



ENERGY
TRANSITION
PARTNERSHIP



UNOPS



ỦY BAN QUẢN LÝ VỐN NHÀ NƯỚC
TẠI DOANH NGHIỆP



D4. Báo cáo cuối cùng

**Hỗ trợ các Doanh nghiệp Năng lượng Nhà nước
xây dựng lộ trình hướng tới phát thải ròng bằng không**

Tháng 6 năm 2023



nhquang&associates



Báo cáo này được đệ trình đến Quỹ đối tác Chuyển dịch Năng lượng (ETP), được quản lý bởi Văn phòng Dịch vụ Dự án LHQ (UNOPS), trong khuôn khổ hoạt động hỗ trợ kỹ thuật : “HỖ TRỢ ỦY BAN QUẢN LÝ VỐN NHÀ NƯỚC TẠI DOANH NGHIỆP XÂY DỰNG LỘ TRÌNH HƯỚNG TỚI PHÁT THẢI RÒNG BẰNG 0 CHO CÁC DOANH NGHIỆP NHÀ NƯỚC TRONG LĨNH VỰC NĂNG LƯỢNG”.

Quản lý dự án: Ngô Thị Tố Nhiên

Soạn thảo bởi:

VIET SE	ThS. Ngô Thị Tố Nhiên	Giám đốc dự án
	PGS. TS. Nguyễn Hồng Phương	Chuyên gia cao cấp về Hệ thống điện
	TS. Trần Thái Trung	Chuyên phân tích Hệ thống điện
	TS. Trương An Hà	Chuyên gia phân tích Năng lượng
Economica	ThS. Trần Hoàng Anh	Chuyên gia phân tích Năng lượng
	TS. Lê Duy Bình	Chuyên gia cao cấp về Kinh tế - Tài chính
	TS. Nguyễn Mạnh Hùng	Chuyên gia cao cấp về Tài chính
	Ông Phạm Tiến Dũng	Chuyên gia cao cấp về Đánh giá tác động Kinh tế
NHQuang	Bà Đồng Thị Kiều Trang	Chuyên gia kinh tế
	ThS. LS. Nguyễn Hưng Quang	Chuyên gia cao cấp về Chính sách và Khoa học xã hội
	Bà Nguyễn Ngọc Hà	Chuyên gia cao cấp về Luật
	Ông Lưu Tuệ Đăng	Chuyên gia Luật
Carbon Trust	Ông Lê Gia Khánh	Chuyên gia Luật
	Ông Mauricio Riveros	Chuyên gia về Hệ thống điện và Thị trường điện
	Bà Xiyng Tok	Chuyên gia về nhà máy điện, giao thông, bất động sản, tài chính xanh

Chỉnh sửa lần cuối: Tháng 6, 2023

Tính trạng: Báo cáo cuối cùng

Mục lục

Tóm tắt	8
1. Giới thiệu	14
2. Bối cảnh năng lượng thế giới	17
2.1. Chuyển dịch năng lượng	17
2.2. Thị trường năng lượng thế giới	18
2.3. Xu hướng công nghệ	20
2.4. Tài chính cho chuyển dịch năng lượng	23
3. Các yếu tố tác động đến nhu cầu chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam	25
3.1. Tổng quan ngành điện Việt Nam	25
3.2. Khung pháp lý và các chính sách phát triển ngành điện	29
3.3. Định hướng phát triển ngành điện	33
3.4. Bối cảnh phát triển kinh tế xã hội	35
3.5. Tác động của thị trường năng lượng thế giới	36
3.6. Tác động của xu hướng phát triển công nghệ	38
3.7. Cam kết quốc gia về giảm phát thải	41
4. Xây dựng kịch bản giảm phát thải trong lĩnh vực điện cho các Tập đoàn	45
4.1. Vai trò của các Tập đoàn trong ngành điện	45
4.2. Các thách thức của Tập đoàn trong chuyển dịch năng lượng	49
4.3. Động lực cho các Tập đoàn xây dựng chiến lược đóng góp cho mục tiêu phát thải ròng bằng 0	51
4.4. Phương pháp tiếp cận	53
5. Kết quả mô phỏng các kịch bản giảm phát thải cho Tập đoàn	62
5.1. Kỹ thuật	62
5.2. Tài chính	75
5.3. Pháp lý	84
5.4. Kinh nghiệm quốc tế cho chuyển dịch công bằng	90
6. Khuyến nghị	93
6.1. Khuyến nghị một số giải pháp	93

6.2.	Khuyến nghị cho EVN	95
6.3.	Khuyến nghị cho PVN	101
6.4.	Khuyến nghị cho TKV	103
6.5.	Khuyến nghị chung cho ba Tập đoàn	107
7.	Danh mục hỗ trợ kỹ thuật	108
	Phụ lục	111
	Phụ lục 1: Báo cáo kỹ thuật phân tích các kịch bản đóng góp vào mục tiêu NZE của các Tập đoàn	111

Từ viết tắt

ADB	Ngân hàng Phát triển châu Á
BESS	Hệ thống pin lưu trữ năng lượng
CCUS	Thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon
CMSC	Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp
ESS	Hệ thống lưu trữ năng lượng
ETP	Quỹ Đối tác Chuyển dịch Năng lượng
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
IEA	Cơ quan Năng lượng Quốc tế
INDC	Đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định
IPCC	Ủy ban Liên chính phủ về Biến đổi khí hậu
IRENA	Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế
JETP	Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Công bằng
LNG	Khí tự nhiên hóa lỏng
NDC	Đóng góp do quốc gia tự quyết định
NMĐT	Nhà máy điện than
NZE	Phát thải ròng bằng 0 (Net Zero Emissions)
KNK	Khí nhà kính
PHS	Thủy điện tích năng (Pump Hydro Storage)
PTSC	Tổng công ty Cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam
PVD	Tổng công ty cổ phần Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí
PVN	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
PVTrans	Tổng công ty Cổ phần Vận tải Dầu khí
TĐNN	Tập đoàn Nhà nước
VCGM	Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam
VINACOMIN/TKV	Tập đoàn Than và Khoáng sản Việt Nam
VREM	Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh Việt Nam
VWEM	Thị trường bán buôn điện cạnh tranh Việt Nam

Danh mục hình

Hình 1. Công suất lắp đặt nguồn điện mới hàng năm trên toàn cầu	17
Hình 2. Biến động giá nhiên liệu hóa thạch	19
Hình 3. Xuất nhập khẩu LNG trên thế giới trong năm 2022 so với 2021	20
Hình 4. Dự báo chi phí cho pin lưu trữ quy mô lớn đến 2050	21
Hình 5. Ước tính tiềm năng thị trường “power-to-X” đến 2035	22
Hình 6. Đầu tư hàng năm vào chuyển dịch năng lượng trên toàn cầu	24
Hình 7. So sánh hiệu quả sử dụng điện trên 1 đơn vị GDP năm 2019	25
Hình 8. Tăng trưởng công suất lắp đặt hệ thống điện	26
Hình 9. Cung cấp và tiêu thụ than tại Việt Nam	27
Hình 10. Mô tả hệ thống điện Việt Nam	28
Hình 11. Quan điểm phát triển ngành điện trong Quy hoạch điện VIII	34
Hình 12. Tăng trưởng GDP và tăng trưởng điện thương phẩm của Việt Nam	36
Hình 13. So sánh giá thành sản xuất kinh doanh điện với giá bán điện thương phẩm	37
Hình 14. Phát thải KNK – NDC cập nhật tháng 11/ 2022	42
Hình 15. So sánh phát thải KNK theo lĩnh vực giữa các kịch bản trong NDC-2022	43
Hình 16. Phát thải CO ₂ dự kiến của ngành điện trong tương lai theo các cam kết	44
Hình 17. Công suất lắp đặt của các Tập đoàn trong năm 2021	47
Hình 18. Tỷ trọng của các Tập đoàn trong hệ thống điện theo công suất lắp đặt	48
Hình 19. Tỷ trọng của DNNN trong hệ thống điện theo sản lượng	48
Hình 20. Phân bố về độ tuổi của các nhà NMĐT quản lý bởi Tập đoàn	50
Hình 21. Số lượng lao động trong ba Tập đoàn năm 2021	51
Hình 22. Sản lượng điện theo loại hình nguồn của Tập đoàn năm 2021	52
Hình 23. Ước tính phát thải CO ₂ từ sản xuất điện của Tập đoàn năm 2021	53
Hình 24. Phương pháp và cách tiếp cận	54
Hình 25. Thiết lập mô hình hóa kịch bản giảm phát thải	57
Hình 26. Phát thải hệ thống điện Việt Nam trong từng kịch bản	63
Hình 27. Phát thải từ NMĐT của từng DNNN và tiềm năng giảm phát thải của từng kịch bản	64
Hình 28. Giảm khối lượng than tiêu thụ cho phát điện trong các kịch bản	67
Hình 29. Lượng nhập khẩu than ròng và thâm hụt thương mại XNK than của Việt Nam	68
Hình 30: Tài sản của EVN, Vinacomin và PVN đến 31/12/2021	75

Danh mục bảng

Bảng 1. Mô tả kịch bản	55
Bảng 2. Sáu lát cắt trong năm để đánh giá khả năng đáp ứng truyền tải	58
Bảng 3. Các giả thiết về kịch bản phát triển kinh tế xã hội	60
Bảng 4. Hệ số công suất các loại hình công nghệ sử dụng trong mô hình hóa kỹ thuật	60
Bảng 5. Hệ số phát thải theo các loại hình công nghệ	61
Bảng 6. Nhu cầu đầu tư NLTT của EVN	65
Bảng 7. Nhu cầu đầu tư NLTT của PVN	65
Bảng 8. Nhu cầu đầu tư NLTT của TKV	65
Bảng 9. Ước tính doanh thu tối đa từ hoạt động bán điện NLTT của từng Tập đoàn	66
Bảng 10. Giá trị LOLE/LOLP của hai kịch bản trong năm 2025	69
Bảng 11. Giá trị LOLE/LOLP của hai kịch bản trong năm 2030	69
Bảng 12. Đề xuất phân bổ các cụm lưu trữ điện BESS	70
Bảng 13. Phân tích độ nhạy cho vận hành hệ thống lưu trữ năng lượng	73
Bảng 14. Kết quả đánh giá độ nhạy cho vận hành hệ thống pin lưu trữ	73
Bảng 15. Tổng nguồn vốn, vốn vay và vốn chủ sở hữu của EVN, TKV và PVN (đến 31/12/2021)	76
Bảng 16. Doanh thu của EVN, TKV và PVN (đến 31/12/2021)	77
Bảng 17. Chi phí của EVN, TKV và PVN (đến 31/12/2021)	77
Bảng 18. Sản xuất của EVN, Vinacomin và PVN (đến 31/12/2021)	78
Bảng 19. Hiệu quả hoạt động SXKD của EVN, TKV và PVN (đến 31/12/2021)	78
Bảng 20: Tổng doanh thu giảm đi của ba tập đoàn theo các kịch bản	80
Bảng 21: Lao động bị cắt giảm dưới hai kịch bản	80
Bảng 22: Dư địa vay nợ của ba tập đoàn tính đến năm 2021	82

Tóm tắt

Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp (CMSC) thực hiện quyền, trách nhiệm của đại diện chủ sở hữu nhà nước đối với doanh nghiệp do Nhà nước đầu tư, đặc biệt đang quản lý việc sử dụng và thu hồi vốn nhà nước đầu tư tại ba Tập đoàn nhà nước (Tập đoàn) đóng vai trò chủ chốt trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia đó là Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Tập đoàn Than - Khoáng Sản (VINACOMIN) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN). Tổng sản lượng điện sản xuất của Ba Tập đoàn này chiếm 58% tổng sản lượng điện sản xuất của quốc gia năm 2021, điều này chứng minh vai trò quan trọng của các Tập đoàn trong việc cung cấp điện năng phục vụ phát triển kinh tế xã hội của quốc gia. Sở hữu phần lớn các nguồn điện truyền thống có khả năng điều độ được (nhiệt điện và thủy điện lớn), các Tập đoàn cũng nắm vai trò chủ động trong việc duy trì độ tin cậy của hệ thống điện. Điều này đặc biệt thiết yếu đối với Việt Nam nhằm đảm bảo quyền tiếp cận điện năng với giá thành hợp lý cho toàn dân, phù hợp với định hướng Mục tiêu phát triển bền vững SDG7 của Liên Hợp Quốc.

Tại Hội nghị Thượng đỉnh COP26 tổ chức ở Glasgow, Việt Nam đã đưa ra các cam kết mạnh mẽ về bảo vệ khí hậu với cộng đồng quốc tế, Thủ tướng Chính phủ Phạm Minh Chính đã khẳng định quốc gia sẽ theo đuổi mục tiêu hướng đến Phát thải ròng bằng 0 (NZE) vào năm 2050 với sự hỗ trợ của cộng đồng quốc tế trong chuyển giao công nghệ, tài chính và nâng cao năng lực. Việt Nam cũng là một trong 47 quốc gia ký Tuyên bố Chuyển dịch từ điện than sang điện sạch. Theo đó, cam kết thúc đẩy sản xuất điện từ các nguồn năng lượng sạch và giảm dần, hướng tới dừng sản xuất điện than mà không có công nghệ giảm phát thải vào thập niên 2040.

Quá trình chuyển dịch năng lượng là điều tất yếu để đáp ứng yêu cầu giảm dần sự phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu hoá thạch đang dần cạn kiệt và mục tiêu bảo vệ khí hậu vào giữa thế kỷ này. Các bằng chứng khoa học cho thấy việc tăng tốc chuyển dịch năng lượng toàn diện và công bằng là yếu tố tiên quyết đảm bảo chiến lược bảo vệ khí hậu được thực thi trong dài hạn. Theo sát với xu hướng toàn cầu, Chính phủ Việt Nam đã có các định hướng chiến lược phát triển dài hạn, cụ thể tại quyết định của Thủ tướng Chính phủ số 888/QĐ-TTg về nhiệm vụ, giải pháp triển khai kết quả COP26 và quyết định số 896/QĐ-TTg về Chiến lược Quốc gia về Biến đổi khí hậu vào tháng 7 năm 2022 cũng đã nhấn mạnh vai trò của chuyển dịch năng lượng trong việc đạt được mục tiêu NZE. Do vậy, lộ trình triển khai mục tiêu NZE của các Tập đoàn năng lượng sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc thực thi mục tiêu NZE đã cam kết của quốc gia.

Tuy nhiên, trên thực tế Việt Nam đang đứng trước nguy cơ khủng hoảng thiếu năng lượng, đặc biệt là điện. Giá than và giá khí tự nhiên cạnh tranh cao ở mức kỷ lục trên thị trường thế giới đã khiến việc đảm bảo giữ giá điện ổn định ở mức thấp hơn giá sản xuất là một thách thức lớn với Việt Nam.

Trong năm 2021-2022, châu Âu đã cạnh tranh với châu Á để mua toàn bộ khí đốt mà Hoa Kỳ có thể sản xuất, đẩy giá khí tăng đến mức kỷ lục (tại thị trường châu Âu là 36,5 \$/MMBTU, gấp 10 lần so với mức 3,3 \$/MMBTU vào năm 2020). Khủng hoảng cũng thể hiện rõ rệt qua việc giá than tăng đột biến khi đạt khoảng 400 \$/tấn vào giữa năm 2022 so với mức từ 50-130 \$/tấn trong giai đoạn 2009 đến giữa 2020. Trong bối cảnh đó các quốc gia có thu nhập trung bình thấp như Việt Nam khó có thể cạnh tranh với các nước phát triển để mua được nhiên liệu hóa thạch với mức giá thị trường nhưng chấp nhận được đối với nền kinh tế. Bức tranh thị trường năng lượng thế giới cho thấy đảm bảo an ninh năng lượng trong dài hạn đối với Việt Nam là thách thức lớn. Cú sốc thiếu điện do giá nhiên liệu tăng cao, hạn chế tiếp cận nguồn cung và ảnh hưởng hiện tượng khí hậu cực đoan diễn ra trong năm 2023 là một lời nhắc nhở quan trọng về yêu cầu đảm bảo tính ổn định và bền vững của hệ thống năng lượng quốc gia.

Trên thực tế quá trình chuyển dịch năng lượng hiệu quả và công bằng hướng đến mục tiêu NZE đang tạo ra nhiều động lực cũng như thách thức đối với CMSC nói chung và từng tập đoàn nói riêng. CMSC đã và đang hết sức quan tâm đến việc hỗ trợ các Tập đoàn chuyển dịch theo hướng bền vững, nâng cao năng lực quản trị, tăng cường hiệu quả kinh doanh, xây dựng lộ trình giảm phát thải, đồng thời tạo điều kiện thúc đẩy thị trường năng lượng sạch. Trên cơ sở nhận dạng các thách thức cũng như yêu cầu thực thi, CMSC đã hợp tác cùng Quỹ đối tác Chuyển dịch năng lượng ETP để có được các hỗ trợ nghiên cứu kỹ thuật. Nghiên cứu này nhằm mục đích cung cấp các thông tin và bằng chứng khoa học để hỗ trợ CMSC xây dựng lộ trình giảm phát thải trong hoạt động sản xuất điện cho các Tập đoàn đóng góp vào mục tiêu NZE. Một số kết quả chính của nghiên cứu được tóm tắt dưới đây:

Phân tích kỹ thuật

Theo yêu cầu của Điều khoản tham chiếu (TOR), nhóm tư vấn tập trung ***xây dựng các giải pháp giảm phát thải trong dài hạn cho 03 (ba) Tập đoàn tập trung vào lĩnh vực sản xuất điện năng*** mà không xét đến các hoạt động kinh doanh khác như khai thác dầu, khí và than, v...v...

Để đáp ứng yêu cầu đặt ra theo TOR, nhóm tư vấn đã tiến hành xây dựng nhiều kịch bản giảm phát thải cho hệ thống điện Việt Nam một cách tổng thể và cụ thể hoá cho các tập đoàn, sau đó dựa trên các phân tích kỹ thuật, tài chính và pháp lý để lựa chọn ra hai (02) kịch bản tiềm năng nhằm đạt được mục tiêu giảm phát thải tại các Tập đoàn đến năm 2050. Các kịch bản có chú trọng đến quá trình giảm phát thải trong dài hạn của nhóm nhà máy sử dụng nhiên liệu hoá thạch vì đây là nguồn phát thải lớn và có rủi ro cao trong việc đảm bảo nguồn nguyên liệu nhập khẩu.

Nguyên tắc xây dựng kịch bản dựa trên các yếu tố ưu tiên sau: (i) Đảm bảo an ninh năng lượng → (ii) Khả năng chi trả → (iii) Giảm phát thải. Các kịch bản được xây dựng dựa trên hệ số công suất tối đa của các dạng công nghệ như sau: thủy điện 41%; điện gió trên bờ và ngoài khơi là 39% - 48% với số giờ vận hành là 3400 giờ - 4200 giờ; điện mặt trời mặt đất và điện mặt trời nổi là 17% - 18% với số giờ vận hành tối đa 1450 - 1550 giờ; nhiệt điện khí 76% số giờ vận hành tối đa trên 6000 giờ.

Sau khi tiến hành mô hình hoá cân bằng cung cầu và đánh giá các yếu tố khả thi về tài chính và pháp lý, kết quả huy động các nguồn phát điện như sau:

- *Kịch bản giảm phát thải sâu (Deep Decarbonisation – **KB_DD**) – Năm 2030:* Duy trì vận hành các nhà máy nhiệt điện khí với công suất lắp đặt vào khoảng 15,3 GW; LNG trên 7,4 GW; thủy điện là 29 GW; điện gió trên bờ và gần bờ khoảng 16 GW; điện gió ngoài khơi khoảng 10 GW; nhà máy điện mặt trời nổi lưới trên 12 GW, và điện mặt trời nổi là 4,3 GW. Đẩy nhanh tốc độ giảm phát thải ở một số nhà máy nhiệt điện than thông qua: rà soát và áp dụng các công nghệ giảm phát thải tại chỗ đối với các nhà máy có số năm vận hành nhỏ hơn 8 năm; giảm 30% sản lượng phát điện của một số tổ máy sau 10 năm vận hành; 60% sau 15 năm vận hành và ngừng hoạt động sau 20 năm vận hành.
- *Kịch bản tăng tốc giảm phát thải (Accelerated Reduction – **KB_AR**) – Năm 2030:* Các nguồn công suất lắp đặt tương tự như KB_DD. Phương án giảm phát thải với tốc độ bền vững hơn ở một số nhà máy nhiệt điện than thông qua: áp dụng các công nghệ giảm phát thải tại chỗ đối với các nhà máy có số năm vận hành nhỏ hơn 10 năm; giảm 10% sản lượng phát điện của một số tổ máy sau 10 năm vận hành; 30% sau 15 năm vận hành và ngừng hoạt động sau 25 năm vận hành.

Nhóm tư vấn lưu ý vấn đề an ninh năng lượng quốc gia cần được ưu tiên hàng đầu, do vậy khả năng giảm phát thải tại các nhà máy nhiệt điện than chỉ có thể thực hiện khi có được các nguồn phát điện thay thế như năng lượng tái tạo đảm bảo cân bằng cung cầu điện năng và các giải pháp linh hoạt đảm bảo vận hành ổn định hệ thống.

Hai kịch bản mô phỏng đều cho thấy tiềm năng giảm phát thải CO₂ của hệ thống điện Việt Nam có thể đáp ứng được mục tiêu đã nêu trong bản báo cáo NDC cập nhật 2022. Theo đó, đến năm 2030 tiềm năng giảm phát thải của KB_DD là 251 MtCO₂ và KB_AR là 221 MtCO₂ (tương ứng với 60% và 53% so với mức phát thải theo kịch bản phát triển thông thường BAU). Đến năm 2050, tổng mức phát thải của hệ thống điện trong cả hai kịch bản đạt 30 MtCO₂, đáp ứng được mục tiêu Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu.

Phân tích kết quả kịch bản KB_DD cho thấy lượng phát thải CO₂ trong tương lai của ba Tập đoàn trong hoạt động sản xuất điện sẽ giảm tỷ lệ thuận với sản lượng điện từ nhiên liệu hóa thạch. Lượng phát thải từ hoạt động sản xuất điện của ba Tập đoàn sẽ đạt giá trị đỉnh vào năm 2026. Riêng đối với các NMĐT, tổng mức phát thải lớn nhất vào năm 2025 do một số nhà máy điện than giảm và ngừng phát điện sau 20 năm vận hành. Năm 2030, tiềm năng giảm phát thải từ các NMĐT của cả ba Tập đoàn là 57 MtCO₂ (giảm 48% so với tổng mức phát thải năm 2030 là 118,75 MtCO₂ - trường hợp không thực thi hành động giảm phát thải tại các nhà máy điện than ở cả ba Tập đoàn) và sau năm 2050 sẽ không còn phát thải từ các nhà máy điện than của ba Tập đoàn.

Phân tích kết quả kịch bản KB_AR, tốc độ giảm phát thải thể hiện qua đường cong phát thải của ba Tập đoàn đến năm 2050 sẽ chậm hơn so với trong KB_DD. Lượng phát thải từ hoạt động sản xuất

điện cũng như từ các NMĐT sẽ đạt giá trị đỉnh vào năm 2030. Tiềm năng giảm phát thải từ NMĐT của ba Tập đoàn là 28 MtCO₂ (giảm 23,4% so với trường hợp không thực thi hành động giảm phát thải tại các nhà máy điện than ở cả ba Tập đoàn). Đến năm 2050, tổng lượng phát thải của cả ba Tập đoàn là 5 MtCO₂ (giảm 96% so với kịch bản không hành động).

Kết quả mô phỏng từ các kịch bản cho thấy cần bổ sung thêm công suất các nguồn NLTT để bù đắp cho sản lượng điện sụt giảm từ các nhà máy điện than của ba Tập đoàn. Và để hỗ trợ tích hợp NLTT đồng thời đảm bảo khả năng phát và truyền tải đầy đủ của toàn hệ thống điện, cần có dung lượng lưu trữ 7 GW trong KB_DD và 6 GW trong KB_AR (bao gồm thủy điện tích năng).

Nhóm tư vấn đã tiến hành đánh giá tỷ trọng tham gia thị trường điện của Tập đoàn theo công suất lắp đặt và sản lượng điện dựa theo danh mục đầu tư hiện tại. Kết quả cho thấy, nếu Tập đoàn không đầu tư phát triển nguồn năng lượng sạch trong 7 năm tới cộng với việc thực thi giảm phát thải theo 2 kịch bản nêu trên thì thị phần sản lượng điện của Tập đoàn trong tổng sản lượng của hệ thống sẽ giảm đáng kể, đặc biệt là sau năm 2030 khi đạt mức phát thải cao nhất. Năm 2021, thị phần của Tập đoàn trong thị trường điện là 58% tổng sản lượng nhưng đến năm 2030, tỷ lệ này sẽ giảm xuống còn 38% đối với KB_DD và 41% đối với KB_AR. Thị phần này sẽ tiếp tục giảm sâu hơn nữa vào năm 2050, còn 10% đối với KB_DD và 9% đối với KB_AR.

Để bù vào sản lượng điện cũng như doanh thu bị tác động do giảm phát thải, các Tập đoàn được khuyến nghị cần có chiến lược đầu tư dài hạn vào phát triển nguồn năng lượng tái tạo và hệ thống lưu trữ tùy theo sức mạnh, sức khỏe tài chính nhằm giữ được vai trò chiến lược trong tương lai của họ trong ngành điện.

- **Các khuyến nghị đối với EVN:** chú trọng đầu tư vào các dự án điện mặt trời nổi trên các hồ thủy điện do EVN sở hữu, với tổng công suất 4,3 GW đến năm 2030, điện gió ngoài khơi với tổng công suất là 6,6 GW. Là doanh nghiệp nhà nước quan trọng trong ngành điện, EVN cũng được khuyến nghị đầu tư vào phát triển hệ thống lưu trữ (thủy điện tích năng và pin lưu trữ) để giữ vai trò chủ đạo trong việc đảm bảo an ninh và ổn định của hệ thống điện.
- **Các khuyến nghị đối với PVN:** có thể đầu tư hoặc tham gia đầu tư các dự án nâng cấp cơ sở hạ tầng cảng biển công nghiệp và dự án điện gió ngoài khơi do có nguồn nhân lực kỹ thuật chất lượng cao có kinh nghiệm triển khai các công trình ngoài khơi. PVN có nhiều công ty con chuyên hoạt động trong các lĩnh vực kỹ thuật ngoài khơi khác nhau. Ví dụ, Tổng Công ty cổ phần Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PVD) Tổng công ty Cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC), v...v... của PVN là nhà thầu hàng đầu tại Việt Nam với năng lực đặc thù là EPCIC (Kỹ thuật, mua sắm, xây dựng, vận chuyển và lắp đặt, vận hành) và đã có một số kinh nghiệm trong việc thiết kế chân đế các công trình ngoài khơi, đặc biệt đã từng thắng thầu quốc tế một số dự án ngoài khơi ở các quốc gia khác. Về năng lực cơ sở hạ tầng PTSC đã có hệ thống cảng dịch vụ và cơ sở cung ứng để lắp ráp các cấu kiện siêu

trường siêu trọng, Khảo sát địa chấn, địa chất và công trình ngầm; Lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng công trình biển; và các Dịch vụ cho dự án năng lượng tái tạo.

- **Các khuyến nghị đối với TKV:** có thể đầu tư mới các dự án NLTT, pin lưu trữ, xem xét khả năng tận dụng đất thu hồi sau khi đóng cửa mỏ. TKV cũng có thể tìm hiểu công nghệ đồng đốt sinh khối áp dụng cho một số nhà máy điện than của mình.

Đánh giá tác động tài chính

Các kịch bản chuyển dịch đều có tác động đến 03 Tập đoàn trên khía cạnh doanh thu và lao động. Do sụt giảm sản lượng điện than, doanh thu từ sản xuất điện của các tập đoàn sẽ giảm mạnh nếu như không có nguồn mới bổ sung. Trong quá trình dịch chuyển các nhà máy điện than, các tập đoàn năng lượng này sẽ phải cắt giảm lực lượng lao động.

- **KB_DD:** tổng doanh thu của ba tập đoàn từ năm 2022 đến năm 2025 sẽ giảm tổng cộng 72,4 nghìn tỷ đồng (3,0 tỷ USD) và sau đó là 744,1 nghìn tỷ đồng (31 tỷ USD) từ năm 2026 đến năm 2050. Trong kịch bản này, ước tính đến năm 2050 cả ba tập đoàn sẽ có tổng cộng là 29 nghìn công nhân bị ảnh hưởng.
- **KB_AR:** mức giảm doanh thu của ba tập đoàn sẽ là 38,7 nghìn tỷ đồng (1,6 tỷ USD) từ năm 2022 đến năm 2025 và 136,5 nghìn tỷ đồng (5,7 tỷ USD) từ năm 2026 đến năm 2030. Số lao động ảnh hưởng trong kịch bản này là 27,2 nghìn tính đến năm 2050.

Trong ba tập đoàn, EVN sẽ chịu tác động lớn nhất do có sản lượng điện sản xuất từ nhiệt điện than lớn hơn nhiều so với TKV và PVN. EVN cũng sẽ phải đối mặt với vấn đề việc làm nhiều nhất với khoảng 19,7 nghìn việc làm bị mất đi vào năm 2050. Do vậy, giải quyết vấn đề lao động dôi dư do quá trình chuyển dịch nên là một trong những ưu tiên của cả ba tập đoàn. Trong đó, cần cân nhắc tài chính để có gói hỗ trợ cho người lao động bị nghỉ việc do thực hiện các kịch bản chuyển dịch. Bên cạnh đó, chương trình đào tạo, nâng cao kỹ năng cũng cần được cung cấp để chuẩn bị cho người lao động tìm việc làm mới, tại các cơ sở khác của các tập đoàn hoặc tại các công ty khác.

Phân tích về sức khỏe tài chính của ba Tập đoàn cho thấy việc vay nợ là cần thiết để tài trợ và chi trả cho quá trình chuyển dịch năng lượng do việc này đòi hỏi nhu cầu vốn đầu tư rất lớn. Nhu cầu này đến từ việc đầu tư vào các nguồn năng lượng sạch mới để đảm bảo doanh thu cũng như vai trò của các tập đoàn trong hệ thống điện và cho quá trình chuyển dịch năng lượng một cách công bằng. Khả năng sử dụng lợi nhuận để tăng vốn chủ sở hữu của ba tập đoàn là hạn chế do tỷ số lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu của EVN, TKV và PVN chỉ ở mức 6,0%, 9,7%, 8,1% vào năm 2021, cộng thêm khoản lỗ đáng kể trị giá 1,2 tỷ USD của EVN vào năm 2022 và sự biến động lớn trong lợi nhuận của TKV và PVN. Cách khả thi hơn để các Tập đoàn này huy động tài chính cho chuyển dịch năng lượng là thông qua vay nợ. Các khoản nợ có thể dưới nhiều hình thức như vay ngân hàng, vay qua phát hành trái phiếu, vay các nhà tài trợ, tín dụng Nhà nước, vay có bảo lãnh của Chính phủ hay bất kỳ hình thức phù hợp khác.

Tuy nhiên với quy định tỷ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu tại Tập đoàn không được vượt quá 3 lần, số nợ tối đa mà EVN có thể vay thêm là 9,66 tỷ USD. Con số này lần lượt là 2,48 tỷ USD trong trường hợp của TKV và 43,81 tỷ USD trong trường hợp của PVN. Trừ khi vốn chủ sở hữu của ba Tập đoàn tăng lên, tổng số tiền cộng lại mà ba tập đoàn có thể vay nợ thêm là 55,9 tỷ USD với mức vốn chủ sở hữu như hiện nay.

Phân tích pháp lý

Việc đánh giá các vấn đề pháp lý phát sinh khi CMSC hoặc các Tập đoàn thực hiện lộ trình hướng tới mục tiêu NZE để cắt giảm điện than được tiến hành trong 06 vấn đề đáng chú ý, bao gồm: **(i)** vấn đề sở hữu liên quan đến thẩm quyền ra quyết định đối với các kịch bản; **(ii)** các vấn đề liên quan đến hợp đồng thương mại đầu vào (chủ yếu là hợp đồng cung cấp than), hợp đồng đầu ra (chủ yếu là hợp đồng mua bán điện), và **(iii)** các hợp đồng vay/thu xếp vốn; **(iv)** lao động; **(v)** tài sản; **(vi)** an toàn công nghiệp (*tập trung vào các yêu cầu pháp lý đối với việc tháo dỡ nhà máy*) và môi trường. Những vấn đề này được xem là các vấn đề pháp lý chính mà các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ cần phải cân nhắc khi thực hiện phương án cắt giảm/ngừng hoạt động một NMNĐ.

Phân tích dưới đây thể hiện 03 mức độ rủi ro pháp lý cho từng vấn đề pháp lý nêu trên khi thực hiện các kịch bản: rủi ro cao (RRC), rủi ro trung bình (RRTB) và rủi ro thấp (RRT). Việc xác định mức độ rủi ro pháp lý sẽ phụ thuộc vào nội dung của từng kịch bản và vấn đề pháp lý.

Mức độ rủi ro được phân tích dựa trên khả năng phát sinh tranh chấp, đặc biệt là tranh chấp giữa các nhà đầu tư, người lao động, cộng đồng xã hội với doanh nghiệp sở hữu NMNĐ, hoặc cơ quan quản lý.

Liên quan đến các khía cạnh pháp lý của việc thực hiện các kịch bản giảm phát thải, các Tập đoàn được khuyến nghị:

- Ước tính thiệt hại kinh tế phát sinh trong các kịch bản chuyển đổi;
- Xây dựng phương án thảo luận với cổ đông tại các NMĐT mà Tập đoàn không sở hữu 100% vốn;
- Yêu cầu từng NMĐT hoặc công ty sở hữu NMĐT do Tập đoàn quản lý đánh giá cụ thể rủi ro pháp lý (cùng với đánh giá kinh tế kỹ thuật) và đề xuất giải pháp giảm thiểu rủi ro khi thực hiện các kịch bản chuyển đổi;
- Dựa trên đánh giá rủi ro, NMĐT hoặc công ty sở hữu NMĐT dưới sự quản lý của SOEs nên xây dựng kế hoạch thực hiện, ít nhất bao gồm kế hoạch kinh doanh cho từng CFPP, kế hoạch mua sắm nhiên liệu, kế hoạch giải quyết việc làm và giảm thiểu tác động xã hội, kế hoạch đầu tư nguồn điện mới và/hoặc nâng cấp, cải tạo NMĐT.

1. Giới thiệu

Dự án “Hỗ trợ các Doanh nghiệp năng lượng Nhà nước xây dựng lộ trình hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng 0 của quốc gia” được triển khai dựa trên yêu cầu của CMSC đối với ETP theo Điều khoản tham chiếu được ETP công bố vào tháng 4/2022.

Tuyên bố của Thủ tướng Phạm Minh Chính tại COP26 vào tháng 11 năm 2021 về mục tiêu phát thải ròng bằng 0 (NZE) vào năm 2050 đã cụ thể hóa các cam kết của Việt Nam về bảo vệ khí hậu. Là một nền kinh tế mới nổi với lượng phát thải khí nhà kính (GHG) tăng lên nhanh chóng, do vậy Việt Nam cần có những hành động mạnh mẽ toàn diện trong tất cả các lĩnh vực để đạt được mục tiêu tham vọng này. Ngành năng lượng đóng vai trò then chốt cần được tập trung các nguồn lực để giảm phát thải vì ngành này có tỷ trọng phát thải khí nhà kính lớn nhất, chiếm 65% so với tổng phát thải của quốc gia⁽¹⁾. Do ngành điện phụ thuộc nhiều vào nhiên liệu hóa thạch (than chiếm 32,5% công suất lắp đặt và 46% sản lượng phát điện, dầu và khí đốt chiếm 11,6% công suất và 11% sản lượng vào năm 2022), để đạt được mục tiêu NZE như đã cam kết Việt Nam cần đẩy nhanh quá trình giảm phát thải của ngành điện.

Hệ thống năng lượng của Việt Nam dựa trên ba trụ cột đóng vai trò then chốt trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia đó là Tập đoàn Điện lực Việt Nam - EVN, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam - PVN và Tổng công ty Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam - TKV. Các tập đoàn này cũng sở hữu phần lớn các nhà máy nhiệt điện than (67% trong tổng số ~25 GW hiện có vào năm 2021) và điện khí (80% trong tổng số 7.4 GW hiện có). Do đó, các tập đoàn sẽ là những nhân tố chính tham gia quá trình chuyển dịch năng lượng ở Việt Nam hướng tới mục tiêu NZE.

Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp (CMSC) là cơ quan quản lý vốn của chính phủ Việt Nam trong các tập đoàn này. CMSC hợp tác với Quỹ Đối tác chuyển dịch năng lượng (ETP) Đông Nam Á để hỗ trợ ba tập đoàn năng lượng xây dựng và triển khai lộ trình NZE. Trong đó, các định hướng phát triển trong dài hạn cần tính tới yếu tố giảm phát thải, quản trị tốt hơn, kinh doanh hiệu quả và bền vững, đồng thời tạo điều kiện cho sự phát triển minh bạch và cạnh tranh bền vững của thị trường năng lượng nói chung và thị trường điện nói riêng. Bản báo cáo này là báo cáo cuối cùng của nhóm tư vấn trong khuôn khổ hoạt động hỗ trợ kỹ thuật đầu tiên của ETP đối với CMSC, có tên là “Hỗ trợ các Doanh nghiệp năng lượng Nhà nước xây dựng lộ trình hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng 0 của quốc gia”. Theo điều khoản tham chiếu (TOR), hoạt động hỗ trợ kỹ thuật có mục tiêu:

¹ Bộ TNMT. 2020. Báo cáo Hai năm một lần lần thứ ba cho UNFCCC. <https://unfccc.int/documents/273503>.

- Nghiên cứu và đề xuất lộ trình phù hợp cho CMSC để hỗ trợ các Tập đoàn giảm phát thải trong hoạt động sản xuất điện, đóng góp vào việc đạt được mục tiêu NZE của quốc gia trong khi vẫn đảm bảo an ninh năng lượng và độ tin cậy trong cung ứng điện;
- Xác định các điều kiện về pháp lý, tài chính và xã hội để các Tập đoàn có thể hiện thực hóa lộ trình này;
- Đề xuất các khuyến nghị cho CMSC và Tập đoàn (cũng như các bên liên quan chính trong quá trình ra quyết định) để thúc đẩy việc thực hiện lộ trình chuyển dịch.

Báo cáo này được thực hiện bởi Nhóm tư vấn gồm Sáng kiến về Chuyển dịch Năng lượng Việt Nam, Economica, NHQuang&Associates và Carbon Trust theo Điều khoản tham chiếu được ETP công bố vào tháng 4/2022. Phạm vi của nghiên cứu tập trung vào lĩnh vực sản xuất điện của 3 Tập đoàn nói trên. Các kết quả nghiên cứu sẽ hỗ trợ CMSC và các Tập đoàn nhận dạng lộ trình khả thi phù hợp, bao gồm:

- *“Thực hiện các hành động kiên quyết đối với quá trình chuyển dịch năng lượng và đóng góp vào cam kết của quốc gia đối với chương trình nghị sự về Chuyển dịch năng lượng nhằm góp phần đạt được Thỏa thuận Paris.*
- *Đề xuất các khuyến nghị chính sách với các cơ quan hữu quan để tạo môi trường đầu tư thuận lợi cho các dòng vốn đầu tư và tài chính vào năng lượng tái tạo và sử dụng năng lượng hiệu quả.”*

Để đạt được mục tiêu này, các sản phẩm nghiên cứu bao gồm:

- Sản phẩm số 1: Báo cáo phân tích tổng hợp các điều kiện kỹ thuật và tài chính của các nhà máy nhiệt điện than (NMĐT) quản lý bởi Tập đoàn, được thực hiện thông qua rà soát các tài liệu hiện có cũng như các buổi làm việc với các bên liên quan.
- Sản phẩm số 2: Báo cáo lộ trình giảm phát thải cho các nhà máy của Tập đoàn tương thích với mục tiêu NZE, tập trung vào nguồn phát thải lớn nhất là điện than dựa trên các kịch bản khả thi về kỹ thuật và tài chính. Các giải pháp kỹ thuật và tài chính phù hợp để bù cho việc giảm sản lượng điện than trong quá trình chuyển dịch.
- Sản phẩm số 3: Danh sách các hoạt động hỗ trợ kỹ thuật và nâng cao năng lực cho CMSC và Tập đoàn để thực hiện lộ trình này.

Sản phẩm số 1 tập trung vào việc phân tích tổng hợp các điều kiện kỹ thuật và tài chính của các NMĐT quản lý bởi Tập đoàn đã được bàn giao cho ETP và CMSC vào tháng 11/2022. Sản phẩm số 2 tập trung vào xây dựng lộ trình giảm phát thải. Báo cáo cuối cùng này sẽ tóm tắt các kết quả của nghiên cứu và bao gồm danh sách các hoạt động hỗ trợ kỹ thuật và nâng cao năng lực (sản phẩm số 3). Báo cáo này gồm 7 chương. Chương 1 cung cấp cái nhìn tổng thể về nghiên cứu và các kết quả kỳ vọng. Chương 2 phân tích bối cảnh năng lượng thế giới với các biến động lớn trong vài năm trở lại đây có tác động đến quá trình chuyển dịch năng lượng. Chương 3 giới thiệu tổng quan về ngành điện Việt Nam và định hướng phát triển ngành, về ba Tập đoàn trong lĩnh vực năng lượng của Việt Nam, vai trò của từng tập đoàn trong ngành điện, động lực và các thách thức của Tập

đoàn trong việc xây dựng lộ trình chuyển dịch năng lượng hướng đến mục tiêu NZE. Chương 4 phân tích các yếu tố tác động đến xây dựng kịch bản cho Tập đoàn đóng góp vào mục tiêu NZE của quốc gia. Chương 5 kết quả mô phỏng và đánh giá các kịch bản giảm phát thải đến vai trò của các Tập đoàn, các tác động tài chính, pháp lý và xã hội của từng Tập đoàn cùng với rà soát kinh nghiệm quốc tế trong hỗ trợ chuyển dịch năng lượng công bằng. Cuối cùng, Chương 6 và 7 nêu các khuyến nghị và danh mục hỗ trợ kỹ thuật cho CMSC và các Tập đoàn.

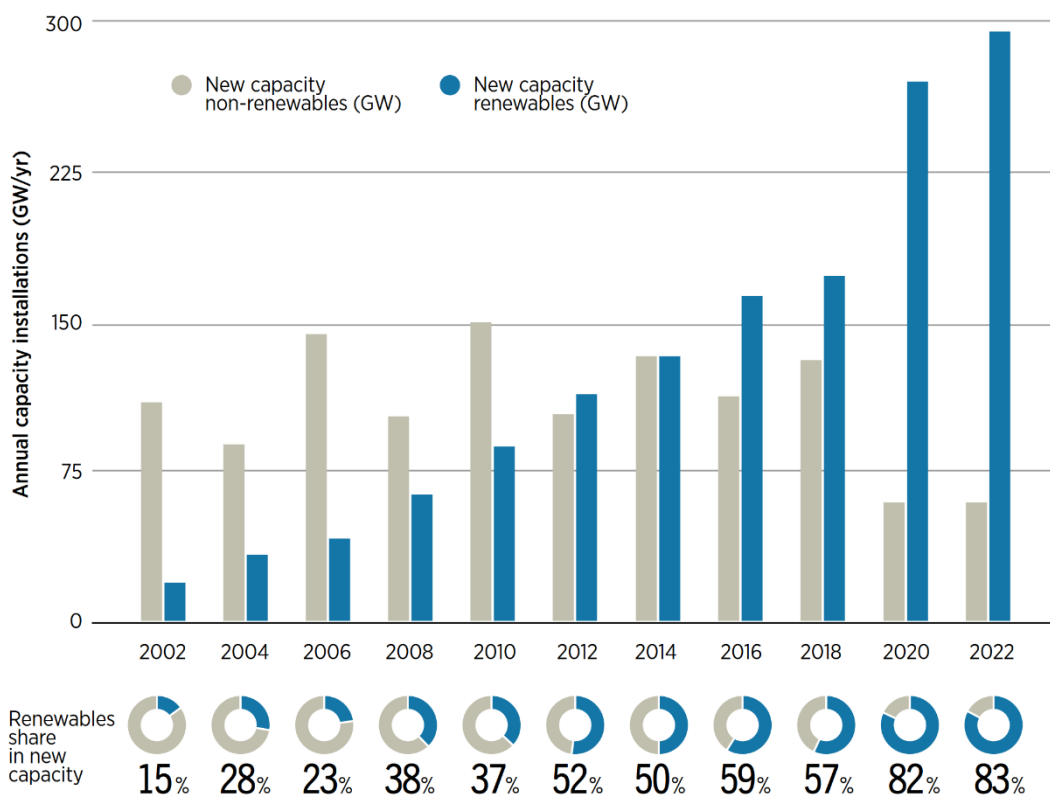
2. Bối cảnh năng lượng thế giới

2.1. Chuyển dịch năng lượng

Xu thế chuyển dịch năng lượng là tất yếu và đang diễn ra mạnh mẽ trên thế giới được thúc đẩy bởi nỗ lực ngăn ngừa biến đổi khí hậu và các tác động tiêu cực và không thể đảo ngược của nó đến sự tồn vong của nhân loại. Sự thay đổi sâu rộng về cách thức chúng ta khai thác và sử dụng năng lượng theo hướng giảm phát thải khí nhà kính được đánh giá là yếu tố quan trọng để đạt được mục tiêu Phát triển bền vững SGD7 và mục tiêu Phát thải ròng bằng 0.

