nhà đầu tư, các công ty cung cấp công nghệ, thiết bị, các thương nhân kinh doanh buôn bán ... mà nếu được hiện thực hóa sẽ mở ra cả một lĩnh vực kinh tế mới, góp phần không nhỏ thúc đẩy phát triển kinh tế theo hướng xanh và bền vững.

Hiện nay, nhằm tận dụng lợi thế về tiềm năng NLTT dồi dào, nhiều dự án sản xuất hydro xanh bằng công nghệ điện phân sử dụng nguồn điện mặt trời, điện gió đã và đang được đề xuất, nghiên cứu, phát triển tại khu vực Miền Nam. Cụ thể, vào tháng 3/2023, dự án nhà máy sản xuất hydro xanh đầu tiên tại Việt Nam (địa điểm tại tỉnh Trà Vinh, công suất khoảng 24.000 tấn hydro xanh/ năm, sử dụng công nghệ điện phân nước biển với nguồn điện cấp từ các NMD mặt trời, điện gió trong khu vực) đã được khởi công xây dựng [2]. Tại khu vực ngoài khơi tỉnh Bình Thuận nơi tiềm năng gió được đánh giá rất cao, một dự án sản xuất hydro xanh từ nguồn điện gió ngoài khơi (dự án Thăng Long Wind 2) với quy mô công suất điện phân 2.000 MW, sản lượng hydro xanh 300.000 tấn/ năm, vốn đầu tư sơ bộ khoảng 5 tỷ USD cũng đang được đề xuất phát triển [1]. Mới đây, tỉnh Quảng Trị cũng nhận được đề xuất về việc nghiên cứu, phát triển một dự án nhà máy sản xuất hydro xanh với công suất 60.000 tấn/ năm, sử dụng nguồn điện gió kết hợp mặt trời (khoảng 1.200 MW điện gió trên bờ và 800 MW điện mặt trời) trên địa bàn tỉnh [5].

3.4.2. Các điểm yếu và thách thức

1) Về chính sách, pháp luật, trình độ phát triển:

- Hệ thống chính sách, pháp luật về phát triển năng lượng của Việt Nam còn chưa hoàn thiện, hoặc chưa theo kịp sự thay đổi nhanh của thực tiễn, chẳng hạn để phát triển hiệu quả, bền vững các nguồn năng lượng tái tạo có tính đột phá như điện gió ngoài khơi; xây dựng, hoàn thiện thị trường năng lượng, thị trường điện, thị trường các-bon ...

Hệ thống chiến lược và lộ trình phát triển các nguồn năng lượng mới như hydro xanh, amoniac xanh, nhiên liệu sinh học, nhiên liệu tổng hợp (synergy)... và các cơ chế khả thi để thúc đẩy đầu tư vào cơ sở hạ tầng/cơ sở vật chất cần thiết để lưu trữ, vận chuyển và cung cấp những nguồn năng lượng đó cũng cần được xây dựng và hoàn thiện. Đây là các yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến khả năng phát triển một ngành năng lượng mới như hydro.

- Việt Nam mới ban hành chiến lược quốc gia về phát triển năng lượng hydro, tuy nhiên mới ở mức tổng thể, có tính chất định hướng, dài

hạn. Cần cụ thể hóa thành các kế hoạch/ nhiệm vụ với lộ trình cụ thể cũng như các cơ chế, chính sách khả thi, phù hợp với điều kiện của đất nước để khuyến khích, hỗ trợ sản xuất, ứng dụng trong các lĩnh vực tiềm năng (như GTVT, phát điện).

- Chưa có kế hoạch xây dựng một lộ trình cắt giảm phát thải KNK cụ thể, định lượng đến năm 2050 cho các lĩnh vực phát thải chính, trong đó có ngành năng lượng cũng như các NMĐ sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong HTĐ.
- Trình độ khoa học công nghệ của đất nước trong nước nói chung còn thấp. Đối với lĩnh vực năng lượng còn chưa tự chủ được về sản xuất, chế tạo thiết bị năng lượng nói chung và cho sản xuất, phân phối, sử dụng hydro nói riêng. Có thể thấy, với các trang, thiết bị công nghệ quan trọng trong chuỗi giá trị hydro, từ phần thượng nguồn (thiết bị chính các NMĐ NLTT, các máy điện phân nước), trung nguồn (các thiết bị bơm/ máy nén để bơm, hút, nén hydro) đến hạ nguồn (các hệ thống pin nhiên liệu, tuabin khí sử dụng hydro, thiết bị công nghệ khác...) hầu hết sẽ phải nhập khẩu từ nước ngoài, ít nhất là trong giai đoạn đầu khi các mục tiêu về chuyển giao công nghệ, nội địa hóa còn chưa đạt được. Điều này cho thấy mức độ phụ thuộc vào công nghệ nước ngoài của Việt Nam sẽ khá lớn trong lĩnh vực năng lượng hydro.

2) Về nguồn cung và giá hydro xanh

Mặc dù có nhiều tiềm năng NLTT như phân tích ở trên, dễ nhận thấy thách thức lớn đầu tiên là Việt Nam cần phát triển lượng công suất nguồn NLTT rất lớn thì mới có thể đáp ứng được nhu cầu điện cho sản xuất hydro, chưa kể đến khối lượng đầu tư cũng rất lớn cho các nhà máy điện phân và kho chứa sản phẩm liên quan. Mặc dù một phần hydro có thể được cung cấp thông qua các quá trình khí hóa than từ các mỏ than trong nước (kết hợp với thu giữ các-bon), tuy nhiên, quy mô dự kiến không lớn và cũng đòi hỏi lượng vốn đầu tư đáng kể. Trong tương lai, trên thế giới có khả năng cũng sẽ hình thành một thị trường hydro tương tự thị trường khí đốt, dầu mỏ. Khi đó nguồn cung hydro cho Việt Nam có thể từ nhập khẩu nếu giá cả phù hợp. Tuy vậy, trong bất kỳ khả năng nào, việc phát triển ngành cơ sở hạ tầng năng lượng mới này cũng

đều đòi hỏi huy động nguồn lực đầu tư khổng lồ của cả nền kinh tế trong một khoảng thời gian đủ dài.

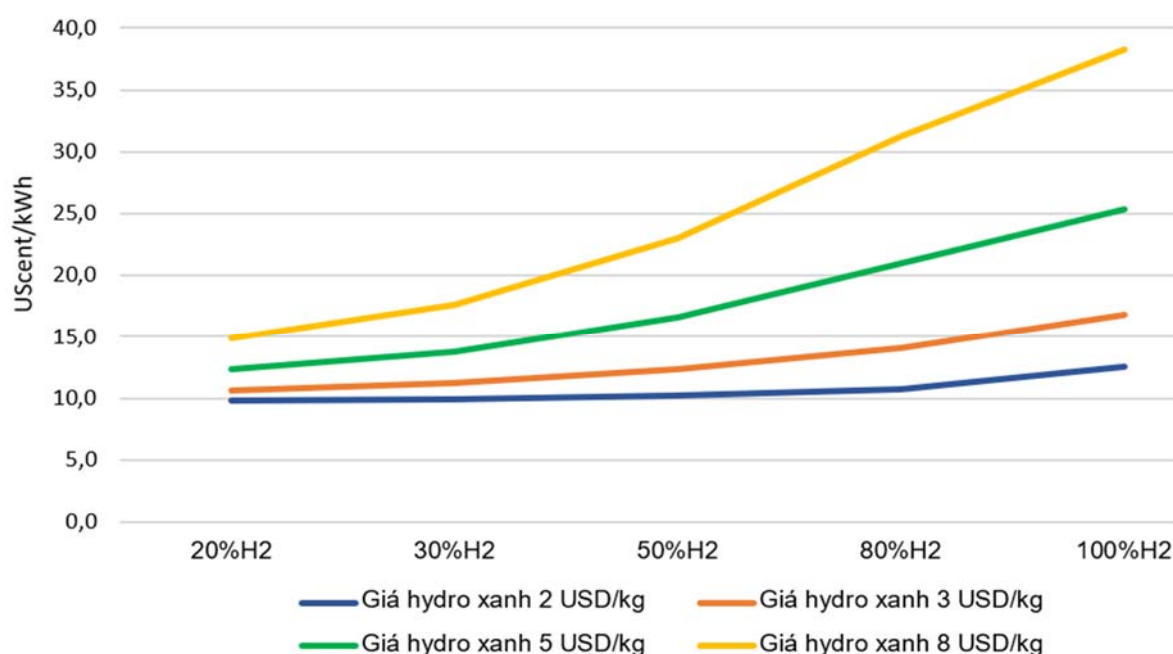
Chi phí sản xuất hydro⁴¹ trên thế giới hiện nay còn rất cao, khoảng 4-8 USD/kg tùy theo loại nguồn điện NLTT (điện mặt trời, điện gió) sử dụng để sản xuất, khó cạnh tranh được với các nguồn năng lượng truyền thống khác. Hiện nhiều quốc gia, các nhà sản xuất tiên phong đang quan tâm đầu tư nghiên cứu nâng cao hiệu suất thiết bị điện phân hydro và tăng công suất các bộ điện phân nhằm giảm giá thành sản xuất hydro. Cùng với xu hướng tiếp tục giảm giá trong dài hạn của các công nghệ sản xuất điện từ NLTT - nghĩa là giá điện từ NLTT ngày càng thấp hơn, giá hydro xanh được dự báo sẽ tiếp tục giảm nhanh, đặc biệt tại các khu vực có tiềm năng NLTT dồi dào. Dự báo đến 2030 và 2050, giá hydro xanh sẽ giảm xuống tương ứng còn khoảng 1,5 - 5 USD/kg và 1 - 3 USD/kg, thay đổi theo các khu vực khác nhau trên thế giới và với các kịch bản khác nhau về giá thiết bị điện phân [30], [47], [52], [62]. Tuy vậy, tại thời điểm này còn nhiều bất định về công nghệ, kinh tế để có thể hiện thực hóa các con số mục tiêu nêu trên.

Ở Việt Nam, theo tính toán sơ bộ của Viện Năng lượng và UNDP (2023), giá thành sản xuất hydro xanh theo công nghệ điện phân nước, sử dụng nguồn điện từ các nhà máy điện gió, điện mặt trời trong khu vực duyên hải Nam Trung bộ và Tây Nam bộ của Việt Nam ở thời điểm 2023 có thể lên đến khoảng 6,5 – 11,0 USD/kg tùy theo các kết hợp nguồn điện NLTT cho điện phân khác nhau. Đến năm 2050, chi phí này dự kiến giảm xuống còn 1,5 – 2,5 USD/kg, nghĩa là khá tương đồng với giá hydro thế giới [27].

Tính toán của tác giả về chi phí sản xuất điện khi đốt phối trộn LNG với hydro cho NMD TBK công suất điển hình 1.500 MW tại Việt Nam cho thấy: Với giá hydro cấp đến nhà máy điện 8 USD/kg (tương đương 59,5 USD/tr.BTU), chi phí sản xuất điện LCOE trung bình là 24,75 cent/kWh; với giá hydro 5 USD/kg (37,5 USD/tr.BTU), chi phí sản xuất điện LCOE trung bình là 17,81 cent/kWh; khi giá hydro xanh giảm xuống dưới 3 USD/kg (22,5 USD/tr.BTU), chi phí sản xuất điện LCOE trung bình khoảng 13,0 cent/kWh

⁴¹ tiếng Anh: Levelized Cost Of Hydrogen

(xem Hình 3.12). Theo tính toán trong đề án QHĐ VIII, chi phí sản xuất điện năng bình quân phần nguồn điện của toàn bộ hệ thống điện quốc gia khoảng 11,7 - 13,2 cent/kWh trong giai đoạn 2030 - 2050 [25]. Như vậy nếu nhìn nhận tại thời điểm này, khi giá hydro xanh cấp đến NMD giảm xuống dưới 3 USD/kg và công nghệ tuabin khí đốt hydro được thương mại hóa, giá điện sản xuất từ hydrogen tại các NMD TBK mới có khả năng cạnh tranh được trong hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030-2050.



Hình 3.12 Ảnh hưởng của giá hydro đến giá thành sản xuất điện của NMD TBK ở Việt Nam (nguồn: tính toán của tác giả)

3) Về phát triển hạ tầng tiếp nhận, vận chuyển và cung cấp hydro: đây là thách thức lớn, nếu thực hiện thành công sẽ tạo nên bước “chuyển dịch” đột phá đối với ngành năng lượng Việt Nam trong tương lai. Trong viễn cảnh triển vọng nhất, hạ tầng tồn trữ, vận chuyển, cung cấp hydro và amoniac sẽ được xây dựng và phát triển đồng bộ để cung cấp cho nhiều hộ tiêu thụ khác nhau như là các NMD, các nhà máy lọc hóa dầu, sản xuất công nghiệp, các trạm sạc hydro cho các phương tiện giao thông vận tải...

Trong thời gian tới, việc nâng cấp hệ thống hạ tầng khí đốt hiện hữu và đang trong quá trình mở rộng tại Miền Nam, đặc biệt là khu vực Đông Nam bộ và Tây Nam bộ, để tiếp nhận tỷ trọng tham gia tăng dần của hydro có thể là

một phần giải pháp khả thi cho bài toán này. Về lâu dài, bên cạnh việc đầu tư mở rộng và nâng cấp hệ thống đường ống cấp khí, các kho cảng nhập LNG phục vụ vận hành NMD TBK đang và sẽ được đầu tư xây dựng từ nay đến năm 2035 theo QHĐ VIII và Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia là các đối tượng tiềm năng có thể mở rộng hoặc hoán cải/ nâng cấp công nghệ cho mục đích nhập khẩu và tồn trữ hydro, amoniac để cung cấp cho các NMD TBK cũng như các hộ tiêu thụ khác.

Tương tự như phần thượng nguồn (sản xuất hydro), việc xây dựng các hệ thống cơ sở hạ tầng cho một nền kinh tế hydro như trên yêu cầu khối lượng đầu tư rất lớn. Điều này thực sự là thách thức lớn, đòi hỏi phải có chiến lược, chính sách dài hơi và nhất quán của Nhà nước nhằm tạo điều kiện và huy động các nguồn lực trong và ngoài nước cho phát triển.

4) Về công nghệ và tính kinh tế khi sử dụng hydro cho phát điện trong các NMD TBK

Như trình bày chi tiết trong Chương 1, hiện nay công nghệ TBK đốt hydro vẫn đang trong giai đoạn nghiên cứu, thử nghiệm tại hiện trường để tiến tới hoàn thiện, chưa thương mại hóa. Đánh giá chung cho rằng khoảng năm 2030 công nghệ này sẽ hoàn toàn “trưởng thành” và sẵn sàng để áp dụng tại các nhà máy điện.

Với các tổ máy TBK mới sử dụng LNG đang đầu tư xây dựng tại Việt Nam giai đoạn từ nay đến 2030 và sau đó, khi thiết kế nhà máy cần xem xét yêu cầu về khả năng đốt phối trộn khí tự nhiên với hydro ở tỷ lệ nhất định nào đó, thậm chí đốt hoàn toàn bằng hydro để chuẩn bị sẵn sàng cho bước chuyển dịch năng lượng trong tương lai. Các yêu cầu này sẽ làm tăng chi phí đầu tư ban đầu, dẫn đến tăng giá thành sản xuất điện ngay cả khi vẫn sử dụng hoàn toàn nhiên liệu khí tự nhiên, tuy nhiên về lâu dài sẽ ít tốn kém. Đối với các tổ máy TBK hiện hữu (sử dụng khí nội) có tuổi đời vận hành đã cao, hiệu suất thấp, việc xem xét cải tạo nâng cấp để sử dụng hydro cần phải được nghiên cứu, đánh giá kỹ lưỡng từ góc độ kinh tế, vì tiềm ẩn rủi ro giá thành sản xuất điện sẽ tăng rất cao, dẫn đến không cạnh tranh được với các nguồn điện khác.

Ngoài yếu tố phụ thuộc vào mức độ thương mại hóa của công nghệ đốt hydro trong tuabin khí, các vấn đề kỹ thuật khác cần được giải quyết tại các NMD TBK bao gồm việc kiểm soát mức phát thải NO_x đáp ứng các yêu cầu bảo vệ môi trường tại khu vực địa điểm nhà máy, duy trì công suất phát/ hiệu suất phát điện của nhà máy điện, các điều chỉnh tương thích của thiết bị khác trong chu trình phát điện và thiết bị phụ trợ (gồm các lò hơi thu hồi nhiệt, thiết bị xử lý khói thải), giải pháp an toàn chống cháy nổ v.v...

Bên cạnh đó, như đã phân tích ở trên, giá hydro xanh cao chắc chắn sẽ là một thách thức lớn cho tham vọng chuyển đổi nhiên liệu tại các NMD TBK vận hành trong hệ thống điện. Trong khi chờ đợi và kỳ vọng diễn biến giá hydro xanh trong tương lai sẽ giảm đáng kể đi đôi với sự tiến bộ của KHCN trong lĩnh vực sản xuất điện từ nguồn NLTT và nâng cao hiệu suất, công suất thiết bị điện phân, Việt Nam cũng cần chuẩn bị các khuôn khổ pháp lý, chính sách phát triển phù hợp để thúc đẩy sự “gia nhập” của năng lượng hydro trong hệ thống năng lượng Việt Nam thông qua các công cụ kinh tế/ tài chính như ưu đãi đầu tư, thuế, thị trường các-bon...

3.4.3. Tổng hợp đánh giá và đề xuất hàm ý chiến lược

Kết quả phân tích, đánh giá các yếu tố tác động đến mục tiêu và lộ trình chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMD TBK ở Việt Nam được trình bày tổng hợp dưới dạng bảng phân tích điểm mạnh, điểm yếu, cơ hội, thách thức (SWOT)⁴² dưới đây:

Bảng 3.4 Tổng hợp đánh giá các yếu tố ảnh hưởng

Điểm mạnh (S)	Điểm yếu (W)
- Quyết tâm mạnh mẽ, chủ trương và định hướng nhất quán đối với chuyển dịch xanh ngành năng lượng, bao gồm phát triển và ứng dụng năng lượng hydro	- Hệ thống chính sách, pháp luật về phát triển năng lượng, đặc biệt là NLTT, năng lượng mới như hydro còn chưa hoàn thiện, hoặc chưa theo kịp sự thay đổi của thực tiễn.

⁴² tiếng Anh: Strengths - Weaknesses - Opportunities - Threats

- Nguồn tài nguyên năng lượng tái tạo dồi dào, đặc biệt là gió ngoài khơi, có thể khai thác để sản xuất điện cung cấp cho sản xuất hydro. - Vị trí địa-kinh tế và điều kiện tự nhiên thuận lợi cho giao thương, trao đổi năng lượng với khu vực và quốc tế, bao gồm cả đường ống, cáp ngầm, vận tải biển... - Ngành năng lượng Việt Nam đang trong quá trình tăng trưởng mạnh mẽ để đáp ứng nhu cầu năng lượng cho phát triển kinh tế, được quan tâm đầu tư phát triển cả từ khu vực công và tư cũng như đầu tư trực tiếp nước ngoài.	- Chưa có các kế hoạch cụ thể, cơ chế, chính sách, hệ thống tiêu chuẩn/ quy chuẩn liên quan để khuyến khích, hỗ trợ sản xuất, ứng dụng năng lượng hydro. - Trình độ khoa học công nghệ trong nước nói chung còn thấp, nguồn nhân lực còn hạn chế; đối với lĩnh vực năng lượng còn chưa tự chủ được về sản xuất, chế tạo thiết bị năng lượng nói chung và cho sản xuất, phân phối, sử dụng hydro nói riêng.
Cơ hội (O)	Thách thức (T)
- Sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên NLTT cho chuyển đổi xanh, phát triển bền vững; cắt giảm đáng kể phát thải KNK trong khi vẫn duy trì được an ninh năng lượng. - Cơ hội huy động các nguồn lực đầu tư lớn ở trong và ngoài nước vào thị trường năng lượng, trong đó có hydro, tham gia vào chuỗi giá trị hydro toàn cầu. - Cơ hội tiếp cận công nghệ tiên tiến, hiện đại, nguồn vốn xanh, công cụ tài chính các-bon ... trong xu thế chuyển dịch năng lượng trên thế giới.	- Nhu cầu hydro dự kiến sẽ rất lớn, trong khi nguồn cung còn bất định do các hạn chế hiện nay về công nghệ sản xuất và tồn trữ, vận chuyển; chưa thương mại hóa trong sản xuất, cung cấp hydro. Chi phí đầu tư, phát triển hạ tầng lớn. - Giá hydro xanh (sản xuất từ NLTT) còn cao, dẫn đến chưa có hiệu quả kinh tế nếu sử dụng để phát điện; dự báo dài hạn còn chưa chắc chắn. - Công nghệ sử dụng hydro cho sản xuất điện trong các NMD TBK quy mô lớn còn đang trong các giai đoạn phát triển khác nhau, hầu hết chưa đạt mức độ thương mại hóa.

Một số hàm ý chiến lược sau đây được rút ra từ việc phân tích, đánh giá các yếu tố tác động đến mục tiêu và quá trình chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMD TBK ở Việt Nam:

1) Chiến lược S-T: Phát huy điểm mạnh nội tại để tránh/ hạn chế thách thức

ST1: Nhà nước phát huy vai trò định hướng chính sách chuyển dịch năng lượng và chuyển đổi nhiên liệu hóa thạch, kêu gọi sự hợp tác và hỗ trợ từ cộng đồng quốc tế để thu hút vốn đầu tư và chuyển giao công nghệ; xây dựng khuôn khổ pháp lý, cơ chế và các ưu đãi khả thi để hỗ trợ mạnh mẽ cho phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng hydro và quá trình chuyển đổi nhiên liệu trong các NMD sử dụng nhiên liệu hóa thạch (than, KTN).

ST2: Phát triển mạnh mẽ nguồn NLTT với vai trò chủ đạo của Nhà nước trong phát triển cơ sở hạ tầng và các cơ chế chính sách ưu đãi để giảm chi phí sản xuất, lưu trữ và vận chuyển hydro. Giá hydro giảm cùng các cơ chế khuyến khích, thúc đẩy sử dụng năng lượng hydro trong nền kinh tế, bao gồm cả việc chuyển đổi nhiên liệu tại các NMD TBK sẽ tạo ra nhu cầu thị trường tăng. Khi nhu cầu thị trường phát triển sẽ có tác động tích cực trở lại đến phát triển chuỗi giá trị hydro.

2) Chiến lược S-O: phát huy điểm mạnh để khai thác cơ hội

SO1: Khai thác, phát triển và sử dụng hiệu quả tiềm năng NLTT dồi dào của Việt Nam để đảm bảo an ninh năng lượng, cung cấp điện cho sản xuất hydro đáp ứng nhu cầu chuyển dịch năng lượng của nền kinh tế và của ngành điện, giảm phát thải khí nhà kính.

3) Chiến lược W-O: Khắc phục điểm yếu để tận dụng cơ hội

WO1: Xây dựng lộ trình và ban hành các chính sách/cơ chế thuận lợi để thu hút các nguồn đầu tư trong và ngoài nước cho phát triển nguồn NLTT, chuỗi giá trị hydro và chuyển đổi hydro tại các NMD TBK. Việt Nam có thể học hỏi kinh nghiệm quốc tế trong việc tạo điều kiện thuận lợi cho các cơ chế

khuyến khích và giảm thiểu rủi ro cho các dự án đầu tư trong chuỗi giá trị như ưu đãi thuế, trợ giá trực tiếp, thị trường các-bon, v.v...

WO2: Tham vấn và học hỏi kinh nghiệm quốc tế để xây dựng hệ thống quy chuẩn, tiêu chuẩn toàn diện về năng lượng hydro phù hợp với điều kiện Việt Nam và hài hòa với thế giới, tạo điều kiện thuận lợi cho đầu tư và mua bán, sử dụng năng lượng hydro.

WO3: Liên doanh/ hợp tác với các công ty công nghệ quốc tế để tạo điều kiện chuyển giao các công nghệ cốt lõi như điện phân nước, lưu trữ và vận chuyển hydro khối lượng lớn; nội địa hóa các quy trình, công đoạn mà Việt Nam có thể thực hiện trong thiết kế, sản xuất, xây dựng và lắp đặt, vận hành bảo dưỡng...