Trong những thập kỷ vừa qua, thế giới đã đạt những bước tiến trong quá trình chuyển dịch năng lượng, đáng chú ý nhất là trong lĩnh vực sản xuất điện năng với việc công suất lắp đặt các nguồn điện từ năng lượng tái tạo tăng trưởng nhanh chóng và chiếm tỷ trọng lên đến 83% tổng công suất nguồn điện mới vào năm 2022 (Hình 1).

Hình 1. Công suất lắp đặt nguồn điện mới hàng năm trên toàn cầu



Nguồn: Báo cáo triển vọng chuyển dịch năng lượng thế giới 2023. IRENA

Tuy nhiên, theo báo cáo cập nhật năm 2023 của Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA)⁽²⁾, do tác động của Covid-19 *tốc độ chuyển dịch năng lượng toàn cầu hiện tại là chưa đủ để đáp ứng mục tiêu bảo vệ khí hậu trong Thỏa thuận Paris 2015: giới hạn tăng nhiệt độ toàn cầu ở mức không quá 1.5°C*. Trong báo cáo công bố vào tháng 3/2023⁽³⁾, Ủy ban Liên chính phủ về biến đổi khí hậu (IPCC) cũng đã nhận định mặc dù các chính sách nhằm giải quyết vấn đề khí hậu đã được tăng cường nhưng khoảng cách giữa phát thải dự kiến với mục tiêu trong các NDC cũng như dòng tài chính là chưa đủ để đạt được các mục tiêu khí hậu.

Báo cáo của IEA⁽⁴⁾ cập nhật lộ trình Net Zero đã nhấn mạnh việc *tăng tốc chuyển dịch năng lượng phụ thuộc vào đầu tư*. Báo cáo ước tính để theo kịp tiến độ mục tiêu đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 thì vốn đầu tư vào năng lượng sạch cần tăng từ 1,3 nghìn tỷ USD/năm vào năm 2022 lên đến 4 nghìn tỷ USD/năm vào 2030. Thiếu hụt đầu tư năng lượng sạch lớn nhất tại các quốc gia đang phát triển và các nền kinh tế mới nổi, đặc biệt đây lại chính là nhóm các quốc gia có dự báo tốc độ tăng trưởng nhu cầu năng lượng cao.

2.2. Thị trường năng lượng thế giới

Trong những năm gần đây, thế giới đã chứng kiến nhiều biến động dưới ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 như giảm đầu tư và tăng nhu cầu điện trong giai đoạn kinh tế phục hồi, cũng như các vấn đề xung đột địa chính trị. Thị trường năng lượng đặc biệt bị tác động do đứt gãy chuỗi cung ứng dẫn đến thiếu hụt trầm trọng nguồn cung, đẩy thế giới vào một *cuộc khủng hoảng năng lượng toàn cầu* đã và đang diễn ra kể từ năm 2021.

Khác với trước đây, *cuộc khủng hoảng năng lượng lần này không chỉ giới hạn trong giá dầu mà bao gồm tất cả các loại nhiên liệu hóa thạch*. Giá than và giá khí tự nhiên cao ở mức kỷ lục (Hình 2) đã khiến giá điện tăng cao ở các nước châu Âu do các quốc gia này phụ thuộc nhiều vào nguồn cung khí đốt từ Nga (chiếm 45% tổng lượng khí đốt nhập khẩu)⁽⁵⁾. Điều này khiến tình trạng lạm phát trở nên trầm trọng tại nhiều nước phát triển đồng thời cũng khiến cho các nền kinh tế mới nổi khủng hoảng kinh tế khi chi phí nhập khẩu nhiên liệu tăng và khó tìm được nguồn cung. Có thể nhận thấy khủng hoảng nguồn cung là do các nước châu Âu đã tiến hành thu mua và tích trữ nhiên liệu hóa thạch trong ngắn hạn để đối phó với khủng hoảng. Thị trường năng lượng thế giới ghi nhận, năm

² IRENA. 2023. World Energy Transition Outlook 2023: 1.5°C Pathway.

³ IPCC. 2023. Synthesis report of the IPCC sixth assessment report (AR6). Intergovernmental Panel on Climate Change.

⁴ IEA. 2022. World Energy Outlook 2022. Paris: International Energy Agency.

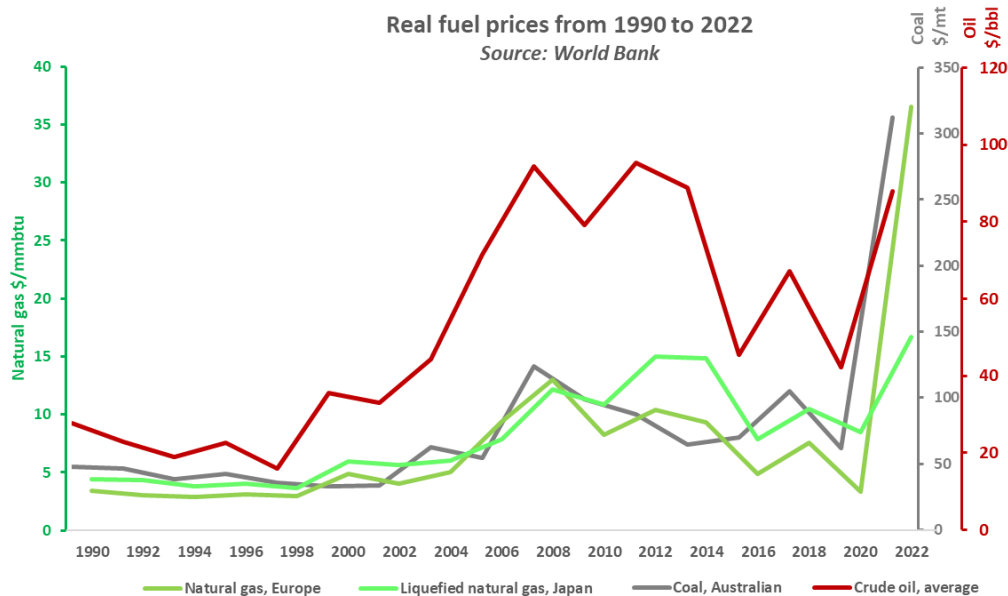
⁵ Szymon Kardas. 2023. Conscious uncoupling: Europeans' Russian gas challenge in 2023. European Council on Foreign Relations. <http://ecfr.eu>

2022 Châu Âu đã gia tăng nhập khẩu LNG thêm 60% so với năm 2021⁽⁶⁾, trong đó lượng LNG nhập khẩu từ Hoa Kỳ tăng gấp 2 lần. Trong giai đoạn này, châu Âu đã cạnh tranh với châu Á để mua tất cả khí đốt mà Hoa Kỳ có thể sản xuất (Hình 3), đẩy giá khí tăng đến mức kỷ lục (tại thị trường châu Âu là 36,5 \$/MMBTU, gấp 10 lần so với mức 3,3 \$/MMBTU vào năm 2020)⁽⁷⁾. Khủng hoảng cũng thể hiện rõ rệt qua việc giá than tăng đột biến khi đạt khoảng 400 \$/tấn vào giữa năm 2022 so với mức từ 50-130 \$/tấn trong giai đoạn 2009 đến giữa 2020⁽⁸⁾. Trong bối cảnh đó các quốc gia có thu nhập trung bình khó có thể cạnh tranh với các nước phát triển để mua được nhiên liệu hóa thạch với mức giá thị trường những chấp nhận được đối với nền kinh tế.

Xu hướng quay lại sử dụng nhiên liệu hóa thạch tại nhiều quốc gia tác động đến tiến trình chuyển dịch năng lượng. Trong giai đoạn khủng hoảng, các công ty chuyển sang sử dụng nhiều than đá hơn thay cho khí đốt. Năm 2022, phát thải CO₂ toàn cầu tăng 0,9% lên mức cao nhất trong lịch sử là 36,8 Gt⁽⁹⁾. Cơ quan Năng lượng Quốc tế nhận định cú sốc trên thị trường năng lượng toàn cầu là một lời nhắc nhở về sự bất định và chưa bền vững của hệ thống năng lượng hiện tại.

Tuy nhiên khủng hoảng thị trường năng lượng trên thế giới cũng tạo động lực để các quốc gia đẩy nhanh tiến trình chuyển dịch năng lượng, tăng cường an ninh năng lượng và tăng khả năng chống chịu của hệ thống điện, đồng thời đáp ứng các mục tiêu bảo vệ khí hậu.

Hình 2. Biến động giá nhiên liệu hóa thạch



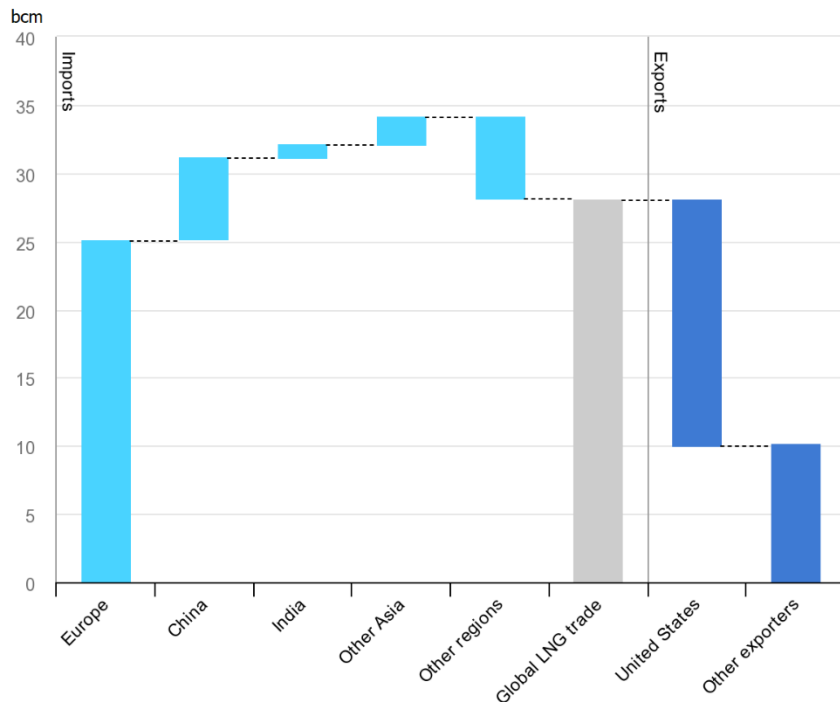
⁶ Charlie Cooper. 2023. Europe heading for huge excess LNG import capacity, expert warn. Politico. <https://www.politico.eu>

⁷ <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

⁸ <http://tradingeconomics.com>

⁹ <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>

Hình 3. Xuất nhập khẩu LNG trên thế giới trong năm 2022 so với 2021



Nguồn: IEA.2022⁽¹⁰⁾

2.3. Xu hướng công nghệ

Phát triển công nghệ luôn là nền tảng cho các thay đổi mang tính đột phá của xã hội. Các yếu tố tăng cường an ninh năng lượng và bảo vệ khí hậu đã tạo ra nhu cầu chuyển dịch năng lượng nhanh và cũng tạo ra cuộc đua đầu tư nghiên cứu và phát triển công nghệ năng lượng mới.

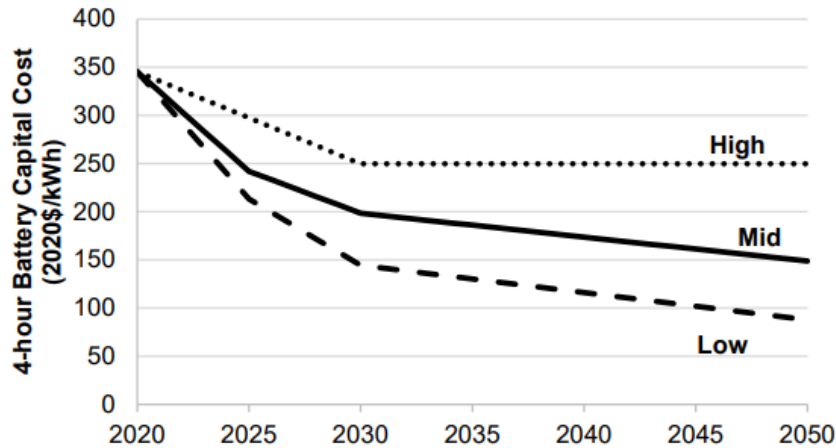
Tăng cường khai thác các nguồn năng lượng tái tạo nội địa là một giải pháp giúp đảm bảo an ninh năng lượng, giảm phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu, đồng thời hướng đến mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính. Tuy nhiên trong một hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao cần có các giải pháp công nghệ để đảm bảo cung cấp điện đủ độ tin cậy và ổn định.

Nhiều giải pháp công nghệ mới cần được triển khai đồng bộ nhằm tích hợp năng lượng tái tạo với tỷ trọng cao hơn đã và đang được phát triển như các công nghệ lưu trữ, lưới điện thông minh, số hóa, nhà máy điện ảo... Các công nghệ lưu trữ điện năng chuyển đổi lượng điện dư thừa thành các dạng năng lượng khác như hóa năng (trong các loại pin lưu trữ hay hydrogen), động năng (trong fly wheel), thế năng (thủy điện tích năng), nhiệt năng (trong muối nóng chảy)... và có thể dễ dàng chuyển đổi trở lại thành điện năng khi cần thiết. Xu thế chuyển dịch năng lượng giúp đẩy nhanh phát triển và giảm giá thành của công nghệ lưu trữ mà pin lưu trữ là một ví dụ điển hình. Tại Hoa

¹⁰ <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-lng-balance-year-on-year-change-2021-2022>

Kỳ, giá pin lưu trữ quy mô lớn đã giảm 70% trong giai đoạn 2015 – 2018⁽¹¹⁾. Phòng thí nghiệm Quốc gia về Năng lượng tái tạo Hoa Kỳ (NREL) dự báo chi phí cho các hệ thống pin lưu trữ quy mô lớn sẽ tiếp tục giảm mạnh 28% - 57% trong giai đoạn từ nay đến 2030 (Hình 4).

Hình 4. Dự báo chi phí cho pin lưu trữ quy mô lớn đến 2050



Nguồn: NREL 2021⁽¹²⁾

Số hóa trong lĩnh vực năng lượng mở ra các cơ hội để tích hợp tỷ trọng năng lượng tái tạo cao hơn bằng cách bổ sung tính linh hoạt của hệ thống, cung cấp các giải pháp linh hoạt cho phía cầu và lưu trữ năng lượng. Các công nghệ kỹ thuật số sẽ làm cho các hệ thống năng lượng được kết nối, thông minh, hiệu quả, đáng tin cậy và bền vững hơn trong những thập kỷ tới. Chẳng hạn, công nghệ nhà máy điện ảo (Virtual Power Plant-VPP) cung cấp một nền tảng dựa trên phần mềm nhằm tập hợp các nguồn điện phân tán nhỏ như các nhà máy năng lượng tái tạo, hệ thống lưu trữ thành một đơn vị nguồn phát duy nhất, có thể điều tiết tương đương với một nhà máy điện truyền thống quy mô lớn. VPP nâng cao tính linh hoạt, khả năng điều khiển của từng nguồn điện phân tán đơn lẻ và cung cấp các dịch vụ phụ trợ cho đơn vị điều hành hệ thống điện. VPP giúp các nhà máy điện phân tán có thể tham gia thị trường điện cạnh tranh, thông qua đó tối ưu về mặt kinh tế và tăng lợi nhuận¹³. Công nghệ số, bao gồm công nghệ thông tin và truyền thông (ICT), cảm biến hiện đại, dữ liệu lớn và trí tuệ nhân tạo cũng như internet vạn vật, có thể cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng và giúp tìm ra giải pháp khử cacbon cho hệ thống năng lượng.

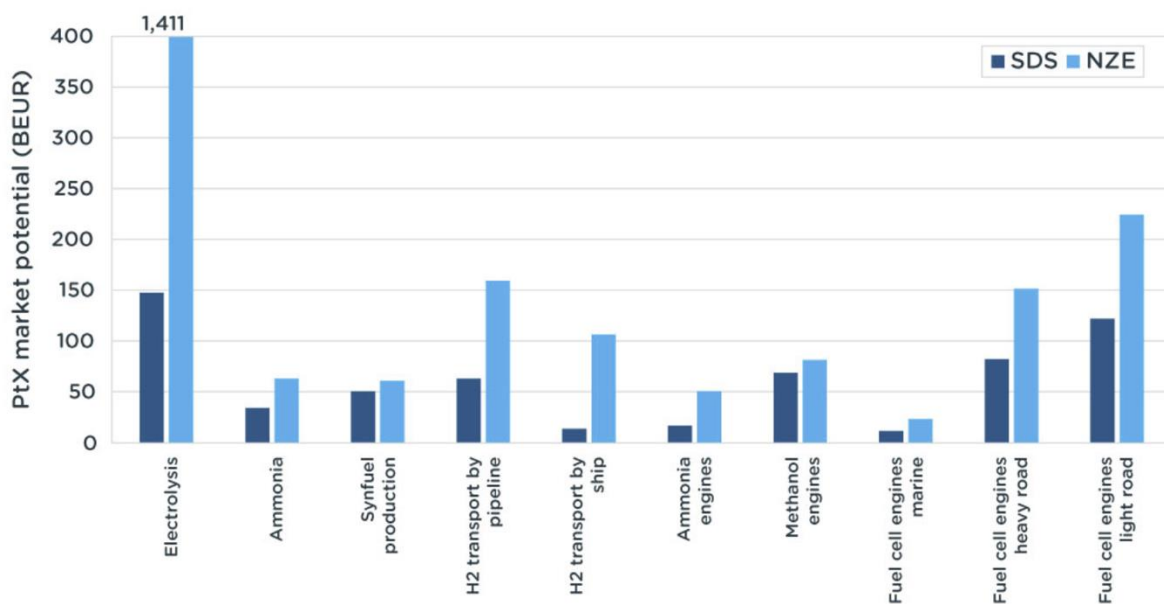
¹¹ U.S. Energy Information Administration. 2020. Utility-scale battery storage costs decreased nearly 70% between 2015 and 2018. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45596>

¹² Cole, Wesley, A. Will Frazier, and Chad Augustine. 2021. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-79236. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>.

¹³ Sáng kiến về Chuyển dịch Năng lượng Việt Nam. 2021. Nhà máy điện ảo: Công nghệ tiện ích số trong Thị trường điện cạnh tranh tại Việt Nam.

Chuyển dịch năng lượng không chỉ giới hạn trong ngành điện mà còn được thúc đẩy mạnh mẽ trong các lĩnh vực khác như công nghiệp và giao thông. Các công nghệ chuyển đổi điện năng sang các dạng năng lượng khác (power-to-X) được phát triển nhằm giảm phát thải khí nhà kính trong các lĩnh vực đòi hỏi nhiều điều kiện cần và đủ để có thể chuyển sang điện khí hóa. Power-to-X bao gồm việc sản xuất các dạng năng lượng khác như hydrogen, methanol, ammonia... từ điện. Sản phẩm của quá trình này được sử dụng trong các ngành như giao thông, công nghiệp, hóa chất... Với các mục tiêu phát triển bền vững và phát thải ròng bằng 0, các công nghệ power-to-X được kỳ vọng sẽ tăng trưởng nhanh chóng và quy mô thị trường có thể lên đến 601-2.319 tỷ EUR vào năm 2035⁽¹⁴⁾.

Hình 5. Ước tính tiềm năng thị trường “power-to-X” đến 2035



SDS: IEA's Sustainable Development Scenario; NZE: IEA's Net Zero Emissions Scenario

Nguồn: Schultz. 2022

Công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon được nghiên cứu nhằm khử carbon cho các ngành khó giảm phát thải chẳng hạn như xi măng. Khí CO₂ phát thải từ các nhà máy điện hoặc công nghiệp sẽ được thu hồi trực tiếp thay vì phát thải ra môi trường. Sau đó, CO₂ được thu hồi có thể sử dụng cho các mục đích công nghiệp khác như tăng cường thu hồi dầu, tăng cường thu hồi khí hoặc sản xuất phân bón. Tuy nhiên, lượng CO₂ dùng cho các mục đích này vẫn còn nhỏ hơn rất nhiều so với lượng CO₂ cần được thu hồi từ các nhà máy. Do vậy, CO₂ có thể được lưu trữ (chôn lấp) ở các tầng lớp địa chất đặc biệt nằm sâu dưới lòng đất, điển hình như các tầng nước muối sâu, vỉa dầu và khí đã cạn kiệt,... Tính đến tháng 9 năm 2022, trên thế giới có tổng cộng 196 dự án đang được triển

¹⁴ Schultz (2022), Prospects for the global green hydrogen and Power-to-X markets. <https://ramboll.com/net-zero-explorers/articles/from-potential-to-profit>

khai theo IEA⁽¹⁵⁾. Tại Việt Nam, tiềm năng lưu trữ CO₂ được ước tính vào khoảng 11,8 tỉ tấn với 10,4 tỉ tấn thuộc tầng nước muối sâu và 1,4 tỉ tấn thuộc các bể dầu và khí cạn kiệt⁽¹⁶⁾.

Cho đến năm 2022, chuỗi cung ứng về công nghệ năng lượng sạch đang tập trung chủ yếu tại các quốc gia phát triển. Khoảng trống lớn về công nghệ hiện hữu tại các nền kinh tế mới nổi và các quốc gia đang phát triển, nơi có tốc độ tăng trưởng nhu cầu năng lượng cao. Trong khi đó, IEA nhận định tương lai khí hậu và năng lượng thế giới ngày càng phụ thuộc nhiều hơn vào các quyết định của những nền kinh tế mới nổi⁽¹⁷⁾.

Các thảo luận về an ninh năng lượng trước đây phần lớn tập trung vào chuỗi cung ứng nhiên liệu hóa thạch. Tuy nhiên, xu hướng gần đây cho thấy mối liên hệ và tương tác chặt chẽ giữa chuỗi cung ứng công nghệ và chuỗi cung ứng nguyên liệu trong đảm bảo an ninh năng lượng. Hầu hết các công nghệ hiện có đang được sản xuất và mua bán giữa các quốc gia. Việc sản xuất trải rộng trên toàn cầu, thường dựa trên sự sẵn có về kỹ năng và vật liệu với chi phí thấp nhất và thường sự phân bố này là không đồng đều. Nguyên vật liệu đầu vào thiết bị và các bộ phận trong chuỗi cung ứng năng lượng sạch phụ thuộc vào một số loại khoáng chất thiết yếu bao gồm đất hiếm và các nguyên tố kim loại như đồng, niken, lithium, coban, mangan, than chì, silicon hay platinum. Nhu cầu phát triển năng lượng sạch tại các quốc gia dẫn đến các vấn đề khai thác bền vững các loại khoáng chất này. Do vậy, việc thiết lập chuỗi cung ứng toàn cầu cho các khoáng chất thiết yếu này là tối quan trọng, không chỉ cho thúc đẩy quá trình chuyển dịch mà còn đảm bảo cho một hệ thống năng lượng bền vững trong tương lai.

2.4. Tài chính cho chuyển dịch năng lượng

Như đã đề cập trong mục 2.1, việc tăng tốc quá trình chuyển dịch năng lượng phụ thuộc vào đầu tư. Theo đánh giá của các tổ chức quốc tế, nhu cầu tài chính để tiến hành quá trình chuyển dịch năng lượng là rất lớn. IRENA ước tính đầu tư hàng năm vào các công nghệ chuyển dịch năng lượng cần tăng gấp 4 lần so với mức 1,3 nghìn tỷ USD của năm 2022⁽¹⁸⁾.

Mặc dù đầu tư vào chuyển dịch năng lượng tăng qua các năm (Hình 6), nhưng khoảng cách giữa nhu cầu và dòng cung tài chính vẫn còn rất lớn, đặc biệt là tại các nền kinh tế mới nổi. Khoảng cách này đã bị nới rộng trong giai đoạn vừa qua dưới tác động của Covid-19. Trong năm 2020, đầu tư vào năng lượng sạch tại các nước đang phát triển và các nền kinh tế mới nổi đã giảm 8%, xuống dưới mức 150 tỷ USD. IEA nhận định rằng dòng vốn cho đầu tư năng lượng sạch tại các quốc gia

¹⁵ Global CCS Institute. Global status of CCS 2022, 2022

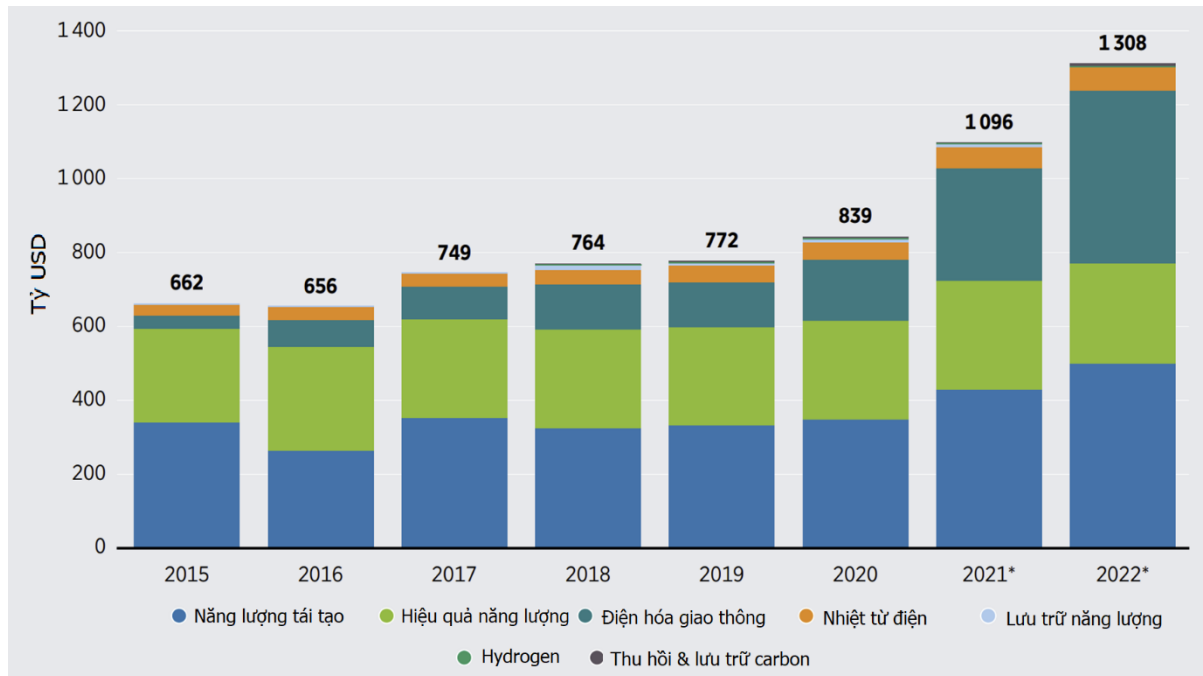
¹⁶ IEA. Carbon capture, utilisation and storage: The opportunity in southeast asia, June 2021

¹⁷ IEA. 2021. Financing clean energy transitions in emerging and developing economies, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/financing-clean-energy-transitions-in-emerging-and-developing-economies>

¹⁸ IRENA. 2023. World Energy Transition Outlook 2023: 1.5°C Pathway.

này cần được gia tăng với giá trị đến trên 1.000 tỷ USD vào cuối thập kỷ này để thế giới bắt kịp tiến trình đạt được Net-Zero vào năm 2050⁽¹⁹⁾.

Hình 6. Đầu tư hàng năm vào chuyển dịch năng lượng trên toàn cầu



Nguồn: IRENA 2023⁽²⁰⁾

Cắt giảm phát thải tại các quốc gia đang phát triển và các nền kinh tế mới nổi là giải pháp hiệu quả về mặt chi phí để ứng phó với biến đổi khí hậu. IEA đánh giá các quốc gia này có chi phí giảm phát thải trung bình chỉ bằng một nửa so với các nước phát triển⁽²¹⁾.

Khu vực tài chính công và tư nhân có mối quan tâm ngày càng tăng đối với việc tài trợ cho chuyển dịch năng lượng, đặc biệt đối với các nền kinh tế mới nổi, phụ thuộc nhiều vào nhiên liệu hóa thạch như Việt Nam, Indonesia, Philippines và Nam Phi... Tuyên bố về Đối tác Chuyển dịch năng lượng bền vững (JETP) đã được ký kết giữa Nhóm đối tác quốc tế (International Partners Group-IPG) với Nam Phi, Indonesia và Việt Nam, trong đó IPG cam kết huy động nguồn tài chính công lên đến hàng tỷ USD để xúc tác cho việc huy động các nguồn tài chính tư nhân hỗ trợ các nước này đẩy nhanh tiến trình chuyển dịch năng lượng và đạt các mục tiêu giảm phát thải tham vọng hơn.

¹⁹ IEA. 2021. Financing clean energy transitions in emerging and developing economies.

²⁰ IRENA. 2023. Global Landscape of Renewable Energy Finance.

<https://www.irena.org/Publications/2023/Feb/Global-landscape-of-renewable-energy-finance-2023>

²¹ IEA. 2021. Financing clean energy transitions in emerging and developing economies.

3. Các yếu tố tác động đến nhu cầu chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam

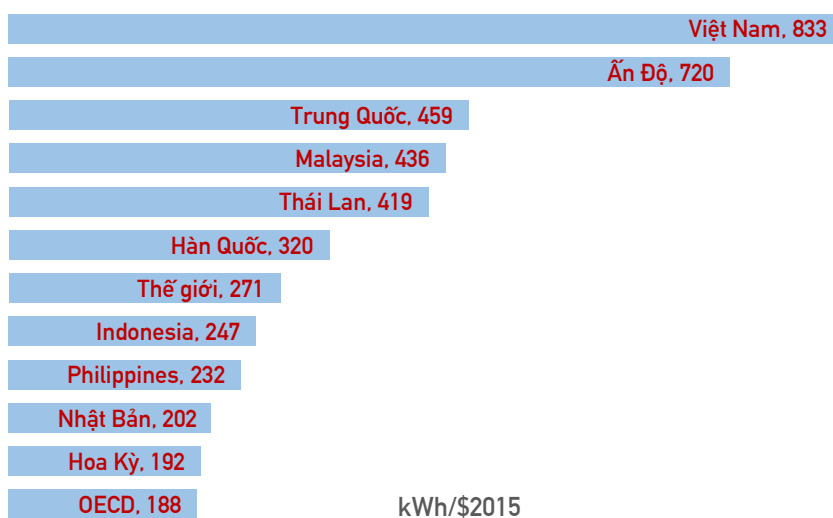
Chương này phân tích các yếu tố và các xu hướng tác động đến sự phát triển của ngành điện Việt Nam trong tương lai. Các yếu tố này được cân nhắc và tích hợp trong quá trình xây dựng kịch bản cho các Tập đoàn đóng góp vào giảm phát thải cho ngành điện hướng tới mục tiêu NZE của quốc gia vào năm 2050.

3.1. Tổng quan ngành điện Việt Nam

Ngành điện Việt Nam đã có lịch sử xây dựng và phát triển lâu dài, đóng vai trò là một trong những trụ cột cho phát triển kinh tế xã hội, nâng cao đời sống người dân. Hệ thống điện tăng trưởng nhanh chóng để đáp ứng *nhu cầu điện gia tăng với tốc độ khoảng 11%/năm* trước khi xảy ra đại dịch Covid-19. Sau thời gian chững lại và giảm các hoạt động sản xuất do dịch bệnh, sự phục hồi của nền kinh tế đã khiến nhu cầu điện năng dần quay trở lại ở mức tăng trưởng trước Covid.

Có thể nhận thấy việc sử dụng điện ở Việt Nam chưa bền vững, thể hiện ở chỉ tiêu lượng điện sử dụng trên GDP vẫn còn cao so với các nước trong khu vực (Hình 7). Điều này cho thấy Việt Nam có tiềm năng lớn về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Tiềm năng này cần được khai thác triệt để mang lại lợi ích kinh tế cho toàn xã hội.

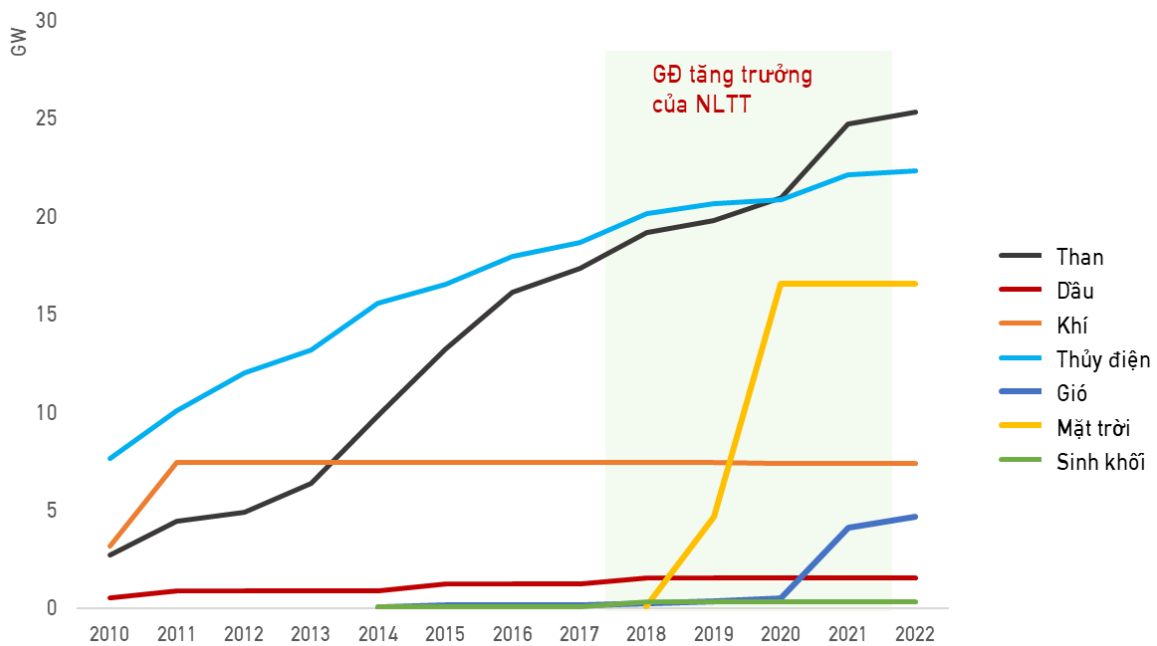
Hình 7. So sánh hiệu quả sử dụng điện trên 1 đơn vị GDP năm 2019



Nguồn: Thống kê năng lượng Việt Nam 2020

Sau một thập kỷ liên tục mở rộng công suất lắp đặt các nhà máy điện, Việt Nam hiện đứng đầu Đông Nam Á về tổng công suất lắp đặt hệ thống điện với 79 GW vào năm 2022. Cụ thể cơ cấu nguồn điện của Việt Nam, bao gồm thủy điện (28%), than (32%), nhà máy điện khí (9%), dầu (2%), năng lượng mặt trời (21%), gió (6%) và sinh khối (1%). Trước năm 2018, các nguồn điện truyền thống (thủy điện, than và khí đốt) chiếm ưu thế trong ngành điện, cung cấp gần như toàn bộ điện năng, với than đá chiếm 42%, thủy điện là 38% và khí đốt là 19% vào cuối năm 2018 (Hình 8).

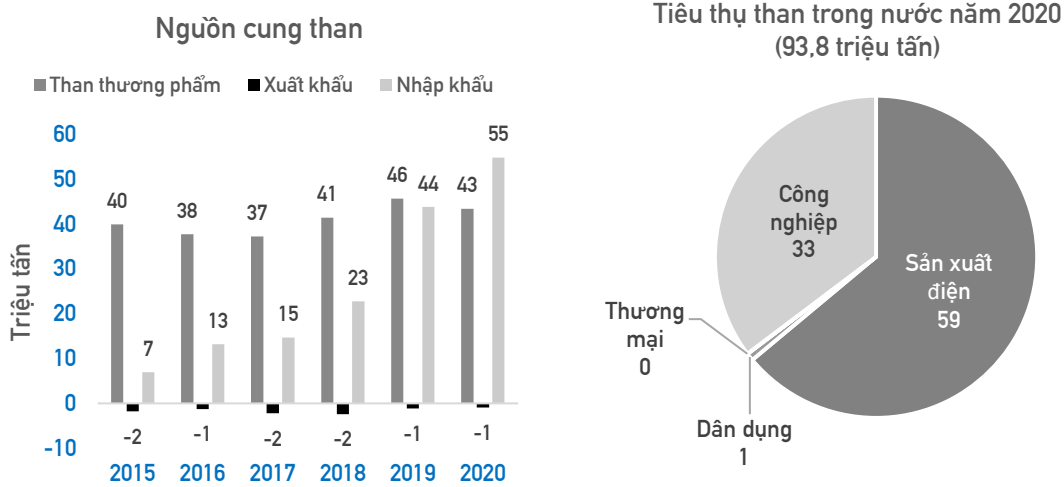
Hình 8. Tăng trưởng công suất lắp đặt hệ thống điện



Nguồn: VIETSE thể hiện với số liệu từ EVN

Việt Nam cũng trở thành quốc gia dẫn đầu Đông Nam Á về tăng trưởng công suất năng lượng tái tạo. Sau khi triển khai các chương trình Biểu giá điện năng (FIT) vào năm 2018, các nguồn năng lượng mặt trời và năng lượng gió chiếm ưu thế trong các nguồn điện mới được bổ sung. Nhờ đó, tỷ lệ năng lượng tái tạo biến thiên (VRE) trong cơ cấu nguồn điện theo công suất lắp đặt đạt khoảng 27% vào cuối năm 2022. Về sản lượng điện, VRE đóng góp khoảng 13% vào tổng sản lượng điện phát trong cùng kỳ. Tỷ trọng của VRE trong tổng sản lượng điện đã gây áp lực lên các nhà vận hành hệ thống và thúc giục họ đẩy nhanh các dự án lưới điện để tích hợp các dự án VRE mới. Tuy nhiên, tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch trong sản xuất điện còn cao và mức độ phụ thuộc vào than nhập khẩu đã gia tăng nhanh chóng (Hình 9). Mặc dù Việt Nam có tiềm năng thủy điện đáng kể, nhưng chúng hầu như đã được khai thác hết. Hơn nữa, các khu vực có tiềm năng cao về năng lượng tái tạo nằm cách xa các trung tâm phụ tải, điều này khiến nhu cầu truyền tải liên vùng tăng lên.

Hình 9. Cung cấp và tiêu thụ than tại Việt Nam



Nguồn: VIETSE thể hiện với số liệu từ Thống kê Năng lượng Việt Nam 2020

Trong những năm qua, độ tin cậy cung cấp điện đã được cải thiện qua nhiều chỉ số khác nhau như Chỉ số Tần suất Gián đoạn Trung bình Hệ thống (SAIFI), Chỉ số Thời lượng Gián đoạn Trung bình Hệ thống (SAIDI), Chỉ số Tần suất Gián đoạn Trung bình Nhất thời (MAFI), và tỷ lệ tổn thất điện năng⁽²²⁾.

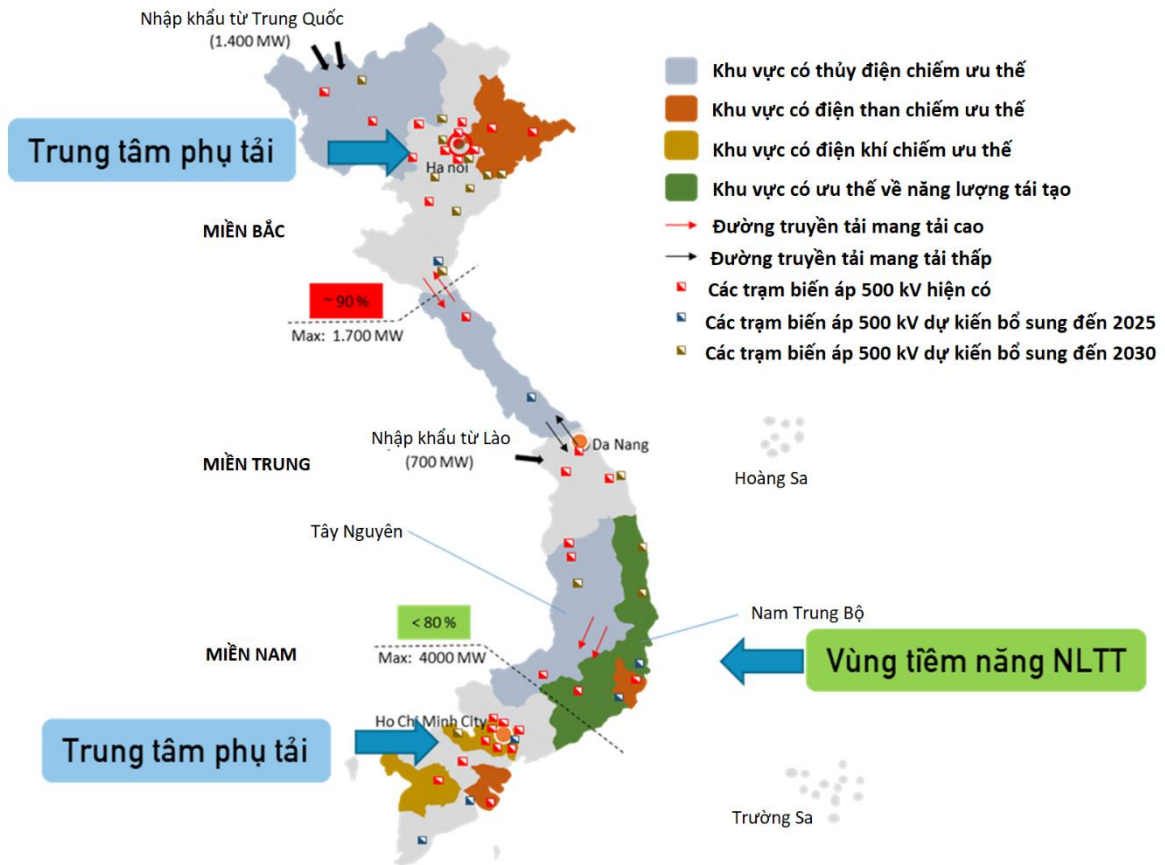
Hệ thống lưới điện Việt Nam bao gồm lưới điện truyền tải và lưới điện phân phối. Lưới truyền tải bao gồm các trạm biến áp và đường dây truyền tải hoạt động ở cấp điện áp 500 kV và 220 kV, trong khi lưới điện phân phối bao gồm các trạm biến áp và đường dây hoạt động ở cấp điện áp 110 kV trở xuống. Đáng chú ý là nước ta có tỷ lệ điện khí hóa cao, với 99,7% hộ dân được sử dụng điện lưới quốc gia.

Đường dây 500 kV đóng vai trò là xương sống của hệ thống lưới điện Việt Nam, kết nối 3 miền Bắc, Trung, Nam với chiều dài gần 10.000 km và 35 trạm biến áp, cung cấp tổng công suất 43.800 MVA. Trong khi đó, lưới điện 220 kV có chiều dài đường dây truyền tải 18.650 km và 143 trạm biến áp, cung cấp tổng công suất 68.125 MVA⁽²³⁾. Công suất truyền tải từ miền Bắc vào miền Trung là 2200 MW, từ miền Trung vào miền Nam là 4300 MW. Để kết nối miền Bắc với miền Trung, ba tuyến đường dây 500 kV được sử dụng: Hà Tĩnh - Đà Nẵng, Vũng Áng - Đà Nẵng và Vũng Áng - Quảng Trạch - Dốc Sỏi. Tuyến truyền tải kết nối giữa Miền Trung và miền Nam qua 4 đường dây 500 kV.

²² Báo cáo Thường niên của EVN

²³ EVNNPT. 2022. Thách thức phát triển lưới truyền tải điện phù hợp với tốc độ phát triển nguồn điện mới trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng.

Hình 10. Mô tả hệ thống điện Việt Nam



Nguồn: VIETSE

Thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) chính thức vận hành từ năm 2012 với 31 nhà máy điện bán điện nhưng EVN vẫn là đơn vị mua điện duy nhất. Thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM) chính thức vận hành từ tháng 1/2019 với sự tham gia của 91 nhà máy điện tham gia và 6 bên mua điện (Công ty Mua bán điện và 5 Tổng công ty Điện lực). Tuy nhiên, tất cả đơn vị mua điện đều trực thuộc EVN nhưng việc phát triển thị trường bán lẻ cạnh tranh (VREM) hiện vẫn đang được tiến hành. Giai đoạn tiếp theo trong thiết kế thị trường điện cạnh tranh là cho phép các hộ tiêu thụ điện lớn mua trực tiếp từ thị trường bán buôn, và ở giai đoạn cuối cùng, người tiêu dùng sẽ được quyền lựa chọn đơn vị bán lẻ điện.

Đến cuối năm 2021, có 104 nhà máy điện trực tiếp tham gia VWEM với tổng công suất 29,2 GW, chiếm 37,4% công suất hệ thống⁽²⁴⁾. Năm 2022, có thêm 4 nhà máy tham gia, nâng công suất tham gia trực tiếp thị trường lên 30,9 GW. Tỷ trọng các nhà máy điện tham gia thị trường điện còn thấp

²⁴ Báo cáo tổng kết hoạt động năm 2022 của EVN.

do phần lớn các nguồn mới vận hành chưa thuộc nhóm được ủy thác hoặc chưa tham gia thị trường điện (Năng lượng tái tạo, nhà máy BOT).

3.2. Khung pháp lý và các chính sách phát triển ngành điện

3.2.1. Luật Điện lực

Về khung pháp lý, các hoạt động trong lĩnh vực điện lực được điều chỉnh bởi Luật Điện lực và các văn bản dưới luật liên quan. Luật Điện lực (số 28/2004/QH11) được ban hành năm 2004 quy định *"Luật này quy định về quy hoạch và đầu tư phát triển điện lực; tiết kiệm điện; thị trường điện lực; quyền và nghĩa vụ của tổ chức, cá nhân hoạt động điện lực và sử dụng điện; bảo vệ trang thiết bị điện, công trình điện lực và an toàn điện"* (Điều 1: Phạm vi điều chỉnh). Luật Điện lực cùng với các văn bản dưới luật đã tạo hành lang pháp lý cho các chủ thể tham gia vào lĩnh vực điện.