4) Chiến lược W-T: Hạn chế điểm yếu để vượt qua thách thức

WT1: Giá hydro xanh cao vẫn là thách thức lớn đối với việc phát triển loại năng lượng mới này. Do đó, Việt Nam cần xây dựng các chiến lược để giảm chi phí NLTT cho sản xuất hydro cũng như chi phí đầu tư các nhà máy điện phân, như (i) ban hành cơ chế ưu đãi về đầu tư, thuế, (ii) đưa ra các cơ chế mua bán điện hỗ trợ phát triển các nguồn NLTT như mua bán điện trực tiếp (DPPA), hợp đồng kỳ hạn (CfD)... và (iii) thúc đẩy chuyển giao công nghệ, làm chủ và nội địa hóa các công nghệ cốt lõi và thiết kế, sản xuất thiết bị chính trong dây chuyền công nghệ.

3.5. Xây dựng lộ trình chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các nhà máy điện tuabin khí

3.5.1 Các chỉ tiêu định lượng xây dựng lộ trình

Trên cơ sở các kết quả và nhận xét, thảo luận rút ra tại Mục 3.3, lộ trình đưa hydro vào làm nhiên liệu tại các NMD TBK (theo tỷ lệ đốt phối trộn hydro/ KTN) được đề xuất nằm trong khoảng từ chuyển đổi chậm (SC) đến chuyển đổi tốc độ trung bình (MC). Từ đó, các chỉ tiêu định lượng liên quan được tính toán, tổng hợp trong Bảng 3.5 dưới đây:

Bảng 3.5 Chỉ tiêu định lượng lộ trình thâm nhập hydro tại các NMD TBK

Diễn giải chỉ tiêu định lượng	2030	2035	2040	2045	2050
Tỷ lệ phối trộn hydro (theo % thể tích) ⁴³	0	15 - 25	30 - 50	50 - 75	100
Tỷ lệ phối trộn hydro (theo % năng lượng tham gia tương ứng)	0	4,4 - 8,0	10,1 - 20,8	20,8 - 44,0	100
Công suất phát điện dựa trên năng lượng hydro (MW) ⁴⁴	0	1.118 - 2.032	2.565 - 5.283	5.283 - 11.176	25.400
Nhu cầu hydro cho phát điện tại các NMD TBK (triệu tấn/ năm)	0 ⁴⁵	0,3 - 0,5	0,7 - 1,3	1,8 - 3,6	7,5 - 8,5
Ước tính quy mô nguồn NLTT (kết hợp điện mặt trời + điện gió) cần thiết để sản xuất lượng hydro theo nhu cầu trên (GW)	0 ⁴⁵	4 - 6	8 - 15	20 - 40	80 - 90

3.5.2 Các quan điểm và giải pháp chính xây dựng lộ trình

Bên cạnh các mục tiêu thực hiện có tính định lượng nêu trên, lộ trình thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMD TBK trong HTĐ cần

⁴³ Cận dưới theo kịch bản SC, cận trên theo MC (xem Bảng 3.2)

⁴⁴ Trên tổng công suất các NMD TBK là 25.400 MW

⁴⁵ Theo tác giả, khoảng năm 2030 dự kiến chưa có nhu cầu hydro cho phát điện thương mại, tuy nhiên trong điều kiện thuận lợi thì 1 - 2 NMD TBK sử dụng LNG đã vận hành ổn định ở Miền Nam có thể tiến hành nghiên cứu, thử nghiệm đốt phối trộn hydro với KTN để lấy kinh nghiệm áp dụng đại trà. Ước tính nhu cầu hydro cho thử nghiệm sẽ khoảng 100.000 - 150.000 tấn/ năm, tương ứng với khoảng 1 - 2 GW công suất nguồn NLTT cần thiết để sản xuất lượng hydro đó.

thiết được xây dựng dựa trên một số **quan điểm và giải pháp chính** với việc xem xét đến các vấn đề sau: (i) hiện trạng ngành năng lượng Việt Nam hiện nay và các định hướng, chiến lược phát triển thời gian tới, (ii) đặc điểm phát triển và phân bố hạ tầng năng lượng, tiềm năng NLTT của đất nước, và (iii) vị trí địa lý cụ thể và phạm vi đầu tư các dự án NMD TBK sử dụng nhiên liệu LNG. Cụ thể:

- Lộ trình triển khai thực hiện việc chuyển đổi cần đồng bộ với các định hướng, mục tiêu của Chiến lược phát triển năng lượng hydro của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050.
- Quy mô cần phát triển các nhà máy sản xuất hydro xanh từ nguồn NLTT⁴⁶ trong nước được ước tính trên cơ sở đủ cấp cho nhu cầu hydro hàng năm với mức độ dự phòng phù hợp. Bên cạnh đó, tùy theo tình hình phát triển năng lượng hydro trên thế giới và mức độ thương mại hóa, từ khoảng sau năm 2035 trở đi có thể xem xét phát triển 1 số trung tâm kho cảng xuất/ nhập khẩu hydro (trên cơ sở cải tạo/ hoán cải 1 số kho cảng LNG hiện hữu tại thời điểm đó); nguồn hydro cấp cho các NMD TBK có thể từ nguồn nhập khẩu này nếu cạnh tranh được về giá.
- Nguồn điện gió ngoài khơi được chú trọng phát triển để cung cấp điện cho sản xuất hydro xanh do Việt Nam có tiềm năng lớn, phân bố tương đối đều từ vùng biển Miền Bắc vào Miền Trung, Miền Nam; số giờ vận hành trong năm của điện gió ngoài khơi khá cao, không chiếm diện tích đất và có thể kết hợp xây dựng nhà máy điện phân nước biển để sản xuất hydro trên biển, sử dụng cho nhu cầu trong nước kết hợp xuất khẩu.
- Việc thí điểm/ thử nghiệm đốt phối trộn hydro tại 1 hoặc 1 vài NMD TBK nên được bắt đầu từ khoảng năm 2030, tại các nhà máy nằm gần nguồn cung hydro xanh tiềm năng, có hạ tầng cấp khí sẵn có (miền Nam, Nam Trung bộ) nhằm giảm chi phí xử lý, vận chuyển

⁴⁶ Ở đây đề cập đến các NMD NLTT mục đích cấp điện để sản xuất hydro xanh, không nằm trong cơ cấu HTĐ quốc gia.

hydro; sau đó nhân rộng đến các NMD tại miền Trung, Bắc Trung bộ, miền Bắc khi hạ tầng cấp hydro được phát triển đồng bộ.

- Các hệ thống thiết bị TBK tại các NMD xây mới từ nay đến 2030 đều được thiết kế có khả năng đốt phối trộn 1 tỷ lệ hydro nhất định (khoảng 20-30% theo thể tích) mà không phải thực hiện bất kỳ sự nâng cấp hay cải tạo đáng kể nào. Điều này là khả thi theo các thông tin công bố từ các nhà chế tạo tuabin khí lớn trên thế giới⁴⁷. Tuy vậy, thiết kế, bố trí ban đầu của các NMD TBK cũng cần được các chủ sở hữu quan tâm tính đến không gian dự phòng cần thiết cho thực hiện nâng cấp/ cải tạo trong tương lai để chuyển sang sử dụng nhiên liệu hydro khi có yêu cầu.
- Việc đầu tư cải tạo, nâng cấp các trang thiết bị của các nhà máy để chuyển đổi dần sang đốt hydro được thực hiện theo đợt để tiết kiệm chi phí và thời gian thực hiện, tăng tính linh hoạt để các chủ sở hữu nhà máy lựa chọn áp dụng.

3.5.3 Kết quả xây dựng lộ trình

Kết hợp các kết quả tính toán định lượng đối với lộ trình thâm nhập hydro tại các NMD TBK trình bày trong Bảng 3.5, các quan điểm và giải pháp chính nêu ở trên cùng các đánh giá yếu tố tác động và hàm ý chiến lược trình bày trong Mục 3.4, xây dựng được lộ trình chuyển đổi với các công việc/ hoạt động chủ yếu cần triển khai và mục tiêu định lượng cho mỗi giai đoạn 5 năm, như sau:

- **Giai đoạn 2026 - 2030: Xây dựng, hoàn thiện khung pháp lý, cơ chế chính sách và thực hiện thí điểm đốt phối trộn hydro tại NMD TBK**
- Hoàn thiện hệ thống pháp luật, quy định, tiêu chuẩn, chính sách hỗ trợ/ thúc đẩy phát triển các nguồn điện NLTT (chú trọng vào nguồn điện gió ngoài khơi) và sản xuất, tồn trữ, vận chuyển, sử dụng hydro xanh; chú trọng vào các cơ chế ưu đãi đầu tư, thuế, giá, yêu cầu nội địa hóa...

⁴⁷ Trình bày trong Chương 1

- Xây dựng và ban hành lộ trình giảm phát thải KNK của ngành điện đến năm 2050, trong đó đặt ra các mục tiêu định lượng về cắt giảm phát thải đối với các hộ phát thải lớn như NMNĐ than, khí; xây dựng và bắt đầu vận hành thị trường các-bon cùng các cơ chế đồng bộ nhằm tạo kênh huy động vốn quan trọng cho chuyển đổi xanh, trong đó có phát triển năng lượng hydro xanh.
- Đầu tư xây dựng và đưa 1 số nhà máy sản xuất hydro xanh từ nguồn điện NLTT đầu tiên vào vận hành tại khu vực miền Nam, công suất điện phân dự kiến 1 - 2 GW, sản lượng ước tính khoảng 100.000 - 150.000 tấn/năm để phục vụ cho công tác thử nghiệm/ thí điểm đốt phối trộn hydro tại nhà máy điện.
- Hoàn tất công tác nghiên cứu, chuẩn bị và bắt đầu triển khai thử nghiệm/ thí điểm đốt phối trộn (dự kiến khoảng 10-15% hydro theo kinh nghiệm quốc tế) tại 1-2 NMD TBK tại miền Nam nơi có hạ tầng cấp khí hoàn chỉnh và cự ly vận chuyển hydro ngắn.

➤ **Giai đoạn 2031 - 2035: Tiếp tục hoàn thiện cơ chế chính sách, đầu tư tăng công suất sản xuất và cung cấp hydro xanh, triển khai đốt phối trộn 15-25% hydro tại các NMD TBK**

- Vận hành thị trường các-bon hoàn chỉnh; xây dựng và vận hành thị trường năng lượng đồng bộ, liên thông hiện đại (điện, dầu khí, than, năng lượng mới...) với các cơ chế phù hợp để các dạng năng lượng mới như hydro xanh, amoniac xanh có thể cạnh tranh với các nguồn năng lượng truyền thống.
- Tiếp tục đầu tư, đưa vào vận hành các nhà máy sản xuất hydro xanh từ nguồn điện NLTT với công suất 4 - 6 GW, sản lượng 0,3 - 0,5 triệu tấn/năm tại miền Nam và Nam Trung bộ.
- Đầu tư cải tạo/ nâng cấp (lần 1) hệ thống tiếp nhận, tồn trữ và cấp nhiên liệu tại các NMD TBK để có thể xử lý được nhiên liệu hydro; triển khai đốt phối trộn 15 - 25% hydro tại các nhà máy, trong đó những nhà máy khu vực gần nguồn cung hydro xanh (miền Nam) có thể áp dụng tỷ lệ đốt phối trộn cao hơn (đến khoảng 30%).

➤ **Giai đoạn 2036 - 2040: Đầu tư tăng công suất sản xuất và cung cấp hydro xanh, cải tạo nâng cấp các TBK, tăng tỷ lệ đốt phối trộn hydro lên 30-50%**

- Tiếp tục đầu tư, tăng công suất các nhà máy sản xuất hydro xanh từ nguồn điện NLTT lên 8 - 15 GW, sản lượng 0,7 - 1,3 triệu tấn/năm tại khu vực miền Nam và miền Trung, Nam Trung bộ, trong đó bao gồm một số nhà máy đặt trên biển sử dụng nguồn ĐGNK và nước biển để điện phân sản xuất hydro.
- Đầu tư nâng cấp/ hoán cải một số kho cảng nhập khẩu LNG (đang được đầu tư xây dựng gắn với 1 số NMD TBK, hoặc sẽ được phát triển theo QHNL) để có thể nhập khẩu/ xuất khẩu hydro với quốc tế (tùy thuộc mức độ thương mại hóa và buôn bán hydro xanh trên thị trường quốc tế); dự kiến công suất đạt khoảng 1 triệu tấn/ năm⁴⁸.
- Cải tạo/ nâng cấp (lần 1) một số bộ phận của thiết bị TBK tại các NMD TBK để tăng khả năng đốt hydro lên khoảng 50%; tăng tỷ lệ đốt phối trộn hydro xanh với KTN tại các nhà máy này lên 30 - 50%.

➤ **Giai đoạn 2041 - 2045: Tăng tốc đầu tư sản xuất và cung cấp hydro xanh, cải tạo nâng cấp các TBK và hệ thống nhiên liệu, tăng tỷ lệ đốt phối trộn hydro lên 50 - 75%**

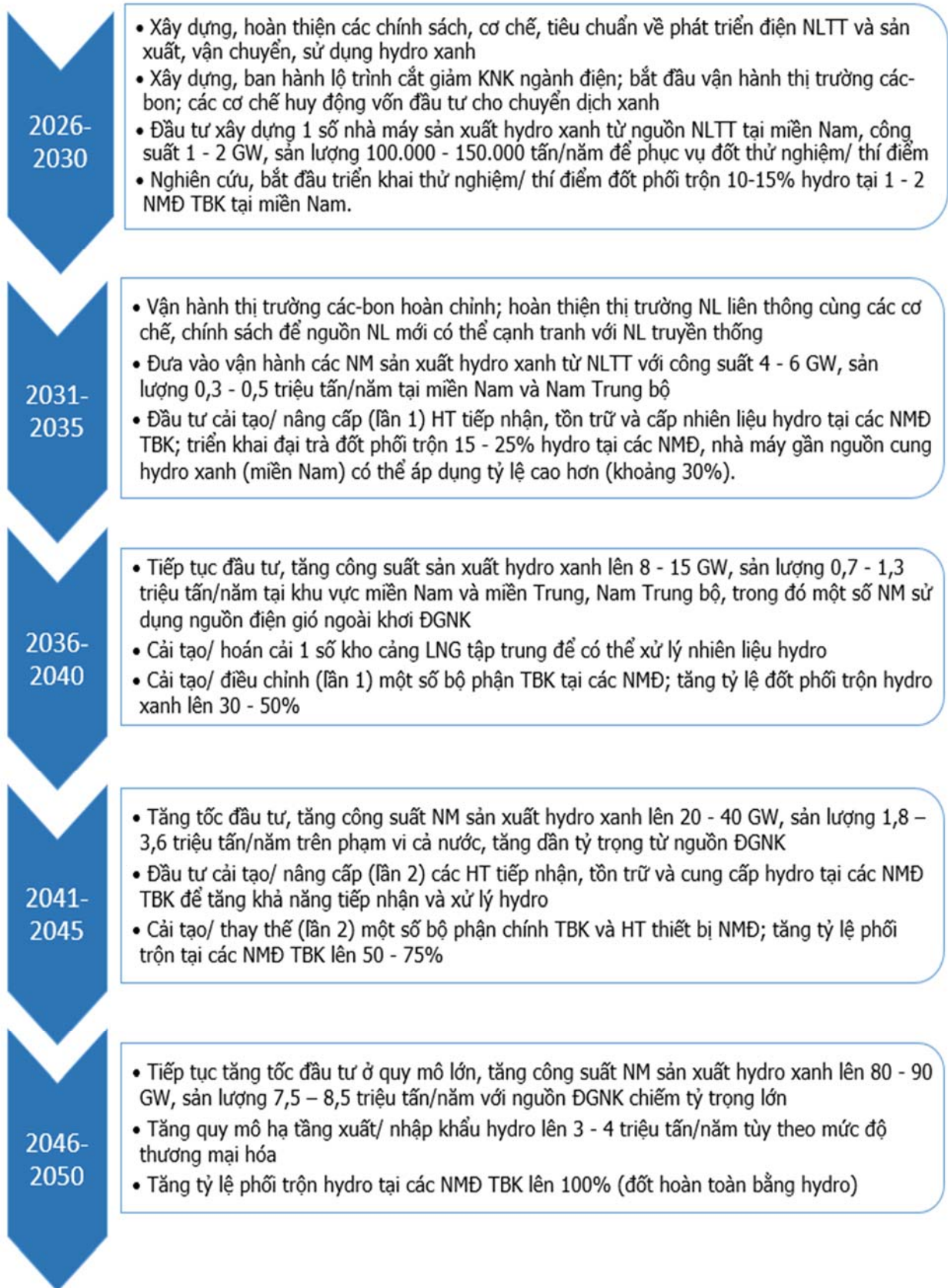
- Tăng tốc đầu tư, tăng công suất sản xuất hydro xanh từ nguồn điện NLTT lên 20 - 40 GW, sản lượng 1,8 - 3,6 triệu tấn/ năm (hoặc có thể cao hơn) trên phạm vi cả nước, tăng dần tỷ trọng từ nguồn điện gió ngoài khơi
- Đầu tư cải tạo/ nâng cấp (lần 2) hệ thống tiếp nhận, tồn trữ và cung cấp nhiên liệu tại các NMD TBK để tăng năng lực tiếp nhận và xử lý hydro lên đến 100% nhu cầu nhiên liệu của nhà máy.
- Cải tạo/ thay thế (lần 2) một số bộ phận chính của TBK và hệ thống lò thu hồi nhiệt của NMD, hệ thống khử NOx trong khói thải (nếu cần thiết) để đạt được khả năng đốt 100% nhiên liệu hydro; tăng tỷ lệ phối trộn hydro với KTN tại các NMD TBK lên 50 - 75%.

⁴⁸ Ước tính của tác giả

➤ **Giai đoạn 2046 - 2050: Tăng tốc đầu tư sản xuất và cung cấp hydro xanh ở quy mô lớn, hoàn thiện hạ tầng kỹ thuật năng lượng hydro, tăng tỷ lệ đốt hydro lên 100%**

- Tiếp tục tăng tốc đầu tư ở quy mô lớn, tăng công suất sản xuất hydro xanh từ nguồn điện NLTT lên 80 - 90 GW, sản lượng 7,5 - 8,5 triệu tấn/ năm với nguồn điện gió ngoài khơi chiếm tỷ trọng lớn.
- Đầu tư tăng quy mô hạ tầng xuất/ nhập khẩu hydro lên 3 - 4 triệu tấn/ năm (tác giả ước tính, tùy theo mức độ thương mại hóa và mua bán nhiên liệu hydro trên thị trường quốc tế).
- Tăng tỷ lệ phối trộn hydro tại các NMD TBK lên 100% (đốt hoàn toàn bằng hydro).

Tổng hợp lộ trình thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMD TBK được biểu diễn trong Hình 3.13 dưới đây.



Hình 3.13 Lộ trình triển khai thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMD TBK

Như đã trình bày, lộ trình chuyển đổi đề xuất được xây dựng với các xem xét, đánh giá, tính toán dựa trên quan điểm “diễn biến bình thường” của xu hướng công nghệ, kỹ thuật, chuyển dịch năng lượng trên thế giới và định hướng chính sách của nhiều nước, trong đó có Việt Nam. Trên thế giới hiện nay, các tiến bộ và thay đổi về công nghệ, chi phí, ưu tiên phát triển có xu thế ngày càng nhanh và khó dự báo, đòi hỏi các nhà hoạch định chính sách cũng như cơ quan nghiên cứu, tham mưu trong nước cần quan tâm theo dõi sát tình hình phát triển năng lượng hydro (sản xuất, lưu trữ và vận chuyển, sử dụng) để có các quyết sách, điều chỉnh phù hợp, kịp thời với điều kiện của Việt Nam. Bên cạnh đó, các chủ sở hữu, nhà phát triển dự án NMĐ TBK cũng cần cập nhật, nắm chắc các xu thế, định hướng về chuyển dịch năng lượng, các yêu cầu/ quy định về lộ trình giảm phát thải KNK và vận hành thị trường các-bon của Việt Nam, các chính sách về sử dụng/ cắt giảm nhiên liệu hóa thạch... từ đó chủ động xây dựng kế hoạch chuyển đổi nhiên liệu sang hydro trong dài hạn cùng các giải pháp ứng phó với thay đổi, biến động ngay từ giai đoạn đầu tư phát triển dự án.

Tiểu kết Chương 3

Nội dung chương trình bày chi tiết về cách thức lựa chọn, xây dựng các kịch bản tính toán để khảo sát định lượng quá trình thâm nhập năng lượng hydro vào HTĐ Việt Nam thông qua các NMD TBK. Tiếp đó, các kết quả tính toán mô hình được mô tả với việc tập trung vào các chỉ tiêu chính, có tính đại diện cho quy mô, cơ cấu và mức độ hiệu quả của HTĐ Việt Nam trong giai đoạn 2030-2050, bao gồm: (1) Tổng công suất các nguồn điện của HTĐ đến năm 2050, bao gồm thành phần nguồn điện gió là loại hình nguồn quyết định đến sự khác nhau giữa các kịch bản, (2) Số giờ huy động nguồn điện TBK sử dụng KTN/ hydro (cho thấy khả năng tham gia phát điện lên hệ thống của nhóm NMD này), (3) Lượng phát thải CO₂ của hệ thống điện theo các kịch bản, và (4) Chi phí hệ thống điện theo các kịch bản nghiên cứu, gồm chi phí đầu tư (tăng công suất nguồn điện, lưới điện truyền tải), chi phí nhiên liệu và các chi phí khác. Để có thêm so sánh, chi phí xã hội của CO₂ cũng được tính toán cho các kịch bản khác nhau. Với tiêu chí tối thiểu hóa chi phí hệ thống điện (trong khi vẫn đáp ứng các ràng buộc về cung cấp điện, phát thải, truyền tải liên miền...), các kịch bản có tổng chi phí thấp nhất được ưu tiên xem xét.

Kết hợp các hàm ý chiến lược được phân tích, tổng kết qua đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến việc chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMD TBK với kết quả rút ra từ tính toán mô phỏng sự phát triển về quy mô, cơ cấu của HTĐ Việt Nam giai đoạn 2030 - 2050, tác giả đề xuất lộ trình triển khai thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang hydro tại các NMD TBK trong HTĐ với các mục tiêu, nhiệm vụ cần thực hiện, tập trung vào vấn đề hoàn thiện khung pháp lý và quy định đối với phát triển điện NLTT và năng lượng hydro, huy động nguồn lực đầu tư phát triển các nhà máy sản xuất hydro xanh từ nguồn điện NLTT và hạ tầng cung cấp, công tác nâng cấp, cải tạo trang thiết bị nhằm đáp ứng lộ trình thâm nhập năng lượng hydro vào các NMD TBK.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

1. Những kết quả đạt được

Các kết quả chính đã đạt được của đề tài luận án bao gồm:

Thứ nhất, đề tài đã hệ thống hoá, tổng hợp tri thức về phát triển và ứng dụng năng lượng hydro nhằm góp phần cắt giảm phát thải khí nhà kính trong lĩnh vực năng lượng, đặc biệt là làm nhiên liệu để thay thế khí tự nhiên trong các nhà máy điện tuabin khí.

Thứ hai, đề tài đã làm rõ yêu cầu, mục tiêu cắt giảm phát thải khí nhà kính của ngành điện Việt Nam trong tổng thể đóng góp vào cắt giảm phát thải ngành năng lượng và cả nền kinh tế giai đoạn đến 2050; phân tích, nhận diện các giải pháp chính để đạt được mục tiêu giảm phát thải ngành điện.

Thứ ba, đề tài đã nghiên cứu, xây dựng các kịch bản thâm nhập hydro (theo các tốc độ khác nhau) vào các nhà máy điện tuabin khí trong hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030 - 2050; từ đó sử dụng mô hình quy hoạch tối ưu hệ thống điện để tính toán quy mô, cơ cấu hệ thống điện đến năm 2050 cùng các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật chủ yếu của hệ thống điện cho mỗi kịch bản.

Thứ tư, đề tài đã xây dựng, đề xuất lộ trình thực hiện chuyển đổi nhiên liệu từ khí tự nhiên sang hydro tại các nhà máy điện tuabin khí trong hệ thống điện Việt Nam trên cơ sở bám sát xu thế chuyển dịch năng lượng và tiến trình thương mại hóa công nghệ trên thế giới, giảm thiểu tác động đến chi phí hệ thống điện quốc gia, với các nhiệm vụ, mục tiêu cụ thể/ định lượng, phù hợp với điều kiện đặc thù của Việt Nam.