Luật điện lực được sửa đổi vào năm 2012 (Luật số 24/2012/QH13⁽²⁵⁾) với các điều chỉnh để thúc đẩy sự phát triển của *thị trường điện* (theo Điều 9. Lập, phê duyệt, công bố và điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực, Mục 8: *"2. Thủ tướng Chính phủ quy định điều kiện, cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực; quy định lộ trình phát triển thị trường điện lực, rà soát và điều chỉnh đẩy nhanh lộ trình phù hợp với tình hình kinh tế - xã hội theo từng thời kỳ"*). Việc điều chỉnh giá bán điện dựa trên cơ chế thị trường với sự điều tiết của cơ quan quản lý nhà nước phù hợp với các giai đoạn phát triển của thị trường điện. Các quy định này không chỉ đảm bảo tính pháp lý của nguyên tắc giá điện vận hành theo cơ chế thị trường dưới sự quản lý của nhà nước đối với giá bán điện – một loại hàng hóa đặc biệt (theo Điều 25. Kiểm định, hiệu chuẩn, thử nghiệm thiết bị đo đếm điện, Mục 13: *"1a. Giá bán điện thực hiện theo cơ chế thị trường có sự điều tiết của Nhà nước phù hợp với cấp độ phát triển của thị trường điện lực"*).

Luật Điện lực được tiếp tục sửa đổi vào năm 2018 (Luật số 28/2018/QH14) về các nội dung liên quan đến *quy hoạch phát triển ngành điện* để phù hợp với Luật Quy hoạch ban hành năm 2017 (theo Điều 6. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực, Mục 1: *"Quy hoạch phát triển điện lực là quy hoạch ngành quốc gia làm cơ sở cho các hoạt động đầu tư phát triển điện lực"*). Theo đó, quy hoạch phát triển điện lực là quy hoạch ngành quốc gia và các quy hoạch điện lực cấp tỉnh sẽ không còn được xây dựng như một bản quy hoạch độc lập và sẽ được tích hợp vào quy hoạch tỉnh.

Gần đây nhất vào tháng 1/2022, Luật Điện lực đã được sửa đổi bởi Luật số 03/2022/QH15⁽²⁶⁾ trong đó điều chỉnh vấn đề *đầu tư vào lưới điện truyền tải*, điều độ hệ thống điện quốc gia, xây dựng và

²⁵ Luật số 24/2012/QH13 ngày 20/11/2012 Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực

²⁶ Luật số 03/2022/QH15 ngày 11/1/2022 về việc sửa đổi bổ sung một số điều của 9 luật.

vận hành các nhà máy điện lớn, có ý nghĩa đặc biệt quan trọng về kinh tế - xã hội, quốc phòng, an ninh "2. Xây dựng và phát triển thị trường điện lực theo nguyên tắc công khai, bình đẳng, cạnh tranh lành mạnh, có sự điều tiết của Nhà nước để nâng cao hiệu quả trong hoạt động điện lực; bảo đảm quyền và lợi ích hợp pháp của các đơn vị điện lực và khách hàng sử dụng điện; thu hút mọi thành phần kinh tế tham gia hoạt động đầu tư xây dựng lưới điện truyền tải trên cơ sở bảo đảm quốc phòng, an ninh và theo quy hoạch phát triển điện lực, hoạt động phát điện, phân phối điện, bán buôn điện, bán lẻ điện và tư vấn chuyên ngành điện lực. Các thành phần kinh tế ngoài nhà nước được vận hành lưới điện truyền tải do mình đầu tư xây dựng" (theo Điều 6. Sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực, Mục 1). Với nội dung sửa đổi này, các đơn vị kinh tế ngoài quốc doanh được đầu tư, vận hành các đoạn lưới điện truyền tải do mình đầu tư trên cơ sở đảm bảo an ninh quốc phòng và tuân thủ quy hoạch phát triển điện lực.

3.2.2. Các chính sách phát triển ngành điện

Chính sách phát triển nguồn năng lượng tái tạo

Ngày 20/6/2011, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam bao gồm cơ chế ưu đãi mua toàn bộ sản lượng điện gió ở mức giá cố định (Feed-in Tariff – FIT) là 1.614 VNĐ/kWh (7,8 Uscent/kWh) trong vòng 20 năm, cộng thêm ưu đãi về thuế và hạ tầng đất đai. Tuy nhiên tại thời điểm đó, giá công nghệ điện gió trên thế giới còn cao (chi phí sản xuất điện quy dẫn LCOE từ điện gió trên bờ trung bình là 7,2 Uscent/kWh⁽²⁷⁾) trong khi Việt Nam ở giai đoạn đầu trong việc hình thành thị trường cũng như phụ thuộc hoàn toàn vào công nghệ nhập khẩu. Điều này khiến các dự án điện gió chưa hấp dẫn các nhà đầu tư. Tính đến hết năm 2017, mới chỉ có 189 MW điện gió được đưa vào vận hành, chiếm chỉ 0,4% tổng công suất lắp đặt.

Ngày 25/11/2015, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 2068/QĐ-TTg phê duyệt Chiến lược Phát triển Năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 trong đó nhìn NLTT là yếu tố góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, giảm phụ thuộc vào năng lượng tái tạo, giảm nhẹ biến đổi khí hậu, giải quyết vấn đề cung cấp năng lượng cho khu vực nông thôn, thúc đẩy phát triển sản xuất bao gồm cả chuỗi giá trị công nghiệp NLTT.

Cơ chế khuyến khích phát triển các dự án điện mặt trời tại Việt Nam được Thủ tướng Chính phủ ban hành ngày 11/4/2017 trong đó bao gồm cơ chế giá FIT ở mức 2.086 VND/kWh (9,35 Uscent/kWh) trong vòng 20 năm và các ưu đãi về thuế và đất đai. Những hỗ trợ này đã thu hút làn sóng đầu tư vào điện mặt trời với tổng công suất lắp đặt đạt 4,5 GW tính đến cuối tháng 6/2019 khi cơ chế giá này hết hiệu lực. Ngày 6/4/2020, Thủ tướng Chính phủ ban hành Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg trong đó đưa ra biểu giá FIT mới: 1.783 VND/kWh (7,69 Uscent/kWh) cho điện mặt

²⁷ Tegen et al. 2013. 2011 Cost of wind energy review. National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56266.pdf>

trời nổi, 1.664 VND/kWh (7,09 Uscent/kWh) cho điện mặt trời mặt đất, 1.943 VND/kWh (8,38 Uscent/kWh) cho điện mặt trời mái nhà. Tính đến thời điểm giá FIT mới hết hiệu lực (31/12/2020) đã có tổng cộng trên 16,5 GW điện mặt trời trong hệ thống (trong đó có 7.7 GW là điện mặt trời mái nhà).

Năm 2018, Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/09/2018 của Thủ tướng Chính phủ điều chỉnh giá FIT cho điện gió trên bờ lên 1.928 đồng/kWh (~8.5 Uscent/kWh) và 2.233 VND/kWh (9,8 Uscent/kWh). Động lực mới này đã thu hút lượng lớn dự án đầu tư vào điện gió. Tính đến hết tháng 10/2021 khi giá FIT này hết hiệu lực, đã có 84 dự án điện gió (3,98 GW) vận hành thương mại trong số 146 dự án ký PPA với EVN (8.2 GW)⁽²⁸⁾.

Sau khi giá FIT hết hiệu lực, 85 dự án điện mặt trời và điện gió đã triển khai nhưng không hoàn thành kịp thời hạn giá FIT (dự án chuyển tiếp)⁽²⁹⁾ hiện đang đối diện với khoảng trống về cơ chế giá phát điện cho NLTT khi chưa có chính sách thay thế cho giá FIT. Ngày 3/10/2022, Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư 15/2022/TT-BCT quy định phương pháp xây dựng khung giá phát điện nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp. Theo đó, ngày 7/1/2023, Bộ Công Thương đã ban hành khung giá phát điện cho các nhà máy chuyển tiếp trong đó quy định mức giá trần cho điện mặt trời nổi mặt đất (1.184,90 VND/kWh), điện mặt trời nổi (1.508,27 VND/kWh), điện gió trong đất liền (1.587,12 VND/kWh) và điện gió trên biển (1.815,95 VND/kWh). Các nhà máy sẽ đàm phán trực tiếp giá phát điện với EVN dưới mức khung giá trần đã xác định.

Chính sách phát triển lưới điện

Lưới điện là một bộ phận của hệ thống điện chịu sự điều chỉnh của Luật Điện lực. Chính phủ đã ban hành Nghị định số 137/2103/NĐ-CP ngày 21 tháng 10 năm 2013 quy định chi tiết thi hành Luật Điện lực. Với Luật sửa đổi vào năm 2022, Bộ Công Thương (MOIT) đang tiến hành sửa đổi Nghị định số 137 để phù hợp với Luật Điện lực sửa đổi về đầu tư và vận hành lưới điện truyền tải.

Chi phí truyền tải cũng là một thành phần cấu thành nên giá điện. Và vì điện là một loại hàng hóa đặc biệt theo Luật Giá nên biên độ giá truyền tải được nhà nước quy định. Giá truyền tải do Bộ Công Thương ban hành hàng năm tuân thủ phương pháp lập, thẩm định và phê duyệt giá truyền tải trong Thông tư số 02/2017/TT-BCT ngày 10 tháng 2 năm 2017.

²⁸ Văn bản số 6742/EVN-TTĐ ngày 2/11/2021 của EVN về kết quả COD các dự án điện gió đến hết ngày 31/10/2021.

²⁹ <https://baochinhphu.vn/can-som-co-gia-dien-cho-cac-du-an-nang-luong-tai-cao-chuyen-tiep-102230323112751902.htm>

Trên cơ sở các điều sửa đổi của Luật Điện lực năm 2022 được thông qua, Bộ Công Thương ban hành Thông tư số 14/2022/TT-BCT ngày 30 tháng 09 năm 2022 sửa đổi Thông tư số 02/2017 bằng cách. Những thay đổi bao gồm:

- Thông tư mới 14/2022: quy định giá truyền tải điện được xác định hàng năm trên cơ sở các chi phí hợp lý, hợp lệ cho hoạt động truyền tải điện của Đơn vị truyền tải điện với tỷ suất lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu được xác định theo phương pháp truyền tải điện. Phương án giá bán lẻ điện áp dụng tại thời điểm tính giá truyền tải điện hoặc quyết định của cơ quan có thẩm quyền.
- Thông tư 02/2017: giá truyền tải điện được xác định hàng năm trên nguyên tắc đảm bảo bù đủ các chi phí hợp lệ và lợi nhuận cho phép để vận hành lưới điện truyền tải đạt chất lượng quy định và đáp ứng các tiêu chí tài chính để đầu tư lưới điện truyền tải.

Chính sách phát triển thị trường điện

Năm 2006, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt lộ trình phát triển thị trường điện tại Việt Nam (Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg) với mục tiêu (i) hình thành thị trường điện cạnh tranh hoàn chỉnh, từng bước xóa bỏ bao cấp của Nhà nước trong ngành điện và tăng sự lựa chọn của khách hàng đối với nhà cung cấp điện, (ii) thu hút đầu tư của các tổ chức kinh tế trong và ngoài nước vào ngành điện đồng thời giảm đầu tư nhà nước, (iii) nâng cao hiệu quả của các doanh nghiệp điện và giảm áp lực tăng giá điện (iv) đảm bảo chất lượng và độ tin cậy cung cấp điện và (v) đảm bảo sự phát triển bền vững của ngành điện. Lộ trình này sau đó đã được cập nhật bằng Quyết định số 63/2013/QĐ-TTg ngày 8/11/2013 quy định lộ trình, điều kiện và cơ cấu ngành điện để hình thành và phát triển thị trường điện lực Việt Nam với 3 cấp độ: (i) VCGM (cấp độ 1), (ii) VWEM (cấp độ 2), (iii) VREM (cấp độ 3). Việt Nam đã vận hành VWEM và đang trong giai đoạn chuẩn bị cho việc vận hành VREM theo Đề án Thiết kế mô hình thị trường bán lẻ điện cạnh tranh được phê duyệt tại Quyết định số 2093/QĐ-BCT ngày 7/8/2020 của Bộ Công Thương. Công tác chuẩn bị này bao gồm:

- Xây dựng Đề án tái cơ cấu ngành điện phục vụ VREM;
- Chuyển đổi Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia thành đơn vị vận hành hệ thống và thị trường điện độc lập theo mô hình công ty TNHH MTV;
- Rà soát, sửa đổi, bổ sung quy định vận hành VWEM và các văn bản pháp luật liên quan để thí điểm cho phép các đơn vị phát điện NLTT ký hợp đồng trực tiếp (DPPA) với khách hàng sử dụng điện.

Theo lộ trình trong quyết định 2093/QĐ-BCT thì giai đoạn chuẩn bị sẽ kết thúc vào cuối năm 2021, tuy nhiên tính đến thời điểm tháng 4/2023 thì VREM vẫn đang dừng ở giai đoạn chuẩn bị.

3.3. Định hướng phát triển ngành điện

Nghị quyết 55-NQ/TW của Bộ Chính trị ngày 11/02/2020 về định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm chính 2045 đã đưa ra các quan điểm chỉ đạo cho ngành năng lượng nói chung và phân ngành điện nói riêng trong đó nhấn mạnh tầm quan trọng của *an ninh năng lượng quốc gia*, phát triển năng lượng phải phù hợp với *thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa*, ưu tiên khai thác, sử dụng hiệu quả các nguồn *năng lượng tái tạo*, năng lượng sạch, có *lộ trình giảm tỷ trọng điện than* một cách hợp lý, tăng cường *chuyển đổi số* và sử dụng năng lượng *tiết kiệm, hiệu quả*, bảo vệ môi trường.

"1. Quan điểm chỉ đạo

- *Bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia là nền tảng, đồng thời là tiền đề quan trọng để phát triển kinh tế - xã hội. Ưu tiên phát triển năng lượng nhanh và bền vững, đi trước một bước, gắn với bảo vệ môi trường sinh thái, bảo đảm quốc phòng, an ninh, thực hiện tiến bộ và công bằng xã hội có ý nghĩa đặc biệt quan trọng, là nhiệm vụ trọng tâm xuyên suốt trong quá trình công nghiệp hoá, hiện đại hoá đất nước.*
- *Phát triển năng lượng quốc gia phải phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa, xu thế hội nhập quốc tế; nhanh chóng xây dựng thị trường năng lượng đồng bộ, cạnh tranh, minh bạch, đa dạng hoá hình thức sở hữu và phương thức kinh doanh; áp dụng giá thị trường đối với mọi loại hình năng lượng. Khuyến khích và tạo mọi điều kiện thuận lợi để các thành phần kinh tế, đặc biệt là kinh tế tư nhân tham gia phát triển năng lượng; kiên quyết loại bỏ mọi biểu hiện bao cấp, độc quyền, cạnh tranh không bình đẳng, thiếu minh bạch trong ngành năng lượng.*
- *Phát triển đồng bộ, hợp lý và đa dạng hoá các loại hình năng lượng; ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng mới, năng lượng sạch; khai thác và sử dụng hợp lý các nguồn năng lượng hoá thạch trong nước, chú trọng mục tiêu bình ổn, điều tiết và yêu cầu dự trữ năng lượng quốc gia; ưu tiên phát triển điện khí, có lộ trình giảm tỉ trọng điện than một cách hợp lý; chủ động nhập khẩu nhiên liệu từ nước ngoài cho các nhà máy điện. Phân bổ tối ưu hệ thống năng lượng quốc gia trong tất cả các lĩnh vực trên cơ sở lợi thế so sánh của từng vùng, địa phương.*
- *Chú trọng nghiên cứu, ứng dụng những thành tựu của cuộc Cách mạng công nghiệp lần thứ tư trong phát triển tất cả các phân ngành, lĩnh vực năng lượng; đẩy mạnh chuyển đổi số trong ngành năng lượng; từng bước làm chủ công nghệ hiện đại, tiến tới tự chủ sản xuất được phần lớn các thiết bị năng lượng.*
- *Sử dụng năng lượng tiết kiệm, hiệu quả, bảo vệ môi trường phải được xem là quốc sách quan trọng và trách nhiệm của toàn xã hội. Tăng cường kiểm toán năng lượng; xây dựng cơ chế, chính sách đồng bộ, chế tài đủ mạnh và khả thi để khuyến khích đầu tư và sử dụng các công nghệ, trang thiết bị tiết kiệm năng lượng, thân thiện môi trường, góp phần thúc đẩy năng suất lao động và đổi mới mô hình tăng trưởng".*

Hình 11. Quan điểm phát triển ngành điện trong Quy hoạch điện VIII

Bám sát Quy hoạch tổng thể quốc gia tại Nghị quyết 81/2023/QH15	Bảo đảm cung cấp đủ điện cho phát triển kinh tế xã hội và đời sống nhân dân, đảm bảo quốc phòng, an ninh	Sử dụng hiệu quả nguồn tài nguyên trong nước , kết hợp với nhập khẩu nhằm đa dạng hoá nguồn năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện	Đảm bảo chỉ phí hệ thống điện thấp nhất, giá điện hợp lý nhất
Bảo đảm cơ cấu nguồn điện theo đúng Nghị quyết 55/2020/NQ-TW	Ưu tiên khai thác các nguồn NLTT ... tạo đột phá trong đảm bảo ANNL	Thực hiện lộ trình chuyển dịch năng lượng, chuyển đổi nhiên liệu	Phát triển đồng bộ giữa nguồn và lưới điện . Phát triển lưới truyền tải bảo đảm an toàn, tin cậy và kinh tế
Nâng cao chất lượng điện năng và dịch vụ cung cấp điện	Phát triển thị trường điện cạnh tranh theo đúng lộ trình	Thu hút mọi thành phần kinh tế tham gia đầu tư phát triển điện lực	Phát triển điện đi đôi với bảo vệ tài nguyên, môi trường sinh thái và chuyển đổi mô hình kinh tế; bảo đảm phát triển nhanh và bền vững
	Quy hoạch điện bám sát sự phát triển khoa học công nghệ, sự hỗ trợ của quốc tế, quá trình chuyển đổi nền kinh tế, thực tiễn triển khai quy hoạch	Điều hành quy hoạch chủ động, linh hoạt, hiệu quả	

Nguồn: Quy hoạch điện VIII (tháng 5/2023)

Nghị quyết 81/2023/QH15 và Nghị quyết 55-NQ/TW là hai nghị quyết đóng vai trò quan trọng trong việc lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quy hoạch điện VIII). Quan điểm phát triển trong Quy hoạch điện VIII được tóm tắt trong Hình 11. Có thể thấy so với bản Quy hoạch điện VII điều chỉnh năm 2016³⁰, quan điểm phát triển trong Quy hoạch điện VIII đã có những điểm mới như *thực hiện lộ trình chuyển dịch năng lượng, chuyển đổi nhiên liệu* các nhà máy nhiệt điện than, khí; *Ưu tiên khai thác các nguồn NLTT ... tạo đột phá trong đảm bảo an ninh năng lượng*. Phát triển *đồng bộ giữa nguồn và lưới điện*. Chú trọng phát triển các nguồn điện phân tán. Phát triển lưới *truyền tải bảo đảm an toàn, tin cậy và kinh tế*. Thu hút mọi thành phần kinh tế tham gia đầu tư phát triển điện lực. Đặc biệt là quan điểm thực hiện *quy hoạch điện cần bám sát sự phát triển khoa học công nghệ, sự hỗ trợ của quốc tế, quá trình chuyển đổi nền kinh tế, thực tiễn triển khai quy hoạch*. Công tác điều hành *quy hoạch chủ động, linh hoạt, hiệu quả*.

Một điểm hết sức đáng lưu ý nữa đó là quan điểm trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh thì Nhà nước vẫn giữ độc quyền lưới điện truyền tải để đảm bảo an ninh hệ thống năng lượng quốc gia.

³⁰ Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/3/2016 của Thủ tướng Chính phủ Phê duyệt điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến năm 2030.

Tuy nhiên quan điểm này đã được thay đổi khi Luật số 03/2022/QH15 được ban hành, *cho phép tư nhân được tham gia đầu tư và vận hành lưới truyền tải* trong điều kiện đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Bộ Công Thương là đơn vị được giao nhiệm vụ xây dựng Chiến lược phát triển ngành điện Việt Nam, thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn tới năm 2050, bám sát chủ trương, định hướng của Đảng, chỉ đạo của Chính phủ và các quan điểm phát triển cũng như định hướng cho các giải pháp quy hoạch.

3.4. Bối cảnh phát triển kinh tế xã hội

Nền kinh tế toàn cầu trong những năm gần đây đã phải chịu ảnh hưởng nặng nề từ nhiều cú sốc. Tác động từ đại dịch Covid-19 vẫn còn hiện diện thì xung đột Nga-Ukraina đầu năm 2022 đã đẩy thế giới vào một vòng xoáy suy thoái mới với cuộc khủng hoảng năng lượng toàn cầu. Lạm phát gia tăng nhanh chóng tại nhiều quốc gia bao gồm cả các nước phát triển khiến các quốc gia thắt chặt chính sách tiền tệ. Song song với đó, biến đổi khí hậu khiến các hiện tượng thời tiết bất thường gia tăng (bão, lũ lụt, cháy rừng, sóng nhiệt...) gây thiệt hại về con người cũng như kinh tế. Năm 2023 được đánh giá là một năm tiếp tục khó khăn cho nền kinh tế toàn cầu³¹. Đầu tháng 4/2023, Tổ chức Tiền tệ Quốc tế IMF hạ dự báo tăng trưởng kinh tế toàn cầu của năm 2023 xuống còn 2,8%, thấp hơn mức 3,4% của năm 2022⁽³²⁾. Ngân hàng Thế giới WB đưa ra dự báo thấp hơn ở mức 2% (nhỉnh hơn một chút so với dự báo tháng 1/2023) và nhận định rằng tăng trưởng thấp toàn cầu sẽ còn kéo dài đến hết năm 2024⁽³³⁾.

Triển vọng kinh tế toàn cầu ảnh hưởng không nhỏ đến Việt Nam khi nền kinh tế của chúng ta gắn kết ngày càng sâu rộng với kinh tế thế giới. Tháng 1/2023, Viện Kinh tế Trung Ương (CIEM) công bố Báo cáo "Kinh tế Việt Nam năm 2022 và triển vọng năm 2023" cũng nhận định kinh tế Việt Nam sẽ chịu ảnh hưởng của nhiều yếu tố hơn, trong đó đưa ra dự báo tăng trưởng GDP ở mức 6,47% trong kịch bản thấp và 6,83% trong kịch bản cao, thấp hơn so với mức tăng trưởng trước Covid-19 (năm 2018 và 2019 tốc độ tăng trưởng GDP lần lượt là 7,47 và 7,36%) và mức 8,02% của năm 2022⁽³⁴⁾. Tháng 3/2023, WB dự báo kinh tế Việt Nam sẽ tăng trưởng ở mức 6,3% trong năm 2023⁽³⁵⁾. Dự báo của IMF trong tháng 4/2023 đưa ra mức dự báo thấp hơn cho Việt Nam là 5.8%⁽³⁶⁾.

³¹ United Nations (2023), World Economic Situation and Prospect: February 2023 Briefing, No. 169.

³² IMF (2023), World Economic Outlook: A rocky recovery.

³³ <https://www.reuters.com/markets/world-bank-boosts-2023-global-growth-forecast-slightly-malpass-2023-04-10>

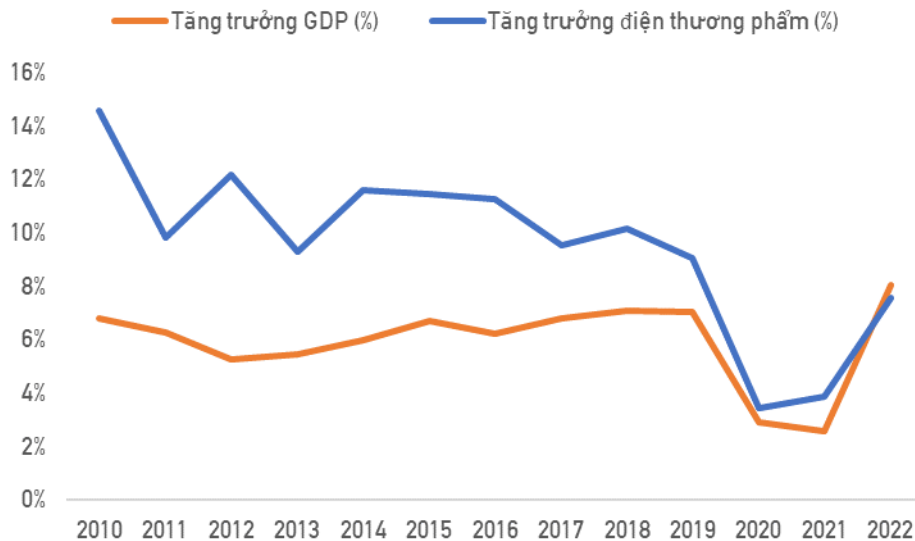
³⁴ Tổng cục thống kê (2022), Điểm sáng tình hình kinh tế - xã hội quý IV và năm 2022

³⁵ <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2023/03/13/vietnam-s-economy-forecast-to-grow-by-6-3-in-2023-world-bank-report-says>.

³⁶ IMF (2023), World Economic Outlook: A rocky Recovery.

Nhu cầu sử dụng điện có mối tương quan chặt chẽ với tăng trưởng GDP. Hình 12 cho thấy trong giai đoạn kinh tế bị tác động do Covid-19 thì tăng trưởng điện năng cũng giảm song song với giảm tăng trưởng GDP và khi kinh tế phục hồi trở lại thì nhu cầu điện năng cũng tăng theo nhưng cũng chưa quay trở lại mức tăng trước Covid-19.

Hình 12. Tăng trưởng GDP và tăng trưởng điện thương phẩm của Việt Nam



Nguồn: Tổng cục Thống kê và EVN

3.5. Tác động của thị trường năng lượng thế giới

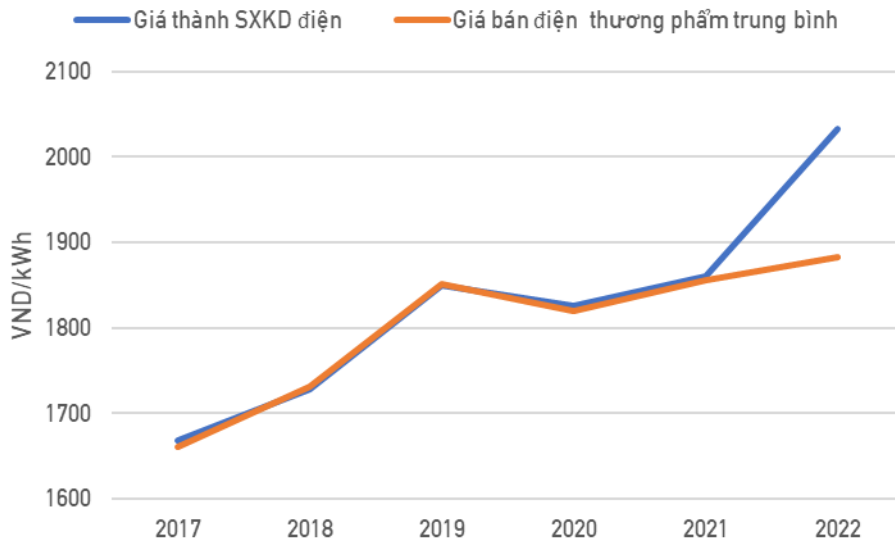
Như đã trình bày trong mục 2.2, giá than và khí tăng ở mức lịch sử trong năm 2022 (giá khí tăng 10 lần và giá than tăng 4-8 lần so với thời điểm trước Covid-19). Việc than nhập khẩu chiếm phần đáng kể (34% tổng lượng than cấp cho các nhà máy điện trong năm 2020) đã tác động không nhỏ đến hoạt động sản xuất điện. Trong năm 2022, EVN mức lỗ sản xuất kinh doanh điện lên đến gần 29 nghìn tỷ đồng⁽³⁷⁾, mức cao nhất trong lịch sử tập đoàn. Nguyên nhân chính được xác định là do chi phí nhiên liệu tăng gần gấp đôi dẫn đến chi phí mua điện của EVN cũng bị đội lên. Thời điểm tháng 1/2021 giá than pha trộn cung cấp cho các nhà máy điện là 1,5 – 1,8 triệu đồng/tấn, tuy nhiên đến tháng 5/2022 giá đã tăng lên 2,4 - 3 triệu đồng/tấn⁽³⁸⁾. Giá than tăng dẫn đến chi phí sản xuất điện từ than nhập khẩu lên đến 3.500 – 4.000 đồng/kWh, cao gấp 2 lần giá bán điện bình

³⁷ <https://nhandan.vn/nam-2022-evn-lo-hon-26235-ty-dong-do-chi-phi-san-xuat-dien-tang-cao-post745711.html>

³⁸ MOIT. 2023. Công khai minh bạch hoạt động kinh doanh điện, xăng dầu http://minhbach.moit.gov.vn/?page=electricity_define&key=electricity_thongso&menu_id=72

quân là 1.864 đồng/kWh⁽³⁹⁾. Hình 13 thể hiện rõ chi phí sản xuất điện tăng cao trong năm 2022 vượt trên giá bán điện trung bình, lý giải khoản lỗ của EVN.

Hình 13. So sánh giá thành sản xuất kinh doanh điện với giá bán điện thương phẩm



Nguồn: Công bố kết quả kiểm tra chi phí sản xuất kinh doanh điện của EVN

Khủng hoảng năng lượng toàn cầu đã dẫn đến nhu cầu về than gia tăng đột biến đẩy giá than tăng trên thị trường thế giới khiến cho các doanh nghiệp nhập khẩu gặp khó khăn trong việc mua và cung cấp than cho các nhà máy nhiệt điện. Theo EVN, tình hình cung cấp than không đúng với kế hoạch xảy ra với hầu hết nhà máy nhiệt điện, ảnh hưởng đến sản xuất của các nhà máy. Nhiều nhà máy phải vận hành ở công suất tối thiểu và một số tổ máy thậm chí phải dừng hoạt động. Nguy cơ thiếu than cho phát điện vẫn còn hiện hữu trong năm 2023.

Cho đến nay, Việt Nam vẫn chưa nhập khẩu LNG nên không bị ảnh hưởng trực tiếp từ việc giá LNG tăng cao đột biến trong năm 2022. Tuy vậy, biến động giá nhiên liệu trên thị trường quốc tế có tác động gián tiếp đến việc phát triển các dự án LNG tại Việt Nam. Để đối mặt với khủng hoảng thiếu khí đốt, các nước châu Âu đã tăng cường nhập khẩu khí LNG từ nhiều nguồn, đẩy giá khí tăng đến mức kỷ lục. Điều này đã khiến một số nhà cung cấp LNG phá vỡ hợp đồng dài hạn đã ký để bán khí sang châu Âu (như trong trường hợp của Srilanka hay Pakistan). Mô hình hợp đồng cung cấp LNG truyền thống với khối lượng lớn, thời hạn dài (trên 20 năm) và các điều khoản tương đối "cứng" về khai thác khí ở miệng giếng (điểm xuất phát) và đích đến của LNG dần chuyển dịch sang dạng hợp đồng có thời hạn ngắn, khối lượng nhỏ và linh hoạt hơn về điểm đến cũng như phương pháp định giá. Trong năm 2023, rất khó để có thể kí được hợp đồng LNG giao năm 2026 với mức giá

³⁹ <https://moit.gov.vn/tin-tuc/bao-chi-voi-nguoi-dan/evn-lo-tai-chinh-u-am-lo-lich-su-trong-nam-2023.html>

trước khủng hoảng. Khi các nước phát triển như Đức và Nhật Bản tham gia đấu giá bán, các quốc gia có thu nhập trung bình thấp như Việt Nam sẽ khó cạnh tranh nổi.

3.6. Tác động của xu hướng phát triển công nghệ

Xu hướng đẩy mạnh phát triển công nghệ lưu trữ và chuyển đổi số của thế giới đã mở ra khả năng tích hợp năng lượng tái tạo vào hệ thống nhưng vẫn đảm bảo độ tin cậy trong cung ứng điện. Việt Nam được đánh giá là có tiềm năng xây dựng các nguồn thủy điện tích năng lên đến trên 21.9 GW⁽⁴⁰⁾ và cũng đang triển khai dự án thủy điện tích năng đầu tiên (Bắc Ái 1,2 GW tại Ninh Thuận). Tính đến hết năm 2022, mức độ triển khai hệ thống pin lưu trữ quy mô lớn ở Việt Nam còn rất hạn chế. Tuy nhiên, hệ thống điện của Việt Nam được đánh giá là có các đặc điểm kỹ thuật rất thuận lợi cho áp dụng công nghệ lưu trữ để giảm chi phí vận hành và nâng cao độ tin cậy của hệ thống⁽³³⁾. Kinh nghiệm ở các nước cho thấy tiến bộ công nghệ cùng chính sách hợp lý có thể thúc đẩy thị trường lưu trữ năng lượng phát triển⁽⁴¹⁾.

Ngành điện đã và đang đẩy mạnh áp dụng chuyển đổi số trong tất cả các khâu của chuỗi cung ứng điện năng. EVN đã nghiên cứu và triển khai công cụ điều khiển công suất phát tự động AGC (Automatic Generation Control) tại các nhà máy năng lượng tái tạo để giám sát và điều khiển tự động công suất phát các nguồn này tại khu vực hiện bị giới hạn về khả năng giải tỏa công suất, đảm bảo an toàn vận hành lưới điện truyền tải, đảm bảo minh bạch và công bằng giữa các đơn vị phát điện liên quan⁽⁴²⁾. Năm 2022, tập đoàn đã chuyển đổi 100% các trạm biến áp 110 kV trên toàn quốc thành trạm không người trực, có thể điều khiển được từ xa⁽⁴³⁾. Với tốc độ phát triển công nghệ trên thế giới, xu thế áp dụng công nghệ số sẽ càng được triển khai sâu rộng, tăng cường khả năng vận hành hệ thống an toàn, hiệu quả về mặt chi phí.

Tại Việt Nam, hydrogen hiện được sản xuất từ các nguồn hóa thạch (dầu thô, khí tự nhiên, than đá, ...) thông qua quá trình khí hóa và reforming (hydrogen xám). Hydrogen chủ yếu được sử dụng trong nhà máy lọc dầu, phân bón và một lượng nhỏ hydro được sử dụng trong ngành công nghiệp ủ thép và thủy tinh nổi.

Việc chuyển đổi điện tái tạo thành hydro kém hiệu quả hơn so với tiêu thụ điện trực tiếp. Ví dụ, một lượng lớn năng lượng bị thất thoát sau quá trình chuyển đổi khi hydro hoặc amoniac được sử dụng làm nhiên liệu trong các nhà máy điện khí hoặc than. Sản lượng điện cuối cùng có được từ

⁴⁰ Viện Năng lượng (2021) Đề án Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030 tầm nhìn đến năm 2045 (dự thảo QHĐVIII).

⁴¹ VIETSE (2021). Hệ thống tích trữ năng lượng trong hệ thống điện Việt Nam: Khuyến nghị về công nghệ, tài chính và cơ chế pháp lý.

⁴² <https://cosodulieu.evn.com.vn/pages/cms/news-evn-ung-dung-manh-me-thanh-tuu-cua-cmccn-40-va-ohoat-dong-san-xuat-kinh-doanh-id-5717.html>

⁴³ <https://www.evn.com.vn/d6/news/So-hoa-cac-dich-vu-dien-triet-de-va-toan-dien-6-14-118821.aspx>

giải pháp này chỉ bằng 20% tổng lượng điện xanh đầu vào để sản xuất hydro⁽⁴⁴⁾. Trong khi đó, nếu sử dụng năng lượng tái tạo trực tiếp, tổn thất từ quá trình truyền tải chỉ khoảng 4% và 96% tổng lượng điện xanh đầu vào được đưa lên hệ thống điện.

Sự phát triển của hydro xanh là điểm nổi bật của Việt Nam trong quá trình chuyển đổi năng lượng. Dựa trên phân tích các bài học kinh nghiệm quốc tế, hiệu quả năng lượng, sự sẵn sàng của công nghệ và sản xuất hydro theo lý thuyết, vai trò tiềm năng của hydro xanh trong nền kinh tế các-bon thấp được đề xuất như sau⁽⁴⁵⁾:

- Trong công nghiệp, sử dụng hydro trong lĩnh vực sản xuất thép, xi măng và thay thế hydro xám hiện đang sử dụng trong các nhà máy lọc dầu, phân bón, công nghiệp hóa chất, sản xuất thép, xi măng;
- Trong lĩnh vực giao thông vận tải, sử dụng hydro xanh làm nhiên liệu thay thế cho xe khách, xe tải, đường sắt, vận tải biển và hàng không;
- Trong ngành điện, sử dụng hydro xanh cho nguồn điện tích trữ và linh hoạt;
- Sản xuất hydro xanh để xuất khẩu.

CCUS chưa được triển khai tại Việt Nam do tính sẵn sàng của các công nghệ này còn thấp. Chi phí của công nghệ thu hồi carbon vẫn ở mức cao (50 – 100 USD/tCO₂ cho việc thu hồi CO₂ tại các nhà máy điện, chưa tính đến chi phí vận chuyển và lưu trữ)⁽⁴⁶⁾. Với chi phí này thì việc ứng dụng công nghệ CCUS tại các nhà máy điện ở Việt Nam là chưa khả thi về mặt kinh tế. Nghiên cứu của Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB)⁽⁴⁷⁾ ước tính lắp đặt công nghệ CCUS sẽ khiến chi phí phát điện quy dẫn (LCOE) tăng 78% tại các nhà máy điện than công nghệ trên siêu tới hạn. Việt Nam hiện chưa có chính sách bắt buộc các nhà máy phải lắp đặt công nghệ loại bỏ CO₂ và lộ trình thị trường carbon sẽ không vận hành trước năm 2028. Một yếu tố có thể giúp công nghệ CCUS hiệu quả về mặt kinh tế hơn đó là tăng khả năng thu hồi dầu tại các giếng (Enhance Oil Recovery-EOR). Tuy nhiên một thách thức đặt ra là hầu hết các nhà máy điện than hiện có tập trung ở miền Bắc trong khi các mỏ dầu lại ở khu vực biển phía Nam. Nghiên cứu của ADB cũng kiến nghị lộ trình trong đó dự án CCUS quy mô thương mại đầu tiên có thể được vận hành ở Việt Nam sau năm 2030. Một

⁴⁴ David Cebon. 2022. Hydrogen and Ammonia for Heating and Power. Presented at JETP Workshop in Hanoi on 30 September 2022

⁴⁵ Vietnam Initiative for Energy Transition. 2023. Options for green hydrogen development in Vietnam. Vietnam Initiative for Energy Transition.

⁴⁶ Baylin-Stern and Berghout (2021), Is carbon capture too expensive?
<https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>

⁴⁷ ADB (2012) Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia

nghiên cứu khác⁽⁴⁸⁾ nhận định CCUS tại các nhà máy điện than sẽ có khả năng triển khai được vào năm 2035.

Các nghiên cứu về CCUS ở Việt Nam còn rất hạn chế. Cục Nghiên cứu Địa chất Pháp và Cục Địa chất và Khoáng sản Việt Nam năm 2009⁽⁴⁹⁾ đã lập bản đồ các khu vực có tiềm năng lưu trữ CO₂. Nghiên cứu của ADB đánh giá 10 địa điểm lưu trữ riêng lẻ tiềm năng nhất cho Việt Nam với dung lượng từ 23 – 357 MtCO₂, trong đó đã xác định được 8 vị trí lưu trữ ngoài khơi trong bể Cửu Long với khả năng trữ 19 MtCO₂. Nghiên cứu công bố năm 2023⁽⁵⁰⁾ về tiềm năng khử cacbon cho ngành điện và công nghiệp của Việt Nam với CCS ước tính khả năng lưu trữ CO₂ từ các mỏ khí là 2800 Mt và từ các mỏ dầu là 500 Mt.

Như vậy, CCUS sẽ được cân nhắc là giải pháp dài hạn hỗ trợ thực hiện mục tiêu NZE, đặc biệt là cho các ngành nghề, lĩnh vực khó giảm phát thải như xi măng và luyện kim. Các Tập đoàn, đặc biệt là PVN có thể xem xét triển khai công nghệ này khi đã khả thi về kỹ thuật và kinh tế trong bối cảnh Việt Nam.

Công nghệ đồng đốt sinh khối trong các nhà máy nhiệt điện than được đánh giá là loại hình công nghệ tiềm năng giảm phát thải, giải quyết vấn đề môi trường và tận dụng nguồn nguyên liệu nội địa. Công nghệ này đã được thương mại hóa tại các quốc gia trên thế giới như Anh (với 16 dự án), Đức (với 15 dự án), Đan Mạch (với 5 dự án), Phần Lan (với 14 dự án), Bỉ (với 5 dự án), Áo (với 5 dự án)⁵¹ và Nhật Bản (31 nhà máy⁵²). Là quốc gia chiếm ưu thế về phát triển nông nghiệp, Việt Nam có tiềm năng sinh khối được ước tính khoảng 1500 PJ/năm, tương ứng với tiềm năng lý thuyết sản xuất điện được khoảng 150 TWh/năm⁽⁵³⁾. Trong Báo cáo nghiên cứu “Ứng dụng công nghệ đồng đốt tại các nhà máy nhiệt điện than ở Việt Nam: Tiềm năng sinh khối và công nghệ hiện có” của GIZ⁽⁵⁴⁾ chỉ ra Việt Nam có thể sử dụng viên nén gỗ để đồng đốt trong các nhà máy nhiệt điện than nhằm giảm phát thải CO₂. Nhà máy Nhiệt điện Ninh Bình (công suất 100 MW, 4 tổ máy và vận hành

⁴⁸ M. Ha-Duong and H. A. Nguyen-Trinh, “Two scenarios for carbon capture and storage in Vietnam,” *Energy Policy*, vol. 110, pp. 559–569, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.08.040.

⁴⁹ ADB (2012) *Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia*

⁵⁰ H. K. Bokka and H. C. Lau, “Decarbonising Vietnam’s power and industry sectors by carbon capture and storage,” *Energy*, vol. 262, p. 125361, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2022.125361.

⁵¹ IEA Bioenergy Task 32, cập nhật đến năm 2017.

⁵² The Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), *Outline of Interim Report of the Working Group to Study Coal-fired Power Plants*, p.27
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/sekitan_karyoku_wg/20210423_report.html

⁵³ Vietnam Initiative for Energy Transition. 2020. *Biomass Co-firing and Renewable Portfolio Standard scenarios to 2030*

⁵⁴ <https://www.evn.com.vn/d6/tkn-d/Ung-dung-cong-nghe-dong-dot-tai-cac-nha-may-nhiet-dien-o-Viet-Nam-tiem-nang-sinh-khoi-va-cong-nghe-hien-co-100-668-56146.aspx>

từ năm 1976) đã tiến hành thử nghiệm đồng đốt với viên nén gỗ với tỷ lệ 15% và 20% sinh khối cho thấy không ảnh hưởng đến hiệu suất vận hành lò đốt⁵⁵). Tuy nhiên, việc sử dụng biomass cho công nghệ đồng đốt cần cân nhắc một cách tổng thể bao gồm cả yếu tố bất ổn định của nguồn cung nguyên liệu (phụ thuộc vào đặc tính mùa vụ) cũng như các lợi ích kinh tế trong chuỗi cung ứng biomass cho các mục đích sản xuất khác.

3.7. Cam kết quốc gia về giảm phát thải

Việt Nam đã chứng kiến một nền kinh tế tăng trưởng nhanh trong ba thập kỷ qua, gắn liền với sự gia tăng phát thải khí nhà kính. Mặt khác, Việt Nam là một trong những quốc gia dễ bị tổn thương nhất trước biến đổi khí hậu. Nhận thức được tính cấp thiết của việc giải quyết khủng hoảng khí hậu, Việt Nam đã thể hiện quyết tâm tham gia nỗ lực toàn cầu nhằm đạt mục tiêu 1,5°C của Thỏa thuận Paris.

Mục tiêu đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050

Tại COP26, Thủ tướng Chính phủ đã công bố mục tiêu của đất nước là đạt mức "phát thải ròng bằng 0" vào năm 2050. Việt Nam cũng đã ký Tuyên bố Toàn cầu về Chuyển dịch Điện than sang Năng lượng Sạch và Cam kết giảm phát thải Khí mê-tan Toàn cầu.

Sau COP26, Chính phủ Việt Nam đã có ban hành nhiều chính sách để triển khai các cam kết nêu trên. Vào tháng 7 năm 2022, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt Chiến lược Quốc gia về Biến đổi Khí hậu, vạch ra lộ trình hướng tới NZE vào năm 2050. Lượng khí thải dự kiến sẽ đạt đỉnh vào năm 2035 và các hoạt động năng lượng (bao gồm các ngành điện, giao thông, công nghiệp, dân cư và dịch vụ) là lĩnh vực phát thải khí nhà kính lớn nhất và sẽ phải giảm 91,6% so với BAU⁵⁶) vào năm 2050.

NDC

Việt Nam đã đệ trình INDC năm 2016 với mức đóng góp vô điều kiện là 8% và mức đóng góp có điều kiện là 25% so với BAU. NDC năm 2020 đã nâng nhẹ mức cam kết lên 9% với nguồn lực trong nước và lên 27% với hỗ trợ quốc tế. Tuy nhiên, sau COP26, NDC đã được sửa đổi và cập nhật để phù hợp với mục tiêu của NZE.