2. Một số khuyến nghị

Dựa trên kết quả nghiên cứu trình bày ở trên, các khuyến nghị sau được đưa ra:

- Với diễn biến giá hydro xanh như dự kiến trong nghiên cứu này, lộ trình chuyển đổi nhiên liệu từ khí tự nhiên sang hydro tại các nhà máy điện tuabin khí sử dụng nhiên liệu LNG trong hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2030 - 2050 nên được xem xét theo cách tiếp cận “thận trọng”, với tốc độ chuyển đổi từ khí tự nhiên sang hydro từ

chậm đến trung bình nhằm tối ưu hóa chi phí của hệ thống điện và có độ “dự phòng” về áp dụng tiến bộ công nghệ của thế giới. Trong trường hợp giá hydro xanh trong tương lai cạnh tranh hơn so với dự kiến cùng các điều kiện thuận lợi khác, việc chuyển đổi sớm và nhanh hơn có thể là lựa chọn tốt hơn.

- Từ quan điểm hệ thống điện, việc áp dụng chuyển đổi với tốc độ chậm đến trung bình từ khí tự nhiên sang hydro trong các nhà máy điện TBK về cơ bản sẽ có lợi hơn so với việc không áp dụng chuyển đổi. Điều này càng đúng hơn nếu xét đến chi phí xã hội của CO₂ trong giai đoạn nghiên cứu. Đối với các nhà máy điện TBK sử dụng LNG sẽ được xây dựng và đưa vào vận hành thời gian tới, do hầu hết đều chưa hết đời sống kinh tế vào năm 2050, việc chuyển đổi nhiên liệu sang hydro sẽ giúp các nhà máy tiếp tục được huy động phát điện lên hệ thống với sản lượng phù hợp, không rơi vào tình cảnh “tài sản mắc kẹt” (stranded assets) khi nhà máy vẫn trong giai đoạn đời sống kinh tế nhưng không được huy động hoặc huy động rất ít, không có hiệu quả khi tiếp tục vận hành.
- Lộ trình chuyển đổi nhiên liệu từ khí tự nhiên sang hydro tại các nhà máy điện TBK sẽ đối mặt với những thách thức lớn cần giải quyết, đòi hỏi sự nỗ lực và chung sức của không chỉ ngành điện mà còn các ngành, lĩnh vực khác, bao gồm các nhà hoạch định chính sách, các chủ sở hữu, nhà phát triển dự án và các bên liên quan, như: (1) xây dựng và hoàn thiện hệ thống khung pháp lý và chính sách, cơ chế hỗ trợ và thực thi nhằm thúc đẩy phát triển NLTT, ứng dụng hydro trong lĩnh vực năng lượng nói chung và để sản xuất điện nói riêng, gồm các mặt như khuyến khích đầu tư, ưu đãi thuế, cách thức định giá điện, thích ứng thị trường điện, thị trường các-bon và các cơ chế khuyến khích khác nếu cần thiết; (2) các cơ chế, hỗ trợ kỹ thuật/ tài chính và chuyển giao công nghệ để thực hiện việc trang bị thêm/ nâng cấp thiết bị và cơ sở vật chất của các nhà máy điện TBK để có thể tiếp nhận và sử dụng hydro làm nhiên liệu phát điện; và (3) tạo lập và duy trì chuỗi cung ứng hydro xanh trên thị trường đáp ứng nhu cầu chuyển đổi nhiên liệu tại các nhà máy điện nói riêng và cho các

mục đích năng lượng khác, bao gồm các giải pháp đảm bảo nguồn cung hydro (sản xuất trong nước từ nguồn điện NLTT, hoặc nhập khẩu nếu cạnh tranh về mặt kinh tế), đầu tư phát triển và vận hành các phương tiện/ hệ thống hậu cần thích hợp để lưu trữ, vận chuyển và cung cấp hydro đến các địa điểm nhà máy điện. Đặc biệt trong tình hình hiện nay khi các xu hướng công nghệ, chi phí, huy động nguồn lực ... trên thế giới đang ngày càng diễn biến nhanh, khó lường, việc chủ động lên kế hoạch và chuẩn bị ứng phó với các biến động sẽ hữu ích không chỉ đối với các bên liên quan đến các NMD TBK trong HTĐ mà với cả sự phát triển ổn định, bền vững của ngành năng lượng, điện lực của Việt Nam.

3. Hạn chế của nghiên cứu và đề xuất các hướng nghiên cứu tiếp theo

Mặc dù luận án đã có một số đóng góp về mặt khoa học và thực tiễn nhưng vẫn còn một số hạn chế như sau:

Thứ nhất, nghiên cứu dựa trên mô hình quy hoạch dài hạn hệ thống điện, với giả định các nguồn điện trong hệ thống cạnh tranh “sòng phẳng” dựa trên chi phí sản xuất điện để có thể được huy động. Mặc dù đây là cách tiếp cận chuẩn và được áp dụng phổ biến trong các mô hình quy hoạch dài hạn, tuy nhiên chưa xét hết được các yếu tố có tính “đặc thù” về đầu tư phát triển và điều độ ngắn hạn trong 1 hệ thống điện thực tế, chẳng hạn: một nhóm loại hình nguồn điện có thể không phải tham gia cạnh tranh hoàn toàn trong khâu phát điện (ví dụ: các NMD mặt trời, điện gió được hưởng cơ chế giá FIT, các nhà máy điện đầu tư theo hình thức BOT được bao tiêu sản lượng điện phát trong năm, hoặc nhóm các NMD sử dụng khí nội địa có yêu cầu phải bao tiêu sản lượng điện để đảm bảo tiêu thụ khí thượng nguồn), hoặc tác động của các giải pháp nâng cao sự ổn định nguồn phát đối với các NMD mặt trời, điện gió khi lắp thêm hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS). Điều này làm giảm bớt phần nào tính thực tiễn của mô hình tính toán.

Thứ hai, một số số liệu về chi phí các loại hình nguồn điện NLTT, nguồn điện năng lượng mới và giá hydro giả thiết trong tính toán, mặc dù đã được nghiên cứu, lựa chọn căn trọng trong QHĐ VIII và đến nay vẫn tỏ ra phù hợp với các nghiên cứu, đánh giá của các tổ chức năng lượng trên thế giới, vẫn có

thể có các thay đổi nhanh/ đột biến khác với dự báo (như đã từng xảy ra trong quá khứ - giai đoạn 2015-2018 khi giá tấm quang điện lắp đặt tại các NMD mặt trời giảm rất nhanh), có thể dẫn đến kết quả đầu ra rất khác của mô hình tính toán. Do vậy, việc cập nhật các dự báo tin cậy mới nhất sẽ rất cần thiết để có được các kết quả tốt nhất.

Thứ ba, việc xây dựng các kịch bản chuyển đổi nhiên liệu từ KTN sang hydro tại nhóm các NMD TBK sử dụng LNG theo các kịch bản tốc độ thâm nhập hydro nhanh, chậm, trung bình mặc dù đã có tính đại diện cho mục tiêu nghiên cứu, tuy nhiên phần nào đó vẫn dựa trên nhận định, đánh giá có tính “chủ quan” của tác giả. Bên cạnh đó, việc giả định hydro (xanh) sẽ trở thành loại nhiên liệu thương mại trong tương lai (tương tự như dầu, khí) cũng là yếu tố có tính bất định, phụ thuộc vào khả năng thương mại hóa loại năng lượng mới này cũng như những lựa chọn phát triển của nhiều quốc gia trên thế giới, trong đó có Việt Nam. Những nghiên cứu tiếp theo, nếu có, có thể xem xét việc tham vấn rộng rãi các chuyên gia, nhà quản lý, nhà nghiên cứu trong lĩnh vực và cập nhật thông tin về tình hình thương mại hóa năng lượng hydro trên thế giới để có thể xác định các kịch bản nghiên cứu một cách khách quan, toàn diện hơn.

Cuối cùng, theo những thông tin gần đây, lãnh đạo Đảng và Nhà nước đang có những quyết sách hết sức quyết liệt về mục tiêu tăng trưởng kinh tế của Việt Nam những năm sắp tới - trong đó tăng trưởng nhu cầu điện có thể thay đổi theo hướng cao hơn đáng kể, dẫn đến việc phải sớm thực hiện điều chỉnh QHĐ VIII với quy mô HTĐ năm 2030 cao hơn so với đã phê duyệt. Cùng với đó, vào cuối tháng 11/2024 Quốc hội cũng đã quyết định tiếp tục chủ trương đầu tư dự án nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận với quy mô công suất khoảng 4.000 MW. Theo nhận định của tác giả, các điều chỉnh/ thay đổi nêu trên sẽ cơ bản không ảnh hưởng đến sự cần thiết phải phát triển các NMD TBK trong HTĐ Việt Nam đến khoảng năm 2030 (như đã phê duyệt trong QHĐ VIII) cũng như yêu cầu phải chuyển đổi nhiên liệu đối với nhóm các NMD này, tuy nhiên có thể làm cho quy mô tổng thể và cơ cấu nguồn điện của HTĐ quốc gia đến năm 2050 khác đi đáng kể. Khi đó, các điều chỉnh mang tính chính sách nêu trên cũng cần được phản ánh vào mô hình tính toán của nghiên cứu này để có được kết quả cập nhật, sát với thực tiễn hơn.

DANH MỤC CÁC CÔNG TRÌNH CÓ LIÊN QUAN ĐẾN LUẬN ÁN

1. Dương Trung Kiên, Vũ Minh Pháp, Đoàn Ngọc Dương (2023), “Nghiên cứu nhu cầu và khả năng chuyển đổi nhiên liệu từ đốt khí sang đốt hydro tại các nhà máy điện tuabin khí ở Việt Nam”, *Tạp chí Công Thương*, số 15, p.p 102-108 (ISSN: 0866-7756)
2. Duong Doan Ngoc, Kien Duong Trung, Phap Vu Minh (2023), “Assessing the Possibility of Hydrogen Application in Vietnam's Energy System Towards Net Zero Emissions by 2050”, *2023 Asia Meeting on Environment and Electrical Engineering (EEE-AM)*. doi:10.1109/EEE-AM58328.2023.10395185.
3. Duong Doan Ngoc, Kien Duong Trung, Phap Vu Minh (2024), “A Power System Study on Hydrogen Conversion Pathways for Gas Turbine Power Plants in Vietnam towards Net Zero Target”, *Energies* 2024, 17, 3335. <https://doi.org/10.3390/en17133335>.
4. Duong Doan Ngoc, Kien Duong Trung, Phap Vu Minh, Thao Nguyen Van (2024), “Assessing factors influencing green hydrogen conversion at Vietnam's gas turbine power plants using combined SWOT-AHP analysis method”, *AIMS Energy*, 12(5): 1054–1074. DOI: 10.3934/energy.2024050.
5. Duong Trung Kien, Vu Minh Phap, Doan Ngoc Duong, Le Tu, Nguyen Thu Huong (2024), “Assessment of Hydrogen Production Potential from Wind power in Vietnam”, *Polityka Energetyczna - Energy Policy Journal*. DOI: 10.33223/epj/191042.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Tiếng Việt

- [1] Báo Bình Thuận online (2023), Chủ tịch UBND tỉnh - Đoàn Anh Dũng làm việc với Tập đoàn Enterprize Energy, <https://baobinhthuan.com.vn/chu-tich-ubnd-tinh-doan-anh-dung-lam-viec-voi-tap-doan-enterprize-energy-105550.html> (truy cập 2/12/2024)
- [2] Báo Nhân Dân điện tử (2023), Khởi công xây dựng nhà máy sản xuất hydro xanh tại tỉnh Trà Vinh, <https://nhandan.vn/khoi-cong-xay-dung-nha-may-san-xuat-hydro-xanh-tai-tinh-tra-vinh-post745465.html> (truy cập 2/12/2024)
- [3] Chính phủ (2022), *Nghị định số 06/2022/NĐ-CP của Chính phủ: Quy định giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ô-dôn*, Hà Nội.
- [4] Chương trình Hỗ trợ Năng lượng GIZ (ESP) (2022), *Chuyển dịch Năng lượng Việt Nam: Cơ hội và Thách thức*, Hà Nội.
- [5] Cổng Thông tin điện tử tỉnh Quảng Trị (2024), Đề xuất dự án sản xuất hydro xanh tại tỉnh Quảng Trị, <https://www.quangtri.gov.vn/chi-tiet-tin/-/view-article/1/13848241113627/1709803335746> (truy cập 2/12/2024)
- [6] Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công Thương & Cục Năng lượng Đan Mạch (2024), *Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam 2023*, Hà Nội.
- [7] Lê Việt Cường, Nguyễn Văn Thạo (2021), “Giải pháp khoa học công nghệ và chính sách phát triển Hydro hướng đến mục tiêu phát triển bền vững”, *Tạp chí Công Thương*.
- [8] Bùi Văn Ga và cộng sự (2020), “Nghiên cứu tính năng kinh tế kỹ thuật và mức độ phát thải ô nhiễm của động cơ cỡ nhỏ sử dụng hỗn hợp nhiên liệu biogas-hydrogen”, *Báo cáo Tổng kết Đề tài Khoa học & Công nghệ cấp Bộ CTB2018-DNA.01*.
- [9] Nguyễn Tiến Hán, Vũ Minh Diễn, Phạm Hữu Nam, Lê Hoàng Long (2017), “Nghiên cứu ứng dụng công nghệ HHO cho động cơ diesel ô tô”, *Tạp chí Khoa Học & Công Nghệ* (số 42, trang 73-76).