⁵⁵ Tham vấn đại diện nhà máy nhiệt điện Ninh Bình, ngày 06/10/2022 trong khuôn khổ dự án

⁵⁶ Lượng phát thải BAU cho các hoạt động năng lượng trong Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu và NDC 2022 cập nhật được dự báo dựa trên Quy hoạch phát triển điện quốc gia VII sửa đổi (2016) bao gồm 55,3 GW điện than

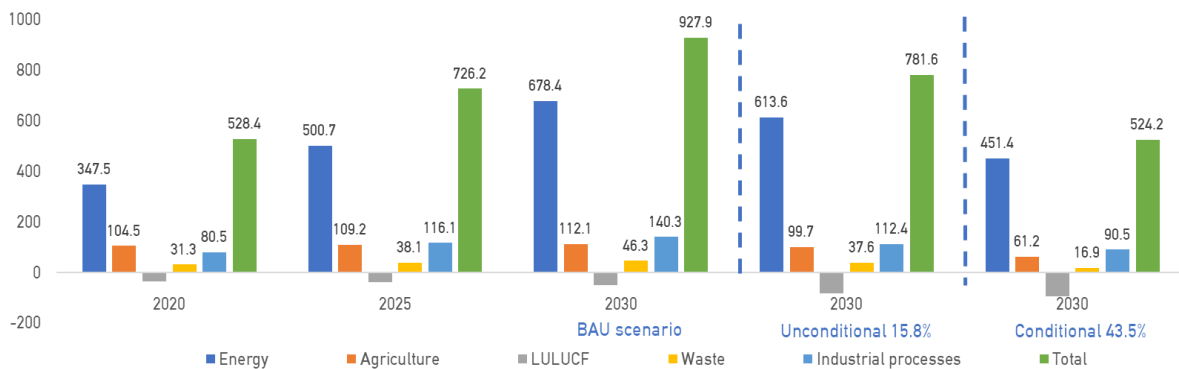
Ngày 8/11/2022, Việt Nam đệ trình NDC cập nhật tại COP 27, nâng mức đóng góp giảm phát thải lên gần gấp 2 lần:

- Đóng góp tự nguyện: -15.8% phát thải KNK vào năm 2030 so với BAU, tương đương với cắt giảm 146,3 MtCO₂e.
- Đóng góp có điều kiện: -43.5% phát thải KNK vào năm 2030 so với BAU, tương đương với cắt giảm 403,7 MtCO₂e.

Mức phát thải BAU trong NDC cập nhật cũng đã được sử dụng trong kịch bản BAU của Chiến lược Quốc gia về Biến đổi Khí hậu. Phát thải của từng ngành trong các kịch bản đóng góp vô điều kiện và đóng góp có điều kiện được thể hiện trong Hình 14.

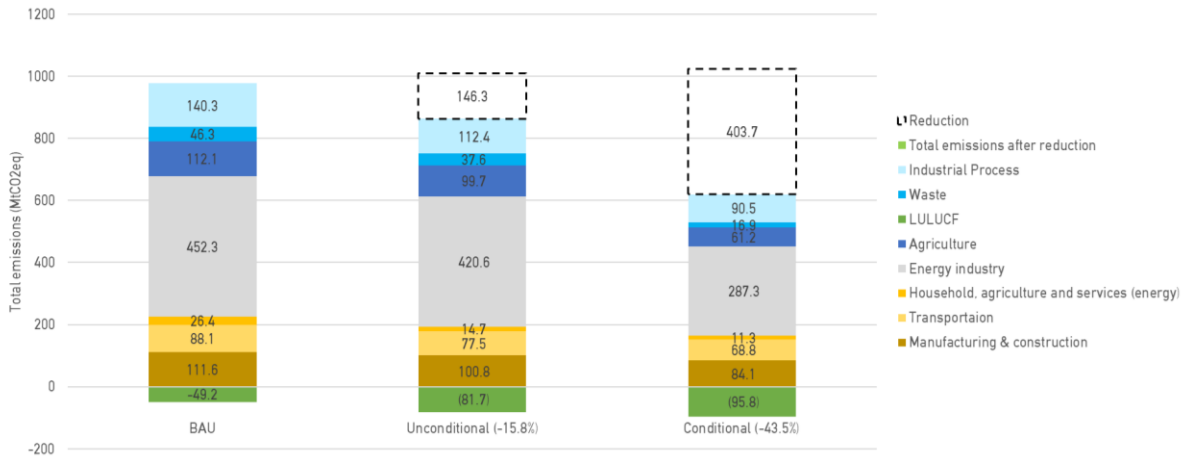
Vào năm 2030, ngành năng lượng dự kiến sẽ giảm 10% lượng phát thải trong kịch bản đóng góp vô điều kiện và 33% khi có điều kiện. Mức giảm phát thải được ước tính bằng cách tính toán tiềm năng cắt giảm theo từng lĩnh vực, trong đó, tiềm năng của ngành điện được ước tính là 165 MtCO₂ với hỗ trợ quốc tế và 31,7 MtCO₂ khi không có hỗ trợ. Dựa trên tiềm năng giảm phát thải, lượng phát thải còn lại trong các kịch bản “Có điều kiện” và “Không có điều kiện” được chia nhỏ theo lĩnh vực như trong Hình 15.

Hình 14. Phát thải KNK – NDC cập nhật tháng 11/ 2022



Nguồn: Báo cáo kỹ thuật NDC Việt Nam 2022

Hình 15. So sánh phát thải KNK theo lĩnh vực giữa các kịch bản trong NDC-2022



Nguồn: Báo cáo kỹ thuật NDC Việt Nam 2022

JETP

Sau quá trình đàm phán, Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Công bằng - JETP đã được thiết lập giữa Việt Nam và Nhóm đối tác quốc tế IPG (gồm EU, Anh, Mỹ, Nhật Bản, Đức, Pháp, Ý, Canada, Đan Mạch và Na Uy) vào tháng 12 năm 2022⁽⁵⁷⁾. JETP dự kiến huy động số tiền ban đầu là 15,5 tỷ USD trong 3-5 năm tới (7,75 tỷ USD của khu vực công và 1,75 tỷ USD tài chính tư) để hỗ trợ Việt Nam đẩy nhanh quá trình chuyển dịch năng lượng và đạt được mức giảm phát thải tham vọng hơn. Mục tiêu cụ thể JETP đối với ngành điện bao gồm:

- đẩy nhanh quá trình giảm phát thải của hệ thống điện để đạt phát thải đỉnh ở mức **170MtCO₂ vào năm 2030** thay vì 240 MtCO₂ vào năm 2030;
- giảm quy mô điện than **từ 37 GW xuống 30,2 GW** và cung cấp một lộ trình giảm phát thải để giảm dần các nhà máy điện than không có công nghệ giảm phát thải;
- đẩy nhanh việc triển khai NLTT và hỗ trợ lưới điện để hấp thụ **tỷ lệ NLTT** cao hơn (bao gồm cả thủy điện) để **đạt ít nhất 47% tổng sản lượng điện vào năm 2030**;

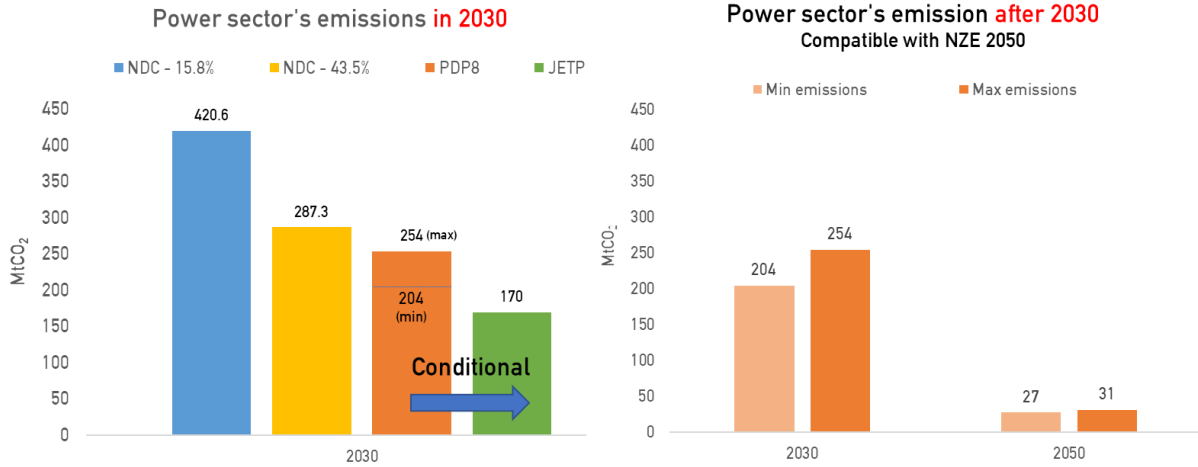
Nguồn tài chính của JETP thông qua Kế hoạch huy động nguồn lực của JETP (JETP – RMP), có thể lên tới 15,5 tỷ đô la là một phần trong nhu cầu đầu tư lớn hơn nhiều của Việt Nam như sẽ được trình bày trong JETP-RMP. Theo kế hoạch, JETP-RMP sẽ được xây dựng và công bố vào tháng 11 năm 2023.

Hình 16 thể hiện lượng phát thải CO₂ dự kiến từ ngành điện theo các tài liệu chính thức khác nhau (NDC, JETP và PDP8). Lưu ý rằng lượng phát thải dự kiến trong NDC được ước tính bằng cách trừ

⁵⁷ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_22_7724

lượng phát thải BAU của ngành năng lượng (~ngành điện) cho tiềm năng giảm phát thải trong báo cáo kỹ thuật của NDC.

Hình 16. Phát thải CO₂ dự kiến của ngành điện trong tương lai theo các cam kết



4. Xây dựng kịch bản giảm phát thải trong lĩnh vực điện cho các Tập đoàn

4.1. Vai trò của các Tập đoàn trong ngành điện

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), Tập đoàn Công nghiệp Than Khoáng sản Việt Nam (VINACOMIN/TKV) và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) là ba doanh nghiệp năng lượng Nhà nước đóng vai trò then chốt trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) được thành lập vào năm 1995 với tư cách là một tập đoàn nhà nước, tích hợp theo chiều dọc, chịu trách nhiệm về ngành điện của Việt Nam. Giữa năm 2006, EVN trở thành tập đoàn mẹ và vẫn giữ vai trò chính trong ngành điện với các công ty con:

- 03 tổng công ty phát điện (GENCO): có vai trò thiết yếu trong việc sở hữu và cấp vốn đầu tư trên thị trường điện, sở hữu khoảng 21 GW công suất lắp đặt (~ 27% tổng công suất lắp của hệ thống điện). Các GENCOs đóng vai trò quan trọng trong sự phát triển kinh tế xã hội và an ninh quốc phòng của đất nước. Theo tiến trình phát triển kinh tế thị trường, GENCO 3 bắt đầu cổ phần hóa từ năm 2017, sau đó đến GENCO 2 vào năm 2018 còn GENCO 1 hiện vẫn đang trong quá trình triển khai. Sau cổ phần hoá, các GENCO tiếp tục tham gia thị trường bán buôn điện cạnh tranh.
- Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (NPT) chịu trách nhiệm đầu tư xây dựng và vận hành lưới truyền tải điện.
- 05 Tổng công ty điện lực (Hà Nội, Miền Bắc, Miền Trung, Miền Nam và Thành phố Hồ Chí Minh) chịu trách nhiệm phân phối điện đến các khách hàng.
- Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc: đóng vai trò là nhà vận hành hệ thống và thị trường (SMO).
- Công ty Mua bán Điện (EPTC) giữ vai trò là đơn vị đầu mối .
- Tập đoàn sở hữu các nhà máy điện chiến lược, bao gồm 8,6 GW thủy điện đa mục tiêu (SMHP). EVN cũng có cổ phần trong nhiều nhà máy điện được tư nhân hóa một phần tham gia Thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam (VCGM).

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PetroVietnam hay PVN) là Tập đoàn nhà nước được thành lập năm 1975. Petrovietnam hoạt động trong lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí. Xu thế chung đang diễn ra trên toàn cầu, các Tập đoàn khai thác dầu khí đã chuyển sang đầu tư phát triển điện gió ngoài khơi và chuyển đổi mục đích kinh doanh là khai thác năng lượng ngoài khơi (Ocean energy). PVN cũng đã có chiến lược chuyển dịch năng lượng, đặt mục tiêu đầu tư khai thác điện

gió ngoài khơi. PVN đã và đang hình thành một mô hình kinh doanh tích hợp đầy đủ, từ thăm dò - sản xuất, lọc - hóa dầu, công nghiệp khí, khí điện đạm và dịch vụ kỹ thuật dầu khí. Liên quan đến ngành điện, PVN cung cấp khí tự nhiên cho các nhà máy nhiệt điện khí. Tập đoàn cũng sở hữu các nhà máy điện với tổng công suất 5,6 GW vào năm 2021, chiếm khoảng 7% tổng công suất lắp đặt.

Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam (PV Power) tiền thân là Công ty TNHH một thành viên do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đầu tư 100% vốn, được thành lập theo Quyết định 1468/QĐ-DKVN ngày 17/5/2007 của Hội đồng quản trị Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Công ty được cổ phần hóa theo Quyết định số 1977/QĐ-TTg ngày 08/12/2017 của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Phương án cổ phần hóa Công ty mẹ - Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam. Đến thời điểm tháng 01/2022, PVN đang nắm giữ 79,94% vốn điều lệ của PV Power⁵⁸). PVN trực tiếp quản lý các nhà máy điện như Thái Bình 2, Sông Hậu 1 và Long Phú 1.

Tổng công ty Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (VINACOMIN hay TKV) là tổng công ty nhà nước được thành lập năm 1994. TKV thực hiện các quyền và nghĩa vụ của chủ sở hữu phần vốn góp tại các công ty con, công ty liên kết tương ứng với phần vốn đầu tư vào các doanh nghiệp này. Nhà nước giao TKV quản lý tài nguyên khoáng sản than, bô xít, đồng, sắt, vàng, bạc, thiếc, kẽm và các loại khoáng sản khác theo quy định của pháp luật. TKV được Nhà nước giao quản lý, khai thác trữ lượng than, bô xít và khoáng sản khác theo quy định của pháp luật; vốn nhà nước đầu tư vào TKV; một số công trình hạ tầng mang tính chất liên mỏ, liên vùng. Ngoài việc cung cấp than cho phát điện, TKV còn sở hữu một số nhà máy điện than (1,6 GW) và thủy điện (150 MW). Các nhà máy điện than thuộc Tập đoàn được xây dựng gần các mỏ than và sử dụng lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB) để tận dụng than chất lượng thấp từ các mỏ.

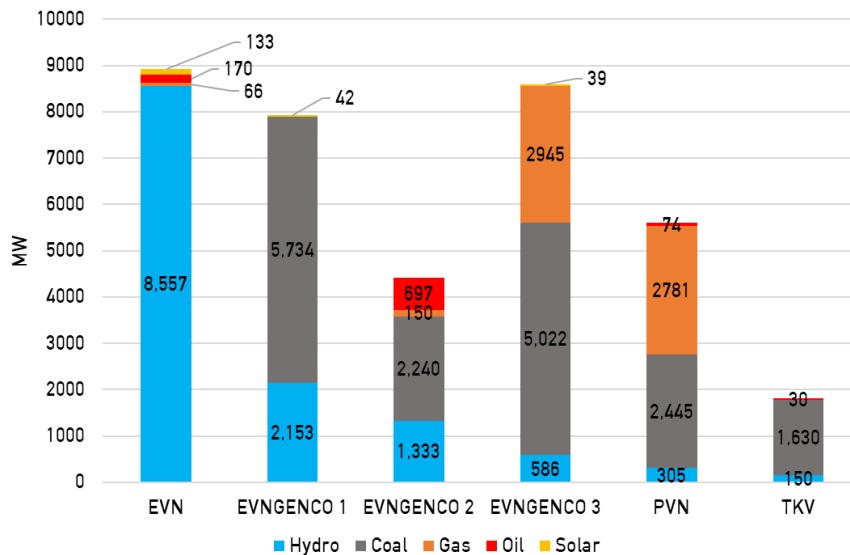
Tổng công ty Điện lực TKV (TKV Power) được thành lập theo Quyết định 5211/QĐ-BCT của Bộ Công Thương (MOIT) ngày 21/10/2009 với hình thức là Công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên do TKV sở hữu 100% vốn điều lệ. Ngày 15/01/2016, Tổng công ty chính thức hoạt động theo mô hình công ty cổ phần. Theo điều lệ của công ty thì TKV Power có khả năng kinh doanh trong lĩnh vực đầu tư, xây dựng, khai thác, vận hành các nhà máy nhiệt điện, thủy điện, nhà máy điện tử sử dụng năng lượng mới, năng lượng tái tạo và lưới điện, hệ thống cung cấp điện; Sản xuất điện năng; Truyền tải và phân phối điện năng; Mua bán điện năng; Quản lý dự án đầu tư xây dựng công trình điện.... Tuy nhiên, trên thực tế TKV Power hiện đang chú trọng đầu tư, xây dựng, khai thác, vận hành các nhà máy nhiệt điện.

Với vai trò chi phối ngành năng lượng tại Việt Nam từ thượng nguồn đến hạ nguồn, các Tập đoàn được xem là những nhân tố chính tham gia vào quá trình chuyển dịch năng lượng nhằm đạt mục tiêu NZE của Việt Nam vào năm 2050.

⁵⁸ Tài liệu Hội nghị người đại diện Tập đoàn Dầu khí Việt Nam năm 2021, ban hành tháng 01 năm 2022.

Do tổng lượng phát thải từ hoạt động sản xuất điện của ba Tập đoàn Nhà nước chiếm 69% của tổng lượng phát thải (138 MtCO₂) trong năm 2021, nên sự đóng góp của ba Tập đoàn sẽ trở thành những nhân tố chính đóng vai trò quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng để đạt được mục tiêu NZE của Việt Nam.

Hình 17. Công suất lắp đặt của các Tập đoàn trong năm 2021



Nguồn: VIETSE thể hiện dựa trên data từ EVN

Trước khi năng lượng tái tạo “bùng nổ” giai đoạn 2019-2021, ba Tập đoàn ngành năng lượng chiếm ưu thế trong sản xuất điện khi sở hữu 69% tổng công suất đặt vào cuối năm 2018⁵⁹. Tuy nhiên, đến cuối năm 2021, tỷ trọng sở hữu nguồn điện của Tập đoàn trên tổng công suất đặt của quốc gia giảm xuống còn 48%. Điều đó có nghĩa là khối tư nhân đã dần gia tăng sở hữu nguồn điện hơn các Tập đoàn nhà nước. Hình 18 thể hiện sự so sánh về cơ cấu công suất sở hữu bởi Tập đoàn và khối tư nhân. Ba Tập đoàn sở hữu hầu hết các nhà máy điện truyền thống như than, khí và thủy điện, trong khi khối tư nhân sở hữu phần lớn các nhà máy điện tái tạo (năng lượng mặt trời và gió).

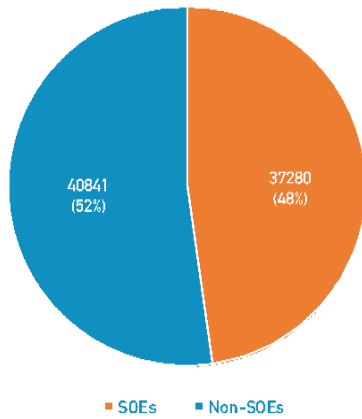
Xét về tỷ trọng thị phần điện thương phẩm trên thị trường, ba Tập đoàn vẫn cung cấp 58% tổng sản lượng điện (Hình 19) do các nhà máy của Tập đoàn (chủ yếu là thủy điện, điện than và điện khí) có hệ số công suất cao hơn các nhà máy năng lượng tái tạo. Điều này có nghĩa là Tập đoàn vẫn duy trì vai trò chủ đạo trong việc cung cấp điện cho phát triển kinh tế xã hội của đất nước và cũng thể hiện vai trò quan trọng của ba Tập đoàn trong việc điều độ hệ thống và gia tăng độ tin cậy trong cung cấp điện. Vấn đề này đặc biệt quan trọng trong bối cảnh nhà nước vẫn đang điều

⁵⁹ EVN. 2018. Báo cáo vận hành hệ thống.

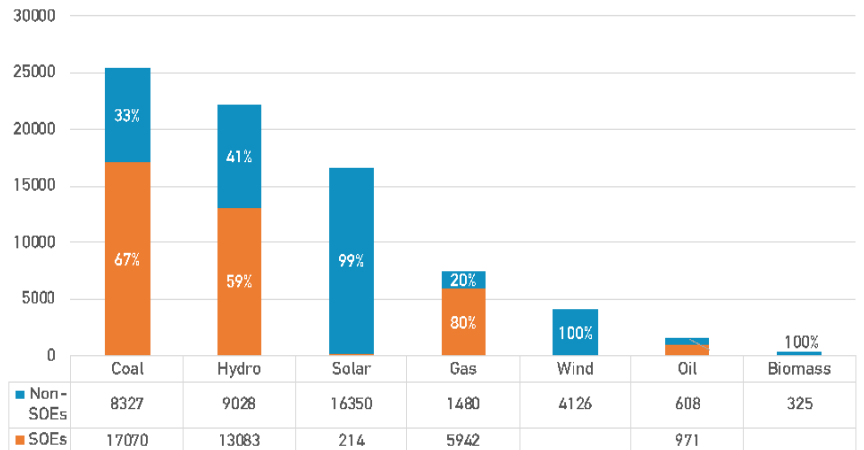
tiết giá bán điện để đảm bảo khả năng chi trả và khả năng tiếp cận điện cho tất cả mọi người, phù hợp với Mục tiêu Phát triển Bền vững SDG 7 của Liên Hợp Quốc

Hình 18. Tỷ trọng của các Tập đoàn trong hệ thống điện theo công suất lắp đặt

Share of installed capacity (MW) based on SOEs and non-SOEs in 2021



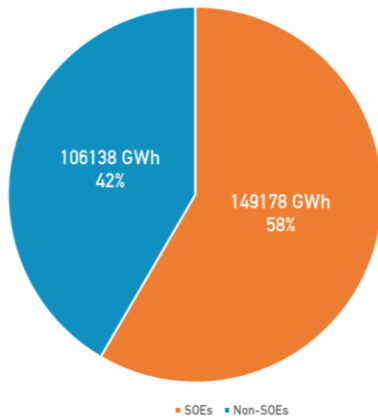
Installed capacity of SOEs based on (MW) in 2021 (exclude imports)



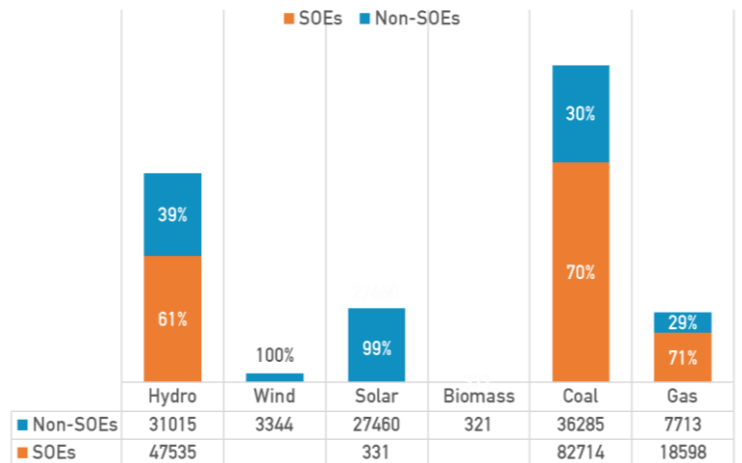
Nguồn: VIETSE thể hiện dựa trên data từ EVN

Hình 19. Tỷ trọng của DNNN trong hệ thống điện theo sản lượng

Power generation (GWh) based on SOEs and non-SOEs in 2021 (exclude imports)



Power generation (GWh) in 2021 (exclude imports)



Nguồn: VIETSE thể hiện dựa trên data từ EVN

4.2. Các thách thức của Tập đoàn trong chuyển dịch năng lượng

Phần này tóm tắt các thách thức của Tập đoàn trong chuyển dịch năng lượng rút ra từ các buổi làm việc với từng tập đoàn

4.2.1. Các vấn đề về thể chế

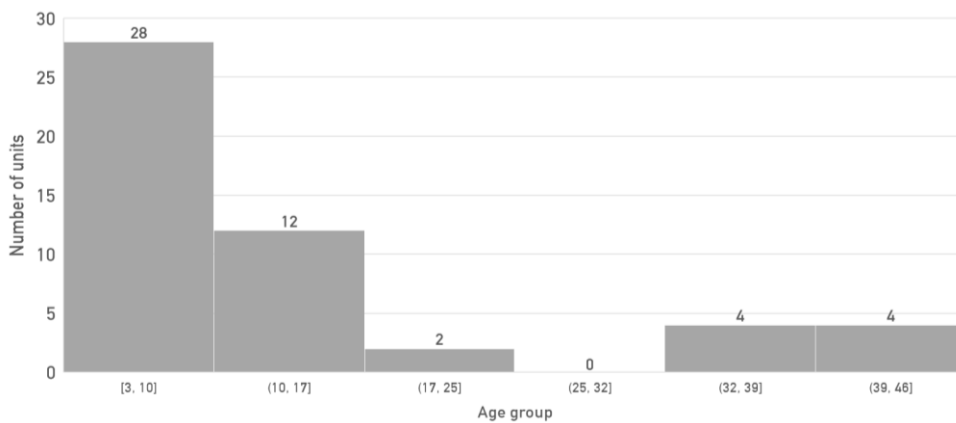
- EVN và PVN đã xác định chuyển dịch năng lượng (CDNL) là một định hướng quan trọng và đang trong quá trình xây dựng chiến lược CDNL của mình. Trong quá trình khảo sát, nhóm tư vấn được biết PVN hiện đang làm việc với hai công ty tư vấn về chiến lược CDNL và giảm phát thải, trong khi EVN đang lựa chọn công ty tư vấn. Tuy nhiên, hiện tại, tiến độ xây dựng chiến lược CDNL của hai Tập đoàn vẫn đang chờ Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia và Quy hoạch phát triển điện lực được phê duyệt để có định hướng cụ thể hơn làm cơ sở cho chiến lược.
- PVN bày tỏ quan tâm đến việc đa dạng hóa lĩnh vực kinh doanh để có thể mở rộng đầu tư vào năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, để tránh vấn đề đầu tư ngoài ngành, PVN cần có chủ trương cho phép PVN được đầu tư vào các dự án Năng lượng tái tạo nói chung và điện gió ngoài khơi nói riêng thay vì chỉ được phép đầu tư vào thăm dò và khai thác dầu khí, nhà máy nhiệt điện.
- Giai đoạn vừa qua, TKV đã làm việc với các đối tác như World Bank, ADB Bank, Công ty cổ phần Erex (Nhật Bản) nghiên cứu, khảo sát hiện trạng, đánh giá tiềm năng chuyển đổi đồng đốt sinh khối đối với 06 NMNĐ đốt than của TKV power và hiện nay đang xem xét khả năng đốt thí điểm pha trộn than với nhiên liệu sinh khối (Biomass) tại NMĐT Cao Ngạn từ năm 2028.

4.2.2. Các vấn đề kỹ thuật

- Các Tập đoàn năng lượng nhà nước, đặc biệt là EVN, chịu trách nhiệm đảm bảo an ninh cung cấp điện của quốc gia. Tập đoàn phải cân bằng giữa việc chuyển dịch năng lượng sang các nguồn phát thải thấp và sạch hơn nhưng đồng thời phải đảm bảo việc điều hành ổn định và đáng tin cậy của hệ thống điện khi các nguồn điện năng lượng tái tạo có tính biến động cao.
- Doanh nghiệp nhà nước sở hữu 67% công suất Nhà máy nhiệt điện than. Ngoại trừ một số nhà máy cũ (như Ninh Bình và Phả Lại), phần lớn các nhà máy nhiệt điện than của Tập đoàn còn khá trẻ (Hình 20), khiến việc giảm phát thải thông qua giải pháp cắt giảm sản lượng điện hoặc nghỉ hưu sớm trở nên khó khăn hơn.

- Trong buổi làm việc với nhóm Tư vấn, các Tập đoàn đã đề cập đến những khó khăn trong việc đánh giá dự án và lập kế hoạch tiền khả thi cho các giải pháp chuyển đổi nhiên liệu. Các Tập đoàn cũng bày tỏ lo ngại rằng không có đủ đánh giá về phương thức áp dụng giải pháp này.
- Quá đánh giá của nhóm Tư vấn, mức độ sẵn sàng của các công nghệ mới như thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS), sản xuất và ứng dụng hydro xanh vẫn còn thấp ở Việt Nam và thậm chí trên thị trường quốc tế.

Hình 20. Phân bố về độ tuổi của các nhà NMĐT quản lý bởi Tập đoàn



Nguồn: VIETSE thể hiện dựa trên data từ EVN

4.2.3. Các vấn đề tài chính

- Nguồn tài chính để đầu tư các nguồn điện mới và mở rộng lưới điện sẽ gặp nhiều thách thức do giới hạn uy tín và giá bán điện thương phẩm bình quân nhỏ hơn giá thành sản xuất kinh doanh điện (9,27%) dẫn đến các khoản thua lỗ lớn (năm 2022: khoảng 26.200 tỷ đồng). Các lý do này sẽ hình thành rủi ro đối với việc đáp ứng nhu cầu điện năng trong 5 năm tới. Nhu cầu tài chính cho phát triển điện ước tính khoảng 105 - 142 tỷ USD cho giai đoạn 2021 - 2030 và 325 - 483 tỷ USD cho giai đoạn 2031 - 2050⁶⁰. Việc huy động nguồn tài chính cần thiết là một thách thức thực sự đối với ngành điện Việt Nam, đặc biệt trong bối cảnh khủng hoảng năng lượng dẫn đến giá nhiên liệu đầu vào gia tăng (than, dầu, khí), kinh tế suy thoái và hạn mức trần nợ công quốc gia hàng năm (giai đoạn 2021-2025) không quá 60% GDP⁶¹ (năm 2021: 43.1%).
- Ngày 13/9/2022, trong cuộc họp với Tư vấn, EVN đã có trao đổi rằng thách thức lớn nhất của Tập đoàn đối với quá trình chuyển dịch năng lượng là chi phí đầu tư lớn trong khi vẫn phải đảm bảo giá điện cân đối với khả năng chi trả và được Chính phủ phê duyệt. Theo tính

⁶⁰ Tờ trình 7194/TTr-BCT ngày 11/11/2022 của Bộ Công Thương về việc phê duyệt Quy hoạch điện lực quốc gia

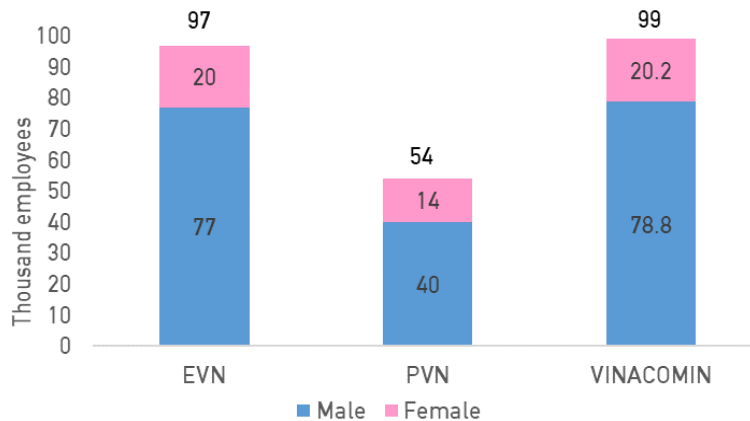
⁶¹ Nghị quyết số 23/2021/QH15 ngày 28 tháng 7 năm 2021.

toán, trong giai đoạn 2025-2030, mỗi năm, EVN cần huy động vốn đầu tư lên tới 6 tỷ USD cho các dự án nguồn và lưới điện trong điều kiện khả năng tiếp cận vốn vay ưu đãi rất hạn chế⁶².

4.2.4. Các vấn đề xã hội

- Đảm bảo an sinh xã hội cho khoảng 250.000 nhân viên của ba Tập đoàn (Hình 21) và giảm thiểu tác động tiêu cực tiềm ẩn của quá trình chuyển dịch năng lượng là thách thức lớn.
- TKV cũng bày tỏ lo ngại về tác động của quá trình chuyển dịch năng lượng sẽ có những tác động không nhỏ đối với cộng đồng người dân đang phụ thuộc vào các hoạt động khai thác than và các nhà máy điện than cũng như dưới góc độ an ninh năng lượng.

Hình 21. Số lượng lao động trong ba Tập đoàn năm 2021



Nguồn: VIETSE dựa trên các thông tin được công bố⁶³

4.3. Động lực cho các Tập đoàn xây dựng chiến lược đóng góp cho mục tiêu phát thải ròng bằng 0

Việt Nam đã đưa ra các cam kết bảo vệ khí hậu mạnh mẽ với cộng đồng quốc tế tại COP26. Tại Glasgow, Thủ tướng Phạm Minh Chính đã tuyên bố Việt Nam sẽ hướng tới mục tiêu đạt NZE vào năm 2050 với sự hỗ trợ quốc tế về chuyển giao công nghệ, tài chính và nâng cao năng lực. Việt

⁶² <https://www.evn.com.vn/d6/news/EVN-Can-vuot-qua-thach-thuc-nao-de-dap-ung-nhu-cau-chuyen-dich-nang-luong-6-12-30894.aspx>

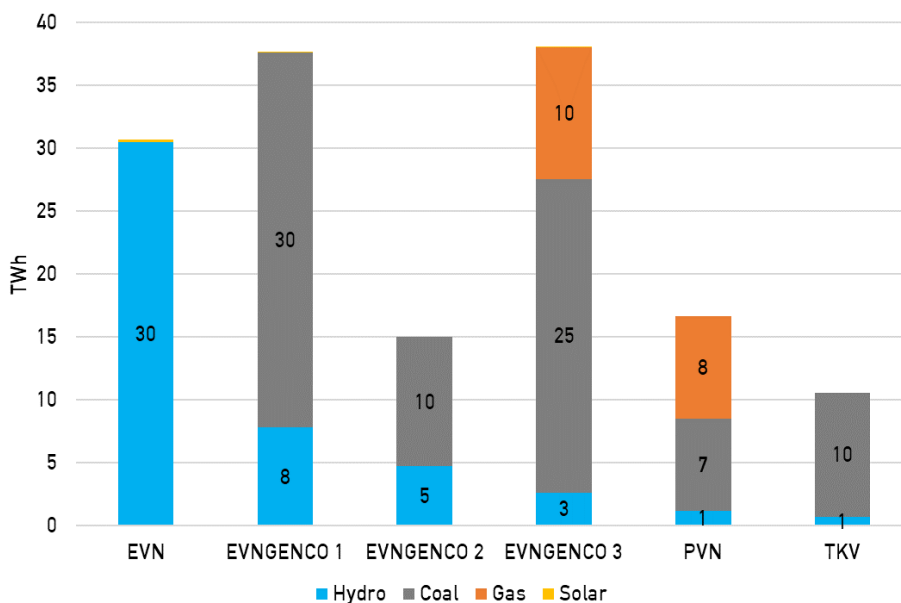
⁶³ <https://www.evn.com/d6/news/Lao-dong-nu-cua-EVN-Tang-ca-luong-va-chat-0-12-29327.aspx>
<https://pvn.vn/chuyen-muc/doan-the/phu-nu-dau-khi-vung-/6f119208-fa824e2d-9a15-9542bc69abe9>
<http://www.vinacomin.vn/tintucvinacomin/tkv-tichcuc-cham-lodoi-songlao-dongnu-2020102016629325>

Nam cũng là một trong 47 quốc gia ủng hộ “Tuyên bố chuyển đổi từ than sang điện sạch toàn cầu”⁶⁴, với cam kết sẽ ngừng xây mới các nhà máy nhiệt điện than.

Để cụ thể hóa tuyên bố trên, Chính phủ Việt Nam đã ban hành một loạt các Quyết định quan trọng, như Quyết định 888/QĐ-TTg ngày 25/7/2022 về việc phê duyệt các nhiệm vụ, giải pháp triển khai kết quả Hội nghị lần thứ 26 các Bên tham gia Hiệp ước Công ước khung của các quốc gia về biến đổi khí hậu (Quyết định 888) và Quyết định 896/QĐ-TTg ngày 26/7/2022 phê duyệt chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu đến năm 2050 (Quyết định 896).

Nhằm đáp ứng mục tiêu trung hòa các bon vào giữa thế kỷ, chuyển dịch năng lượng là một trong lộ trình tất yếu. Các bằng chứng nghiên cứu khoa học đã chỉ ra rằng việc đẩy nhanh quá trình chuyển dịch sang năng lượng sạch và toàn diện là một trong những trụ cột quan trọng để bảo vệ khí hậu. Quyết định 888 và Quyết định 896 cũng nhấn mạnh vai trò của quá trình chuyển dịch năng lượng trong việc đạt được mục tiêu NZE, trong đó vai trò then chốt đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia của ba Tập đoàn, sẽ là nhân tố quan trọng đóng góp vào việc thực hiện cam kết NZE của quốc gia.

Hình 22. Sản lượng điện theo loại hình nguồn của Tập đoàn năm 2021



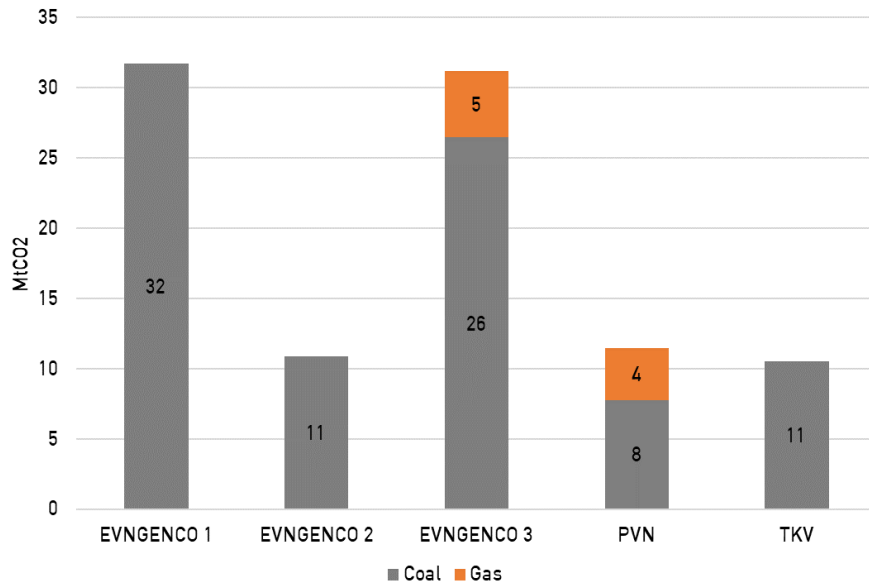
Nguồn: VIETSE thể hiện dựa trên data từ EVN

Sản xuất điện là một ngành có phát thải khí nhà kính đáng kể, trong đó các Tập đoàn đang đóng góp phần lớn. Hình 22 cho thấy ngoại trừ EVN sở hữu các nhà máy thủy điện chiến lược quốc gia, cơ cấu phát điện của các GENCO chủ yếu sử dụng nhiên liệu hóa thạch (chiếm lần lượt 79%, 67%

⁶⁴ <https://dangcongsan.vn/kinh-te/thuc-day-qua-trinh-chuyen-doi-tu-su-dung-than-sang-nang-luong-sach-617159.html>

và 92% sản lượng điện của GENCO 1, 2 và 3). Trong khi đối với PVN và TKV tỷ lệ này chiếm lần lượt 94% và 91%. Sản xuất điện than là lĩnh vực cần được chú trọng trong chiến lược chuyển dịch năng lượng vì đóng góp phần lớn phát thải từ hoạt động sản xuất điện của các Tập đoàn này (Hình 23).

Hình 23. Ước tính phát thải CO₂ từ sản xuất điện của Tập đoàn năm 2021



Nguồn: VIETSE ước tính dựa trên sản lượng điện phát

4.4. Phương pháp tiếp cận

Như đã phân tích ở trên và tuân thủ yêu cầu của TOR, lộ trình hướng tới NZE sẽ tập trung vào việc giảm phát thải từ tất cả các nguồn nhiên liệu hóa thạch cho hoạt động sản điện, trong đó chú trọng tập trung vào nguồn phát thải lớn nhất, đến từ các nhà máy nhiệt điện than thuộc quyền quản lý của các Tập đoàn năng lượng. Do đó, Nhóm tư vấn đã phát triển phương pháp tổng thể để giải quyết vấn đề này. Quá trình thực hiện nghiên cứu, được mô tả trong Hình 24, được chia thành 4 bước như sau:

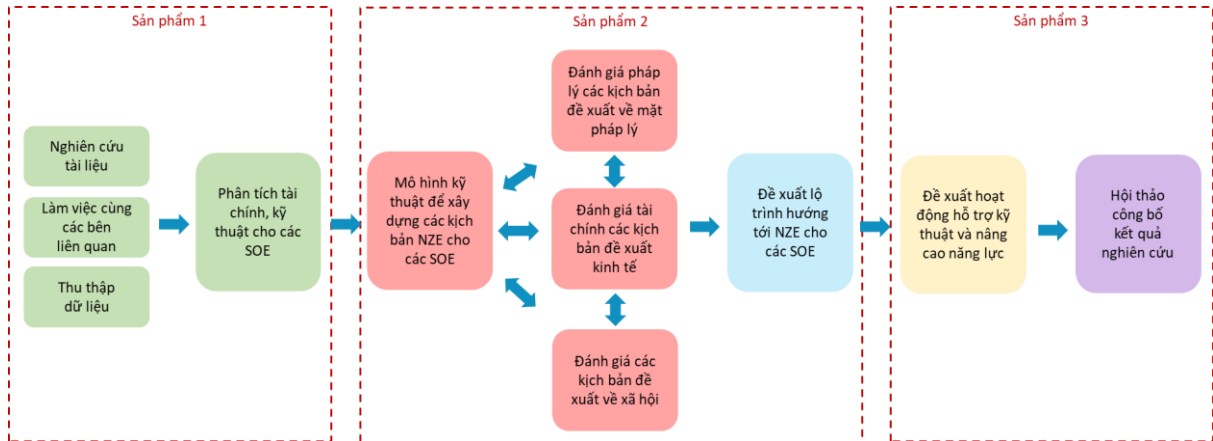
Bước 1: Đánh giá hiện trạng kỹ thuật vận hành của 403 nhà máy điện hiện đang vận hành trong hệ thống (không bao gồm điện mặt trời mái nhà và thủy điện nhỏ). Ngoài ra, Nhóm tư vấn thực hiện đánh giá sơ bộ sức khỏe tài chính, nguồn lao động, cơ cấu sở hữu của từng TĐNL và của từng NMĐT ở Việt Nam. Rà soát các nghiên cứu kinh nghiệm quốc tế về chuyển dịch các nhà máy nhiệt điện than.

Bước 2: Mô hình hóa kỹ thuật các kịch bản giảm phát thải, từ đó xây dựng lộ trình phù hợp dựa trên nguyên tắc giảm phát thải thông qua chuyển dịch hợp lý các nguồn nhiên liệu hóa thạch, đặc biệt là nguồn than và thay thế bằng các dạng năng lượng sạch hơn, đồng thời đảm bảo tính ổn định của hệ thống và an ninh nguồn cung cấp điện với chi phí thấp nhất.

Bước 3: Phân tích tác động kỹ thuật, tài chính, xã hội và pháp lý từ việc thực hiện lộ trình chuyển dịch. Các đánh giá này cũng sẽ được sử dụng để hiệu chỉnh mô hình kỹ thuật cho phù hợp nếu cần thiết.

Bước 4: Tổng hợp và đề xuất các khuyến nghị.

Hình 24. Phương pháp và cách tiếp cận



4.4.1. Mô tả kịch bản

Các kịch bản được xây dựng dựa trên ba nguyên tắc chính bao gồm: An ninh năng lượng, Giá cả hợp lý và giảm phát thải khí nhà kính:

- An ninh năng lượng: đảm bảo tính ổn định và tin cậy trong cung cấp điện năng, giảm mức độ phụ thuộc vào năng lượng hóa thạch nhập khẩu;
- Giá cả hợp lý: giảm thiểu chi phí của hệ thống;
- Giảm phát thải: đóng góp vào thực hiện các cam kết của quốc gia về bảo vệ khí hậu

Để đáp ứng yêu cầu đặt ra theo ToR, nhóm tư vấn đã tiến hành xây dựng nhiều kịch bản giảm phát thải, tuy nhiên lựa chọn ra hai kịch bản giảm phát thải tiềm năng dựa trên những nhận định đánh giá kỹ thuật, tài chính và pháp lý:

- Kịch bản tăng tốc giảm phát thải (Accelerated Reduction – **KB_AR**)
- Kịch bản giảm phát thải sâu (Deep decarbonisation – **KB_DD**) .

Trong cả hai kịch bản, nhóm tư vấn xác định hiệu quả năng lượng là yếu tố không thể thiếu để giúp hệ thống điện hướng đến mục tiêu NZE. Phần mô tả các kịch bản được tóm tắt trong Bảng 1..

Bảng 1. Mô tả kịch bản

Kịch bản	Lộ trình giảm phát thải CO ₂ trong ngành điện
KB_AR	<p><u>Cầu:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Dựa trên dự báo nhu cầu điện đã được tính toán tại quy hoạch PDP8 có tính đến việc áp dụng các biện pháp hiệu quả năng lượng, điện mặt trời áp mái tự sản tự tiêu sử dụng tại chỗ → Giảm nhu cầu điện năng 10% năm 2030 và 38% năm 2050 so với PDP8. <p><u>Cung:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Tối ưu hóa khai thác nguồn thủy điện thông qua áp dụng công nghệ dự báo thời gian thực Tăng cường khai thác NLTT song song với các biện pháp giảm phát thải Sử dụng tối đa nguồn khí trong nước Phát triển điện khí LNG ở quy mô phù hợp để tăng tính linh hoạt hệ thống Giảm phát thải từ NMD than thông qua lộ trình giảm dần sản lượng: <ul style="list-style-type: none"> 10% sau 10 năm vận hành 30% sau 15 năm vận hành NMD than ngừng sản xuất sau 25 năm vận hành <p><u>Giảm phát thải:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Giảm phát thải tương thích với mục tiêu trung hòa carbon vào 2050
KB_DD	<p><u>Cầu:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Dựa trên dự báo nhu cầu điện đã được tính toán tại quy hoạch PDP8 có tính đến việc áp dụng các biện pháp hiệu quả năng lượng, điện mặt trời áp mái tự sản tự tiêu sử dụng tại chỗ → Giảm nhu cầu điện năng 10% năm 2030 và 38% năm 2050 so với PDP8. <p><u>Cung:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Tối ưu hóa khai thác nguồn thủy điện thông qua áp dụng công nghệ dự báo thời gian thực Tăng cường khai thác NLTT song song với các biện pháp giảm phát thải Sử dụng tối đa nguồn khí trong nước Phát triển điện khí LNG ở quy mô phù hợp để tăng tính linh hoạt hệ thống Đẩy nhanh tiến độ các dự án LNG so với KB_AR để có thể tăng tốc quá trình giảm phát thải Giảm phát thải từ NMD than thông qua lộ trình giảm dần sản lượng: <ul style="list-style-type: none"> 30% sau 10 năm vận hành 60% sau 15 năm vận hành NMD than ngừng sản xuất sau 20 năm vận hành (*) <p><u>Giảm phát thải:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> Giảm phát thải sâu hơn, tương thích với các mục tiêu cắt giảm trong chương trình Đối tác chuyển dịch Năng lượng công bằng vào năm 2030 và trung hòa carbon vào năm 2050

(*) Lộ trình giảm phát thải từ sản xuất điện than được xây dựng dựa trên tham khảo kinh nghiệm quốc tế và các nghiên cứu đã được công bố. Các kịch bản thúc đẩy quá trình chuyển dịch điện than tại Indonesia đưa ra lộ trình trong đó các nhà máy điện than sẽ không vận hành quá 20 năm⁶⁵.

Đối với mỗi kịch bản, việc đánh giá kỹ thuật nhằm trả lời các câu hỏi nghiên cứu sau:

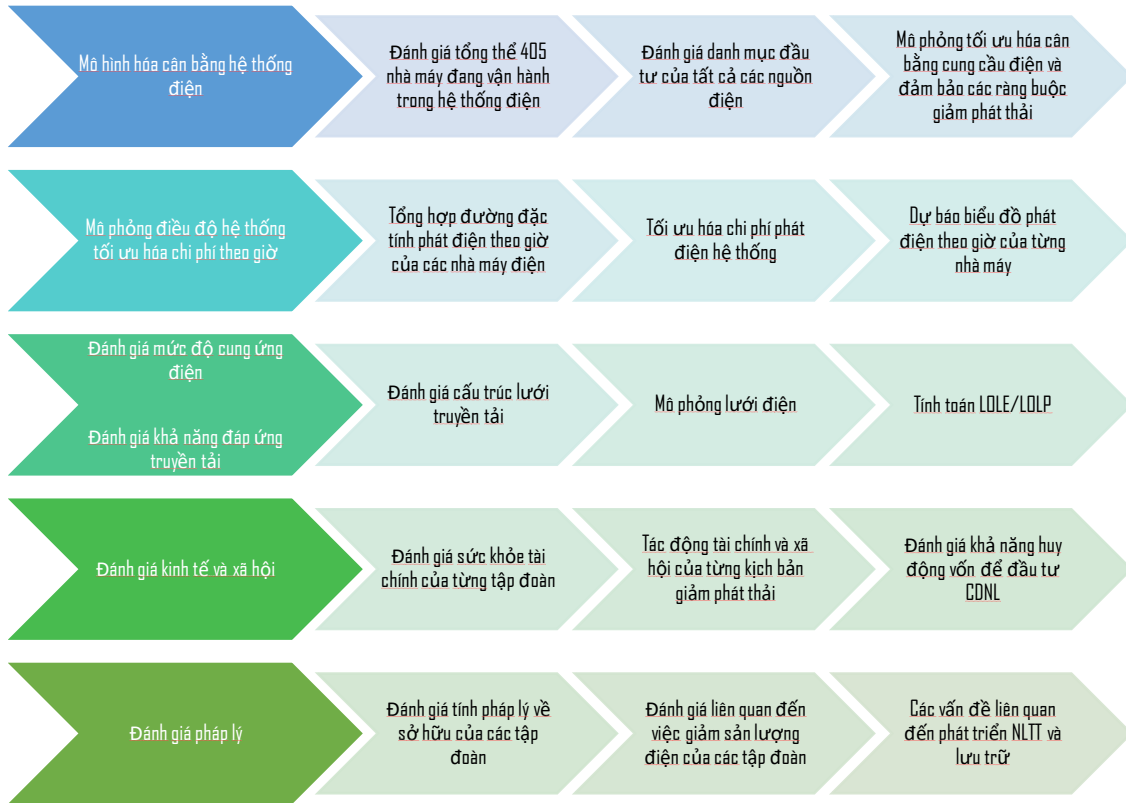
- Bao nhiêu sản lượng điện sụt giảm từ than?
- Cần bao nhiêu năng lượng tái tạo để bù đắp cho sản lượng điện than sụt giảm?
- Tiềm năng giảm phát thải CO₂ trong mỗi kịch bản là bao nhiêu?
- Độ ổn định của việc cung cấp điện đến năm 2030 của mỗi kịch bản là gì, có tính đến các hạn chế của lưới điện?
- Kế hoạch đầu tư hệ thống lưu trữ để đảm bảo độ linh hoạt của hệ thống điện?

Ba câu hỏi đầu tiên được giải quyết bằng cách sử dụng mô hình do Nhóm tư vấn phát triển dựa trên mô hình cân bằng cung cầu (LEAP). Mô phỏng cân bằng cung cầu điện năng được thực hiện cho giai đoạn 2023 – 2050. Trong đó, giai đoạn từ 2023 – 2030 được tính toán cho từng năm và từ 2031 – 2050 được tính toán cho mỗi 5 năm. Việc đánh giá độ tin cậy trong cung cấp điện và khả năng đáp ứng của truyền tải được thực hiện trên phần mềm Digsilent Power Factory.

Nghiên cứu này đã tiến hành mô hình hoá toàn bộ hệ thống điện Việt Nam trong Digsilent/Powerfactory để đánh giá tác động kỹ thuật của các kịch bản đã xây dựng đối với an ninh cung cấp cho toàn hệ thống. Nghiên cứu này cũng đánh giá khả năng đáp ứng nguồn phát điện và khả năng truyền tải của các kịch bản được xây dựng thông qua các mô-đun tính toán module Unit Commitment và Power Flow của phần mềm Digsilent Power Factory.

⁶⁵ Cui, R., M. Zhu, D. Cui, F. Tumiwa, D. Arinaldo, D. Li, S. Li (March 2023). "How an accelerated coal transition in Indonesia may affect Chinese developers." Center for Global Sustainability, University of Maryland and Institute for Essential Services Reform

Hình 25. Thiết lập mô hình hóa kịch bản giảm phát thải



4.4.2. Đánh giá về khả năng cung ứng điện

Mức độ đảm bảo an ninh cung ứng điện là khả năng đáp ứng nhu cầu của hệ thống thông qua việc tính toán số giờ mất tải kỳ vọng và xác suất mất tải (thông số LOLE/LOLP). Đây là những thông số quan trọng nhất để phân tích ảnh hưởng của việc tích hợp nguồn NLTT công suất cao (có tính chất biến thiên và không liên tục) đến độ tin cậy cung cấp điện. Để tính toán biến thiên ngẫu nhiên của các nguồn điện, đặc biệt là nguồn NLTT, đường đặc tính phát điện cho từng loại hình phát điện (điện gió ngoài khơi, điện gió trên bờ và điện mặt trời) đã được xây dựng chi tiết cho cả năm mô phỏng với độ phân giải là 1 giờ. Tuy nhiên, thông số vận hành của các nhà máy điện truyền thống (nhiệt điện và thủy điện) không cần được xây dựng chi tiết, mà các mô hình phát điện ngẫu nhiên được xây dựng cho các nhà máy này sẽ dựa trên số giờ vận hành mỗi năm và số giờ bảo trì ước tính cho từng tổ máy.

Mức độ đảm bảo an ninh cung ứng điện được tính toán dựa trên việc gieo xác suất ngẫu nhiên trong vòng lặp Monte-Carlo (10000 lần). Thông số LOLE/LOLP sẽ được tính toán bằng cách chạy vòng lặp Monte Carlo sử dụng mô hình gió trên bờ, gió ngoài khơi và năng lượng mặt trời ngẫu nhiên.

4.4.3. Đánh giá khả năng đáp ứng truyền tải

Dựa trên đường nhu cầu phụ tải theo giờ, mô hình điều độ kinh tế sẽ thực hiện các tính toán cơ cấu huy động nguồn tối ưu cho các kịch bản. Unit Commitment và Dispatch Optimisation được chạy trong cả một năm cho 2025 và 2030, tương đương với 8760 bước thời gian. Mô phỏng dựa trên dòng tải DC được thực hiện trước tiên để xác định cách điều phối tối ưu cho từng tổ máy phát điện, chỉ xem xét các hạn chế về chi phí. Sau đó, mô phỏng dựa trên dòng tải AC được thực hiện để điều phối lại tất cả các đơn vị phát điện để đáp ứng các ràng buộc của lưới (công suất truyền tải liên vùng, giới hạn điện áp).

Công cụ này tối ưu hóa công suất đầu ra hàng giờ của từng đơn vị nhà máy điện ở từng khu vực, có xem xét các ràng buộc về chi phí và lưới điện tổng thể. Mô phỏng dòng tải AC sau đó được thực hiện để xác nhận kết quả tối ưu hóa bằng cách kiểm tra mức điện áp, tải của máy biến áp và đường dây truyền tải, và khả năng truyền tải liên khu vực. Kết quả điều độ của các thời điểm cực đoan nhất (trên một số lát cắt) được lựa chọn để thể hiện tình hình vận hành lưới điện và đáp ứng của hệ thống truyền tải. Nếu hệ thống có thể vận hành tốt trong các tình huống cực đoan thì lưới điện có thể đáp ứng tốt cho các trường hợp vận hành còn lại. Các lát cắt đáng chú ý được mô tả trong Bảng 2.

Bảng 2. Sáu lát cắt trong năm để đánh giá khả năng đáp ứng truyền tải

	Mùa khô (tháng 3)	Mùa mưa (tháng 7)	Mùa tích nước (tháng 12)
Nhu cầu cao nhất NLTT phát cao nhất	Ngày trong tuần Buổi trưa	Ngày trong tuần Buổi trưa	Ngày trong tuần
Nhu cầu cao nhất NLTT phát thấp nhất	Ngày trong tuần Buổi tối	Ngày trong tuần Buổi tối	Buổi tối

4.4.4. Giả thiết và các dữ liệu đầu vào

Căn cứ vào dữ liệu thu thập từ các cuộc trao đổi với EVN, TKV và PVN cũng như các khảo sát trực tiếp tại các nhà máy của ba Tập đoàn, các thông tin cơ bản và khả năng tài chính của nhà máy sẽ được tổng hợp làm dữ liệu đầu vào của nghiên cứu. Những dữ liệu này sẽ là nền tảng cho các phân tích đánh giá tác động kinh tế và tài chính của từng kịch bản nhằm xác định nguồn vốn và nhu cầu đầu tư cho các NMĐT khi tiến hành chuyển dịch theo các lộ trình khác nhau.

Các dữ liệu đầu vào bao gồm các thông số kỹ thuật vận hành nhà máy điện, chi phí, các ràng buộc về kỹ thuật sử dụng cho việc mô hình hóa kỹ thuật bao gồm:

- Tên và vị trí các nhà máy điện đang vận hành
- Số lượng và công suất từng tổ máy
- Năm vận hành
- Nhiên liệu sử dụng
- Tuổi thọ của các loại hình công nghệ
- Công suất phát tối thiểu
- Hệ số công suất của từng loại hình công nghệ
 - Hệ số công suất vận hành của các nhà máy điện than, điện khí và thủy điện được tham khảo từ hệ số công suất vận hành của nhà máy trong vòng 10 năm lịch sử
 - Hệ số công suất vận hành của các nhà máy NLTT được tham khảo từ tham vấn chuyên gia vận hành nhà máy điện NLTT và Cẩm nang công nghệ 2020
- Hệ số phát thải của từng loại hình công nghệ
- Chi phí đầu tư cho từng loại hình công nghệ, chi phí vận hành cố định, chi phí vận hành biến đổi
- Danh mục đầu tư các dự án điện trong tương lai đến năm 2050

Nguồn dữ liệu sử dụng mô hình hóa bao gồm:

- Các văn bản pháp lý hiện hành;
- Dự thảo quy hoạch tổng thể năng lượng và Quy hoạch phát triển điện lực VIII;
- Các báo cáo tổng kết ngành điện và báo cáo vận hành hệ thống đã công bố;
- Các buổi làm việc với CMSC và ba Tập đoàn trong tháng 9/2022;
- Các chuyến đi thực địa tại một số nhà máy nhiệt điện than quản lý bởi ba Tập đoàn trong tháng 10/2022;
- Các tài liệu nghiên cứu công bố trong nước và quốc tế.

Các chỉ số phát triển kinh tế xã hội được sử dụng trong nghiên cứu này theo kịch bản phát triển kinh tế - xã hội Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 đề ra tại Văn kiện của Đại hội Đảng toàn quốc lần thứ XIII (Quy hoạch điện 8 tháng 11) và được tổng hợp trong bảng dưới đây:

Bảng 3. Các giả thiết về kịch bản phát triển kinh tế xã hội

		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050
Tốc độ tăng trưởng GDP	%/năm	7,0	7,0	6,5 – 7,5	6,5 – 7,5	6,5 – 7,5	6,5 – 7,5
Tốc độ tăng trưởng nhu cầu điện	%/năm	9,08	8,56	6,31 – 7,27	4,45 – 5,14	3,06 – 3,53	2,36 – 2,73
Hệ số đàn hồi / GDP		1,3	1,22	0,96	0,68	0,47	0,37

Nguồn: Quy hoạch điện 8 tháng 11, 2022

Bảng 4. Hệ số công suất các loại hình công nghệ sử dụng trong mô hình hóa kỹ thuật

Hệ số công suất	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Than	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68	0.68
Khí	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
LNG	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
Dầu	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21
ĐMT mặt đất	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
ĐMT nổi	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
Điện gió trên bờ	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39
Điện gió ngoài khơi	0.43	0.48	0.5	0.52	0.52	0.55
Thủy điện	0.41	0.41	0.40	0.40	0.40	0.40
Sinh khối	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50

Nguồn: Cẩm nang công nghệ. DEA, 2021 và Báo cáo vận hành hệ thống điện quốc gia, EVN

Bảng 5. Hệ số phát thải theo các loại hình công nghệ

Hệ số phát thải (tCO ₂ /kWh)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Khí	0.451	0.451	0.451	0.451	0.451	0.451
Dầu	0.773	0.773	0.773	0.773	0.773	0.773
Than	0.980	0.980	0.980	0.980	0.980	0.980
CHP	0.980	0.980	0.980	0.980	0.980	0.980

Nguồn: Báo cáo Nghiên cứu xây dựng Hệ số phát thải (EF) của lưới điện Việt Nam năm 2020

5. Kết quả mô phỏng các kịch bản giảm phát thải cho Tập đoàn

5.1. Kỹ thuật

Căn cứ vào các yêu cầu của Điều khoản tham chiếu, nhóm tư vấn sẽ giới hạn trình bày kết quả mô hình hóa các kịch bản giảm phát thải của các NMĐT thuộc quyền quản lý của các TĐNL. Kết quả chính mô hình hóa kỹ thuật các kịch bản giảm phát thải KB_AR và KB_DD cho các DNNN được tóm tắt dưới đây. Các phân tích chi tiết được trình bày báo cáo *Preliminary report*, tham khảo tại Phụ lục 1.

5.1.1. Tiềm năng giảm phát thải

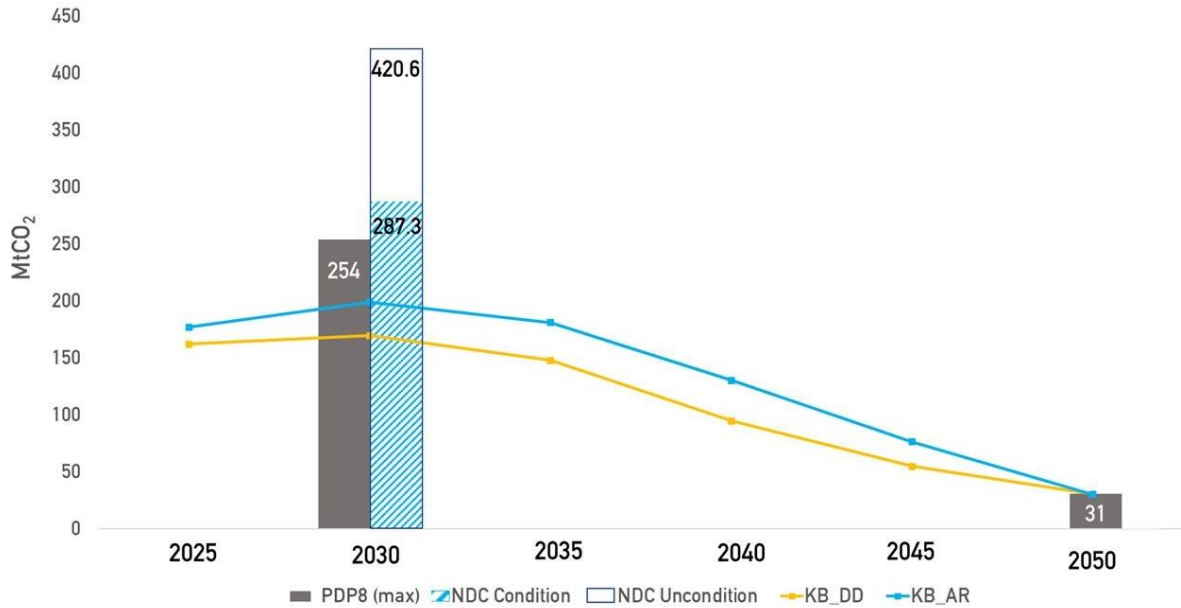
Hệ thống điện quốc gia

Lượng phát thải CO₂ cho từng loại hình công nghệ sản xuất điện từ nhiên liệu hóa thạch được tính toán dựa trên sản lượng điện sản xuất và hệ số phát thải của từng loại hình được trình bày tại mục 4.4.4. Giả thiết và các dữ liệu đầu vào.

Với các giả định kỹ thuật được nêu trong mục 4.4, kết quả mô hình hóa kỹ thuật cho thấy phát thải từ hệ thống điện Việt Nam có thể đạt giá trị cực đại vào năm 2030. Trong đó, KB_DD có tiềm năng giảm 251 MtCO₂ và KB_AR giảm 221MtCO₂ năm 2030 khi so sánh với mức phát thải của cam kết NDC vô điều kiện (NDC - 15.8%), tương đương với giảm 60% trong KB_DD và giảm 53% trong KB_AR. Mặc dù KB_AR có tốc độ giảm phát thải thấp hơn KB_DD tuy nhiên cả hai lộ trình giảm thải đều phù hợp với mục tiêu giảm phát thải NZE được đặt ra trong Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu, với mức phát thải cho phép của ngành điện năm 2050 là 30 MtCO₂.

Quy hoạch điện VIII ước tính phát thải toàn hệ thống điện Việt Nam năm 2030 giao động từ 204 MtCO₂ đến 254 MtCO₂. Như vậy, nếu so sánh giá trị phát thải tối đa năm 2030 của Quy hoạch với giá trị phát thải đỉnh của hai kịch bản mô phỏng, KB_DD có tiềm năng giảm phát thải là 84 MtCO₂ và KB_AR có tiềm năng giảm phát thải là 55 MtCO₂.

Hình 26. Phát thải hệ thống điện Việt Nam trong từng kịch bản



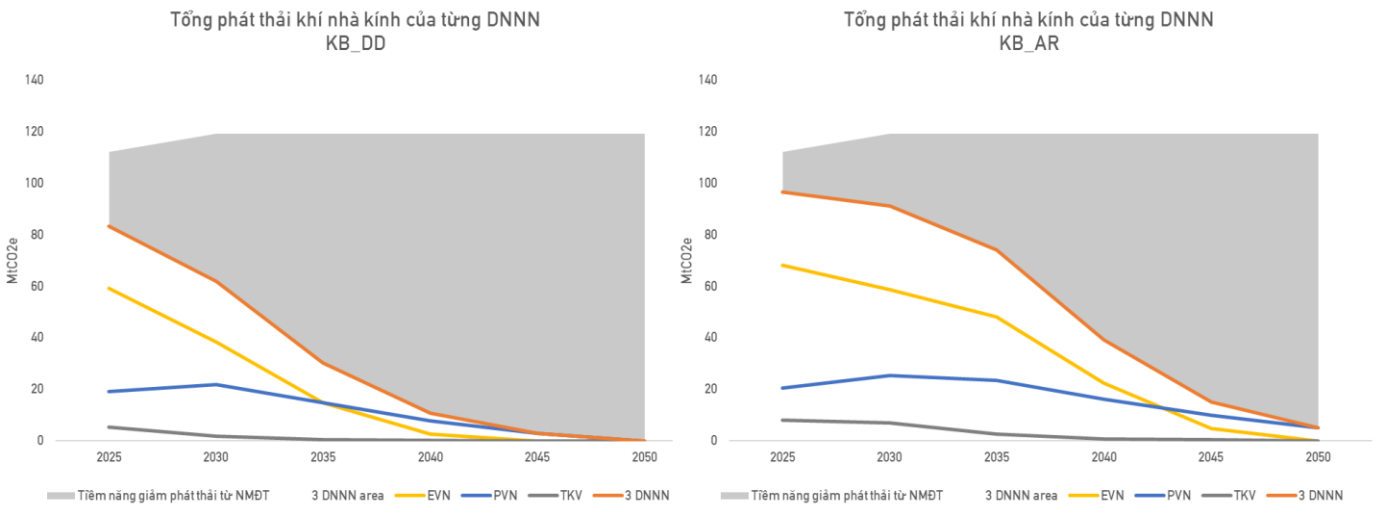
Nguồn: Kết quả mô phỏng của VIETSE

Hoạt động sản xuất điện từ than của các Tập đoàn năng lượng

Tiềm năng giảm phát thải khí nhà kính của cả 3 Tập đoàn từ việc giảm sản lượng điện phát từ các NĐT ước tính đến năm 2030 là 57 MtCO₂ đối với KB_DD và 28 MtCO_{2e} đối với KB_AR. Tuy nhiên đến năm 2050, chỉ duy nhất KB_AR phát thải 4,9 MtCO_{2e} (do còn nhà máy Long Phú 1 vẫn đang vận hành) còn KB_DD không còn phát thải từ nhiệt điện than đối với cả ba TĐNL.

Trong ba TĐNL, EVN sẽ là tập đoàn đóng góp lớn nhất vào cam kết giảm phát thải quốc gia, chiếm 74% trong tổng lượng giảm phát thải của cả 3 tập đoàn, tiếp theo đó là PVN và TKV năm 2030. Tổng tiềm năng giảm phát thải tích lũy đối với KB_DD là 311 MtCO₂ cho giai đoạn 2023 - 2030 và 2.006 Mt CO₂ cho giai đoạn 2031 - 2050. Trong khi đó, KB_AR: 155 MtCO_{2e} cho giai đoạn 2023 - 2030 và 1500 Mt CO₂ cho giai đoạn 2031 - 2050.

Hình 27. Phát thải từ NMDT của từng DNNN và tiềm năng giảm phát thải của từng kịch bản



Nguồn: Kết quả mô phỏng của VIETSE

Ghi chú: Tiềm năng giảm phát thải (phần màu xám) được so sánh với trường hợp không có các biện pháp can thiệp giảm phát thải nào cho các NMDT của các Tập đoàn

Các biện pháp tích hợp giảm phát thải cho hệ thống điện cũng như đối với hoạt động sản xuất điện, đặc biệt nhiệt điện than của các Tập đoàn năng lượng sẽ có tiềm năng áp dụng khi song hành cùng với việc đầu tư cho các nguồn năng lượng tái tạo mới, các nguồn lưu trữ và cơ sở hạ tầng lưới điện phù hợp để đảm bảo duy trì an ninh năng lượng quốc gia, giảm dần phụ thuộc vào biến động thị trường thế giới nhưng vẫn duy trì đa dạng hóa nguồn năng lượng sơ cấp và điều tiết thị trường từ phía nhà nước.

5.1.2. Phát triển nguồn năng lượng tái tạo

Song song với việc giảm phát thải, các Tập đoàn cũng đóng vai trò quan trọng trong đầu tư vào các nguồn năng lượng sạch (như điện mặt trời nổi, điện mặt trời mặt đất, điện gió trên bờ và ngoài khơi) để đảm bảo an ninh nguồn cung năng lượng quốc gia đồng thời giảm phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu. Theo kết quả mô phỏng hai kịch bản, tiềm năng các Tập đoàn đầu tư vào nguồn NLTT để đảm bảo thị phần phát điện của từng tập đoàn như kế hoạch phát triển hiện tại, với lộ trình và nhu cầu đầu tư thêm như sau:

Bảng 6. Nhu cầu đầu tư NLTT của EVN

Kịch bản	Lộ trình	KB_DD		KB_AR	
		2023 – 2030	2031 – 2050	2023 – 2030	2031 – 2050
Khối lượng đầu tư vào NLTT (GW)	Điện mặt trời nổi	4.3	5.4	4.3	5.4
	Điện mặt trời mặt đất	0.7	2.9	0.0	2.9
	Điện gió trên bờ	2.3	5.5	2.4	3.6
	Điện gió ngoài khơi	6.6	1.8	1.8	7.8
Nhu cầu đầu tư (tỷ USD)		30.2	24.1	17.1	34.7

Bảng 7. Nhu cầu đầu tư NLTT của PVN

Kịch bản	Lộ trình	KB_DD		KB_AR	
		2023 – 2030	2031 – 2050	2023 – 2030	2031 – 2050
Khối lượng đầu tư vào NLTT (GW)	Điện mặt trời nổi	0.0	0.0	0.0	0.0
	Điện mặt trời mặt đất	0.1	0.7	0.3	0.0
	Điện gió trên bờ	0.6	1.2	0.0	1.1
	Điện gió ngoài khơi	1.0	3.8	0.6	3.7
Nhu cầu đầu tư (tỷ USD)		3.6	10.2	1.8	9.4

Bảng 8. Nhu cầu đầu tư NLTT của TKV

Kịch bản	Lộ trình	KB_DD		KB_AR	
		2023 – 2030	2031 – 2050	2023 – 2030	2031 – 2050
Khối lượng đầu tư vào NLTT (GW)	Điện mặt trời nổi	0.0	0.0	0.0	0.0
	Điện mặt trời mặt đất	1.3	1.3	0.6	1.9
	Điện gió trên bờ	1.9	0.0	0.7	1.3
	Điện gió ngoài khơi	0.0	0.0	0.0	0.0
Nhu cầu đầu tư (tỷ USD)		3.7	0.9	1.5	2.9

Nguồn: Kết quả mô phỏng của VIETSE

Nhu cầu đầu tư vào NLTT của từng tập đoàn trong KB_DD cao hơn so với KB_AR do mức và tốc độ giảm phát thải nhanh và sâu hơn. EVN sở hữu 35 nhà máy thủy điện lớn (với tổng công suất 12.6 GW) trên các lưu vực sông Đồng Nai, Sê San, Srêpôk, Đồng Nai, sông Hồng, sông Mã...). Do vậy, nhóm tư vấn đề xuất EVN nên xem xét đầu tư vào nguồn điện mặt trời nổi trên các hồ thủy điện (Đa Mi, Hàm Thuận, Ialy, Thác Mơ, Trị An, Sê San 4, Buon Tua Srah, Buôn Kuop), với tổng công suất 4,3 GW đến năm 2030 và 5,4 GW từ năm 2031- 2050. Việc ưu tiên phát triển nguồn điện mặt trời nổi dựa trên các tiêu chí tối ưu hóa tiềm năng bức xạ mặt trời, cơ sở hạ tầng lưới điện sẵn có của các nhà máy thủy điện đang vận hành cũng như tối thiểu hóa các tác động về môi trường xã hội.

Từ báo cáo đánh giá về khả năng tham gia chuỗi cung ứng cho phát triển điện gió ngoài khơi đã được thực hiện vào năm 2021, Nhóm tư vấn đề xuất PVN tập trung đầu tư vào nguồn điện gió ngoài khơi, với quy mô công suất 1 GW đến năm 2030 và 3,8 GW đến năm 2050 do có các ưu thế cũng như bề dày kinh nghiệm hoạt động trong các công trình kỹ thuật ngoài khơi.

Sau khi đánh giá các yếu tố về hiện trạng tài chính và quỹ đất, nhóm tư vấn đề xuất TKV tập trung vào nguồn điện mặt trời mặt đất (với chi phí đầu tư thấp và thời gian xây dựng ngắn) với tổng 2,6 GW công suất đến năm 2050 và 2 GW điện gió trên bờ.

Với khối lượng đầu tư vào nguồn NLTT của từng tập đoàn nói trên, tỷ trọng sản lượng nguồn NLTT cho sản xuất điện (có bao gồm thủy điện) của từng tập đoàn tương ứng vào năm 2030: 40% (KB_AR) - 52% (KB_DD) của EVN, 7% (KB_AR) - 13% (KB_DD) của PVN và 35% (KB_AR) - 83% (KB_DD) của TKV. Đến năm 2050, tỷ trọng nguồn NLTT của TKV trong cả hai kịch bản đạt mức 100%, tiếp theo đó đến EVN đạt 74% và PVN đạt 44% (KB_AR) và 53% (KB_DD). Song song với đó, thị phần của cả 3 DNNN trong tổng nhu cầu điện năng toàn quốc sẽ chiếm 49% vào năm 2030 và 30% năm 2050.

Việc đầu tư vào NLTT sẽ mang lại lợi ích kinh tế cho từng tập đoàn, mang lại nguồn doanh thu từ việc bán sản lượng điện NLTT. Ước tính doanh thu tối đa từng Tập đoàn có thể thu về được trình bày trong Bảng 8, căn cứ vào mức giá trần của khung giá phát điện áp dụng cho các nhà máy điện mặt trời và điện gió chuyển tiếp theo QĐ21/QĐ-BCT.

Bảng 9. Ước tính doanh thu tối đa từ hoạt động bán điện NLTT của từng Tập đoàn

Doanh thu ước tính (nghìn tỷ VNĐ)	2024-2030	2031-2050
EVN	203	2.498,5
PVN	40,1	693,5
TKV	58,9	289,6

Doanh thu ước tính (tỷ VNĐ)	2024-2030	2031-2050
EVN	8,65	106,4
PVN	1,71	29,54
TKV	2,51	12,34

Nguồn: Kết quả mô phỏng của VIETSE

Ghi chú: 1 USD = 23.472 VNĐ

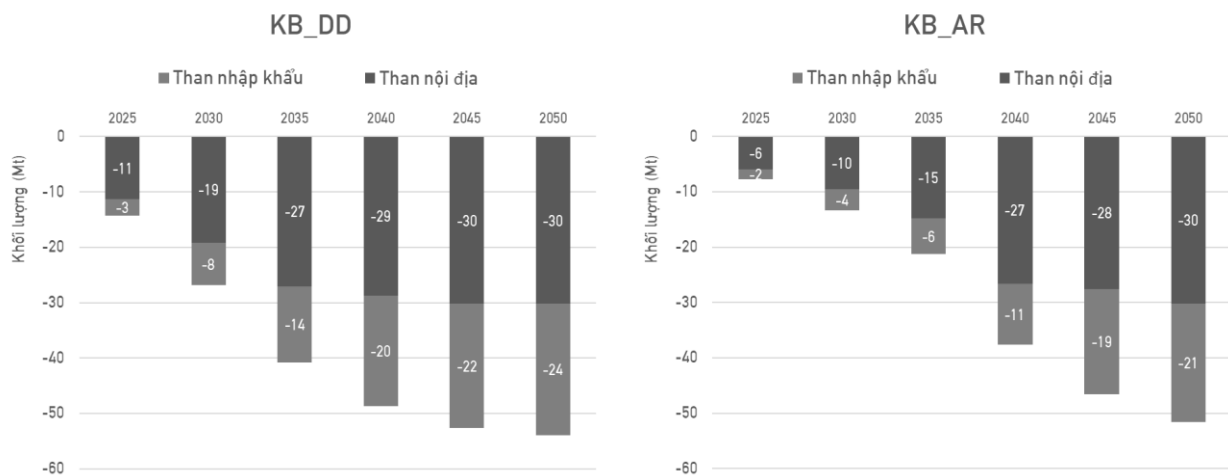
Tổng nhu cầu đầu tư vào nguồn điện NLTT đến năm 2050 sẽ dao động trong khoảng: EVN: 51,8 - 54,3 tỷ USD | PVN: 11,2 - 13,8 tỷ USD | TKV: 4,3 - 4,6 tỷ USD. Tuy nhiên khả năng đầu tư của từng tập đoàn phụ thuộc vào khả năng huy động vốn liên quan đến trần vay nợ như sẽ được trình bày trong mục 5.2. Trong trường hợp của EVN, nhu cầu đầu tư trong giai đoạn 2023-2030 là 30,2 tỷ USD trong khi dư địa vay nợ của EVN được ước tính là 9,66 tỷ USD. Tương tự đối TKV, nhu cầu đầu tư trong giai đoạn 2023-2030 là 3,7 tỷ USD gấp 1,5 lần dư địa vay nợ của TKV được ước tính là 2,48

tỷ USD. Riêng PVN vẫn có dư địa còn lại để vay nợ cao nhất trong ba Tập đoàn ở mức 43,81 tỷ USD để có thể đầu tư mới vào các nguồn năng lượng tái tạo như nêu ở trên.

5.1.3. Tiềm năng tăng cường an ninh năng lượng

Song song với việc giảm sản lượng điện sản xuất từ than, các Tập đoàn năng lượng cũng hạn chế được vấn đề phụ thuộc vào thị trường nhiên liệu nhập khẩu đã và đang chịu nhiều biến động trên thị trường toàn cầu trong thời gian vừa qua. Trong hai kịch bản, KB_DD cho kết quả nhu cầu sử dụng than cho phát điện thấp hơn so với KB_AR do áp dụng các biện pháp giảm sản lượng mạnh mẽ hơn. Trong KB_DD, EVN là Tập đoàn được ước tính là có tiềm năng giảm sử dụng than hóa thạch nhiều nhất, tổng lượng than tiêu thụ sẽ giảm 99,4 Mt (32% từ than nhập khẩu và 68% than trong nước) cho 2024-2030 và 132,3 Mt (46% từ than nhập khẩu và 54% từ than trong nước) cho giai đoạn 2031-2050. PVN sẽ giảm nhu cầu sử dụng than vào khoảng 10,3 Mt năm 2030 và 39,6 Mt giai đoạn 2031-2050 trong khi TKV sẽ giảm 26,9 Mt đến 2030 và 24,1 Mt giai đoạn 2031-2050.

Hình 28. Giảm khối lượng than tiêu thụ cho phát điện trong các kịch bản

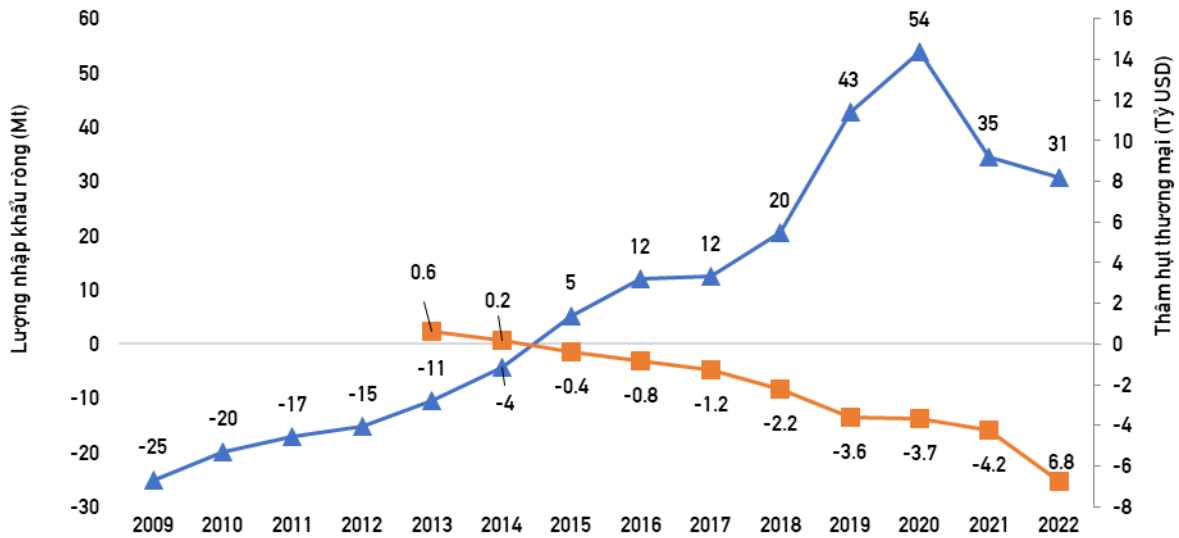


Nguồn: Kết quả mô phỏng của VIETSE

Giả thiết: Các NMDT vận hành với cùng loại than (nội địa, nhập khẩu, pha trộn) như trong năm 2021. Trong trường hợp sử dụng than trộn, tỷ lệ trộn được giả thiết là 40%.

Có thể thấy trong cả hai kịch bản, việc giảm lượng than tiêu thụ tại các nhà máy điện của các Tập đoàn sẽ có tác động tích cực đến cán cân thương mại xuất nhập khẩu than của Việt Nam. Năm 2020 là năm có lượng nhập khẩu than ròng lớn nhất là 54 Mt, thâm hụt cán cân thương mại là 3,6 tỷ USD. Khi giá than tăng cao trong năm 2022 (giá trung bình than nhập khẩu vào Việt Nam khoảng 224 USD/tấn), dù lượng nhập khẩu ròng chỉ đạt 31 Mt nhưng thâm hụt thương mại đã lên đến 6,8 tỷ USD (Hình 29). Việc giảm lượng than nhập khẩu cho phát điện tại các NMDT của Tập đoàn có thể giúp tiết kiệm được 2,4 - 3,1 tỷ USD vào 2030 và 4,7 tỷ - 5,4 tỷ USD (ước tính dựa trên giá than nhập khẩu trung bình năm 2022).

Hình 29. Lượng nhập khẩu than ròng và thâm hụt thương mại XNK than của Việt Nam

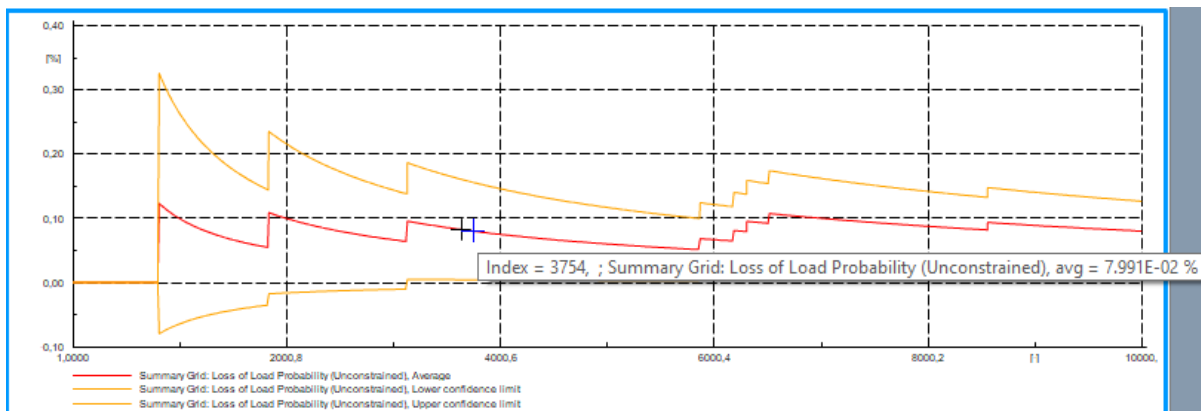


Nguồn: Thống kê hải quan

5.1.4. Khả năng đảm bảo độ tin cậy trong cung ứng điện

Khả năng đáp ứng độ tin cậy cung cấp điện

Mô hình đánh giá độ tin cậy cung cấp điện đã được xây dựng và áp dụng tính toán tham khảo cho kịch bản được đề xuất trong Quy Hoạch Điện (QHĐ) VIII mới được phê duyệt. Kết quả tính toán cho thấy giá trị mất tải kỳ vọng ở mức thấp dưới 12h/năm. Lí do chủ yếu đến từ việc kịch bản của QHĐVIII vẫn giữ một lượng lớn công suất các NM điện than (chiếm tỉ trọng 30%) trong khi tổng công suất các nhà máy LNG cũng ở mức rất cao (chiếm tỉ trọng 14,9%). Hình dưới thể hiện kết quả chạy mô phỏng tính toán giá trị xác suất mất tải LOLP ở mức 0,07991%, tương đương với giá trị mất tải kỳ vọng LOLE ở mức 7h/năm.



Trong hai kịch bản đề xuất trong báo cáo này, độ tin cậy được đáp ứng khi đầu tư thêm vào nguồn lưu trữ. Với việc giảm đáng kể nhiệt điện than, các kịch bản đề xuất có giá trị LOLP trung bình là

0,0091% cho KB_DD và 0,0067% cho kịch bản KB_AR, tương đương với LOLE là 79,7 giờ và 58,7 giờ tương ứng mỗi năm. Kết quả này cho thấy với cơ cấu nguồn điện hiện tại thì kịch bản đề xuất không đáp ứng được yêu cầu vận hành an toàn hệ thống (EVN quy định mức LOLE dưới 24 giờ/năm). Do đó, để đáp ứng độ ổn định cung cấp điện cho toàn hệ thống cần phải tăng cường lắp đặt thêm nguồn linh hoạt. Kết quả tính toán nhu cầu cần bổ sung nguồn linh hoạt (Hệ thống pin lưu trữ năng lượng BESS và thủy điện tích năng PHS) đáp ứng tiêu chuẩn LOLE/LOLP cho hai kịch bản được trình bày trong dưới đây.

Kết quả cho thấy, việc vận hành nguồn lưu trữ có thể cải thiện đáng kể chỉ số LOLE/LOLP. Đến năm 2025, để đáp ứng tiêu chuẩn về chỉ số LOLE trong hai kịch bản sẽ cần khoảng 3 GW công suất lưu trữ được lắp đặt. Đến năm 2030, cần khoảng 7 GW lưu trữ cho KB_DD và khoảng 6 GW nguồn lưu trữ cho KB_AR để giảm mức LOLE xuống bằng hoặc dưới 24 giờ mỗi năm.

Bảng 10. Giá trị LOLE/LOLP của hai kịch bản trong năm 2025

Công suất lưu trữ [MW]	KB_DD				KB_AR			
	LOLP [%]			LOLE [hr/yr]	LOLP [%]			LOLE [hr/yr]
	Trung bình	Thấp	Cao		Trung bình	Thấp	Cao	
50	0,970%	0,808%	1,131%	84,97	1,310%	1,122%	1,497%	114,76
500	0,800%	0,634%	0,947%	70,08	1,030%	0,863%	1,196%	90,23
1000	0,650%	0,518%	0,782%	56,94	0,920%	0,762%	1,077%	80,59
2000	0,430%	0,322%	0,538%	37,67	0,570%	0,446%	0,694%	49,93
3000	0,290%	0,202%	0,378%	25,40	0,330%	0,236%	0,424%	28,91
4000	0,200%	0,127%	0,274%	17,52	0,220%	0,143%	0,297%	19,27

Bảng 11. Giá trị LOLE/LOLP của hai kịch bản trong năm 2030

Công suất lưu trữ [MW]	KB_DD				KB_AR			
	LOLP [%]			LOLE [hr/yr]	LOLP [%]			LOLE [hr/yr]
	Trung bình	Thấp	Cao		Trung bình	Thấp	Cao	
2700	0,0091	0,00754	0,01066	79,7	0,0067	0,00535	0,00804	58,7
3000	0,0074	0,00599	0,00881	64,8	0,0058	0,00455	0,00705	50,8
4000	0,0058	0,00455	0,00705	50,8	0,0050	0,00384	0,00616	43,8
5000	0,0050	0,00383	0,00616	43,8	0,0032	0,00227	0,00413	28,0
6000	0,0042	0,00314	0,00526	36,8	0,0026	0,00193	0,00367	22,8
7000	0,0028	0,00193	0,00367	24,5	0,0022	0,00143	0,00297	19,3
8000	0,0021	0,00135	0,00285	18,4	0,0017	0,00144	0,00186	14,5

Nguồn: Kết quả mô phỏng của VIETSE

Có thể thấy trong cả hai kịch bản giảm phát thải thì dung lượng thị trường cho phát triển công nghệ lưu trữ là khá lớn (3 GW vào năm 2025, và khoảng 6-7 GW vào năm 2030 gồm cả BESS và PHS). Hiện EVN đang triển khai dự án thủy điện tích năng Bắc Ái công suất 1,2 GW tại tỉnh Ninh

Thuận, dự kiến vận hành năm 2028 giúp bổ sung tính linh hoạt và khả năng tích hợp NLTT tại khu vực Nam Trung Bộ. Thủy điện tích năng Phước Hòa 1,2 GW cũng được đưa vào trong danh mục các thủy điện tích năng giai đoạn 2021 – 2030 của QHĐVIII. Việc tăng cường đầu tư và sở hữu công suất lưu trữ giúp các tập đoàn củng cố thêm vai trò của mình trong đảm bảo an ninh cung ứng điện trong ngắn và trung hạn.