- [10] Nguyễn Thị Lê Hiền (2019), “Pin nhiên liệu – Nguồn năng lượng tương lai”, *Tạp chí Dầu Khí* (số 7, trang 57-67).
- [11] Nguyễn Quang Huy (2020), “Hydrogen – nguồn năng lượng tương lai”, *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam* (số 1+2, trang 103-105).
- [12] Nguyễn Quốc Huy, Trần Thanh Sơn (2017), “Nghiên cứu đánh giá công nghệ kết hợp năng lượng mặt trời với hydro cấp điện độc lập cho vùng sâu”, *Tạp chí KH&CN Đại học Đà Nẵng* (số 9 (118), trang 46-50).
- [13] Trần Đình Long (1999), *Quy hoạch phát triển Năng lượng và Điện lực*, Nxb Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội.
- [14] Nguyễn Hữu Lương (2021), “Thị trường tiềm năng và tác động của sự phát triển hydrogen xanh đến năm 2050 tại Việt Nam”, *Tạp chí Dầu Khí* số 12-2021, trang 40-47.
- [15] Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Thị Châu Giang, Huỳnh Minh Thuận (2020), “Sản xuất hydro từ các nguồn năng lượng tái tạo và sử dụng trong các nhà máy chế biến dầu khí tại Việt Nam”, *Tạp chí Dầu khí* (số 11, trang 37-55).
- [16] Nhóm Đối tác năng lượng Việt Nam (VEPG) (2024), Các phương án phát triển hydrogen ở Việt Nam, https://vepg.vn/wp-content/uploads/2024/05/3_VN_GIZ_202404_VEPG_Hydrogen-Options.pdf (truy cập 25/1/2025).
- [17] Nguyễn Văn Như, Trương Như Tùng, Đinh Văn Thịnh và Nguyễn Việt Anh (2021), “Công nghệ ứng dụng hydro và hệ thống năng lượng thông minh thân thiện với môi trường”, *Tạp chí Dầu Khí* (số 12, trang 48-64).
- [18] Tập đoàn Điện lực Việt Nam (2023), *Báo cáo thường niên 2022-2023*, Hà Nội
- [19] Thủ tướng Chính phủ (2024), *Chiến lược phát triển năng lượng hydro của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Hà Nội.
- [20] Thủ tướng Chính phủ (2022), *Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050*, Hà Nội.
- [21] Thủ tướng Chính phủ (2021), *Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn 2050*, Hà Nội.

- [22] Thủ tướng Chính phủ (2023), *Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Hà Nội.
- [23] Thủ tướng Chính phủ (2023), *Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Hà Nội.
- [24] Nguyễn Lâm Tráng (2007), *Quy hoạch phát triển Hệ thống điện*, Nxb Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội.
- [25] Viện Năng lượng (2023), *Báo cáo đề án Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Hà Nội.
- [26] Viện Năng lượng (2023), *Báo cáo đề án Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Hà Nội.
- [27] Viện Năng lượng và UNDP tại Việt Nam (2023), *Đánh giá tổng thể về sản xuất hydro xanh từ nguồn năng lượng mặt trời và năng lượng gió và tiềm năng sử dụng ở Việt Nam*, Hà Nội.

Tiếng Anh

- [28] Ansaldo Energia (2022), *Hydrogen Technology*, Genoa, Italy.
- [29] Florian Bayer (2022), What the world could learn from Austria's first hydrogen field tests, <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/donaustadt-hydrogen-trial.html> (truy cập: 25/1/2025).
- [30] Adithya Bhashyam, BloombergNEF (2023), 2023 Hydrogen Levelized Cost Update: Green Beats Gray, <https://about.bnef.com/blog/2023-hydrogen-levelized-cost-update-green-beats-gray/> (truy cập 25/1/2025).
- [31] M. R. Bothien, A. Ciani, J. P. Wood, G. Fruechtel (2019), "Toward Decarbonized Power Generation With Gas Turbines by Using Sequential Combustion for Burning Hydrogen", *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* 141(12): 121013-1-10.
- [32] Jack Burke (2023), Power Plants of the World: A hydrogen pilot by GE, <https://www.powerprogress.com/news/power-plants-of-the-world-a-hydrogen-pilot-by-ge/8027273.article> (truy cập: 25/1/2025).

- [33] L. Camargo, A. Alviz-Meza et al. (2022), “Bibliometric Analysis of Global Trends around Hydrogen Production Based on the Scopus Database in the Period 2011–2021”, *Energies*, Vol.16 (1).
- [34] Deloitte & V-LEEP (2019), *Report: Assessment and Recommendations on Methodology for Power Development Plan (PDP)*, Hanoi, Vietnam.
- [35] EA Energy Analyses (2018), *Balmorel Energy System Model – User Guide*, Aalborg, Denmark.
- [36] EPRI (2022), Mitsubishi Power, Georgia Power, EPRI Complete World’s Largest Hydrogen Fuel Blending at Plant McDonough-Atkinson, <https://www.epri.com/about/media-resources/press-release/5milZFaUfTqYtlhJeuxGyr> (truy cập 25/1/2025).
- [37] ETN Global (2022), *Hydrogen Deployment in Centralized Power Generation – A Techno-economic Case Study*, Brussels, Belgium.
- [38] ETN Global (2020), *Hydrogen Gas Turbine - The Path Towards a Zero-carbon Gas Turbine*, Brussels, Belgium.
- [39] Gas Turbine World (2022), Mitsubishi Power Hydrogen Gas Turbine Technology, <https://gasturbineworld.com/mitsubishi-power-hydrogen-gas-turbine-technology/> (truy cập 25/1/2025).
- [40] General Electric (2022), *Hydrogen for Power Generation: Experience, Requirements, and Implications for Use in Gas Turbines*, Boston, the U.S.
- [41] Qusay Hassan, Sameer Algburi, Marek Jaszczur, Ali Khudhair Al-Jiboory, Tariq J. Al Musawi, Bashar Mahmood Ali, Patrik Viktor, Monika Fodor, Muhammad Ahsan, Hayder M. Salman, Aws Zuhair Sameen (2024), “Hydrogen role in energy transition: A comparative review”, *Process Safety and Environmental Protection*, Vol.184, p.p1069-1093.
- [42] David von Hippel, David Nichols (2000), *Best Practices Guide: Integrated Resource Planning For Electricity*, the Tellus Institute Boston, Massachusetts, the U.S.
- [43] Anh Tuan Hoang, Ashok Pandey, Eric Lichtfouse, Van Ga Bui, Ibham Veza, Huu Luong Nguyen, Xuan Phuong Nguyen (2023),

- “Green hydrogen economy: Prospects and policies in Vietnam”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 48 (80), pp. 31049-31062.
- [44] Hydrogen Council (2021), *Hydrogen for net-zero*, Brussels, Belgium.
- [45] HyResource (2024), Policy International, <https://research.csiro.au/hyresource/policy/international/> (truy cập 2/12/2024).
- [46] IEA (2024), ETP Clean Energy Technology Guide – Data Tools - IEA, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?layout=trl&selectedTechID=all> (truy cập 25/1/2025).
- [47] IEA (2023), *Global Hydrogen Review 2023*, Paris, France.
- [48] IEA (2024), Hydrogen, <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen> (truy cập 25/1/2025).
- [49] IEA (2019), *The Future of Hydrogen*, Paris, France.
- [50] IEA (2023), *World Energy Outlook 2023*, Paris, France.
- [51] Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases of the United States Government (2021), *Technical support document: Social cost of carbon, methane, and nitrous oxide – Interim Estimates under Executive Order 13990*, Washington, D.C, the U.S.
- [52] IRENA (2022), *Global H2 trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – green H2 cost and potential*, Abu Dhabi, UAE.
- [53] IRENA (2022), *World Energy Transitions Outlook 2022*, Abu Dhabi, UAE.
- [54] Japanese Government (2023), *Japan's Basic Hydrogen Strategy 2023*, Tokyo, Japan.
- [55] Bernard Knueven, James Ostrowski, Jean-Paul Watson (2020), "On Mixed Integer Programming Formulations for the Unit Commitment Problem", *INFORMS Journal on Computing* (published online).

- [56] Fredrich Kahrl, Andrew Mills, Luke Lavin, Nancy Ryan and Arne Olsen (2016), *The Future of Electricity Resource Planning*, Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-1006269, the U.S.
- [57] S.K.Kar, S.Harichandan, B.Roy (2022), “Bibliometric analysis of the research on hydrogen economy: An analysis of current findings and roadmap ahead”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol 47 (20), pp. 10803-10824.
- [58] Korean Government (2021), *First Master Plan for implementing the Hydrogen Economy*, Seoul, Korea.
- [59] Aaron Larson (2023), Successful Green Hydrogen Demonstration Project Is a Step Toward a Carbon-Free Future, <https://www.powermag.com/successful-green-hydrogen-demonstration-project-is-a-step-toward-a-carbon-free-future/> (truy cập 25/1/2025).
- [60] G.E Marin, D.I Mendelev, B.M Osipov (2021), “A Study on the Operation of A Gas Turbine Unit Using Hydrogen as Fuel”, *Journal of Physics: Conference Series* 1891 012055.
- [61] Mitsubishi Power (2021), *Hydrogen Power Generation Handbook*, Tokyo, Japan.
- [62] A. Mojiri, Y. Wang, A. Rahbari, J. Pye, J. Coventry (2023), "Current and future cost of large-scale GH₂ generation". *Proceedings of the Australian Hydrogen Research Conference 2023 (AHRC 2023)*. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4477925>.
- [63] National Energy Technology Laboratory (2022), *A Literature Review of Hydrogen and Natural Gas Turbines: Current State of The Art With Regard to Performance and NO_x Control*, Albany Oregon, the U.S.
- [64] M. A. Nazari, M. F. Alavi, M. Salem, M. E. H. Assad (2022), “Utilization of hydrogen in gas turbines: a comprehensive review”, *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 17, pp.513–519.
- [65] M. Noussan, P. P. Raimondi, R. Scita and M. Hafner (2021), “The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition - A Technological and Geopolitical Perspective”, *Sustainability* 13(1), 298.

- [66] S. Oberg, M. Odenberger, F. Johnsson, “Exploring the Competitiveness of Hydrogen-fueled Gas Turbines in Future Energy Systems” (2021), *International Journal of Hydrogen Energy* 47(1), pp. 624-644.
- [67] I. Ozsari (2023), “Trend analysis and evaluation of hydrogen energy and hydrogen storage research”, *Energy Storage* 5(6).
- [68] Royal Society of Chemistry (2025), Hydrogen, <https://www.rsc.org/periodic-table/element/1/hydrogen> (truy cập 25/1/2025).
- [69] Ryu, J.-Y., Park, S., Lee, C., Hwang, S., Lim, J. (2023), “Techno-Economic Analysis of Hydrogen-Natural Gas Blended Fuels for 400 MW Combined Cycle Power Plants (CCPPs)”, *Energies* 16, 6822.
- [70] M. Schulthoff, I. Rudnick, A. Bose and E. Gençer (2021), “Role of Hydrogen in A Low-Carbon Electric Power System: A Case Study”, *Frontiers in Energy Research*, Volume 8.
- [71] Becky Schultz (2022), World's largest hydrogen fuel blending project completed, <https://www.powerprogress.com/news/World-s-largest-hydrogen-fuel-blending-project-completed/8021356.article> (truy cập: 25/1/2025).
- [72] Siemens Energy (2022), *Hydrogen Power and Heat with Siemens Energy Gas Turbine*, Munich, Germany.
- [73] Siemens Energy (2023), HYFLEXPOWER consortium successfully operates a gas turbine with 100 percent renewable hydrogen, a world first, <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/press-releases/hyflexpower-consortium-successfully-operates-a-gas-turbine-with-.html> (truy cập: 25/1/2025).
- [74] Dang-Chuong Ta, Thanh-Hoang Le, Hoang-Luong Pham (2024), “An assessment potential of large-scale hydrogen export from Vietnam to Asian countries: Techno-economic analysis, transport options, and energy carriers’ comparison”, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 65, pp. 687-703.