Khả năng đáp ứng truyền tải

Kịch bản KB_DD có chút khác biệt so với kịch bản KB_AR với quy mô công suất các nhà máy điện than thấp hơn 2,14 GW và điện mặt trời cao hơn khoảng 3,56 GW. Tác động lên lưới điện của kịch bản KB_DD cao hơn do có thể dẫn đến dòng điện cao từ miền Trung ra miền Bắc để bù cho lượng điện thiếu hụt do sản lượng điện than giảm. Do đó, kịch bản KB_DD được sử dụng để giải quyết vấn đề đáp ứng truyền tải.

Theo kết quả đánh giá khả năng đáp ứng cung cấp điện, hệ thống sẽ cần khoảng 3 GW công suất lưu trữ vào năm 2025 và 6-7 GW vào năm 2030 để giảm chỉ số LOLP/LOLE xuống bằng hoặc dưới 24 giờ. Tổng công suất này được chia nhỏ thành nhiều cụm với công suất mỗi cụm khoảng 500 MW. Vị trí của các cụm này được lựa chọn dựa trên các điều kiện sau:

- Các vị trí tốt nhất cho lưu trữ được lựa chọn để giải quyết vấn đề nghẽn lưới trên các đường truyền tải liên vùng, đặc biệt là giao diện Bắc Bộ - Bắc Trung Bộ và Bắc Trung Bộ - Trung Trung Bộ.
- Trong mỗi vùng, công suất lưu trữ được cân nhắc lắp đặt tại các nhà máy điện than sẽ ngừng hoạt động để tận dụng quỹ đất.
- Dựa trên tính toán trào lưu công suất của kịch bản không có nguồn lưu trữ, vị trí của các nguồn lưu trữ được chọn tại điểm cuối của các đường dây bị quá tải nhất.
- Trong các khu vực có tỷ trọng thâm nhập của NLTT cao nhất (nên ở các đơn vị phát điện NLLL quy mô lớn nhất).

Phân bố chi tiết các cụm lưu trữ điện được đề xuất thêm so với QHĐVIII như bảng sau:

Bảng 12. Đề xuất phân bố các cụm lưu trữ điện BESS

Hệ thống	Vị trí	Ghi chú
ESS_2030_1	Lai Châu	Đặt gần các trạm 500kV xây mới
ESS_2030_2	Vinh Yên	Đặt gần các trạm 500kV xây mới
ESS_2030_3	Hải Phòng	Đặt tại NM NĐ Hải Phòng 1, kế thừa hạ tầng lưới khu vực
ESS_2030_4	Quảng Ninh	Đặt tại NM NĐ Phả Lại 1, 2, kế thừa hạ tầng lưới khu vực
ESS_2030_5	Quảng Trị	Gần khu vực tập trung các nguồn NLTT
ESS_2030_6	Quảng Nam	Gần khu vực tập trung các nguồn NLTT

Hệ thống	Vị trí	Ghi chú
ESS_2030_7	Gia Lai	Gần khu vực tập trung các nguồn NLTT
ESS_2030_8	Kon Tum	Gần khu vực tập trung các nguồn NLTT
ESS_2030_9	Đăk Nông	Gần khu vực tập trung các nguồn NLTT

Dựa trên các điều kiện nói trên, công suất nguồn lưu trữ được phân bổ cho các vùng đến năm 2030 như sau: Bắc Bộ 3 GW, Bắc Trung Bộ 1,5 GW và Tây Nguyên 1,5 GW. Khối lượng này cũng tương đương với nhu cầu công suất pin lưu trữ của nước Đức vào thời điểm hiện nay (3,9 GW pin lưu trữ vào năm 2022)⁽⁶⁶⁾. Với các cơ chế hỗ trợ phù hợp và khung pháp lý minh bạch, kế hoạch tham vọng này nhằm tăng cường dung lượng lưu trữ ở Việt Nam là khả thi.

Kết quả phân tích khả năng đáp ứng truyền tải của kịch bản KB_DD trong các lát cắt quan trọng được tóm tắt dưới đây. Chi tiết kết quả mô phỏng được trình bày tại Phụ lục 1.

Tháng 3/2030 (mùa khô)

Kết quả tính toán này thể hiện quá trình vận hành của hệ thống điện trong các mùa khô trong năm. Các nhà máy thủy điện bị hạn chế về công suất phát điện và chủ yếu được sử dụng để đáp ứng phụ tải giờ cao điểm. Trong khi đó, các nhà máy nhiệt điện (nhiệt điện than, khí, LNG) được sử dụng để cung cấp điện cho một phần nhu cầu nhất định, các nguồn còn lại huy động phụ thuộc vào sự biến động của các nguồn NLTT như điện gió, điện mặt trời. Hoạt động của BESS trên cả nước ở mức cao, đặc biệt vào nhu cầu phụ tải cao điểm vào buổi trưa và buổi tối.

Lượng tải cao xảy ra vào thời điểm cực nhanh (14h) cuối tuần, do nguồn cung tại khu vực phía Bắc đang thiếu hụt đáng kể để cung cấp cho nhu cầu cục bộ. Sự thiếu hụt này cần phải bổ sung bởi các nguồn phát được truyền tải từ Bắc Trung Bộ và Tây Nguyên qua giao diện Bắc – Bắc Trung Bộ, khiến đường truyền này bị quá tải (100,5%). Lúc 14h và 19h, có một số đường dây và trạm biến áp đang phải chịu tải cao, bao gồm:

- Các đường dây 220 kV: Vũng Áng 3 – Formosa (142%), Bà Quẹo – Đầm Sen (141,5%), Gia Viễn – Nho Quan (135,1%), Hòa Bình – Xuân Mai (120,5%), Thanh Xuân – Tây Hà Nội (118,3%), Phú Lâm – Đầm Sen (108,9%), Sa Đéc – Ô Môn (104,8%), Nậm Sum – Nông Cống (90,7%).
- Các trạm biến áp: 220 kV Tân Yên (110%), 220 kV Phố Nối (99,6%), Bá Thiện, Vũng Áng (90,6%), Tây Hồ (89,6%).

⁶⁶ <https://www.statista.com/statistics/1330754/battery-installed-capacity-europe-by-country/>

Tháng 7/2030 (mùa mưa)

Trong mùa mưa, không xảy ra hiện tượng chịu tải cao trên các đường truyền tải liên vùng do các nguồn thủy điện khu vực phía Bắc đi vào thời kỳ cao điểm có thể phát điện ở mức cao để cung cấp cho nhu cầu tại chỗ. Ngoài ra, 3 GW BESS được lắp đặt tại khu vực này cũng đảm bảo cung cấp điện. Lúc 14h và 19h, có một số ĐZ và TBA chịu tải cao và (tập trung chủ yếu ở khu vực phía Bắc do phải nhận một lượng lớn công suất từ BESS) gồm:

- Các đường dây 220 kV: Vũng Áng 3 – Formosa (118,9%), Gia Viễn – Nho Quan (105,1%), Hòa Bình – Xuân Mai (100,5%), Thanh Xuân – Tây Hà Nội (98, 3%), Nam Sum – Nông Cống (90,7%), Phước Thuận – Tân Thành (105,9%), Lao Bảo – Hướng Linh (104,7%), Hà Giang – Bắc Mê (84%).
- Các trạm biến áp: 220 kV Tân Yên (102%), 220 kV Phố Nối (92,6%), Bá Thiện, Vũng Áng (90,6%), Tây Hồ (89,6%), 500 kV Nho Quan (89,5%), Phố Nối 500 kV (82,9%).

Tháng 12/2030 (mùa tích nước)

Lát cắt này mô tả quá trình vận hành hệ thống điện trong mùa tích nước trong năm. Trong mùa này, các nhà máy thủy điện hoạt động với công suất hạn chế để trữ nước cho mùa khô sắp tới và phục vụ tưới tiêu. Kết quả mô phỏng thể hiện trong các hình dưới đây cho thấy công suất từ các nhà máy thủy điện chỉ được huy động cao vào thời gian phụ tải cao điểm vào buổi chiều và tối. Vào những thời điểm khác, các nhà máy thủy điện chỉ phát khoảng 40% công suất định mức để cung cấp một phần nhu cầu và hỗ trợ điều tần. Vào những thời điểm thiếu điện (ví dụ: do nguồn NLTT giảm lúc 19:00), các nguồn BESS và thủy điện tích năng cũng phải được huy động để đáp ứng nhu cầu phụ tải, mặc dù điều này sẽ làm tăng tổng chi phí vận hành.

Truyền tải liên vùng trong mùa này là không đáng kể, vì mỗi khu vực có thể tự đáp ứng nhu cầu từ những nguồn phát nội vùng. Tuy nhiên, cần lưu ý rằng, việc huy động nguồn BESS trong thời gian dài khó được đảm bảo do cả về đặc tính hoạt động cũng như chi phí vận hành cao. Vì vậy, cần tìm giải pháp thích hợp để cung ứng lượng cầu đang thiếu hụt, nhất là vào giờ cao điểm buổi trưa và chiều tối.

Phân tích độ nhạy về giá

Phân tích độ nhạy được tiến hành để đánh giá vận hành của hệ thống lưu trữ năng lượng với mức giá sẵn sàng chi trả (*willingness to pay*) thay đổi từ 45 \$/MWh đến 65 \$/MWh. Có thể thấy trong Bảng 13, mức giá trong khoảng 55-60 \$/MWh sẽ mang lại sự cân bằng giữa thời gian hoạt động (uptime) và điện năng cung cấp ra từ hệ thống lưu trữ với doanh thu. Mức giá sẵn sàng chi trả thấp hơn mang lại số giờ hoạt động và điện năng cung cấp cao hơn nhưng cũng là thách thức cho chủ đầu tư để thu hồi chi phí đầu tư. Với giá cao hơn 60 \$/MWh, hệ thống lưu trữ sẽ phải cạnh tranh với

các nguồn phát khác trừ khi có khung pháp lý cụ thể để đảm bảo sản lượng điện và thời gian hoạt động hàng năm cho lưu trữ.

Bảng 13. Phân tích độ nhạy cho vận hành hệ thống lưu trữ năng lượng

Giá	Điện năng cung cấp (MWh)	Điện năng tiêu thụ (MWh)	Số giờ hoạt động (giờ/tháng)
45 \$/MWh	13.882	10.282	79
50 \$/MWh	10.995	7.398	63
55 \$/MWh	4.624	1.024	23
60 \$/MWh	4.100	500	16
65 \$/MWh	4.910	1.309	29

Unit Commitment và Dispatch Optimisation được chạy cho tháng 9/2030, tương ứng với 720 bước thời gian. Kết quả mô phỏng được thể hiện trong bảng dưới đây.

Bảng 14. Kết quả đánh giá độ nhạy cho vận hành hệ thống lưu trữ

ESS units	Generated energy (MWh)	Consumed energy (MWh)	Total up time (hours)	Total down time (hours)
45 \$/MWh				
ESS_500MVA_2030_1	1502,52	1102,52	7	713
ESS_500MVA_2030_2	1502,52	1102,52	7	713
ESS_500MVA_2030_3	1200	800	6	714
ESS_500MVA_2030_4	1200	800	6	714
ESS_500MVA_2030_5	1600	1200	8	712
ESS_500MVA_2030_6	1600	1200	9	711
ESS_500MVA_2030_7	1690,159	1290,159	12	708
ESS_500MVA_2030_8	1600	1200	9	711
ESS_500MVA_2030_9	1986,717	1586,717	15	705
Tổng	13881,916	10281,916	79	
50 \$/MWh				
ESS_500MVA_2030_1	1200	800	6	714
ESS_500MVA_2030_2	900	500	4	716
ESS_500MVA_2030_3	614,5877	214,5877	3	717
ESS_500MVA_2030_4	900	500	3	717
ESS_500MVA_2030_5	1600	1200	9	711
ESS_500MVA_2030_6	1700	1300	9	711
ESS_500MVA_2030_7	1300	900	8	712
ESS_500MVA_2030_8	1331,387	931,3874	9	711
ESS_500MVA_2030_9	1451,509	1051,509	12	708
Tổng	10997,4837	7397,4841	63	

ESS units	Generated energy (MWh)	Consumed energy (MWh)	Total up time (hours)	Total down time (hours)
55 \$/MWh				
ESS_500MVA_2030_1	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_2	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_3	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_4	400	0	2	718
ESS_500MVA_2030_5	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_6	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_7	900	500	6	714
ESS_500MVA_2030_8	424,4235	24,42345	4	716
ESS_500MVA_2030_9	900	500	6	714
Tổng	4624,4235	1024,42345	23	
60 \$/MWh				
ESS_500MVA_2030_1	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_2	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_3	400	0	2	718
ESS_500MVA_2030_4	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_5	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_6	400	0	4	716
ESS_500MVA_2030_7	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_8	900	500	4	716
ESS_500MVA_2030_9	400	0	1	719
Tổng	4100	500	16	
65 \$/MWh				
ESS_500MVA_2030_1	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_2	400	0	3	717
ESS_500MVA_2030_3	400	0	1	719
ESS_500MVA_2030_4	400	0	2	718
ESS_500MVA_2030_5	400	0	3	717
ESS_500MVA_2030_6	400	0	3	717
ESS_500MVA_2030_7	1109,663	709,6629	6	714
ESS_500MVA_2030_8	900	500	7	713
ESS_500MVA_2030_9	500	100	3	717
Tổng	4909,663	1309,6629	29	

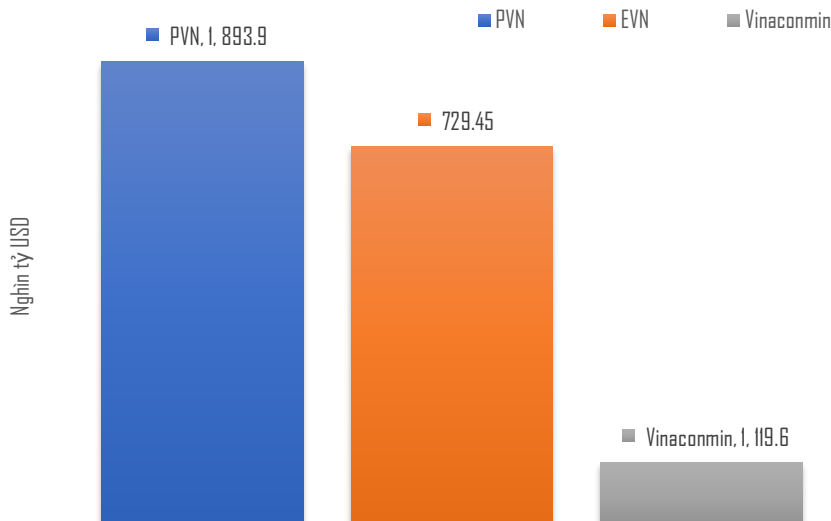
5.2. Tài chính

Báo cáo sử dụng dữ liệu được trích từ báo cáo tài chính hợp nhất của ba tập đoàn: dữ liệu của TKV và Vinacomin được trích từ báo cáo tài chính hợp nhất năm 2021; riêng EVN dữ liệu được trích từ báo cáo tài chính hợp nhất năm 2020 do báo cáo tài chính hợp nhất năm 2021 chưa được công bố. Từ phần này trở xuống, khi nhắc đến dữ liệu EVN năm 2021 có nghĩa đó là dữ liệu năm 2020 được sử dụng làm tham chiếu.

5.2.1. Tổng quan tình hình tài chính ba tập đoàn

Tính đến cuối năm 2021, tổng tài sản do ba tập đoàn nắm giữ lên tới 1.744 nghìn tỷ đồng (khoảng 74,8 tỷ USD), chiếm 47,67% tổng tài sản của khu vực doanh nghiệp nhà nước⁽⁶⁷⁾.

Hình 30: Tài sản của EVN, Vinacomin và PVN đến 31/12/2021



Nguồn: Báo cáo kiểm toán, báo cáo hoạt động SXKD, các báo cáo công bố của các tập đoàn.

Tính đến cuối năm 2021, vốn chủ sở hữu của EVN, TKV và PVN lần lượt là 240,2 nghìn tỷ, 44,8 nghìn tỷ đồng và 486,3 nghìn tỷ đồng. Tổng vốn chủ sở hữu của ba tập đoàn là 771,35 nghìn tỷ đồng (tương đương 32,9 tỷ USD), tương đương với 43% tổng vốn chủ sở hữu của khu vực doanh nghiệp nhà nước⁽⁶⁸⁾.

⁶⁷ Theo báo cáo của Chính phủ gửi Quốc hội về tình hình đầu tư, quản lý, sử dụng vốn nhà nước tại doanh nghiệp, tổng tài sản doanh nghiệp Nhà nước (Tập đoàn) năm 2021 là gần 3.650 ngàn tỷ đồng.

⁶⁸ Theo báo cáo của Chính phủ gửi Quốc hội báo cáo về hoạt động đầu tư, quản lý, sử dụng vốn nhà nước tại doanh nghiệp trong phạm vi toàn quốc năm 2021, tổng tài sản của 826 Tập đoàn (673 doanh nghiệp nhà nước và 153 DN có cổ phần, vốn góp của Nhà nước) là 3,74 triệu tỷ đồng, tăng 2% so với năm 2020. Vốn chủ sở hữu là 1,79 triệu tỷ đồng, tăng 3% so với năm 2020. Tổng vốn nhà nước đang đầu tư tại 826 DN là 1,67 triệu tỷ đồng, tăng 3% so với năm 2020 (doanh nghiệp do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ là 1,5 triệu tỷ đồng và các doanh nghiệp còn lại là 162.806 tỷ đồng).

Xét về tỷ lệ vốn chủ sở hữu trên tổng nguồn vốn, PVN có tỷ lệ cao nhất ở mức 54,0%, tiếp đó là TKV (37%), thấp nhất là EVN (33%). Do vậy so với EVN và TKV, PVN có trạng thái tài chính tốt hơn về phương diện vốn chủ sở hữu.

Bảng 15. Tổng nguồn vốn, vốn vay và vốn chủ sở hữu của EVN, TKV và PVN (đến 31/12/2021)

Chỉ tiêu	Đơn vị	EVN	TKV	PVN
Tổng nguồn vốn, trong đó:	Nghìn tỷ VND	731,0	119,6	893,9
Vốn vay	Nghìn tỷ VND	489,3	74,8	407,6
Vốn chủ sở hữu	Nghìn tỷ VND	240,2	44,8	486,3
Vốn vay/ tổng nguồn vốn	%	67%	63%	46%
Vốn chủ sở hữu/ tổng nguồn vốn	%	33%	37%	54%
Vốn vay/ vốn chủ sở hữu (D/E)	lần	2,04	1,67	0,84

Nguồn: Báo cáo kiểm toán, báo cáo hoạt động SXKD, các báo cáo công bố của các tập đoàn.

Tổng vốn vay của EVN là 489 nghìn tỷ, trong khi đó con số này của Vinacomin là 74,8 nghìn tỷ và PVN là 408 nghìn tỷ. Tuy có tổng nguồn vốn thấp thứ hai về giá trị tuyệt đối, nhưng tỷ lệ vốn vay trên tổng nguồn vốn của EVN là cao nhất với mức 67%. EVN đã sử dụng đòn bẩy tài chính ở mức cao hơn. Tỷ lệ vốn vay trong tổng nguồn vốn của TKV thấp hơn ở mức 63% và ở PVN là 46%. Trong số ba tập đoàn, PVN có tỷ lệ vay nợ thấp nhất. Mức vốn vay của PVN mới chỉ bằng 0,84 lần vốn chủ sở hữu. Trong khi đó, vốn vay của EVN đã gấp 2,04 lần vốn chủ sở hữu.

Trong năm 2021, tổng doanh thu của EVN 409,1 nghìn tỷ, TKV 114,4 nghìn tỷ và PVN 382 nghìn tỷ (Bảng 16). Tổng doanh thu của ba tập đoàn là 847,4 nghìn tỷ, chiếm 40% tổng doanh thu của toàn bộ các Tập đoàn trong năm 2021⁽⁶⁹⁾.

Trong ba tập đoàn, trong khi doanh thu từ sản xuất, truyền tải và kinh doanh điện chiếm tỷ trọng lớn trong tổng doanh thu của EVN – chiếm khoảng 86% tổng doanh thu năm 2021, tỷ lệ doanh thu từ bán điện chiếm 11,4% tổng doanh thu của TKV và 5,8% trong tổng doanh thu của PVN. Nếu tính riêng từ điện than, doanh thu từ điện than chiếm 10,3% tổng doanh thu của TKV và 2,3% tổng doanh thu của PVN. Căn cứ vào tỷ lệ sản lượng điện than sản xuất trên tổng sản lượng điện thương phẩm của EVN, ước tính doanh thu từ điện than chiếm khoảng 25,27% tổng doanh thu bán điện của EVN. Những số liệu này cho thấy EVN và TKV phụ thuộc nhiều hơn vào NMĐT để tạo doanh thu. Các sáng kiến và chính sách chuyển dịch năng lượng cho NMĐT có khả năng ảnh hưởng đến tổng doanh thu của EVN và TKV nhiều hơn so với PVN.

⁶⁹ Theo báo cáo của Chính phủ gửi Quốc hội báo cáo về hoạt động đầu tư, quản lý, sử dụng vốn nhà nước tại doanh nghiệp trong phạm vi toàn quốc năm 2021, tổng doanh thu của các Tập đoàn đạt 2,12 triệu tỷ đồng, tăng 8% so với năm 2020

Bảng 16. Doanh thu của EVN, TKV và PVN (đến 31/12/2021)

Chỉ tiêu	Đơn vị	EVN	TKV	PVN
Tổng doanh thu, trong đó:	Nghìn tỷ VND	409,1	114,4	382
Doanh thu từ bán điện, trong đó:	Nghìn tỷ VND	351,3	13,1	22,1
<i>Doanh thu từ bán điện than</i>	<i>Nghìn tỷ VND</i>	<i>88,79</i>	<i>11,8</i>	<i>8,7</i>
Tỷ trọng doanh thu từ bán điện trên tổng doanh thu	%	85,8%	11,4%	5,79%
Tỷ trọng doanh thu từ bán điện than trên tổng doanh thu	%	25,3%	10,3%	2,3%

Nguồn: Báo cáo kiểm toán, báo cáo hoạt động SXKD, các báo cáo công bố của các tập đoàn.

Bảng 17. Chi phí của EVN, TKV và PVN (đến 31/12/2021)

Chỉ tiêu	Đơn vị	EVN*	TKV	PVN
Tổng chi phí, trong đó:	Nghìn tỷ VND	385,6	109,1	331,3
<i>Chi phí trả lãi vay</i>	<i>Nghìn tỷ VND</i>	<i>23,0</i>	<i>2,6</i>	<i>1,5</i>
Tỷ trọng chi phí trả lãi vay trên tổng chi phí.	%	6%	2,4%	0,5%

Nguồn: Báo cáo kiểm toán, báo cáo hoạt động SXKD, các báo cáo công bố của các tập đoàn.

* Trong trường hợp của EVN là chi phí tài chính.

Do mức độ vay nợ của mình, nên chi phí lãi vay của TKV lên tới 2,6 nghìn tỷ chiếm 2,4% tổng chi phí (Bảng 17). Trong báo cáo kiểm toán của tập đoàn, chi phí lãi vay của EVN không được tách bạch rõ ràng trong tổng số 23 nghìn tỷ chi phí tài chính. Tuy nhiên, báo cáo kiểm toán của EVN cho biết chi phí tài chính chiếm 6% tổng chi phí 385,6 nghìn tỷ. PVN có mức chi phí lãi vay thấp nhất là 1,5 nghìn tỷ, chiếm tỷ trọng rất thấp 0.5% trong tổng mức chi phí 331,2 nghìn tỷ của tập đoàn này.

Tỷ lệ sản lượng điện từ điện than trong tổng sản lượng điện của TKV là 84,1%, trong khi đó của EVN là 25,7% và PVN là 37,7%. Như vậy, nếu chỉ đánh giá riêng từ góc độ sản xuất điện, mức độ tác động của các nỗ lực chuyển dịch trong sản xuất điện than tới tổng sản lượng điện và hoạt động sản xuất điện sẽ cao hơn đối với tập đoàn TKV và EVN. Nói cách khác, các nỗ lực dịch chuyển năng lượng tại các nhà máy điện than sẽ tạo ra tác động lớn hơn, nhanh hơn xét từ góc độ tổng sản lượng của hai tập đoàn này.

Tuy nhiên, nếu đánh giá theo con số tuyệt đối, nỗ lực chuyển dịch năng lượng trong hoạt động sản xuất điện than sẽ nặng nề hơn đối với tập đoàn EVN do sản lượng từ điện than của tập đoàn này là 60.082 triệu kWh, cao hơn rất nhiều so với trường hợp của TKV và PVN.

Bảng 18. Sản xuất của EVN, Vinacomin và PVN (đến 31/12/2021)

Chỉ tiêu	Đơn vị	EVN	TKV	PVN ⁷⁰
Tổng sản lượng điện, trong đó:	Triệu kWh	233.670	10.595	14.701
<i>Sản lượng điện từ điện than</i>	<i>Triệu kWh</i>	<i>60.082</i>	<i>9.910</i>	<i>5.544</i>
Tỷ lệ sản lượng điện từ điện than trong tổng sản lượng điện	%	25,7%	84,1%	37,7%

Nguồn: Báo cáo kiểm toán, báo cáo hoạt động SXKD, các báo cáo công bố của các tập đoàn.

Hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh

Trong năm 2021, cả ba tập đoàn EVN, TKV, và PVN đều có lãi với mức lợi nhuận lần lượt là 5,8 nghìn tỷ, 4,3 nghìn tỷ và 17,3 nghìn tỷ VND.

Bảng 19. Hiệu quả hoạt động SXKD của EVN, TKV và PVN (đến 31/12/2021)

Chỉ tiêu	Đơn vị	EVN	TKV	PVN
Lợi nhuận trước thuế	Nghìn tỷ VND	15,3	5,3	51,7
Lợi nhuận sau thuế	Nghìn tỷ VND	14,5	4,4	39,3
Hệ số lợi nhuận trên vốn tự có (ROE)	%	6,0%	9,7%	8,1%
Hệ số lợi nhuận trên tổng tài sản (ROA)	%	2,0%	3,7%	4,4%

Nguồn: Báo cáo kiểm toán, báo cáo hoạt động SXKD, các báo cáo công bố của các tập đoàn.

Với mức lợi nhuận này, TKV có hệ số lợi nhuận trên vốn tự có (ROE) là 9,7% cao hơn nhiều so với mức 8.1% của PVN và 6% của EVN. Nếu tính trên tổng tài sản, hệ số lợi nhuận trên tổng tài sản (ROA) của PVN cũng đạt mức cao nhất là 4,4% so với 3,7% của TKV và 2% của EVN.

Tuy nhiên, lợi nhuận của EVN đã rơi vào trạng thái âm (-) vào năm 2022. EVN báo lỗ 29 nghìn tỷ đồng (tương đương 1,2 tỷ USD) vào năm 2022. Mức lỗ dự kiến sẽ tăng gấp đôi năm 2023 lên 64,9 nghìn tỷ đồng (2,7 tỷ USD) nếu không có sự thay đổi với biểu giá điện hiện hành⁽⁷¹⁾. Trong khi đó cũng trong năm 2022, lợi nhuận của TKV năm 2022 tăng gần gấp 3 lên 8,1 nghìn tỷ đồng⁽⁷²⁾. PVN

⁷⁰Năm 2021, các nhà máy điện trực thuộc PVN chưa đi vào vận hành nên không phát được sản lượng. Do đó, sản lượng điện của tập đoàn chủ yếu đến từ PVPower. Tại PVPower, Vũng Áng là NMDT duy nhất của Tổng công ty đã đi vào vận hành và phát sinh sản lượng.

⁷¹ <https://moit.gov.vn/tin-tuc/bao-chi-voi-nguoi-dan/evn-lo-tai-chinh-u-am-lo-lich-su-trong-nam-2023.html>

⁷² <https://www.vinacomin.vn/tin-tuc/Vinacomin-cung-nhung-cong-trinh-phuc-loi-vi-cong-dong-202302061112081208.htm>

cũng lãi gấp đôi, đạt 82 nghìn tỷ đồng⁽⁷³⁾. Lợi nhuận của hai Tập đoàn tăng mạnh chủ yếu nhờ giá hàng hóa trên thị trường quốc tế tăng. Điều này cũng cho thấy mức độ biến động cao về lợi nhuận của ba Tập đoàn và khả năng dễ bị tổn thương trước các điều kiện thị trường quốc tế.

Tính đến năm 2021, EVN đang tạo ra việc làm cho 97.250 người lao động. TKV và PVN lần lượt tạo ra 94.000 và 60.000 lao động. Tổng số việc làm do ba tập đoàn tạo ra là 251.250, chiếm 22,69% tổng số lao động tại khu vực Tập đoàn⁽⁷⁴⁾.

Số lao động trong các nhà máy điện than là 1.619 người tại TKV và 450 người tại PVN, một con số rất thấp so với tổng lao động tại hai tập đoàn này. Tuy không có con số chính xác, nhưng con số này cao hơn nhiều trong trường hợp của EVN dựa trên số lượng nhà máy điện than mà tập đoàn này đang sở hữu và sản lượng điện than trong tổng sản lượng điện của tập đoàn này.

5.2.2. Tác động của kịch bản chuyển dịch tại các Tập đoàn

Tác động tài chính trước mắt của các kịch bản chuyển dịch đối với EVN, TKV và PVN có thể được đo lường bằng sự sụt giảm doanh thu và việc làm do việc loại bỏ và giảm dần các NMĐT.

Giảm doanh thu⁽⁷⁵⁾

Do các NMĐT ngừng hoạt động sớm, sản lượng điện than của ba tập đoàn sẽ sụt giảm mạnh. Nếu KB_DD được áp dụng sẽ có tác động lớn nhất đến tình hình sản xuất cũng như doanh thu của ba tập đoàn. Theo kịch bản này, tổng doanh thu của ba tập đoàn từ năm 2022 đến năm 2025 sẽ giảm tổng cộng 72,4 nghìn tỷ đồng (3,0 tỷ USD) và sau đó là 744,1 nghìn tỷ đồng (31 tỷ USD) từ năm 2046 đến năm 2050. Đối với KB_AR, sự sụt giảm trong doanh thu hàng năm sẽ ít hơn trong những năm đầu. Chẳng hạn, mức giảm doanh thu của ba tập đoàn sẽ là 38,7 nghìn tỷ đồng (1,6 tỷ USD) từ năm 2022 đến năm 2025 và 136,5 nghìn tỷ đồng (5,7 tỷ USD) từ năm 2026 đến năm 2030. Sau đó, từ năm 2046 đến năm 2050, tổng doanh thu của ba tập đoàn sẽ giảm mạnh và giảm 689,2 nghìn tỷ đồng (28,7 tỷ USD).

⁷³ <https://vov.vn/chinh-tri/thu-tuong-mong-pvn-thi-dua-lap-ky-luc-moi-trong-nam-2023-post995654.vov>

⁷⁴ Theo báo cáo của Chính phủ gửi Quốc hội báo cáo về hoạt động đầu tư, quản lý, sử dụng vốn nhà nước tại doanh nghiệp trong phạm vi toàn quốc, năm 2021 cả nước có 826 Tập đoàn trong đó 673 doanh nghiệp nhà nước và 153 DN có cổ phần, vốn góp của Nhà nước. Theo Tổng cục Thống kê, tổng số lao động tại các Tập đoàn trong năm 2021 là 1,1 triệu người.

⁷⁵ Báo cáo tính toán mức độ giảm doanh thu của ba tập đoàn theo phương pháp: tổng doanh thu giảm đi = giá điện than x sản lượng điện than giảm đi. Trong đó, sản lượng điện than giảm đi là sản lượng điện than được tính toán theo từng kịch bản, giá điện than chính là trung vị của giá bán điện than trung bình của các nhà máy được nhóm nghiên cứu thu thập được trong quá trình thực hiện khảo sát tại các nhà máy điện than thuộc ba tập đoàn.

Bảng 20: Tổng doanh thu giảm đi của ba tập đoàn theo các kịch bản

Đơn vị: 1000 tỷ đồng

	2022-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2046-2050	2022-2050
KB_AR	38,7	136,5	230,5	394,9	580,8	689,2	2.070,6
KB_DD	72,4	270,4	460,8	623,1	709,8	744,1	2.880,7

Nguồn: VIETSE, Economica Vietnam, NHQuang& Associates, và Carbon Trust (2023)

Trong số ba doanh nghiệp này, EVN sẽ chịu ảnh hưởng nặng nề nhất do sản lượng điện đốt than ở của EVN luôn ở mức cao. Theo KB_DD, doanh thu của EVN dự kiến sẽ giảm 54,3 nghìn tỷ đồng (2,3 tỷ USD) từ năm 2022 đến năm 2025 và 510,4 nghìn tỷ đồng (21,3 tỷ USD) từ năm 2046 đến năm 2050. Tốc độ giảm trong KB_AR chậm hơn nhưng sẽ đạt mức tương đương với KB_DD từ năm 2046 đến năm 2050.

TKV sẽ chứng kiến sự sụt giảm 12,8 nghìn tỷ đồng (0,5 tỷ USD) từ năm 2022 đến năm 2025 trong doanh thu theo KB_DD. Nếu áp dụng KB_AR, TKV có thể trì hoãn tốc độ giảm doanh thu cho đến năm 2040 khi sụt giảm doanh thu của tập đoàn này dưới hai kịch bản KB_DD và KB_AR là tương đương.

Viễn cảnh giảm doanh thu của PVN sẽ tương đối khác so với EVN và TKV. Trong mọi kịch bản, PVN dường như có thể trì hoãn việc sụt giảm doanh thu đến từ nhiệt điện than trong khoảng thời gian từ năm 2022 đến năm 2025. Trong khoảng thời gian này, doanh thu của PVN chỉ giảm 1,8 nghìn tỷ đồng (0,1 tỷ USD) và 5,4 nghìn tỷ đồng (0,2 tỷ USD) tương ứng theo KB_AR và KB_DD. Điều này một phần là do hầu hết các NMĐT của PVN đều mới với trang thiết bị có tuổi đời trẻ và mới hơn. Tuy nhiên, từ năm 2036, doanh thu của PVN sẽ bắt đầu sụt giảm mạnh.

Giảm việc làm

Các kịch bản chuyển dịch sẽ có tác động đến việc làm của ba tập đoàn. Trong quá trình dịch chuyển các NMĐT, ba tập đoàn sẽ phải cắt giảm lực lượng lao động. Nếu KB_DD được thực hiện, ước tính 29 nghìn nhân công tại ba tập đoàn bị ảnh hưởng đến năm 2050. Tổng số công nhân bị dôi dư do hậu quả của việc loại bỏ và giảm dần các NMĐT là 27,3 nghìn người trong KB_AR và 29 nghìn người trong KB_DD trong toàn giai đoạn 2022-2050.

Ở cả hai kịch bản, EVN sẽ phải đối mặt với vấn đề này nhiều nhất với khoảng 19,7 nghìn việc làm bị mất đi vào năm 2050. Số lượng việc làm bị mất đi trong trường hợp của TKV và PVN ít hơn EVN và TKV bị đối mặt với tình trạng này sớm hơn PVN.

Bảng 21: Lao động bị cắt giảm dưới hai kịch bản

	2022-2025	2022-2030	2022-2035	2022-2040	2022-2045	2022-2050
KB_AR						
EVN	1.630	1.630	3.389	11.862	17.954	19.670
TKV	-	157	1.609	2.281	2.324	2.481
PVN	-	-	-	1.716	3.432	5.148
Cộng	1.630	1.788	4.998	15.859	23.709	27.299
KB_DD						
EVN	1.630	3.389	11.862	17.954	19.670	19.670
TKV	157	1.609	2.281	2.324	2.481	2.481
PVN	-	-	1.716	3.432	5.148	6.864
Cộng	1.788	4.998	15.859	23.709	27.299	29.015

Nguồn: VIETSE, Economica Vietnam, NHQuang& Associates, và Carbon Trust (2023)

5.2.3. Đánh giá khả năng huy động vốn để tài trợ cho quá trình chuyển dịch tại ba tập đoàn

Vay nợ là cần thiết để tài trợ và chi trả cho quá trình chuyển dịch

Cả hai kịch bản KB_AR và KB_DD sẽ có tác động đáng kể và tức thời đến tổng doanh thu của ba tập đoàn. Ước tính rằng tổng doanh thu của ba tập đoàn bị mất đi từ nay cho đến năm 2050 sẽ là 86,3 tỷ USD trong kịch bản KB_AR và 120 tỷ USD trong KB_DD. Việc giảm doanh thu theo hai kịch bản sẽ tác động tiêu cực đến khả năng thanh khoản, khả năng thanh toán và khả năng sinh lời của ba tập đoàn. Ngoài ra, ba tập đoàn đối diện với việc phải giảm bớt khoảng 27,3 nghìn và 29,0 nghìn công nhân tương ứng trong các kịch bản KB_AR và KB_DD.

Do đó, điều hết sức quan trọng là nếu chuyển dịch theo các kịch bản này, sẽ cần đi kèm với các biện pháp hỗ trợ những tổn thất tài chính mà ba tập đoàn này phải gánh chịu. Các biện pháp hỗ trợ này có thể dưới hình thức hỗ trợ về dòng tiền cho ba tập đoàn theo tỷ lệ với việc giảm sản lượng và doanh thu đến từ điện than hoặc dưới hình thức cung cấp các khoản hỗ trợ tài chính cho ba tập đoàn để đầu tư sản xuất năng lượng tái tạo để thay thế sản xuất và doanh thu bị mất do dịch chuyển các NMĐT theo kịch bản được chọn.

Nguồn tài chính cần thiết để thực hiện quá trình chuyển dịch theo hai kịch bản sẽ đến từ vốn chủ sở hữu hoặc từ vay nợ. Với thực tế là tỷ số lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu hay ROE của EVN, TKV và PVN chỉ ở mức 6,0%, 9,7%, 8,1% vào năm 2021, và với khoản lỗ đáng kể trị giá 1,2 tỷ USD của EVN vào năm 2022 và với sự biến động lớn trong lợi nhuận của TKV và PVN, khả năng sử dụng lợi nhuận để lại để tăng vốn chủ sở hữu của ba tập đoàn là hạn chế. Bên cạnh đó, ba tập đoàn đều do Nhà

nước sở hữu 100%, khó có khả năng ba tập đoàn có thể tiến hành IPO để huy động thêm vốn nhằm tăng vốn tự có để tài trợ cho các dự án đầu tư (trong đó có các dự án NLTT).

Phương án khả thi hơn để ba tập đoàn huy động tài chính cho các dự án chuyển dịch từ nhiệt điện than sang năng lượng tái tạo là thông qua vay nợ. Các khoản nợ có thể dưới nhiều hình thức như vay ngân hàng, vay qua phát hành trái phiếu, vay các nhà tài trợ, tín dụng Nhà nước, vay có bảo lãnh của Chính phủ hay bất kỳ hình thức phù hợp khác.

Trần vay nợ của ba tập đoàn

Tuy nhiên, có một mức trần cho ba tập đoàn. Theo quy định hiện hành⁷⁶, tỷ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu tại Tập đoàn không được vượt quá 3 lần.

Bảng 22: Dư địa vay nợ của ba tập đoàn tính đến năm 2021

Chỉ tiêu	Đơn vị	EVN	TKV	PVN	Tổng
Nợ	Nghìn tỷ VND	489,3	74,8	407,6	971,6
Nguồn vốn	Nghìn tỷ VND	240,2	44,8	486,3	771,3
Nợ/vốn chủ sở hữu (D/E)	Lần	2,0	1,7	0,8	-
Trần vay nợ*	Nghìn tỷ VND	720,6	134,4	1.459,0	2.314,0
Dư địa còn lại để vay nợ thêm	Nghìn tỷ VND	231,3	59,6	1.051,4	1.342,4

Nguồn: VIETSE, Economica Vietnam, NHQuang& Associates, và Carbon Trust (2023)

* Theo quy định hiện hành, D/E của ba tập đoàn không được vượt quá 3.

Như vậy với mức vốn chủ sở hữu hiện tại của ba tập đoàn, số nợ tối đa mà EVN có thể vay thêm là 231,3 nghìn tỷ VND (9,66 tỷ USD). Con số này lần lượt là 59,6 nghìn tỷ VND (2,48 tỷ USD) trong trường hợp của TKV và 1051.4 nghìn tỷ VND (43,81 tỷ USD) trong trường hợp của PVN. Trừ khi vốn chủ sở hữu của ba tập đoàn tăng lên, tổng số tiền cộng lại mà ba tập đoàn có thể vay nợ thêm là 1342,4 nghìn tỷ VND (55,9 tỷ USD) với mức vốn chủ sở hữu tính đến cuối năm 2022.

Ngoài các yếu tố khác như khả năng sinh lời của từng dự án đầu tư đơn lẻ, bất kỳ kịch bản chuyển dịch các nhà máy điện than nào của cả ba tập đoàn cũng cần tính đến mức trần này để đảm bảo tính khả thi về mặt tài chính của kịch bản. Kịch bản chuyển dịch phải phù hợp với khả năng của EVN, TKV và PVN trong việc hấp thụ mức sụt giảm doanh thu và sau đó là lợi nhuận cũng như khả

⁷⁶ Nghị định số 09/2009/NĐ-CP ngày 05/02/2009 của Chính phủ ban hành Quy chế quản lý tài chính đối với công ty nhà nước và quản lý vốn nhà nước đầu tư tại doanh nghiệp khác và Thông tư 242/2009/TT-BTC hướng dẫn thi hành về một số điều của Quy chế quản lý tài chính công ty nhà nước và quản lý vốn nhà nước đầu tư tại doanh nghiệp

năng huy động vốn để đáp ứng nhu cầu đầu tư trên cơ sở xem xét cẩn trọng các khoản nợ hiện tại, khả năng thanh toán các khoản nợ mới, chỉ số an toàn tài chính tổng thể, và trần nợ hiện hành áp dụng cho ba tập đoàn.

Năng lực sử dụng đòn bẩy tài chính của các tập đoàn để tài trợ cho quá trình chuyển dịch NMĐT sang năng lượng tái tạo

Trong ba Tập đoàn, PVN có điều kiện tài chính vững chắc hơn cả. PVN có quy mô tài sản lớn nhất và vượt trội so với EVN và TKV về các chỉ tiêu tài chính như khả năng thanh toán, hệ số nợ trên vốn chủ sở hữu, ROA hay mức đóng góp cho Ngân sách Nhà nước. Xét về năng suất, một nhân viên PVN cũng tạo ra doanh thu và lợi nhuận bình quân trên một nhân viên cao hơn nhiều so với EVN và TKV.

Xét về nợ trên vốn chủ sở hữu (D/E), tỷ lệ D/E tối đa áp dụng cho ba tập đoàn là 3. Về mặt này, PVN có dư địa lớn nhất để tăng nợ để đầu tư hoặc hỗ trợ các sáng kiến và dự án chuyển dịch năng lượng cho các NMĐT của tập đoàn và các công ty con. Tỷ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu của PVN là 0,84 vào năm 2021 trong khi của EVN và TKV lần lượt là 2,04 và 1,67. Về D/E, EVN có năng lực hạn chế hơn so với hai tập đoàn còn lại khi vay thêm vốn để tài trợ cho các dự án chuyển dịch năng lượng của mình.

Xét về tổng nợ trên tổng vốn chủ sở hữu và nợ phải trả, EVN và TKV có dư địa hạn chế hơn để vay thêm cho các dự án chuyển dịch năng lượng do đã sử dụng đòn bẩy tài chính cao hơn nhiều so với PVN. Tổng nợ của EVN và TKV lần lượt là 67% và 63% tổng tài sản.

Do vay nợ nhiều nên chi phí lãi vay của TKV lên tới 2,6 nghìn tỷ đồng, chiếm 2,4% tổng chi phí. Trong báo cáo kiểm toán, chi phí lãi vay của EVN không được tách riêng trong tổng số 23 nghìn tỷ đồng chi phí tài chính. Tuy nhiên, tổng chi phí tài chính của EVN chiếm 6% trong tổng chi phí 385,6 nghìn tỷ đồng của EVN của tập đoàn. Điều này có nghĩa là áp lực của EVN để trả các khoản nợ và vay tiếp theo của tập đoàn sẽ cao hơn nhiều so với TKV và PVN. PVN có chi phí lãi vay thấp nhất với 1,5 nghìn tỷ đồng, chỉ chiếm 0,5% trong tổng chi phí 331,3 nghìn tỷ đồng của tập đoàn này. Tỷ trọng chi phí lãi vay trong tổng chi phí của TKV và EVN cũng là một trong những trở ngại buộc các tập đoàn này phải cân nhắc kỹ khi quyết định vay thêm vốn, nhất là từ các nguồn vốn có lãi suất cao – có các điều kiện kém ưu đã cho các dự án và sáng kiến cho các NMĐT thuộc các tập đoàn.