- [75] U.S. Environmental Protection Agency (2023), *Hydrogen in Combustion Turbine Electric Generating Units – Technical Support Document*, Washington, D.C, the U.S.
- [76] Vu Minh Phap et al. (2022), “Feasibility Analysis of Hydrogen Production Potential From Rooftop Solar Power Plant for Industrial Zones in Vietnam”, *Energy Reports*, Volume 8, pp. 14089-14101.
- [77] Frauke Wiese et al. (2018), “Balmorel Open Source Energy System Model”, *Energy Strategy Reviews 20 (2018)*, pp. 26-34.
- [78] D.Zhang, M.Jiang, S.Li, Y. Tang (2023), “An advanced bibliometric analysis and future research insights on safety of hydrogen energy”, *Journal of Energy Storage*, Vol. 77:109833.
- [79] C.Zhou, Y.Ren, X.Yan, Y.Zheng, B. Liu (2022), “A Bibliometric and Visualized Overview of Hydrogen Embrittlement from 1997 to 2022”, *Energies* 15(23):9218.

PHỤ LỤC
TỔNG HỢP CÁC KẾT QUẢ TÍNH TOÁN MÔ HÌNH

- Phụ lục I. Quy mô và cơ cấu nguồn điện của HTĐ theo các Kịch bản
- Phụ lục II. Phát thải CO₂ của HTĐ theo các Kịch bản
- Phụ lục III. Chi phí đầu tư phát triển HTĐ (giai đoạn 2030-2050) theo các Kịch bản
- Phụ lục IV. Chi phí nhiên liệu và chi phí hệ thống khác (giai đoạn 2030-2050) theo các Kịch bản

Phụ lục I - Quy mô và cơ cấu nguồn điện của HTĐ theo các Kịch bản (1/2)

Kịch bản: Không chuyển đổi

TT	Nguồn điện (MW)	2030	2035	2040	2045	2050
1	NĐ than/ amoniac/ sinh khối	30435	31057	30573	29823	25498
2	Tuabin khí nội/ LNG/ hydro	34425	40515	40346	40515	40515
3	NĐ dầu	138	30	30	30	30
4	Thủy điện	20232	21642	22152	22152	22152
5	Thủy điện nhỏ	6286	9182.05	12876	14176	14276
6	Điện gió	26880	60203	101123	145798	190155
7	Điện mặt trời	18353	55728	103328	151615	196815
8	Biomass & NLTT khác	4006	4583	5356	5706	6186
9	Nguồn linh hoạt và lưu trữ	4282	10219	28717	50208	77716
10	Nhập khẩu	5087	7924	11224	11224	11224
	Tổng	150126	241084	355728	471248	584569

Kịch bản: Chuyển đổi chậm

TT	Nguồn điện (MW)	2030	2035	2040	2045	2050
1	NĐ than/ amoniac/ sinh khối	30435	31057	30573	29823	25498
2	Tuabin khí nội/ LNG/ hydro	34425	40391	40222	40391	40391
3	NĐ dầu	138	30	30	30	30
4	Thủy điện	20232	21642	22152	22152	22152
5	Thủy điện nhỏ	6286	9276	12876	14176	14276
6	Điện gió	26880	60407	104355	146061	175625
7	Điện mặt trời	18353	55728	103328	152115	195293
8	Biomass & NLTT khác	4006	4506	5606	5806	6136
9	Nguồn linh hoạt và lưu trữ	4282	10175	28091	49979	79674
10	Nhập khẩu	5087	7924	11224	11224	11224
	Tổng	150126	241138	358459	471758	570300

Phụ lục I - Quy mô và cơ cấu nguồn điện của HTĐ theo các Kịch bản (2/2)

Kịch bản: Chuyển đổi trung bình

TT	Nguồn điện (MW)	2030	2035	2040	2045	2050
1	NĐ than/ amoniac/ sinh khối	30435	31057	30573	29823	25498
2	Tuabin khí nội/ LNG/ hydro	34425	40391	40222	40391	40391
3	NĐ dầu	138	30	30	30	30
4	Thủy điện	20232	21642	22152	22152	22152
5	Thủy điện nhỏ	6286	9276	12876	14176	14276
6	Điện gió	26880	62609	107688	149331	174102
7	Điện mặt trời	18353	55728	105328	154115	195812
8	Biomass & NLTT khác	4006	4606	5606	5806	6086
9	Nguồn linh hoạt và lưu trữ	4282	10173	27486	49380	79152
10	Nhập khẩu	5087	7924	11224	11224	11224
	Tổng	150126	243437	363188	476430	568725

Kịch bản: Chuyển đổi nhanh

TT	Nguồn điện (MW)	2030	2035	2040	2045	2050
1	NĐ than/ amoniac/ sinh khối	30435	31057	30573	29823	25498
2	Tuabin khí nội/ LNG/ hydro	34425	40391	40222	40391	40391
3	NĐ dầu	138	30	30	30	30
4	Thủy điện	20232	21642	22152	22152	22152
5	Thủy điện nhỏ	6286	9276	12876	14176	14276
6	Điện gió	26880	62609	114222	160265	177325
7	Điện mặt trời	18353	55728	105328	154115	197419
8	Biomass & NLTT khác	4006	4606	5606	5806	6136
9	Nguồn linh hoạt và lưu trữ	4282	10173	26705	48164	78797
10	Nhập khẩu	5087	7924	11224	11224	11224
	Tổng	150126	243437	368941	486147	573250

Phụ lục II - Phát thải CO₂ của HTĐ theo các Kịch bản

(đơn vị: triệu tấn CO₂)

Kịch bản	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Không chuyển đổi	221	222	223	223	224	215	201	202	193	180	167	133	131	115	109	106
Chuyển đổi chậm	221	222	223	223	220	213	193	194	191	181	158	123	123	107	105	97
Chuyển đổi trung bình	221	222	223	221	219	211	191	191	184	175	151	125	124	112	110	87
Chuyển đổi nhanh	221	222	223	221	219	210	187	187	181	172	147	123	120	110	105	64

Kịch bản	2046	2047	2048	2049	2050	Tổng 2030-2050
Không chuyển đổi	102	85	68	64	27	3212
Chuyển đổi chậm	95	77	68	64	20	3119
Chuyển đổi trung bình	85	68	68	61	19	3068
Chuyển đổi nhanh	64	45	47	44	19	2933

Phụ lục III - Chi phí đầu tư phát triển HTĐ (giai đoạn 2030-2050) theo các Kịch bản (1/2)

1. KB không chuyển đổi

Diễn giải	Đại lượng	Đơn vị	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Các tổ máy phát điện	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	12.455.206	21.821.837	21.515.463	19.209.621	17.197.875	29.218.525	32.933.166	16.106.801	25.745.572	31.934.491	34.507.469
Các HT pin lưu trữ	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	0	0	707.013	884.209	930.000	454.241	1.174.376	1.740.000	467.216	0	0
Hạng mục khác	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	138.995	38.566	286.517	299.451	642.091	681.623	4.622.649	277.508	705.911	224.898	1.253.783
	Tổng chi phí đầu tư	Tr. US\$	12.594	21.860	22.509	20.393	18.770	30.354	38.730	18.124	26.919	32.159	35.761

2. KB chuyển đổi chậm

Các tổ máy phát điện	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	12.455.206	21.821.837	21.515.463	19.209.621	17.197.875	29.492.910	30.856.987	16.349.820	19.305.715	31.570.185	40.303.614
Các HT pin lưu trữ	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	0	0	707.013	884.209	930.000	428.794	1.129.475	1.740.000	409.635	0	0
Hạng mục khác	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	138.995	38.566	286.517	299.451	642.091	698.258	4.610.977	130.080	256.669	153.309	1.717.988
	Chi phí đầu tư c.đổi nhiên liệu điện LNG	Ng.US\$						0	0	0	0	0	762.000
	Tổng chi phí đầu tư	Tr. US\$	12.594	21.860	22.509	20.393	18.770	30.620	36.597	18.220	19.972	31.723	42.784

3. KB chuyển đổi trung bình

Các tổ máy phát điện	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	12.455.206	21.821.837	21.515.463	19.209.621	17.197.875	34.374.295	33.258.827	17.833.500	23.734.334	26.748.524	40.213.596
Các HT pin lưu trữ	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	0	0	707.013	884.209	930.000	427.260	986.285	1.740.000	502.316	0	0
Hạng mục khác	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	138.995	38.566	286.517	299.451	642.091	640.901	4.611.107	242.543	592.479	0	1.512.828
	Chi phí đầu tư c.đổi nhiên liệu điện LNG	Ng.US\$						762.000	0	0	0	0	609.600
	Tổng chi phí đầu tư	Tr. US\$	12.594	21.860	22.509	20.393	18.770	36.204	38.856	19.816	24.829	26.749	42.336

4. KB chuyển đổi nhanh

Các tổ máy phát điện	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	12.455.206	21.821.837	21.515.463	19.209.621	17.197.875	34.374.295	36.208.367	19.619.512	20.970.786	27.499.999	54.740.243
Các HT pin lưu trữ	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	0	0	707.013	884.209	930.000	427.260	858.419	1.740.000	541.102	0	0
Hạng mục khác	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	138.995	38.566	286.517	299.451	642.091	640.901	4.611.030	469.230	401.738	0	1.681.139
	Chi phí đầu tư c.đổi nhiên liệu điện LNG	Ng.US\$						762.000	0	0	0	0	762.000
	Tổng chi phí đầu tư	Tr. US\$	12.594	21.860	22.509	20.393	18.770	36.204	41.678	21.829	21.914	27.500	57.183

Phụ lục III - Chi phí đầu tư phát triển HTĐ (giai đoạn 2030-2050) theo các Kịch bản (2/2)

1. KB không chuyển đổi

Diễn giải	Đại lượng	Đơn vị	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Các tổ máy phát điện	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	33.842.683	19.054.924	33.276.720	19.294.490	33.042.742	21.589.724	33.464.257	37.854.805	18.531.968	27.653.769
Các HT pin lưu trữ	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	0	0	0	0	0	0	0	1.229.482	0	563.103
Hạng mục khác	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	4.160.000	185.969	147.732	21.801	122.189	3.235	0	56.523	0	624
	Tổng chi phí đầu tư	Tr. US\$	38.003	19.241	33.424	19.316	33.165	21.593	33.464	39.141	18.532	28.217

2. KB chuyển đổi chậm

Các tổ máy phát điện	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	33.033.342	17.434.799	29.163.503	22.644.944	30.940.577	21.683.722	28.849.008	22.019.748	15.389.422	26.592.588
Các HT pin lưu trữ	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	0	0	0	0	0	0	428.347	191.776	151.257	2.359.321
Hạng mục khác	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	4.326.000	258.275	61.514	120.834	24.159	10.386	0	0	0	36.448
	Chi phí đầu tư c.đổi nhiên liệu điện LNG	Ng.US\$	0	0	0	0	609.600	0	0	0	0	3.454.400
	Tổng chi phí đầu tư	Tr. US\$	37.359	17.693	29.225	22.766	31.574	21.694	29.277	22.212	15.541	32.443