Các chỉ số tài chính này cho thấy cả ba tập đoàn đều có năng lực vay nợ thêm để triển khai các dự án chuyển dịch năng lượng đối với các nhà máy điện than của các tập đoàn miễn là các dự án này đảm bảo khả năng bền vững về tài chính, đảm bảo được khả năng trả nợ và khoản vay nợ đó vẫn đảm bảo các chỉ số an toàn tài chính cũng như trần vay nợ của các tập đoàn. Trong ba tập đoàn, PVN có tình hình tài chính tốt hơn so với EVN và TKV. PVN cũng ở vị thế thuận lợi hơn để vay nhiều hơn để tài trợ cho các dự án chuyển dịch năng lượng, sau đó là TKV và EVN.

5.3. Pháp lý

Cơ sở pháp lý và chính sách trong lĩnh vực năng lượng

Nhà nước Việt Nam định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia phù hợp với phát triển kinh tế - xã hội trong từng thời kỳ. Trong gian đoạn hiện nay, một số chính sách được ban hành như sau:

- **Nghị quyết số 55-NQ/TW** của Bộ Chính trị định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Nghị quyết số 55-NQ/TW) của ngày 11/02/2020. Trên cơ sở đó, Chính phủ ban hành **Nghị quyết 140/NQ-CP** ngày 02/10/2020 về chương trình hành động của Chính phủ thực hiện Nghị quyết số 55-NQ/TW⁷⁷.
- **Quyết định số 888/QĐ-TTg** của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt đề án về những nhiệm vụ, giải pháp triển khai kết quả hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên Hợp Quốc về biến đổi khí hậu ngày 25/07/2022, **Quyết định số 896/QĐ-TTg** của Thủ tướng Chính phủ phê duyệt Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050, trong đó quy định mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính theo mục tiêu phát thải ròng bằng “0” (**mục tiêu NZE**) vào năm 2050, phù hợp với Hội nghị lần thứ 26 các Bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu (**COP26**) ngày 26/7/2022. Đây là căn cứ pháp lý cơ bản cho các Tập đoàn và doanh nghiệp sở hữu NMNĐ thực hiện **(1)** giảm sản lượng điện than và **(2)** đầu tư phát triển năng lượng tái tạo và lưu trữ nhằm đạt mục tiêu NZE. Trên cơ sở các văn bản pháp lý, chiến lược ngành và doanh nghiệp (tham khảo tại Phần Phụ lục) và các thông tin thu thập được trong quá trình khảo sát và nghiên cứu, kết quả đánh giá pháp lý được khái quát như sau:

1. Giảm sản lượng điện than

Các Tập đoàn và các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ khi cân nhắc phương án cắt giảm/ngừng hoạt động một NMNĐ theo *các lộ trình giảm phát thải* cần đánh giá 06 nhóm vấn đề pháp lý cơ bản: **(a)** vấn đề sở hữu liên quan đến thẩm quyền ra quyết định đối với các kịch bản; **(b)** các vấn đề liên quan đến hợp đồng thương mại đầu vào (chủ yếu là hợp đồng cung cấp than), hợp đồng đầu ra (chủ yếu là hợp đồng mua bán điện), và **(c)** các hợp đồng vay/thu xếp vốn; **(d)** lao động; **(e)** tài sản; **(f)** an toàn công nghiệp (*tập trung vào các yêu cầu pháp lý đối với việc tháo dỡ nhà máy*) và môi trường. Từng vấn đề pháp lý nêu trên có thể được đánh giá trên 03 mức độ: *rủi ro cao, rủi ro trung bình hoặc rủi ro thấp*, phụ thuộc vào nội dung của từng kịch bản. Mức độ rủi ro được phân tích dựa trên khả năng phát sinh tranh chấp, đặc biệt là tranh chấp giữa các nhà đầu tư, người lao động, cộng đồng xã hội với doanh nghiệp sở hữu NMNĐ, hoặc cơ quan nhà nước. *Xem đánh giá rủi ro theo từng kịch bản của từng vấn đề pháp lý ở Phụ lục 1 – Đánh giá pháp lý chi tiết*.

⁷⁷ Nghị quyết 140/NQ-CP quy định:

- phát triển nhiệt điện than ở mức hợp lý theo hướng ưu tiên những tổ máy công suất lớn, hiệu suất cao, sử dụng công nghệ tiên tiến, hiện đại như công nghệ siêu tới hạn trở lên;** bảo đảm thực hiện đầy đủ pháp luật về an toàn môi trường sinh thái, bảo vệ môi trường;
- xây dựng cơ chế cho các nhà máy, cụm nhà máy sử dụng công nghệ hybrid để **sử dụng các nguồn năng lượng khác nhau kết hợp với năng lượng tái tạo** như: điện mặt trời, điện gió thủy điện, nhiệt điện than, biomass, biogas; và
- xây dựng các cơ chế chính sách **khuyến khích đầu tư thiết bị/công nghệ tích trữ năng lượng** tại các khu vực có tiềm năng về năng lượng mặt trời nhưng hạn chế về lưới điện truyền tải nhằm phát huy công suất của hệ thống, tiết kiệm nguồn lực đầu tư và đảm bảo an toàn cho hệ thống điện.

(a) **Sở hữu: EVN** có rủi ro pháp lý thấp ở khi quyết định cắt giảm/dừng hoạt động NMNĐ thuộc Mô hình 1 và Mô hình 2 ở mọi kịch bản. Đặc biệt, EVN không có NMNĐ ở Mô hình 4. Với các NMNĐ của EVN thuộc Mô hình 3, do tỉ lệ sở hữu vốn Nhà nước tại các NMNĐ khác nhau đáng kể và thời gian NMNĐ đi vào hoạt động cũng khác nhau nên ảnh hưởng đối với các kịch bản sẽ được phân tích theo từng NMNĐ cụ thể. Tuy nhiên, hầu hết các NMNĐ có khả năng xảy ra rủi ro pháp lý là thấp ở mọi kịch bản.

PVN có rủi ro pháp lý thấp khi chủ động quyết định cắt giảm/dừng hoạt động NMNĐ thuộc Mô hình 1 và Mô hình 2 ở mọi kịch bản. PVN không có NMNĐ thuộc Mô hình 3 và 4.

TKV có gần như toàn quyền quyết định cắt giảm/dừng hoạt động NMNĐ thuộc Mô hình 2 ở mọi kịch bản, nên rủi ro pháp lý thấp. TKV có một NMNĐ thuộc Mô hình 4 nên khả năng xảy ra rủi ro pháp lý là cao đối với KB_DD do TKV không đủ thẩm quyền để quyết định việc cắt giảm/dừng hoạt động. Rủi ro pháp lý đối với TKV sẽ thấp đối với KB_AR

do quyền vận hành NMNĐ được doanh nghiệp tư nhân nước ngoài đồng sở hữu NMNĐ trao lại cho TKV sau 25 năm⁷⁸. TKV không có NMNĐ thuộc Mô hình 1 và 3.

(b) **Hợp đồng thương mại:** Khi cắt giảm/ngừng hoạt động một NMNĐ, Tập đoàn và các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ cần xem xét (i) sửa đổi và (ii) chấm dứt 02 loại hợp đồng chủ yếu là hợp đồng mua bán điện (PPA) và hợp đồng cung cấp than.

- **PPA:** các PPA đều phải được ký kết theo hợp đồng mẫu do Bộ Công thương ban hành tại từng thời điểm. *Khi sửa đổi PPA*, doanh nghiệp sở hữu NMNĐ cần thỏa thuận bằng văn bản với bên còn lại của hợp đồng và lưu ý về nghĩa vụ xin phê duyệt, có ý kiến hoặc báo cáo với Cục Điều tiết Điện lực (ERAV). *Khi chấm dứt PPA trước thời hạn*, các chủ thể cần lưu ý tuân thủ điều kiện, trình tự thủ tục trong PPA, trường hợp sự kiện bất khả kháng dẫn đến việc chấm dứt hợp đồng thì phải chứng minh đã áp dụng các biện pháp thích hợp để giảm thiểu tổn thất, tác động của sự kiện đó.

Mô hình sở hữu vốn nhà nước các NMNĐ

Dựa trên khả năng ảnh hưởng, chi phối của Tập đoàn tới doanh nghiệp sở hữu NMNĐ, có 04 Mô hình sở hữu vốn của các NMNĐ như sau:

- *Mô hình 1 (NMNĐ có tỉ lệ vốn Nhà nước 100%):* bao gồm các NMNĐ mà việc cắt giảm/dừng hoạt động thuộc 100% khả năng chi phối của các Tập đoàn một cách trực tiếp hoặc gián tiếp thông qua công ty con/công ty liên kết).
- *Mô hình 2 (NMNĐ có tỉ lệ vốn Nhà nước từ 75% đến dưới 100%):* bao gồm các NMNĐ với tỷ lệ vốn Nhà nước từ 75% đến dưới 100% có khả năng ảnh hưởng rất lớn tới thẩm quyền quyết định cắt giảm/dừng hoạt động.
- *Mô hình 3 (NMNĐ có tỉ lệ vốn Nhà nước từ 51% đến dưới 75%):* bao gồm các NMNĐ với tỷ lệ vốn Nhà nước từ 51% đến dưới 75% có khả năng ảnh hưởng lớn tới thẩm quyền quyết định cắt giảm/dừng hoạt động;
- *Mô hình 4 (NMNĐ có tỉ lệ vốn Nhà nước dưới 51%):* bao gồm các NMNĐ mà các Tập đoàn không có khả năng chi phối tới quyết định cắt giảm/dừng hoạt động.

⁷⁸ <https://nld.com.vn/thoi-su-trong-nuoc/khoi-cong-xay-dung-nha-may-nhiet-dien-vinh-tan-1-20150718231129497.htm>

- **Hợp đồng cung cấp than:** qua rà soát và phỏng vấn một số NMNĐ, hầu hết các hợp đồng cung cấp than đều là hợp đồng khung về mua nguyên liệu, các bên sẽ có những thỏa thuận bổ sung về khối lượng than phải cung cấp trong từng giai đoạn nhất định. *Khi sửa đổi hợp đồng*, doanh nghiệp sở hữu NMNĐ cần lưu ý **(i)** nghĩa vụ thông báo cho bên còn lại về việc thay đổi và **(ii)** nghĩa vụ thống nhất với bên còn lại (bên cung cấp than) bằng văn bản về việc sửa đổi hợp đồng, hoặc **(iii)** xem xét khả năng đàm phán lại hợp đồng trường hợp có hoàn cảnh thay đổi cơ bản tại Điều 420 BLDS. *Khi chấm dứt hợp đồng*, các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ cần **(i)** đàm phán để thống nhất chấm dứt hợp đồng trước thời hạn với nhà cung cấp than và **(ii)** đánh giá yếu tố khách quan này hoặc yếu tố khác thuộc một trong bốn trường hợp chấm dứt hợp đồng trước thời hạn⁷⁹.

Việc doanh nghiệp sở hữu NMNĐ sửa đổi hay chấm dứt các hợp đồng chủ chốt nêu trên có thể đối mặt với rủi ro pháp lý về xung đột lợi ích giữa Nhà nước và nhà đầu tư tư nhân và rủi ro xảy ra vi phạm nghĩa vụ hợp đồng. Khả năng xảy ra rủi ro cao đối với một số NMNĐ có tỷ lệ sở hữu vốn tư nhân cao như Phả Lại 1 & 2, Vĩnh Tân 1, Ninh Bình. Rủi ro tại các NMNĐ còn lại thấp hơn do các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ có tỷ lệ sở hữu vốn Nhà nước chiếm đa số, chủ động được việc quyết định sửa đổi/chấm dứt hợp đồng. Nếu thực hiện kịch bản KB_AR, hầu hết các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ có thời gian đàm phán và thực hiện các thủ tục sửa đổi, chấm dứt hợp đồng dài hơn so với kịch bản KB_DD nên dẫn đến rủi ro thấp.

- (c) **Hợp đồng vay/thu xếp vốn:** Phần lớn các hợp đồng vay dài hạn giữa các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ và các ngân hàng thương mại đã được tất toán và chấm dứt khi thực hiện bất kỳ một kịch bản nào. Có một số khoản vay ngắn hạn và trung hạn khác sẽ được trả hết vào năm 2024. Vì các kịch bản chuyển đổi cho các Tập đoàn được xây dựng kế hoạch cho giai đoạn 2025 – 2050, khả năng các khoản vay ngắn hạn và trung hạn này của các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ sẽ được tất toán và có thể không đòi hỏi nhiều sự quan tâm của các doanh nghiệp này. *Tuy nhiên*, một số doanh nghiệp sở hữu NMNĐ phải đối mặt với một số vấn đề liên quan đến các Khoản vay ECA khi họ xem xét việc ngừng hoạt động của NMNĐ và việc trả trước khoản vay nếu như các Tập đoàn phải thực hiện một kịch bản cắt giảm nào có ảnh hưởng tới các khoản vay ECA hiện hữu.

Khi đánh giá rủi ro đối với các kịch bản giảm phát thải đối với các hợp đồng vay/thu xếp vốn của các NMNĐ thì có 02 (hai) tình huống xảy ra cho mỗi kịch bản:

- Rủi ro thấp hoặc không có rủi ro đối với tất cả kịch bản khi các khoản vay ngắn hạn và trung hạn này của các NMNĐ có khả năng được trả hết trước hoặc trong giai đoạn này vì các kịch bản cho các Tập đoàn được lên kế hoạch cho giai đoạn 2025 – 2050.
- Rủi ro cao trong các kịch bản đối với nhiều NMNĐ vì các NMNĐ vẫn có các nhu cầu về vốn để vận hành, nâng cấp, và duy tu các NMNĐ để đáp ứng các yêu cầu về kỹ thuật, an toàn, môi trường... trong khi các chính sách cho vay vốn đối với các NMNĐ đang bị thắt chặt.

⁷⁹ Các trường hợp như: *chấm dứt do bất khả kháng, quyết định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền, do một Bên bị giải thể, phá sản, ngừng hoạt động theo quyết định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền hoặc do vi phạm hợp đồng*

Với thời hạn của hợp đồng dài hạn (ECA) là khoảng 10-12 năm, thì kịch bản có thời hạn ngắn hơn sẽ có rủi ro tín dụng cao hơn trong việc giải quyết hợp đồng chấm dứt trước thời hạn.

- (d) **Lao động:** Nếu các NMNĐ muốn giảm số lượng lao động thì *trường hợp giảm sản lượng điện* không được coi là một trường hợp để chấm dứt hợp đồng lao động vì lý do kinh tế theo quy định hiện hành⁸⁰. Doanh nghiệp sở hữu NMNĐ có thể lựa chọn tiếp tục duy trì số lượng lao động hoặc cắt giảm lao động theo một trong các phương thức **(i)** thực hiện chấm dứt hợp đồng với người lao động khi kết thúc thời hạn của hợp đồng lao động⁸¹, **(ii)** thoả thuận với người lao động về việc chấm dứt hợp đồng lao động trước thời hạn⁸², hoặc **(iii)** đơn phương chấm dứt hợp đồng lao động trong trường hợp với người lao động trước thời hạn khi đã tìm mọi biện pháp khắc phục nhưng vẫn buộc phải cắt giảm lao động do thu hẹp sản xuất, kinh doanh theo yêu cầu của cơ quan quản lý⁸³.

Trường hợp tổ máy của NMNĐ bị ngừng hoạt động trước thời hạn, doanh nghiệp sở hữu NMNĐ có thể lựa chọn **(i)** xem xét chấm dứt hợp đồng lao động với lý do “thay đổi cơ cấu tổ chức, tổ chức lại lao động”⁸⁴ hoặc **(ii)** đơn phương chấm dứt hợp đồng lao động trước thời hạn, nhưng với điều kiện đã tìm mọi biện pháp khắc phục nhưng vẫn buộc phải cắt giảm lao động do thu hẹp sản xuất, kinh doanh theo yêu cầu của cơ quan quản lý có thẩm quyền⁸⁵.

Trong các kịch bản, các NMNĐ thuộc mức rủi ro thấp đều có lộ trình không giảm hoặc giảm dần sản lượng điện của các tổ máy trong giai đoạn từ nay đến năm 2025. Các kịch bản càng kéo dài thì sẽ càng cho phép doanh nghiệp sở hữu NMNĐ sẽ có thời gian thu xếp nguồn vốn và chuẩn bị tốt các sắp xếp nhân sự để thực hiện việc cắt giảm hoặc bố trí sử dụng người lao động cho đến khi các tổ máy bước vào giai đoạn ngừng hoạt động. *Kịch bản KB_DD* được đánh giá gặp nhiều áp lực về vấn đề lao động do có nhiều NMNĐ thuộc mức rủi ro cao và trung bình khi phải ngừng hoạt động vào năm 2025 như Ninh Bình, Phả Lại 1, Phả Lại 2, Na Dương 1 hoặc phải cắt giảm 60% sản lượng điện vào năm 2025 và tiến tới ngừng hoạt động vào năm 2030 như Cẩm Phả, Cao Ngạn, Sơn Động, Uông Bí mở rộng....

- (e) **Tài sản:** Doanh nghiệp sở hữu NMNĐ thực hiện quyền và nghĩa vụ đối với tài sản thuộc sở hữu của mình dựa trên nguyên tắc của pháp luật, đặc biệt là các quy định tại Luật Quản lý, sử dụng tài sản công 2017, Luật Quản lý sử dụng vốn nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp 2014 và điều lệ doanh nghiệp, quy chế nội bộ. Để thực hiện lộ trình hướng tới mục tiêu NZE trong các kịch bản, một số tài sản cần được thanh lý, chẳng hạn như các tài sản chỉ phục vụ cho công nghệ sản xuất điện than cũ, và một số tài sản cần được đầu tư, xây dựng và mua sắm.
- Các NMNĐ hay Tập đoàn muốn bảo toàn được vốn hoặc hiệu quả hoạt động kinh doanh thì các NMNĐ thuộc phương án cắt giảm cần phải được bảo đảm bằng một nguồn tài chính hỗ trợ hoặc được sửa đổi PPA theo hướng giá bán điện của các nhà máy này có thể được điều chỉnh tăng cho phù hợp. Tài sản dài hạn là trang thiết bị máy móc thuộc công nghệ điện

⁸⁰ Bộ luật Lao động, Điều 42, khoản 2

⁸¹ Bộ luật Lao động, Điều 34, Khoản 1

⁸² Bộ luật Lao động, Điều 34, Khoản 3

⁸³ Bộ luật Lao động, Điều 36, Khoản 1, điểm c

⁸⁴ Bộ luật Lao động, Điều 42, Khoản 1, điểm a

⁸⁵ Bộ luật Lao động, Điều 36, Khoản 1, điểm c

than cũ, có hiệu suất thấp thì phải giảm dần và chấm dứt việc đầu tư mua sắm thêm, trừ các trường hợp mua sắm để duy tu, bảo dưỡng theo yêu cầu kỹ thuật để bảo đảm tính hiệu quả của tài sản và bảo toàn vốn nhà nước theo nguyên tắc quản lý tài sản tại Tập đoàn sở hữu.

- Khi tính toán kế hoạch cắt giảm cho từng NMNĐ cần chú ý tính toán tới chi phí đầu tư hệ thống lưới điện truyền tải của EVN hay của NMNĐ thuộc đối tượng của kế hoạch cắt giảm. Kế hoạch cắt giảm có thể ảnh hưởng tới vấn đề thu hồi vốn đầu tư vào hệ thống truyền tải của EVN. Trong tình huống chưa hết khấu hao, chi phí đầu tư của hệ thống truyền tải của EVN có thể phải được bồi thường theo quy định của pháp luật và PPA.
 - Về rủi ro, Kịch bản KB_DD sẽ có nhiều NMNĐ bị rủi ro cao, trừ Phả Lại 1, Ninh Bình, Thái Bình 2, Long Phú, Na Dương, Cao Ngạn, Nông Sơn là có mức độ rủi ro trung bình hoặc thấp do tuổi thọ của các tổ máy này đã cao, sắp hết thời hạn vận hành (như đã phân tích ở phần kỹ thuật). Đối với các kịch bản KB_AR, thì chủ yếu mức độ rủi ro trung bình và thấp do tuổi thọ các tổ máy sẽ hết vào các thời điểm cắt giảm/ dừng hoạt động.
- (f) **An toàn công nghiệp và môi trường:** Khi tiến hành cắt giảm hay dừng hoạt động NMNĐ thông qua hoạt động cải tạo, sửa chữa, phá dỡ NMNĐ, doanh nghiệp sở hữu NMNĐ phải tuân thủ quy định của Luật Bảo vệ môi trường⁸⁶ và quy định pháp luật khác có liên quan đến quy chuẩn kỹ thuật về khí thải, nước thải công nghiệp và nước thải sinh hoạt, an toàn trong thi công xây dựng, đảm bảo an toàn về phòng chống cháy nổ, kiểm soát tiếng ồn và độ rung khi thực hiện phá dỡ NMNĐ. Rà soát quy định pháp luật cho thấy có nhiều quy định liên quan đến nội dung này. Ngoài ra, doanh nghiệp có nghĩa vụ báo cáo cơ quan nhà nước về thời điểm hết thời hạn sử dụng và dự kiến phương án xử lý sau khi hết thời hạn sử dụng công trình.
- So với KB_AR, việc các NMNĐ áp dụng kịch bản KB_DD sẽ tạo ra rủi ro thấp nhất cho môi trường, do kịch bản này có sự hợp lý về mặt thời gian với mục tiêu gia tăng sức ép lên các phương án thay thế công nghệ, kỹ thuật để giảm phát thải, đồng thời hỗ trợ tốt cho mục tiêu cân bằng môi trường trong thời gian dài.

2. Phát triển năng lượng tái tạo và lưu trữ

- (a) **Sở hữu:** Việc đầu tư mới cho NLTT và lưu trữ năng lượng tại các Tập đoàn cần căn cứ vào (i) định hướng chiến lược phát triển của từng Tập đoàn, (ii) cấp có thẩm quyền phê duyệt việc đầu tư căn cứ theo quy định của điều lệ, quy định nội bộ của doanh nghiệp, và Luật Doanh nghiệp. Đối với PVN và TKV, việc đầu tư mới vào NLTT có thể bị coi là đầu tư ngoài ngành nghề kinh doanh chính nên không được phép theo quy định pháp luật hiện hành⁸⁷. Riêng đối với PVN, Nghị quyết số 41-NQ/TW về định hướng Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035 đã giới hạn các đơn vị thuộc PVN chỉ hoạt động trong lĩnh vực trọng yếu, *không bao gồm lĩnh vực điện gió ngoài khơi*. Do đó, các Tập đoàn khi xem xét chuyển dịch sản xuất điện từ nguồn than sang nguồn NLTT thì phải (i)

⁸⁶ Luật Bảo vệ môi trường số 72/2020/QH14

⁸⁷ Nghị định 91/2015/NĐ-CP về đầu tư vốn nhà nước vào doanh nghiệp và quản lý, sử dụng vốn, tài sản tại doanh nghiệp, Điều 21

lưu ý tới hạn chế nêu trên, đồng thời (ii) kiến nghị, đề xuất các cấp có thẩm quyền cho phép PVN được đầu tư, kinh doanh thêm lĩnh vực điện từ nguồn NLTT.

- (b) **Các hợp đồng thương mại:** Trong trường hợp NMNĐ chuyển sang bán điện bằng nguồn NLTT thì các PPA sẽ phải ký mới giữa doanh nghiệp sở hữu NMNĐ (bên bán điện) và EVN. Chính phủ cần có cơ chế giá mua điện từ nguồn NLTT thay thế. Vấn đề này cần phải được giải quyết đồng bộ khi các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ đàm phán với EVN về việc sửa đổi hợp đồng theo kịch bản cắt giảm được phê duyệt.
- (c) **Hợp đồng vay/thu xếp vốn:** Khi các kịch bản đòi hỏi các NMNĐ thuộc sở hữu đa số vốn của các Tập đoàn cho giai đoạn 2025 – 2050 thì đòi hỏi các Tập đoàn phải được bố trí vốn (thông qua các hợp đồng vay hoặc ngân sách nhà nước cấp thêm). Như đã phân tích ở trên, hiện nay các khoản vay cho NMNĐ sử dụng than đang bị thắt chặt nên khi các Tập đoàn phát triển NLTT hay lưu trữ thì việc thu xếp vốn dựa vào các chính sách tín dụng xanh của Chính phủ cho việc chuyển đổi phát điện từ nguồn than sang nguồn NLTT.
- (d) **Lao động:** Trong trường hợp các doanh nghiệp sở hữu NMNĐ có kế hoạch xây dựng nhà máy điện NLTT, cơ sở lưu trữ điện thì có thể điều chuyển, tái sử dụng người lao động đang làm việc tại NMNĐ. Tùy theo điều kiện lao động, địa điểm lao động mà việc điều chuyển, tái sử dụng người lao động này có thể phải thỏa thuận với người lao động và có phương án đào tạo lại về tay nghề nếu cần thiết.
- (e) **Tài sản:** Việc đầu tư NLTT, lưu trữ năng lượng sẽ đòi hỏi việc mua sắm, quản lý, vận hành, bảo trì bảo dưỡng các tài sản mới cho các NMNĐ nói chung và tài sản đối với các Tập đoàn nói riêng. Đối với tài sản có giá trị lớn, được đầu tư dài hạn là trang thiết bị, máy móc để phát điện từ nguồn NLTT, cần phải lưu ý đánh giá, xác định thẩm quyền phê duyệt nội bộ doanh nghiệp như đã phân tích ở phần Sở hữu. *Đối với tài sản là quyền sử dụng đất*, các Tập đoàn và doanh nghiệp sở hữu NMNĐ cần lưu ý thực hiện các thủ tục pháp lý về đất đai để phù hợp với việc đầu tư NLTT, lưu trữ năng lượng cùng trên diện tích đang được sử dụng cho hoạt động điện than⁽⁸⁸⁾.
- (f) **An toàn công nghiệp và môi trường:** Khi thực hiện các dự án phát điện từ nguồn NLTT và lưu trữ năng lượng cần lưu ý:
- Các dự án xây dựng NMĐNLTT phải thực hiện quy định về đánh giá tác động môi trường (ĐTM), như báo cáo ĐGTĐMT⁽⁸⁹⁾.
 - Các dự án NMĐNLTT phải chú ý tới chất thải rắn và chất thải nguy hại, đặc biệt là các dự án điện mặt trời và dự án lưu trữ năng lượng theo quy định pháp luật⁽⁹⁰⁾. Các tấm pin năng lượng mặt trời (tấm quang năng) thải bỏ được quản lý theo các quy định về quản lý chất thải.

⁸⁸ Các thủ tục pháp lý về đất đai như: **chuyển mục đích sử dụng đất** sang mục đích sản xuất điện từ nguồn NLTT và lưu trữ năng lượng, **gia hạn** thời hạn sử dụng đất đối với những trường hợp diện tích đất đã hết thời hạn sử dụng, trừ trường hợp địa phương có quy hoạch sử dụng đất cho mục đích khác.

⁸⁹ Luật Bảo vệ môi trường 2020, Điều 30; Nghị định số 08/2022/NĐ-CP của Chính phủ hướng dẫn Luật Bảo vệ môi trường.

⁹⁰ Nghị định số 08/2022/NĐ-CP của Chính phủ hướng dẫn Luật Bảo vệ môi trường; Thông tư số 18/2020/TT-BCT của Bộ Công thương quy định về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời, Điều 8;

Hiện nay hệ thống TCVN vẫn còn thiếu các tiêu chuẩn liên quan đến công trình điện gió (như thiết kế tuabin gió, các phương pháp đo và đánh giá tính năng của tuabin gió, các phương pháp điều khiển và kiểm soát nhà máy điện gió⁹¹), đặc biệt là các tiêu chuẩn liên quan đến điện gió ngoài khơi và truyền tải điện từ nguồn điện gió ngoài khơi vào hệ thống truyền tải điện trên bờ⁹². Việc này có thể gây khó khăn trong việc mua sắm, lắp đặt thiết bị được sản xuất hoặc mua sắm từ nước ngoài phù hợp với tiêu chuẩn, quy chuẩn hiện hành trong lĩnh vực NLTT.

Đánh giá pháp lý chi tiết vui lòng tham khảo Phụ lục 1.

5.4. Kinh nghiệm quốc tế cho chuyển dịch công bằng

Các bài học kinh nghiệm và khuyến nghị chính sách cho Việt Nam từ rút ra nghiên cứu các kinh nghiệm quốc tế về đảm bảo sự công bằng trong chuyển dịch và giảm phát thải từ nhiệt điện than được tóm tắt dưới đây.

1. Đầu tư cho tái hồi phục cộng đồng phụ thuộc vào than là một trong những ưu tiên chính mà các nhà hoạch định chính sách cần xem xét để giảm thiểu rủi ro kinh tế xã hội của quá trình chuyển dịch năng lượng

Việc đóng cửa các cơ sở hoạt động than không những gây rủi ro cho đội ngũ lao động làm việc trực tiếp mà còn ảnh hưởng đến cả các ngành công nghiệp gián tiếp phụ thuộc trong cả chuỗi giá trị. Nếu các quyết định đưa ra một cách nhanh chóng và không kiểm soát tốt sẽ gây rủi ro cho người lao động và cộng đồng có sinh kế phụ thuộc vào các tài sản than và các ngành liên quan như khai thác, vận chuyển than hay các ngành sản xuất thép. Ở các khu vực nông thôn hay các vùng hẻo lánh phụ thuộc nhiều vào ngành công nghiệp than, có thể sẽ có ít cơ hội để chuyển đổi việc làm, hoặc các công việc có chất lượng và mức chi trả thấp hơn, hoặc yêu cầu các kỹ năng hoàn toàn khác. Các chương trình chuyển dịch mà chỉ ưu tiên xem xét các khía cạnh tài sản mà không xem xét thích đáng yếu tố chuyển dịch công bằng sẽ không chỉ tốn kém hơn mà còn hạn chế về quy mô và sự thành công của quá trình chuyển dịch do gặp phải các phản ứng tiêu cực của cộng đồng.

Như vậy đối với Việt Nam, Chính phủ nên cân nhắc ưu tiên các khoản tài trợ khí hậu quốc tế cho việc xây dựng kế hoạch chuyển đổi sinh kế trước khi hỗ trợ các giao dịch chuyển đổi tài sản. Các giải pháp chính sách cần được xem xét như phát triển trợ cấp thấp nghiệp, nghỉ hưu sớm hoặc bảo hiểm thất nghiệp cho người lao động. Hơn nữa, các chính sách và chương trình này

⁹¹ Tổng cục Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng, *Hoàn thiện hệ thống TCVN về điện gió, thúc đẩy phát triển nguồn năng lượng xanh*, Bộ Khoa học công nghệ môi trường, 2022, <https://www.most.gov.vn/vn/tin-tuc/22425/hoan-thien-he-thong-tcvn-ve-dien-gio--thuc-day-phat-trien-nguon-nang-luong-xanh.aspx>.

⁹² Nguyễn Anh Tuấn, *Việt Nam phát triển điện gió ngoài khơi: Tiềm năng, thách thức và kế hoạch hành động*, Tạp chí Năng lượng Việt Nam, 2022, <https://nangluongvietnam.vn/viet-nam-phat-trien-dien-gio-ngoai-khoi-tiem-nang-thach-thuc-va-ke-hoach-hanh-dong-28858.html>

có thể hỗ trợ người lao động nâng cao kỹ năng cho các cơ hội nghề nghiệp khác thông qua trợ cấp đào tạo, trợ cấp tái định cư, xây dựng lộ trình chuyển đổi việc làm và cung cấp các dịch vụ xã hội toàn diện cho chính người lao động và gia đình của họ trong quá trình chuyển đổi sang các cơ hội việc làm mới.

2. Các giải pháp chính sách để cải cách ngành than và lập kế hoạch chuyển dịch công dịch công bằng sẽ đạt hiệu quả nhất nếu được điều phối tổng thể giữa các bên liên quan như cơ quan chính phủ, các bộ liên chính phủ, các tổ chức phi chính phủ, công đoàn, NGO và các tổ chức tư nhân.

Trước khi dừng hoạt động hoặc chuyển đổi mục đích sử dụng nhà máy nhiệt điện than, chính phủ cần đưa ra các biện pháp cải cách liên quan đến việc sử dụng than. Các giải pháp chính sách có thể bao trùm quyền cải tạo đất, phục hồi kinh tế, thủ tục đóng cửa mỏ than và nhà máy, bảo trợ xã hội và các chương trình chuyển đổi việc làm. Trong bối cảnh các chính sách chuyển dịch ngành than sẽ tác động trực tiếp đến thị trường lao động, cần phải có sự điều phối chặt chẽ giữa nhiều bên liên quan để đảm bảo sự đồng thuận và cơ hội đối thoại toàn diện trong quá trình xây dựng chính sách.

Chính phủ Việt Nam có thể xem xét thiết lập Ủy ban liên ngành hoặc Nhóm chỉ đạo để điều phối quá trình ra quyết định chính sách và hợp tác liên bộ cho quá trình chuyển dịch khai thác than và sản xuất điện từ than. Ủy ban liên ngành hoặc Nhóm chỉ đạo phải chịu trách nhiệm đảm bảo sự tham gia của các ngành công nghiệp liên quan và cộng đồng ngoài cơ quan chính phủ để họ có cơ hội tham gia đóng góp ý kiến trong quá trình xây dựng kế hoạch chuyển dịch và giảm thiểu tác động ngược của chuyển dịch ngành than.

3. Cần phải xem xét bối cảnh dài hạn của các chính sách quốc gia và các yếu tố thị trường khi xây dựng cơ chế chuyển dịch ngành than vì nó có thể làm thay đổi cơ hội và hạn chế việc phát triển các công cụ tài chính

Tính khả thi của các cơ chế chuyển dịch ngành than phụ thuộc rất lớn vào việc tích hợp trong khuôn khổ chính sách quốc gia và bối cảnh thị trường. Ví dụ, một cách tiếp cận phổ biến nhất là tái cấp vốn cho các nghĩa vụ mang lại lợi nhuận cho các chủ sở hữu và các nhà đầu tư nhà máy thông qua các chiến lược dài hạn như khoan vùng lại nguồn doanh thu, giảm thiểu rủi ro thông qua danh mục tác động và bảo lãnh hoặc giảm kỳ hạn. Trong hoàn cảnh khác, việc triển khai các cơ chế tài chính cần phải cân nhắc kỹ lưỡng các điều kiện thị trường nội địa: chứng khoán hóa, tuy khó có thể được áp dụng trực tiếp ở các quốc gia mà thị trường trái phiếu nội địa chưa trưởng thành và khó tiếp cận thị trường trái phiếu quốc tế⁹³.

⁹³ RMI (2021). Financing the Coal Transition. [RMI_Financing_the_Coal_Transition_November_2021.pdf](#)

Bài học kinh nghiệm rút ra cho Việt Nam là Chính phủ nên tính đến tình hình tài chính của các bên liên quan chính như các công ty điện lực và các đơn vị phát điện độc lập khi xác định cơ chế phù hợp thúc đẩy quá trình chuyển dịch ngành than. Mặc dù các công cụ như tái cấp vốn có thể giải phóng vốn cho các nhà máy để đầu tư cho các giải pháp công nghệ carbon thấp và chuyển dịch công bằng, tuy nhiên tính khả thi của nó còn phụ thuộc vào mức độ huy động đòn bẩy tài chính của chính nhà máy điện than. Một nhà máy sử dụng tốt đòn bẩy tài chính có khả năng vay nợ thêm nữa qua cơ chế tái cấp vốn hoặc tái đầu tư để giảm thiểu tỉ lệ vay nợ dài hạn.

4. Tiên tộ hóa các lợi ích kinh tế, xã hội và môi trường của quá trình chuyển dịch ngành than có thể là một giải pháp để giảm gánh nặng chi phí liên quan đến việc thực hiện các cơ chế chuyển dịch.

Cơ chế chuyển dịch phối hợp có thể sẽ cần nguồn chi tiêu ngân sách đáng kể trong một thời gian ngắn. Nhu cầu tài chính bao gồm các gói hỗ trợ thu nhập cho công nhân ngành than, chi phí từ cải cách quy định (bao gồm tái cơ cấu các đơn vị và trách nhiệm pháp lý của họ), khắc phục môi trường, chức năng giám sát và báo cáo tổng thể. Một cách tiếp cận để tạo ra dòng tài chính để hỗ trợ việc ngừng sử dụng và tái sử dụng cơ sở hạ tầng nhà máy là tiên tộ hóa những lợi ích mang lại của việc chuyển dịch than. Các lợi ích trực tiếp của việc loại bỏ than, đặc biệt trong trường hợp nhà máy được tái sử dụng thay vì ngừng hoạt động bao gồm tái sử dụng đất, tránh gây ô nhiễm, cải thiện chất lượng nước, và các lợi ích về truyền tải và kết nối.

Chính phủ Việt Nam nên tiến hành đánh giá các lợi ích kinh tế liên quan đến việc dừng hoạt động hoặc tái sử dụng các nhà máy điện than được chọn và lộ trình tiềm năng để mang lại lợi ích kinh tế từ các phương án này nhằm đẩy nhanh quá trình chuyển dịch ngành than.

6. Khuyến nghị

6.1. Khuyến nghị một số giải pháp

Nhóm tư vấn khuyến nghị thực hiện một số giải pháp sau để đạt mục tiêu phát triển giảm sản lượng điện than:

- (i) Tiến hành rà soát tổng thể các văn bản quy phạm pháp luật hiện hành có quy định liên quan đến việc thực hiện đầu tư xây dựng nhà máy nhiệt điện than để xem xét sửa đổi bổ sung nhằm đảm bảo phù hợp, thống nhất với quy định của Quy hoạch điện VIII⁽⁹⁴⁾ về việc “giảm dần tỷ trọng nhiệt điện than”⁽⁹⁵⁾. Ngoài ra, cần phải có đánh giá vấn đề bảo đảm được an ninh năng lượng quốc gia, và bám sát các yêu cầu của Nghị quyết 140/NQ-CP của Chính phủ
- (ii) Xây dựng thêm các quy chuẩn, hướng dẫn kỹ thuật sử dụng tro xỉ như chất thải rắn công nghiệp thông thường để đảm bảo tuân thủ vấn đề môi trường khi xử lý tro xỉ tồn dư, thúc đẩy các NMNĐ tái sử dụng các chất thải này cho nhiều mục đích công nghiệp khác nhau, như. Ví dụ thiết lập tiêu chuẩn cơ sở về sử dụng tro, xỉ từ các nhà máy nhiệt điện đốt than trong thi công móng mặt đường giao thông nông thôn⁽⁹⁶⁾, tiêu chuẩn quốc gia TCVN về xỉ phốt pho cho sản xuất xi măng và bê tông⁽⁹⁷⁾.
- (iii) Xây dựng cơ chế khuyến khích lắp đặt thiết bị khử cac-bon, công cụ thu hồi và lưu giữ carbon (CCS), đồng đốt biomass hoặc chuyển đổi nhiên liệu ít ô nhiễm hơn...
- (iv) Hỗ trợ các Tập đoàn tiếp cận nguồn tín dụng ưu đãi để có thể thực hiện các dự án đầu tư, nâng cấp các trang thiết bị hiện có của các NMNĐ nhằm đáp ứng các yêu cầu mới về bảo vệ môi trường.
- (v) Trên cơ sở Quy hoạch điện VIII, xem xét ban hành các văn bản quy định **(1)** lộ trình cụ thể với thời hạn rõ ràng từng NMNĐ phải thực hiện giảm dần sản lượng, **(ii)** cơ chế, thủ tục để các NMNĐ khi tiến hành giảm sản lượng, **(2)** cơ chế chuyển dịch các tổ máy phát điện chạy nền sang phát điện linh hoạt, **(3)** ngân sách để thực hiện lộ trình chuyển dịch nêu trên để các Tập đoàn có cơ sở pháp lý, lộ trình rõ ràng và biện pháp thực hiện.
- (vi) Nghiên cứu và xem xét ban hành cơ chế, chính sách về điều chỉnh giá bán điện phù hợp, đảm bảo hài hòa lợi ích của Nhà nước, các Tập đoàn, nhà đầu tư và người tiêu dùng và đáp ứng mục tiêu NZE.

⁹⁴ Quyết định số 500/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ ngày 15/05/2023 phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (gọi tắt là Quy hoạch điện VIII)

⁹⁵ Quy hoạch điện VIII, Điều 1, Phần III.1 (a)

⁹⁶ Tạp chí Công nghiệp tiêu dùng, *Xây dựng, ban hành tiêu chuẩn cơ sở về sử dụng tro, xỉ*, 2022 <http://www.congnghieptieudung.vn/xay-dung-ban-hanh-tieu-chuan-co-so-ve-su-dung-tro-xi-dt37997>; Tuổi trẻ, *Dùng tro, xỉ làm đường cao tốc được không?*, 2022, <https://tuoitre.vn/dung-tro-xi-lam-duong-cao-toc-duoc-khong-2022060308373791.htm>

⁹⁷ Tạp chí Tài chính, *Nghiên cứu xây dựng tiêu chuẩn xỉ phốt pho lò điện cho xi măng và bê tông*, 2023, <https://tapchitaichinh.vn/nguyen-cuu-xay-dung-tieu-chuan-xi-phot-pho-lo-dien-cho-xi-mang-va-be-tong.html>

Để phát triển năng lượng tái tạo và lưu trữ, các giải pháp sau cần xem xét để hỗ trợ các DNNN:

- (i) Xây dựng khung pháp lý thuận lợi: Thiết lập các quy định rõ ràng và toàn diện nhằm khuyến khích sự phát triển công nghệ lưu trữ và năng lượng tái tạo. Đặc biệt, sửa đổi, bổ sung Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 cho phù hợp với Quy hoạch điện VIII⁹⁸ nhằm đảm bảo tính nhất quán và đồng bộ trong các quy hoạch ngành năng lượng quốc gia.
- (ii) Rà soát và củng cố chiến lược đầu tư của các Tập đoàn trong lĩnh vực năng lượng tái tạo và dịch vụ phụ trợ (bao gồm Pin lưu trữ, Thủy điện tích năng, ICE) phù hợp với mục tiêu giảm phát thải. Đặc biệt, cần điều chỉnh Chiến lược phát triển ngành dầu khí, cho phép PVN đầu tư vào các lĩnh vực năng lượng mới, năng lượng tái tạo và đặc biệt là điện gió ngoài khơi và lưu trữ năng lượng. Như vậy, PVN có thể đa dạng hóa danh mục đầu tư và tham gia tích cực vào quá trình chuyển dịch sang các nguồn năng lượng sạch và bền vững.
- (iii) Xây dựng các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật (TCVN) cho các công trình NLTT như nhà máy điện gió, bao gồm Yêu cầu thiết kế tuabin gió, phương pháp đo và đánh giá tính năng của tuabin gió; khoảng cách giữa các farm và cột gió...)
- (iv) Ban hành (1) cơ chế mua điện từ các NMNĐ chuyển đổi thành nguồn phát NLTT nhằm khuyến khích đầu tư để thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng (2) cơ chế phát triển các hệ thống lưu trữ điện năng. Điều này đòi hỏi cần phải có các chính sách và quy định thúc đẩy sự phát triển và tích hợp công nghệ lưu trữ, đảm bảo hiệu quả sử dụng và quản lý tối ưu các nguồn năng lượng tái tạo (3) cơ chế giá đối với các dịch vụ phụ trợ khi hệ thống điện quốc gia có tỷ lệ nguồn điện từ NLTT phát triển mạnh theo mục tiêu Quy hoạch điện VIII⁹⁹. Cơ chế này nhằm đảm bảo có một khung giá công bằng và bền vững cho các loại hình dịch vụ phụ trợ, hỗ trợ tích hợp ổn định các nguồn năng lượng tái tạo trong hệ thống.
- (v) Hỗ trợ các Tập đoàn tiếp cận nguồn tín dụng ưu đãi thông qua các định chế tài chính mới, đặc biệt xem xét khả năng tiếp cận nguồn tài chính trong khuôn khổ cam kết đối tác chuyển dịch công bằng (JETP), giúp cho các Tập đoàn khơi thông nguồn đầu tư cho các dự án năng lượng tái tạo và chuyển dịch.

⁹⁸ Việc sửa đổi bổ sung tối thiểu gồm các nội dung về (i) thời gian thực hiện một số hoạt động của Chiến lược (như nghiên cứu phát triển nguồn điện gió ngoài khơi), (ii) Mở rộng đối tượng các đơn vị điện lực của PVN và TKV được đầu tư vào NLTT và lưu trữ năng lượng, (iii) Bổ sung các giải pháp trong nhóm chính sách về "Hỗ trợ tài chính cho phát triển và sử dụng năng lượng tái tạo" của Chiến lược, và (iv) một số nội dung của Chiến lược cũng cần được điều chỉnh cho phù hợp với Quy hoạch điện 8 nhằm tối ưu hoá vai trò của các Tập đoàn trong quá trình chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam

⁹⁹ Quy hoạch điện VIII, Điều 1, Phần II.2 (b): Phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo phục vụ sản xuất điện

6.2. Khuyến nghị cho EVN

6.2.1. Kỹ thuật

Dựa trên các kết quả phân tích, nhóm nghiên cứu đề xuất một số khuyến nghị sau đối với EVN:

Ngắn và trung hạn (2023 – 2030):

- Tăng hiệu quả vận hành của các nhà máy thủy điện hiện có:

Tiến hành nghiên cứu và cân nhắc triển khai Hệ thống hỗ trợ ra quyết định (DSS) để tối ưu hóa vận hành các nhà máy thủy điện liên hồ chứa theo thời gian thực. Giải pháp này giúp tăng tổng sản lượng điện của các nhà máy cũng như mang lại lợi ích cho nông nghiệp, môi trường và sinh kế của người dân vùng hạ du thông qua tối ưu quá việc sử dụng nguồn nước. Việc tối ưu hóa và tăng sản lượng điện phát từ các nhà máy thủy điện hiện có sẽ cung cấp một phần lượng điện năng thay thế cho sản lượng điện than giảm dần theo lộ trình giảm phát thải cũng như tăng độ linh hoạt của hệ thống khi tích hợp NLTT.