3. KB chuyển đổi trung bình

Các tổ máy phát điện	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	31.694.225	18.664.328	27.936.633	22.443.865	30.081.776	21.198.308	23.845.888	18.220.436	18.730.109	24.303.727
Các HT pin lưu trữ	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	0	0	0	0	0	0	352.800	72.757	142.057	2.672.993
Hạng mục khác	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	4.396.972	265.935	69.220	37.775	0	17.814	0	0	0	0
	Chi phí đầu tư c.đổi nhiên liệu điện LNG	Ng.US\$	0	0	0	0	584.200	0	0	0	0	2.870.200
	Tổng chi phí đầu tư	Tr. US\$	36.091	18.930	28.006	22.482	30.666	21.216	24.199	18.293	18.872	29.847

4. KB chuyển đổi nhanh

Các tổ máy phát điện	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	30.823.035	16.774.794	21.571.835	23.370.866	45.933.638	21.521.898	17.719.537	11.407.545	13.869.807	24.825.760
Các HT pin lưu trữ	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	0	0	0	0	0	0	0	0	546.768	2.449.942
Hạng mục khác	Chi phí đầu tư	Ng.US\$	4.259.242	167.428	91.099	35.641	0	0	0	0	0	0
	Chi phí đầu tư c.đổi nhiên liệu điện LNG	Ng.US\$	0	0	0	0	3.302.000	0	0	0	0	0
	Tổng chi phí đầu tư	Tr. US\$	32.083	16.942	21.663	23.407	49.236	21.522	17.720	11.408	14.417	27.276

Phụ lục IV - Chi phí nhiên liệu và chi phí hệ thống khác (giai đoạn 2030-2050) theo các Kịch bản (1/2)

TT	Đại lượng	Đơn vị	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
I. KB không chuyển đổi													
1	Chi phí nhiên liệu	Ng. US\$	17.447.589	16.715.327	16.780.099	16.998.776	18.425.326	18.988.525	17.734.258	18.528.015	19.069.088	19.243.637	17.616.700
2	Chi phí HT khác	Ng. US\$	10.345.278	10.990.513	11.629.408	12.447.136	12.829.361	13.630.218	14.036.402	14.333.042	14.804.614	16.013.067	16.537.480
2.1	Chi phí O&M biến đổi	Ng. US\$	1.669.807	1.802.138	1.932.727	2.325.893	2.442.875	2.856.142	2.943.897	2.983.051	3.131.240	3.827.232	4.117.413
2.2	Chi phí O&M cố định	Ng. US\$	4.449.254	4.774.295	5.152.252	5.485.474	5.847.175	6.511.354	6.904.596	7.078.823	7.425.176	8.016.321	8.363.534
2.3	C. phí ngoại sinh (do phát thải độc hại)	Ng. US\$	3.915.520	4.038.242	4.100.221	4.126.185	4.002.212	3.752.426	3.583.352	3.609.744	3.469.041	3.317.425	3.120.424
2.4	Chi phí tổn thất truyền tải liên miền	Ng. US\$	310.697	375.838	444.209	509.584	537.099	510.296	604.557	661.424	779.157	852.088	936.109
II. KB chuyển đổi chậm													
1	Chi phí nhiên liệu	Ng. US\$	17.447.589	16.715.327	16.780.099	16.998.776	18.425.326	19.620.490	17.952.723	18.761.408	20.209.882	20.512.038	17.909.930
2	Chi phí HT khác	Ng. US\$	10.342.266	10.992.929	11.629.408	12.447.136	12.829.361	13.643.931	14.082.755	14.385.793	14.748.923	15.947.172	16.657.236
2.1	Chi phí O&M biến đổi	Ng. US\$	1.669.807	1.802.138	1.932.727	2.325.893	2.442.875	2.929.676	3.024.537	3.052.635	3.122.231	3.789.354	4.152.563
2.2	Chi phí O&M cố định	Ng. US\$	4.449.254	4.774.295	5.152.252	5.485.474	5.847.175	6.551.501	6.994.393	7.163.038	7.414.056	7.999.624	8.557.884
2.3	C. phí ngoại sinh (do phát thải độc hại)	Ng. US\$	3.912.508	4.040.658	4.100.221	4.126.185	4.002.212	3.676.180	3.480.813	3.519.066	3.461.940	3.365.806	3.046.694
2.4	Chi phí tổn thất truyền tải liên miền	Ng. US\$	310.697	375.838	444.209	509.584	537.099	486.573	583.011	651.054	750.697	792.388	900.094
III. KB chuyển đổi trung bình													
1	Chi phí nhiên liệu	Ng. US\$	17.447.589	16.715.327	16.780.099	16.998.776	18.425.326	19.390.135	17.996.718	18.666.640	19.587.573	20.430.451	17.766.388
2	Chi phí HT khác	Ng. US\$	10.342.266	10.992.929	11.629.408	12.447.136	12.829.361	13.711.237	14.124.376	14.442.952	14.844.482	15.648.342	16.814.752
2.1	Chi phí O&M biến đổi	Ng. US\$	1.669.807	1.802.138	1.932.727	2.325.893	2.442.875	2.951.999	3.032.170	3.064.070	3.155.168	3.497.128	4.171.689
2.2	Chi phí O&M cố định	Ng. US\$	4.449.254	4.774.295	5.152.252	5.485.474	5.847.175	6.648.468	7.031.998	7.227.150	7.556.405	8.050.750	8.719.897
2.3	C. phí ngoại sinh (do phát thải độc hại)	Ng. US\$	3.912.508	4.040.658	4.100.221	4.126.185	4.002.212	3.615.191	3.476.324	3.506.163	3.378.836	3.293.535	3.027.991
2.4	Chi phí tổn thất truyền tải liên miền	Ng. US\$	310.697	375.838	444.209	509.584	537.099	495.578	583.883	645.568	754.072	806.930	895.175
IV. Kịch bản chuyển đổi nhanh													
1	Chi phí nhiên liệu	Ng. US\$	17.447.589	16.715.327	16.780.099	16.998.776	18.425.326	19.557.275	17.797.840	18.240.062	19.507.487	20.274.566	16.854.718
2	Chi phí HT khác	Ng. US\$	10.341.199	10.991.397	11.629.408	12.447.136	12.829.361	13.715.962	14.159.265	14.499.904	15.094.779	15.684.003	17.205.340
2.1	Chi phí O&M biến đổi	Ng. US\$	1.669.807	1.802.138	1.932.727	2.325.893	2.442.875	2.952.000	3.044.349	3.084.931	3.166.521	3.509.597	4.226.607
2.2	Chi phí O&M cố định	Ng. US\$	4.449.254	4.774.295	5.152.252	5.485.474	5.847.175	6.648.469	7.086.659	7.304.205	7.814.444	8.122.948	8.967.524
2.3	C. phí ngoại sinh (do phát thải độc hại)	Ng. US\$	3.911.441	4.039.126	4.100.221	4.126.185	4.002.212	3.619.915	3.439.268	3.451.738	3.360.806	3.247.818	3.084.993
2.4	Chi phí tổn thất truyền tải liên miền	Ng. US\$	310.697	375.838	444.209	509.584	537.099	495.578	588.989	659.030	753.009	803.639	926.216

Phụ lục IV - Chi phí nhiên liệu và chi phí hệ thống khác (giai đoạn 2030-2050) theo các Kịch bản (2/2)

TT	Đại lượng	Đơn vị	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
I. KB không chuyển đổi												
1	Chi phí nhiên liệu	Ng. US\$	16.944.196	16.319.775	16.471.354	17.494.562	18.508.397	17.328.903	17.971.584	18.329.952	19.495.490	27.793.619
2	Chi phí HT khác	Ng. US\$	16.447.658	16.785.611	17.197.144	17.902.187	18.461.831	18.821.630	19.138.978	20.005.945	20.472.573	21.594.555
2.1	Chi phí O&M biến đổi	Ng. US\$	4.178.834	4.210.593	4.316.904	4.402.178	4.510.944	4.527.124	4.590.906	4.711.708	4.799.655	5.216.240
2.2	Chi phí O&M cố định	Ng. US\$	8.760.477	9.004.750	9.686.157	10.102.442	10.676.932	10.984.714	11.581.787	12.359.817	12.689.765	13.350.014
2.3	Chi phí ngoại sinh (do phát thải độc hại)	Ng. US\$	2.415.462	2.420.397	2.029.784	2.203.252	2.024.949	2.041.852	1.685.249	1.622.640	1.675.820	1.929.091
2.4	Chi phí tổn thất truyền tải liên miền	Ng. US\$	1.092.885	1.149.872	1.164.299	1.194.315	1.249.005	1.267.940	1.281.036	1.311.780	1.307.333	1.099.211
II. KB chuyển đổi chậm												
1	Chi phí nhiên liệu	Ng. US\$	16.405.581	16.924.576	17.499.329	18.073.165	19.045.154	18.780.182	18.910.533	20.211.698	22.675.327	29.657.824
2	Chi phí HT khác	Ng. US\$	16.503.733	16.823.001	17.230.822	17.942.096	18.681.598	19.018.927	19.146.937	19.751.351	20.200.283	20.723.239
2.1	Chi phí O&M biến đổi	Ng. US\$	4.203.774	4.228.973	4.318.881	4.409.702	4.523.885	4.537.809	4.585.551	4.671.514	4.769.018	4.917.239
2.2	Chi phí O&M cố định	Ng. US\$	8.918.164	9.116.213	9.688.107	10.166.501	10.741.261	11.044.083	11.525.406	12.015.324	12.283.878	12.713.798
2.3	Chi phí ngoại sinh (do phát thải độc hại)	Ng. US\$	2.326.605	2.365.020	2.058.654	2.166.155	2.195.655	2.192.181	1.750.869	1.754.366	1.839.518	1.802.177
2.4	Chi phí tổn thất truyền tải liên miền	Ng. US\$	1.055.191	1.112.796	1.165.180	1.199.738	1.220.796	1.244.854	1.285.111	1.310.148	1.307.869	1.290.025
III. KB chuyển đổi trung bình												
1	Chi phí nhiên liệu	Ng. US\$	16.362.737	16.750.797	17.447.774	18.037.360	19.534.668	19.271.698	19.983.050	21.184.374	23.039.231	29.194.483
2	Chi phí HT khác	Ng. US\$	16.962.586	17.289.312	17.851.090	18.740.580	18.821.851	19.155.617	19.195.676	19.850.495	20.315.282	20.744.694
2.1	Chi phí O&M biến đổi	Ng. US\$	4.238.676	4.263.543	4.360.955	4.747.429	4.537.959	4.549.714	4.587.155	4.672.967	4.748.204	4.914.548
2.2	Chi phí O&M cố định	Ng. US\$	9.088.347	9.313.302	9.875.633	10.344.134	10.897.576	11.188.401	11.564.799	11.979.550	12.302.446	12.758.913
2.3	Chi phí ngoại sinh (do phát thải độc hại)	Ng. US\$	2.615.022	2.643.822	2.510.261	2.505.028	2.179.073	2.187.415	1.766.098	1.892.457	1.948.606	1.776.713
2.4	Chi phí tổn thất truyền tải liên miền	Ng. US\$	1.020.541	1.068.645	1.104.241	1.143.988	1.207.243	1.230.087	1.277.624	1.305.520	1.316.026	1.294.521
IV. Kịch bản chuyển đổi nhanh												
1	Chi phí nhiên liệu	Ng. US\$	15.462.075	16.122.232	17.585.807	18.131.342	20.217.219	19.839.536	21.500.226	23.399.076	25.679.794	29.035.294
2	Chi phí HT khác	Ng. US\$	17.354.340	17.579.378	18.025.904	18.553.076	19.154.707	19.509.109	19.469.511	20.023.805	20.429.165	20.764.173
2.1	Chi phí O&M biến đổi	Ng. US\$	4.282.485	4.300.882	4.376.420	4.462.382	4.582.385	4.593.175	4.614.893	4.689.370	4.766.170	4.914.927
2.2	Chi phí O&M cố định	Ng. US\$	9.292.990	9.489.005	9.935.217	10.435.372	11.339.054	11.638.408	11.908.069	12.194.194	12.406.367	12.784.956
2.3	Chi phí ngoại sinh (do phát thải độc hại)	Ng. US\$	2.710.823	2.691.944	2.593.536	2.507.861	2.017.246	2.043.969	1.681.278	1.852.497	1.949.661	1.769.840
2.4	Chi phí tổn thất truyền tải liên miền	Ng. US\$	1.068.042	1.097.548	1.120.731	1.147.460	1.216.022	1.233.557	1.265.271	1.287.744	1.306.968	1.294.450