Việc tối ưu hóa việc sử dụng nguồn tài nguyên thủy điện hiện có và chuyển dịch cơ cấu năng lượng theo hướng bền vững, giảm phát thải khí nhà kính, góp phần đảm bảo nguồn cung năng lượng đáng tin cậy và bền vững.

- Tăng hiệu suất của các nhà máy điện than hiện có và cung cấp các dịch vụ phụ trợ:

Tăng hiệu suất giúp giảm tiêu thụ nhiên liệu đầu vào (than, dầu) và giảm phát thải trên một đơn vị điện sản xuất. Đối với các công nghệ truyền thống như lò than phun-PC và lò tầng sôi tuần hoàn-CFB, một số giải pháp bao gồm tăng hiệu suất cháy, giảm thất thoát do cháy không hoàn toàn, giảm thất thoát nhiệt, tận dụng nhiệt từ tro xỉ... Để nâng cao hiệu suất cháy, lò đốt cần được cải tiến và nâng cấp các thiết bị đốt như vòi phun, buồng đốt, tối ưu hóa khí động học trong buồng đốt... để đốt cháy than triệt để hơn và kiểm soát tích tụ xỉ trong lò đốt. Công nghệ vật liệu, thiết kế và vận hành tiên tiến giúp kéo dài tuổi thọ của thiết bị, góp phần tăng tính linh hoạt trong vận hành của nhà máy.

Cung cấp dịch vụ phụ trợ: khuyến khích một số nhà máy điện than để có thể cung cấp dịch vụ phụ trợ ổn định cho hệ thống điện, bao gồm điều chỉnh tần số, điện áp và công suất phản kháng, để hỗ trợ tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo và nâng cao độ tin cậy của hệ thống điện.

Việc thay đổi mô hình kinh doanh của NMDT từ chạy nền sang cung cấp dịch vụ phụ trợ đòi hỏi phải có kế hoạch tỉ mỉ, đầu tư và phối hợp giữa các bên liên quan. Trước khi triển khai, cần xác định các yếu tố cơ bản tạo nền tảng thuận lợi cho mô hình kinh doanh mới này, như (i) **Kỹ thuật:** Các NMDT có thể cần đầu tư vào công nghệ và cơ sở hạ tầng mới để

cung cấp các dịch vụ phụ trợ, như điều tần, hỗ trợ điện áp và điều khiển công suất phản kháng. Việc đảm bảo các NMĐT cung cấp được các dịch vụ này một cách đáng tin cậy và an toàn có thể yêu cầu đầu tư và chuyên môn kỹ thuật đáng kể; (ii) **Quy định:** Các khung quy định có thể cần được cập nhật để phù hợp với mô hình kinh doanh mới và đảm bảo rằng các NMĐT được chi trả phù hợp cho các dịch vụ phụ trợ mà họ cung cấp. Điều này có thể yêu cầu sự phối hợp giữa nhiều cơ quan quản lý và các bên liên quan; (iii) **Thị trường:** Thị trường cho các dịch vụ phụ trợ có thể phức tạp và cạnh tranh, và các NMĐT có thể cần phải cạnh tranh với các loại máy phát điện và công nghệ khác để cung cấp các dịch vụ này. Điều này có thể yêu cầu lập kế hoạch chiến lược và đầu tư để đảm bảo rằng các NMĐT có tính cạnh tranh trên thị trường; (iv) **Tài chính:** Quá trình chuyển dịch sang mô hình kinh doanh dịch vụ phụ trợ có thể yêu cầu một khoản đầu tư trả trước đáng kể và nhà máy có thể cần đảm bảo tài chính cho khoản đầu tư này. Sự không chắc chắn xung quanh dòng doanh thu và động lực thị trường cũng có thể gây ra rủi ro và thách thức tài chính.

- *Đánh giá chi tiết về cơ chế cho nhà máy nhiệt điện than “nghỉ hưu sớm”:*

Một số nguồn/cơ chế tài chính đã đề xuất hỗ trợ việc giảm phát thải thông qua đẩy sớm thời gian dừng vận hành của các nhà máy điện than như chương trình JETP hay Cơ chế Chuyển dịch Năng lượng ETM của Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB). Dự án *Tháo dỡ và tái sử dụng nhà máy điện than Komati vào mục đích khác tại Nam Phi* là một ví dụ về việc huy động tài chính từ JETP. Dự án trị giá 497 triệu USD này được tài trợ thông qua khoản vay 439,5 triệu USD từ Ngân hàng Thế giới (WB), 47,5 triệu USD vay ưu đãi từ quỹ CCEFCF của Canada, và 10 triệu USD hỗ trợ không hoàn lại từ chương trình ESMAP. Khoản tài trợ sẽ được sử dụng để (i) tháo dỡ nhà máy Komati có 10 tổ máy với tổng công suất 1 GW (chi phí 33,5 triệu USD); (ii) đầu tư vào điện gió, mặt trời và pin lưu trữ (chi phí 410 triệu USD) và tạo cơ hội việc làm/sinh kế cho người lao động và cộng đồng (chi phí 47,5 triệu USD).

EVN sở hữu một số nhà máy đã vận hành trên 30 năm như Ninh Bình (100 MW vận hành từ năm 1974), Phả Lại 1 (440 MW, vận hành từ năm 1986), có hiệu suất khá thấp (lần lượt là 20,13% và 24,17%¹⁰⁰) so với các nhà máy mới (hiệu suất đạt trên 30%). Các nhà máy này có thể cân nhắc khả năng áp dụng các cơ chế nói trên và có đánh giá chi tiết cụ thể chi phí và tác động đến nhà máy, người lao động, cộng đồng trong khu vực nhà máy cũng như lợi ích kinh tế, môi trường, xã hội có thể thu được.

Cơ chế nghỉ hưu sớm cho các NMĐT có những ưu thế và nhược điểm như:

¹⁰⁰ Thông tin thu thập từ các buổi làm việc trực tiếp với nhà máy của nhóm tư vấn trong tháng 10/2022



Giảm lượng khí thải carbon: Việc ngừng sử dụng các nhà máy sớm hơn tuổi thọ kinh tế, có thể giúp giảm lượng khí thải carbon và hỗ trợ quá trình chuyển dịch sang hệ thống năng lượng carbon thấp

Cải thiện chất lượng không khí: NMDT là một nguồn gây ô nhiễm không khí đáng kể và việc nghỉ hưu sớm có thể giúp cải thiện chất lượng không khí và sức khỏe cộng đồng.

Tăng cường đầu tư vào năng lượng tái tạo: Các NMDT ngừng hoạt động sớm có thể tạo cơ hội đầu tư vào các nguồn năng lượng tái tạo và đẩy nhanh quá trình chuyển dịch sang một hệ thống năng lượng bền vững hơn.

Tiết kiệm chi phí: Việc ngừng sử dụng sớm các NMDT cũ và kém hiệu quả hơn có thể giúp tiết kiệm chi phí cho người tiêu dùng năng lượng và giảm nhu cầu bảo trì và nâng cấp tốn kém.

Giảm việc làm: Các NMDT ngừng hoạt động sớm có thể dẫn đến mất việc làm trong ngành than và các ngành liên quan, điều này có thể gây ra những tác động kinh tế và xã hội đáng kể.

An ninh năng lượng: Việc ngừng sử dụng NMDT sớm có thể tạo ra mối lo ngại về an ninh năng lượng nếu không có đủ công suất thay thế hoặc nếu có sự gián đoạn trong việc cung cấp các nguồn năng lượng khác.

Tài sản mắc kẹt: Các NMDT ngừng hoạt động sớm có thể dẫn đến tài sản bị mắc kẹt và tổn thất tài chính cho các công ty năng lượng nếu họ không thể thu hồi toàn bộ giá trị đầu tư của mình.

Tác động kinh tế khu vực: Các nhà máy ngừng hoạt động sớm có thể có tác động đáng kể đến kinh tế khu vực, đặc biệt là ở những khu vực phụ thuộc nhiều vào ngành than.

- Đầu tư vào năng lượng tái tạo:

Theo mô phỏng kịch bản, nếu chọn giải pháp bù đắp toàn bộ cho sản lượng điện than bị sụt giảm bằng NLTT thì khối lượng đầu tư của EVN sẽ là rất lớn. Chẳng hạn trong KB_DD, khối lượng này sẽ là:

- 2023 – 2030: 4,3 GW điện mặt trời nổi + 0,7 GW điện mặt trời mặt đất + 2,3 GW điện gió trên bờ + 6,6 GW điện gió ngoài khơi.
- 2031 – 2050: 5,4 GW điện mặt trời nổi + 2,9 GW điện mặt trời mặt đất + 5,5 GW điện gió trên bờ + 1,8 GW điện gió ngoài khơi.

Khối lượng này tương đương với nhu cầu đầu tư khoảng 30 tỷ USD cho giai đoạn 2024 – 2030 và 24,1 tỷ USD cho giai đoạn 2031 - 2050. Tổng nhu cầu đầu tư cho cả hai giai đoạn hơn gấp gần 5,4 lần dư địa còn lại để vay nợ thêm của EVN (9,66 tỷ USD), vì vậy khả năng đáp ứng được tài chính cho khối lượng đầu tư này là rất khó khăn, đặc biệt là trong giai đoạn 2024 - 2030.

Do vậy, lộ trình đầu tư của EVN cần đặt ưu tiên vào các lĩnh vực EVN có ưu thế, chẳng hạn như điện mặt trời nổi. EVN sở hữu nhiều nhà máy thủy điện lớn, đặc biệt là các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, do vậy khả năng phát triển nhà máy *điện mặt trời nổi* trên các hồ chứa thủy điện là rất lớn. Tổng tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời nổi được xác định trong báo cáo thuyết minh Quy hoạch điện VIII lên đến 77 GW.

- Đầu tư nâng cấp mở rộng lưới điện truyền tải đáp ứng nhu cầu chuyển dịch năng lượng

Mô phỏng hai kịch bản trong giai đoạn 2023 – 2030 cho thấy tỷ trọng sản lượng điện từ các nguồn NLTT biến thiên sẽ tăng lên 28% trong KB_DD và 25% trong KB_AR vào năm

2030, tăng hơn gấp rưỡi so với mức 16,2% trong tháng 1/2023¹⁰¹. Theo kết quả mô hình hóa, để tích hợp NLTT biến thiên ở mức độ như trên thì việc đầu tư bổ sung cơ sở hạ tầng với khối lượng như sau sẽ đảm bảo được khả năng đáp ứng truyền tải của hệ thống.

Để đảm bảo khả năng đáp ứng truyền tải của hệ thống và tích hợp năng lượng tái tạo biến thiên, nhu cầu đầu tư cơ sở hạ tầng sau: (1) Nâng cấp và mở rộng lưới truyền tải: Bao gồm tăng công suất của các đường dây truyền tải hiện có, xây dựng mới đường truyền tải và nâng cấp cơ sở hạ tầng của lưới điện để đáp ứng lưu lượng điện tăng biến đổi từ nguồn năng lượng tái tạo; (2) Lưu trữ năng lượng: các công nghệ lưu trữ năng lượng như pin hoặc tích trữ thủy điện tích năng có thể giúp cân bằng sản lượng không liên tục từ các nguồn năng lượng tái tạo và đảm bảo cung cấp điện ổn định cho lưới điện; (3) Hệ thống điều chỉnh phụ tải: có thể giúp quản lý nguồn cung năng lượng bằng cách điều chỉnh mức tiêu thụ điện để đáp ứng với những thay đổi về nguồn cung; (4) Hệ thống điều khiển tiên tiến: Hệ thống điều khiển tiên tiến có thể giúp quản lý dòng điện trong lưới điện và duy trì sự ổn định và độ tin cậy của hệ thống.

Các khoản đầu tư cần thiết để đảm bảo nâng cao công suất lưới điện truyền tải, tăng tính linh hoạt để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo và hỗ trợ quá trình chuyển dịch sang hệ thống năng lượng các-bon thấp. Bảng dưới đây trình bày các khoản đầu tư ưu tiên cần thiết trong ngắn hạn:

No.	Tên	Vùng	Công suất hiện tại (MVA)	Công suất đề xuất (MVA)	Ghi chú	Giải thích
Đường dây truyền tải 220 kV						
1	Vũng Áng 3 - Formosa	Bắc Trung Bộ	300 x 1	300 x 2	Xây mới mạch 2	Xây mới đường dây thứ hai để truyền tải điện từ các nguồn địa phương
2	Bà Quẹo - Đầm Sen	Nam Bộ	200 x 2	300 x 2	Nâng cấp, xây mới	Tăng công suất để hấp thụ nguồn NLTT địa phương
3	Gia Viễn - Nho Quan	Bắc Bộ	184,8 x 2	300 x 2	Nâng cấp	Tăng công suất để hấp thụ nguồn NLTT địa phương
4	Hòa Bình - Xuân Mai	Bắc Bộ	184,8 x 1	184,8 x 2	Xây mới mạch 2	Xây mới đường dây thứ hai để truyền tải điện từ các nguồn địa phương

¹⁰¹ <https://moit.gov.vn/tin-tuc/bao-chi-voi-nguoi-dan/tinh-hinh-hoat-dong-thang-1-2023-va-muc-tieu-nhiem-vu-cong-tac-thang-2-2023-cua-evn.html>

No.	Tên	Vùng	Công suất hiện tại (MVA)	Công suất đề xuất (MVA)	Ghi chú	Giải thích
5	Thanh Xuân – Tây Hà Nội	Bắc Bộ	184,8 x 2	300 x 2	Nâng cấp	Tăng công suất để hấp thụ nguồn NLTT địa phương
6	Phú Lâm – Đầm Sen	Nam Bộ	374 x 2	400 x 2	Nâng cấp	Tăng công suất để hấp thụ nguồn NLTT địa phương
Trạm biến áp 220 kV						
1	Tân Yên	Bắc Bộ	500	750	Xây mới	Xây mới, nâng cấp để tiếp nhận điện gió ngoài khơi và BESS.
2	Phố Nối	Bắc Bộ	500	750	Xây mới	
3	Bá Thiện	Bắc Bộ	500	750	Xây mới	

Nguồn: Kết quả mô phỏng của VIETSE

- Đầu tư vào hệ thống lưu trữ cung cấp dịch vụ phụ trợ:

Theo QHĐ8, năng lượng tái tạo sẽ chiếm tới 39% sản lượng trong hệ thống điện vào năm 2030 hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Quy hoạch cũng chỉ ra tầm quan trọng của việc có dịch vụ linh hoạt trong hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao. Các giải pháp mang lại sự linh hoạt cần thiết bao gồm thủy điện tích năng, pin lưu trữ và nguồn khí linh hoạt dựa trên công nghệ ICE. Tuy nhiên, như đã phân tích trước đó, việc bù đắp hoàn toàn lượng điện than sụt giảm bằng năng lượng tái tạo trong trung hạn là không khả thi. Thay vào đó, EVN có thể đầu tư hệ thống lưu trữ năng lượng hoặc động cơ đốt trong (ICE) để cung cấp các dịch vụ phụ trợ cho hệ thống, tạo nguồn doanh thu thay thế bù đắp nguồn thu sụt giảm từ điện than trong các kịch bản giảm phát thải.

Kết quả mô hình hóa hai kịch bản cho thấy đến năm 2030 hệ thống điện sẽ cần 6 – 7 GW công suất lưu trữ để tích hợp được công suất NLTT bổ sung. Hiện EVN đang đầu tư dự án thủy điện tích năng Bắc Ái 1,2 GW, nhưng vẫn còn nhiều cơ hội đầu tư vào lưu trữ năng lượng do chi phí giảm của các công nghệ lưu trữ mới như pin quy mô lớn và hệ thống ICE. Để thiết lập thị trường dịch vụ phụ trợ cho hệ thống điện Việt Nam, có thể sử dụng các cơ chế định giá như thanh toán công suất, thanh toán năng lượng, thanh toán đáp ứng tần số, thanh toán dự phòng và thanh toán tắc nghẽn. Các cơ chế này khuyến khích các nhà máy điện hoặc cơ sở lưu trữ cung cấp các dịch vụ cần thiết để duy trì sự ổn định và độ tin cậy của hệ thống điện.

Dài hạn (2031 – 2050):

- Tiếp tục đầu tư nâng cấp cơ sở hạ tầng truyền tải và phân phối và áp dụng các giải pháp tiên tiến để tăng khả năng vận hành ổn định và linh hoạt của hệ thống trong điều kiện tỷ lệ NLTT biến thiên cao

Trong hai kịch bản đề xuất, giai đoạn 2031 – 2050 là giai đoạn tăng tốc đầu tư vào năng lượng tái tạo. Tỷ trọng sản lượng điện từ NLTT (gồm thủy điện) tăng nhanh từ mức 52% vào năm 2030 đến 74% vào năm 2050 trong KB_DD và từ 40% lên 74% trong KB_AR. Trong đó, tỷ trọng các nguồn biến thiên là 24% vào năm 2030 và 47% vào năm 2050 trong KB_DD là 12% trong năm 2030 và 46% trong năm 2050.

Nhu cầu đầu tư cho cơ sở hạ tầng lưới điện cũng sẽ tăng tương ứng với sự phát triển của NLTT và tỷ trọng NLTT trong hệ thống. Ngoài việc củng cố và tăng cường cơ sở hạ tầng, các giải pháp công nghệ tiên tiến cũng cần được nghiên cứu và ứng dụng, chẳng hạn như các công nghệ số (ví dụ, công nghệ nhà máy điện ảo giúp tập hợp các nhà máy điện NLTT nhỏ trên một nền tảng số trở thành nguồn lớn có khả năng điều độ và có thể tham gia thị trường điện).

Các giải pháp công nghệ tiên tiến khác có thể áp dụng để tăng cường khả năng vận hành ổn định và linh hoạt của hệ thống điện bao gồm các hệ thống điều chỉnh phụ tải tiên tiến, công nghệ lưới điện thông minh, phân tích dự báo và học máy cũng như các giải pháp lưới điện siêu nhỏ. ESS có thể lưu trữ năng lượng dư thừa được tạo ra trong giai đoạn nhu cầu thấp và cung cấp năng lượng đó trong giai đoạn có nhu cầu cao, trong khi các hệ thống điều chỉnh phụ tải có thể thay đổi mức tiêu thụ năng lượng để đáp ứng với những thay đổi về cung và cầu. Các công nghệ lưới điện thông minh có thể tối ưu hóa hoạt động của hệ thống điện và cải thiện độ ổn định của lưới điện, đồng thời có thể sử dụng phân tích dự đoán và học máy để dự báo nhu cầu và sản xuất năng lượng. Các giải pháp lưới điện siêu nhỏ có thể cung cấp các giải pháp lưu trữ và phát điện cục bộ, hoạt động độc lập với lưới điện chính, tăng khả năng phục hồi và tính linh hoạt của hệ thống điện.

EVN có thể chủ động nâng cao khả năng vận hành ổn định và linh hoạt của hệ thống điện trong bối cảnh tỷ trọng năng lượng tái tạo biến động cao bằng cách triển khai các giải pháp công nghệ tiên tiến này. Điều này cũng có thể giúp EVN giữ vững vị thế trên thị trường và tạo ra nguồn doanh thu phù hợp với chiến lược kinh doanh dài hạn của công ty.

6.2.2. Pháp lý

Trước quá trình chuyển đổi năng lượng đang diễn ra, cam kết của Việt Nam đạt mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 tại COP26 và tuyên bố của JETP, EVN xem xét rà soát các nhiệm vụ đặt ra cho EVN đến 2025 tại “Chiến lược phát triển Tập đoàn Điện lực Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045” (“Chiến lược 538”). Điều này đòi hỏi phải xem xét và đánh giá toàn diện tình hình

hiện tại để xây dựng chiến lược kinh doanh phù hợp với Quy hoạch điện 8 và các xu hướng phát triển trên thị trường năng lượng toàn cầu.

Ngoài ra, EVN cần xây dựng các kế hoạch cụ thể cho danh mục đầu tư, dịch vụ có tiềm năng giảm phát thải, cũng như xác định số lượng tín chỉ carbon có thể thu được từ các nhà máy thủy điện và năng lượng tái tạo. EVN cần hiểu được khả năng của doanh nghiệp là rất quan trọng để phát triển một chiến lược nâng cao vị thế trên thị trường thị trường.

6.3. Khuyến nghị cho PVN

6.3.1. Kỹ thuật

Ngắn và trung hạn (2023 – 2030):

- Tham gia đầu tư các dự án điện gió ngoài khơi và hát triển chuỗi cung ứng cho điện gió ngoài khơi:

PVN có thể nghiên cứu kinh nghiệm chuyển dịch của các tập đoàn dầu khí lớn trên thế giới đã và đang thực hiện quá trình chuyển dịch và tái định hướng mô hình kinh doanh để thích ứng với bối cảnh chuyển dịch năng lượng. Với năng lực tài chính và kỹ thuật của mình, PVN có tiềm năng lớn trong việc đầu tư và tham gia đầu tư vào các dự án điện gió ngoài khơi thường đòi hỏi mức đầu tư lớn và hàm lượng kỹ thuật cao về thi công, xây lắp, vận hành và bảo dưỡng. PVN có thể phối hợp cùng các đối tác quốc tế có uy tín, kinh nghiệm và có năng lực tài chính để hình thành các Consortium phát triển dự án điện gió ngoài khơi tại Việt Nam.

PVN có thể khai thác và phát triển năng lực về công nghệ ngoài khơi hiện có của tập đoàn và các công ty thành viên, liên kết để tham gia đầu tư và phát triển chuỗi cung ứng cho điện gió ngoài khơi như:

- Tổng công ty Cổ phần Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam-PTSC là nhà thầu hàng đầu về công nghệ ngoài khơi tại Việt Nam với năng lực EPCIC (Kỹ thuật, mua sắm, xây dựng, vận chuyển và lắp đặt, vận hành) và đã có một số kinh nghiệm trong lĩnh vực điện gió cũng như thắng thầu quốc tế cho các dự án ngoài khơi ở các quốc gia khác. PTSC cũng có cảng và cơ sở cung ứng để lắp ráp các cấu kiện siêu trường siêu trọng, xử lý hàng hóa, vận chuyển và tàu hỗ trợ ngoài khơi. Cảng của PTSC được đánh giá là một trong 4 cảng có năng lực tốt nhất để phát triển cho chuỗi cung ứng cho điện gió ngoài khơi¹⁰².

¹⁰² MTBS, VIETSE. 2021. Requirements harbour and infrastructure OWE Vietnam.

- Tổng công ty cổ phần Khoan và Dịch vụ khoan Dầu khí (PVD) có năng lực thi công và cung cấp dịch vụ cho các công trình ngoài khơi. Ngoài ra PVD còn có năng lực cung cấp nhân sự cho các công trình biển với công ty con là PVD Training chuyên đào nhân lực trong ngành dầu khí, cung cấp chứng chỉ an toàn đi biển, chứng chỉ kỹ thuật trong hoạt động dầu khí trên biển và các chứng chỉ quốc tế.
- Tổng công ty Cổ phần Vận tải Dầu khí (PVTrans) có năng lực cung cấp dịch vụ vận tải hàng hải và logistic.

Kết hợp chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi với chuỗi sản xuất hydrogen xanh cung cấp cho các lĩnh vực khó điện khí hóa. Hydrogen được xem là một thành tố quan trọng trong quá trình khử carbon. Dựa trên phân tích về kinh nghiệm quốc tế, hiệu quả sử dụng năng lượng, mức độ sẵn sàng về công nghệ và khả năng cung ứng, tiềm năng hydrogen xanh (sản xuất từ năng lượng tái tạo) trong xây dựng nền kinh tế phát thải thấp của Việt Nam được xác định¹⁰³ bao gồm:

- Trong công nghiệp: sử dụng hydrogen xanh trong lĩnh vực sản xuất thép, xi măng và dần thay thế hydrogen xám hiện đang được sử dụng trong các nhà máy lọc dầu, phân bón, công nghiệp hóa chất.
- Trong lĩnh vực giao thông: sử dụng hydrogen xanh làm nhiên liệu cho xe khách, xe tải đường dài, đường sắt, vận tải biển và hàng không.
- Trong ngành điện: sử dụng hydrogen xanh cho nguồn linh hoạt và lưu trữ.
- Sản xuất hydrogen xanh để xuất khẩu.

Sản xuất hydrogen xanh trực tiếp từ điện gió ngoài khơi được đánh giá là hiệu quả kinh tế hơn so với sử dụng điện lưới một phần do giảm chi phí truyền tải. Kết hợp chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi với sản xuất hydrogen xanh giúp hình thành hub sản xuất và cung ứng năng lượng sạch. Hydrogen sản xuất từ điện gió ngoài khơi có thể được vận chuyển một phần thông qua các đường ống dẫn khí hiện có khi mở khí dần cận kề hoặc có thể cung cấp trực tiếp cho xuất khẩu.

Dài hạn (2031 - 2050):

- Nghiên cứu áp dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon (CCUS)

PVN hiện đang sở hữu hai NMDT đang vận hành là Vũng Áng 1 (1,2 GW COD năm 2013) và Sông Hậu (1,2 GW COD năm 2022). NMDT Thái Bình 2 (1,2 GW) sắp hoàn thành và dự án NMDT Long Phú (1,2 GW) đang triển khai. Như vậy các nhà máy của PVN sẽ có thời điểm kết thúc tuổi thọ kinh tế muộn (Vũng Áng 1 sau năm 2043 và 3 nhà máy còn lại sau năm

¹⁰³ Vietnam Initiative for Energy Transition. 2023. Options for green hydrogen development in Vietnam. Vietnam Initiative for Energy Transition.

2050). Ngoài ra, PVN cũng sở hữu 2,8 GW điện khí đang vận hành và dự kiến phát triển thêm 4,5 GW điện khí và LNG trong giai đoạn từ nay đến 2035. Các nhà máy này cũng sẽ vẫn là nguồn phát thải.

Công nghệ CCUS được đánh giá là chưa khả thi về mặt kinh tế ở Việt Nam trước năm 2035, tuy nhiên trong dài hạn CCUS cũng sẽ là một lựa chọn đóng góp vào giảm phát thải không chỉ cho hệ thống điện mà còn cho các ngành công nghiệp có đường độ carbon cao và khó giảm phát thải.

PVN có một số thế mạnh trong nghiên cứu và ứng dụng công nghệ CCUS. Với hơn 60 năm kinh nghiệm trong lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, PVN có nền tảng về dữ liệu địa chất liên quan đến các mỏ, thuận lợi cho việc đánh giá tiềm năng lưu trữ. PVN đã có nghiên cứu tiền khả thi dự án dùng khí CO₂ bơm xuống giếng dầu để tăng thu hồi dầu tại mỏ Rạng Đông từ năm 2007 cùng JX Nhật Bản⁽¹⁰⁴⁾. Đơn vị thành viên của PVN là VietsovPetro cũng đã có kinh nghiệm từ nghiên cứu tiền khả thi dự án thu hồi CO₂ từ cụm nhà máy điện Phú Mỹ để tăng thu hồi dầu tại mỏ Bạch Hổ hợp tác cùng Mitsubishi Heavy Industry và Marubeni Corporation từ năm 2005⁽¹⁰⁵⁾. Mặc dù không được triển khai do chưa hiệu quả về kinh tế vào thời điểm xây dựng dự án và không nhận được hỗ trợ từ cơ chế CDM nhưng nghiên cứu cũng đã mang lại những kinh nghiệm ban đầu về thiết kế và triển khai công nghệ CCUS tại Việt Nam.

6.3.2. Pháp lý

PVN đề xuất các cấp thẩm quyền có liên quan về việc xem xét sửa đổi, bổ sung Nghị quyết số 41-NQ/TW để PVN có thể được đầu tư tư phát triển năng lượng biển bao gồm đầu tư khai thác các nguồn năng lượng mới như điện gió ngoài khơi, hydrogen và lưu trữ năng lượng.

6.4. Khuyến nghị cho TKV

6.4.1. Kỹ thuật

Ngắn và trung hạn (2023 – 2030):

- Nghiên cứu áp dụng công nghệ đồng đốt sinh khối với than tại một số nhà máy của tập đoàn

TKV hiện có 7 NMT đang vận hành với tổng công suất 1,6 GW. Các nhà máy này đều sử dụng công nghệ lò tầng sôi tuần hoàn CFB để tận dụng than chất lượng thấp từ các mỏ

¹⁰⁴ Yohei Kawahara and Atsushi Hatakeyama. 2016. Offshore CO₂-EOR Pilot Project in Vietnam.

¹⁰⁵ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/pnm/byref/NM0167>

của TKV cho phát điện. Lò CFB có khả năng vận hành linh hoạt hơn xét về nhiên liệu đốt so với lò than phun¹⁰⁶, do vậy việc đồng đốt sinh khối sẽ thuận lợi hơn và có thể đồng đốt với tỉ lệ sinh khối cao hơn so với lò than phun mà không cần cải tạo nhiều. Ngoài ra, nếu có thể tận dụng nguồn phụ phẩm nông nghiệp không được thu gom mà đang xử lý bằng cách đốt tự do để đồng đốt thì lợi ích chính mang lại sẽ là giải pháp giảm ô nhiễm không khí. Tuy nhiên, khi áp dụng công nghệ này cần lưu ý các khía cạnh sau:

○ *Kỹ thuật*

- Trữ lượng sinh khối thường rải rác và có tính mùa vụ → khó khăn trong thu thập và thiết lập chuỗi cung ứng
- Mật độ khối thấp → khó khăn trong vận chuyển và lưu trữ → tăng chi phí
- Các vấn đề về bám xỉ, cặn và ăn mòn thiết bị → rút ngắn tuổi thọ thiết bị và tăng chi phí bảo trì
- Vấn đề an toàn (nguy cơ cháy nổ, tự cháy trong kho...)

Để tối ưu hóa đồng đốt sinh khối và giảm hư hỏng thiết bị, có thể cân nhắc một số biện pháp, bao gồm sử dụng sinh khối chất lượng cao với hàm lượng kiềm và clo thấp, tối ưu hóa điều kiện đốt để giảm thiểu sự hình thành xỉ và cặn, sử dụng phụ gia để giảm nguy cơ tắc nghẽn, áp dụng các lớp phủ chống ăn mòn trên bề mặt thiết bị, làm sạch thiết bị thường xuyên để loại bỏ xỉ và cặn tích tụ, đồng thời thực hiện chương trình bảo trì toàn diện để đảm bảo thiết bị được kiểm tra và sửa chữa thường xuyên khi cần thiết.

○ *Kinh tế*

- Chi phí sinh khối: Chi phí sinh khối có thể khác nhau tùy thuộc vào loại, mức độ sẵn có và vị trí của nó. Trong một số trường hợp, nó có thể đắt hơn các nguồn nhiên liệu khác, chẳng hạn như than đá hoặc khí đốt tự nhiên.
- Cạnh tranh về sử dụng sinh khối cho các mục đích khác (sản xuất viên nén xuất khẩu, thức ăn gia súc, chất độn chuồng...) có thể hạn chế khả năng cung cấp và tăng chi phí sử dụng trong đồng đốt sinh khối trong các nhà máy điện CFB.
- Chi phí cơ sở hạ tầng và chuỗi cung ứng: Cơ sở hạ tầng và chuỗi cung ứng để thu thập, vận chuyển và lưu trữ sinh khối có thể tốn kém để phát triển và duy trì.
- Chi phí trang bị thêm: Trang bị thêm cho các nhà máy điện than để cho phép đồng đốt sinh khối có thể tốn kém, đặc biệt đối với các nhà máy cũ có thể yêu cầu nâng cấp đáng kể.

¹⁰⁶ Frank Leuschke, Damian Goral, Heike Hünchen. 2018. Aspects of biomass co-firing for utility-sized CFB boilers, Copenhagen, Denmark.

- Hỗ trợ về quy định và chính sách: Khả năng kinh tế của đồng đốt sinh khối có thể phụ thuộc vào hỗ trợ về quy định và chính sách, chẳng hạn như trợ cấp hoặc ưu đãi thuế.
- Cạnh tranh thị trường: Việc sử dụng sinh khối cho các mục đích khác, chẳng hạn như sản xuất viên nén để xuất khẩu hoặc thức ăn chăn nuôi, có thể dẫn đến cạnh tranh của sinh khối và giá sinh khối cao hơn được sử dụng cho đồng đốt.
- Cơ hội doanh thu: Đồng đốt sinh khối có thể mang lại cơ hội doanh thu, chẳng hạn như tín dụng carbon hoặc chứng chỉ năng lượng tái tạo, có thể bù đắp chi phí sinh khối.
- Kinh nghiệm quốc tế cho thấy tính khả thi về mặt kinh tế của công nghệ đồng đốt phụ thuộc vào các chính sách hỗ trợ.

Dài hạn (2031 – 2050):

Nghiên cứu chiến lược quốc gia để sử dụng hiệu quả tài sản từ các nhà máy nhiệt điện than và mỏ than ngừng hoạt động. Điều này liên quan đến việc tích cực phát triển các kế hoạch hành động cụ thể để chuyển đổi các NMĐT thành các dự án năng lượng tái tạo mới hoặc cho các mục đích kinh tế khác. Các chiến lược tiềm năng như:

- Xác định các nguồn năng lượng tái tạo mới: Tiến hành nghiên cứu để xác định các dự án năng lượng tái tạo mới có thể được phát triển bằng cách sử dụng tài sản từ các nhà máy nhiệt điện than và mỏ than đã ngừng hoạt động. Ví dụ, chuyển đổi một nhà máy nhiệt điện than thành nhà máy đồng đốt sinh khối hoặc nhà máy đốt rác, hoặc phát triển nhà máy năng lượng mặt trời hoặc gió trên đất của một mỏ than đã ngừng hoạt động.
- Tái sử dụng tài sản cho các mục đích kinh tế khác: Xác định các mục đích sử dụng kinh tế khác cho các nhà máy nhiệt điện than và mỏ than đã ngừng hoạt động. Ví dụ, chuyển đổi nhà máy nhiệt điện than thành khu công nghiệp hoặc trung tâm dữ liệu, hoặc phát triển các cơ sở giải trí trên đất của một mỏ than đã ngừng hoạt động.
- Hợp tác và đối tác: Phối hợp làm việc với chính phủ, ngành công nghiệp và cộng đồng địa phương để phát triển và thực hiện các chiến lược sử dụng hiệu quả tài sản từ các nhà máy nhiệt điện than và mỏ than đã ngừng hoạt động.
- Đổi mới và nghiên cứu: Nghiên cứu và phát triển các công nghệ mới, chẳng hạn như thu hồi và lưu trữ carbon hoặc lưu trữ năng lượng tiên tiến, để làm cho các nhà máy nhiệt điện than và mỏ than ngừng hoạt động trở nên khả thi về mặt kinh tế đối với các dự án năng lượng mới và năng lượng tái tạo.
- Yêu cầu quy định: Đảm bảo tuân thủ các yêu cầu quy định, chẳng hạn như giấy phép môi trường và các quy hoạch không gian, khi phát triển các dự án năng lượng

tái tạo mới hoặc các mục đích sử dụng kinh tế khác cho các nhà máy nhiệt điện than và mỏ than đã ngừng hoạt động.

- Khả thi về kinh tế: Đảm bảo rằng các dự án năng lượng tái tạo mới hoặc các mục đích sử dụng kinh tế khác đối với các nhà máy nhiệt điện than và mỏ than đã ngừng hoạt động khả thi về mặt kinh tế, bao gồm đánh giá chi phí chuyển đổi hoặc tái sử dụng, tính sẵn có và chi phí của nhiên liệu thay thế cũng như doanh thu tiềm năng từ dự án mới.

Nhìn chung, chiến lược quốc gia về sử dụng hiệu quả tài sản từ các nhà máy nhiệt điện than và mỏ than đã ngừng hoạt động cần xem xét đồng bộ các danh mục tiềm năng nói trên và cần có sự hợp tác giữa chính phủ, ngành công nghiệp và cộng đồng địa phương.

6.4.2. Pháp lý

VINACOMIN cần đảm bảo rằng chiến lược phát triển ngành than của họ vừa có lợi nhuận vừa bền vững với môi trường. Điều này sẽ giúp họ đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng ở Việt Nam, đồng thời đóng góp vào nỗ lực giảm phát thải khí nhà kính và giảm thiểu biến đổi khí hậu quốc gia. Để làm được điều đó, VINACOMIN cần xem xét các chiến lược sau:

- Đa dạng hóa danh mục đầu tư: VINACOMIN có thể xem xét đa dạng hóa danh mục đầu tư và phát triển các nguồn năng lượng mới và tái tạo như năng lượng mặt trời, gió và sinh khối. Điều này có thể giúp giảm sự phụ thuộc vào than đá đồng thời góp phần thực hiện mục tiêu quốc gia về giảm phát thải khí nhà kính.
- Thực hiện các công nghệ than sạch: Về lâu dài, xem xét việc phát triển các công nghệ than sạch như thu hồi và lưu trữ carbon (CCS), VINACOMIN có thể xem xét các lựa chọn để giảm lượng khí thải carbon. Việc triển khai CCS có thể giúp giảm thiểu phát thải từ các nhà máy nhiệt điện than, cho phép VINACOMIN hưởng lợi từ việc sử dụng than đồng thời thúc đẩy tính bền vững của môi trường.
- Nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng: VINACOMIN có thể cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng trong các hoạt động của mình bằng cách đầu tư vào công nghệ mới. Điều này có thể giúp giảm mức tiêu thụ năng lượng và chi phí vận hành đồng thời giảm lượng khí thải carbon.
- Gắn kết với các bên liên quan: VINACOMIN có thể gắn kết với các bên liên quan như cộng đồng địa phương và các cơ quan chính phủ để hiểu mối quan tâm và quan điểm của họ về tác động môi trường của việc khai thác than và sản xuất điện. Điều này có thể giúp xây dựng niềm tin và hỗ trợ cho các hoạt động của VINACOMIN và đảm bảo rằng chiến lược phát triển của họ là bền vững với môi trường.

- Áp dụng các biện pháp khai thác bền vững: VINACOMIN có thể áp dụng các biện pháp khai thác bền vững như trồng rừng, phục hồi đất và quản lý nước để giảm thiểu tác động môi trường của các hoạt động khai thác của họ. Điều này cũng có thể giúp cải thiện uy tín xã hội của họ để hoạt động và giảm rủi ro về trách nhiệm pháp lý môi trường.

6.5. Khuyến nghị tài chính chung cho ba Tập đoàn

Trong lĩnh vực tìm kiếm nguồn tài trợ cho các dự án nhằm chuyển dịch các nhà máy điện than, các tập đoàn (EVN, Vinacomin và PVN) nên thực hiện các hành động sau:

- Các tập đoàn cần xây dựng kế hoạch và lộ trình chuyển dịch năng lượng chi tiết, bao gồm cơ cấu mục tiêu giảm phát thải, kế hoạch đầu tư và cơ chế tài chính để thực hiện lộ trình và kế hoạch chuyển dịch.
- Dựa trên kịch bản đã chọn, mỗi DNNN cần xây dựng kế hoạch và lộ trình toàn diện cho hoạt động kinh doanh của mình, cân nhắc kỹ lưỡng việc giảm dần và loại bỏ NMDT.
- Các tập đoàn cần báo cáo cơ quan quản lý phê duyệt lộ trình và kế hoạch đầu tư làm cơ sở thực hiện (phê duyệt của hội đồng quản trị của từng tập đoàn, và sau đó là phê duyệt của cơ quan quản lý tương ứng khi cần thiết).
- EVN, TKV và PVN phải xây dựng các kế hoạch đầu tư cụ thể cho các dự án chuyển tiếp cụ thể, chẳng hạn như giảm dần và loại bỏ dần các CFPP ban đầu từ năm 2025 đến năm 2030. Các kế hoạch này cần được trình bày cho các nhà tài trợ tiềm năng.
- Lộ trình chuyển dịch năng lượng của các tập đoàn cần được chia sẻ rộng rãi với các nhà tài trợ tiềm năng, các ngân hàng phát triển, các quỹ đầu tư và Ban thư ký JETP (có khả năng được thành lập vào tháng 4 năm 2023), ADB (chương trình nghỉ hưu sớm của NMDT...).
- Các tập đoàn xem xét tiến hành xây dựng phương án tài chính nhằm triển khai thí điểm việc cho nhà máy nhiệt điện nghỉ hưu sớm theo các cơ chế mới (ví dụ: tài trợ theo cơ chế JETP, hoặc Cơ chế Đối tác ETM Đông Nam Á của ADB, CIF), hoặc với một nhà tài trợ (nhà nước hoặc tư nhân, trong nước hoặc quốc tế).
- Các tập đoàn cần đẩy mạnh huy động hỗ trợ kỹ thuật từ các cơ quan quốc tế để hỗ trợ trong tất cả các bước chuẩn bị đầu tư, đầu tư và sau đầu tư cho các dự án phát triển nguồn điện và cơ sở hạ tầng.

7. Danh mục hỗ trợ kỹ thuật

Từ nghiên cứu này, Nhóm Tư vấn đã tổng hợp các nhu cầu hỗ trợ kỹ thuật cần thiết để CMSC và ba Tập đoàn có thể thực thi quá trình chuyển dịch năng lượng trong ngành điện phù hợp với cam kết khí hậu của Việt Nam như sau:

Về kỹ thuật

- (1) Hỗ trợ xây dựng kế hoạch và lộ trình chuyển dịch năng lượng của từng tập đoàn.
- (2) Hỗ trợ xây dựng phương án tài chính, phương án đầu tư theo lộ trình chuyển dịch năng lượng của từng tập đoàn.
- (3) Hỗ trợ kiểm toán năng lượng cho từng nhà máy nhiệt điện than và đề xuất giải pháp nâng cao hiệu suất vận hành nhà máy nhiệt điện. Bao gồm nhưng không giới hạn các vấn đề: tối ưu hoá quá trình cháy thông qua việc giảm kích cỡ hạt than sau quá trình nghiền, tối ưu hoá lưu lượng than đến vòi đốt, ứng dụng hệ thống đo lường chính xác nhằm kiểm soát lưu lượng không khí cháy, theo dõi khí Oxygen, CO và các dạng khí thải khác...
- (4) Nghiên cứu đề xuất giải pháp gia tăng độ linh hoạt vận hành nhà máy nhiệt điện (bao gồm nhưng không giới hạn bởi các giải pháp kỹ thuật như: giảm mức tải tối thiểu, giảm thời gian khởi động, tăng tốc độ thay đổi tải, ...)
- (5) Nghiên cứu đề xuất lộ trình chuyển đổi nhiên liệu cho các nhà máy nhiệt điện.
- (6) Nghiên cứu đề xuất giải pháp kỹ thuật, cơ chế và chính sách ứng dụng hệ thống thu hồi và lưu trữ carbon.
- (7) Hỗ trợ kỹ thuật xây dựng báo cáo tiền khả thi thí điểm áp dụng cơ chế nghỉ hưu sớm nhà máy nhiệt điện.
- (8) Hỗ trợ xây dựng Hướng dẫn kỹ thuật, trình tự, thủ tục thực hiện dự án phát triển hệ thống điện mặt trời tiêu thụ tại chỗ.
- (9) Nghiên cứu đề xuất phương pháp kỹ thuật đấu thầu, đấu giá lựa chọn nhà đầu tư phát triển dự án lưới điện truyền tải.
- (10) Nghiên cứu và đề xuất phương pháp tính giá điện cho các nguồn thủy điện tích năng, điện mặt trời kết hợp BESS, dịch vụ phụ trợ, dịch vụ đáp ứng tần số nhanh, dịch vụ truyền tải.
- (11) Nghiên cứu và đề xuất giải pháp tài chính và kỹ thuật nhằm hỗ trợ phát triển công nghệ lưu trữ ESS.
- (12) Nghiên cứu đánh giá tác động của các chính sách khí hậu trong tương lai (thị trường carbon, thuế carbon...) đối với tình hình tài chính của các Tập đoàn.

- (13) Nghiên cứu đánh giá cơ chế ưu tiên các công ty sở hữu NMNĐ than đầu tư vào năng lượng tái tạo, đặc biệt là ở miền Bắc, nhằm giải quyết nguy cơ thiếu điện ở khu vực này.
- (14) Nghiên cứu và đề xuất giải pháp phát triển nguồn nhân lực cho ngành năng lượng nhằm triển khai cam kết JETP và NZE
- (15) Thiết kế và triển khai chương trình đào tạo đáp ứng nguồn nhân lực, bao gồm chuyển đổi nghề phục vụ quá trình chuyển dịch năng lượng.

Về tài chính

- (1) Hỗ trợ đào tạo nguồn nhân lực về cơ chế tài chính quốc tế để hỗ trợ quá trình chuyển dịch từ nhiệt điện than sang năng lượng xanh (cơ chế JETP, Cơ chế Đối tác ETM Đông Nam Á của ADB, CIF, các ngân hàng).
- (2) Hỗ trợ xây dựng các đề xuất cụ thể để tài trợ cho các dự án theo kế hoạch chuyển dịch NMĐT đã được phê duyệt của từng tập đoàn.
- (3) Hỗ trợ thiết lập, xây dựng thỏa thuận tài trợ giữa các tập đoàn và nhà tài trợ.
- (4) Thiết lập hệ thống theo dõi và giám sát (M&E) (để giám sát kết quả tài chính từ các dự án đang triển khai).
- (5) Hỗ trợ kỹ thuật cho cải cách quy định nhằm hỗ trợ nỗ lực của các tập đoàn trong việc chuyển dịch từ nhiệt điện than sang NLTT (đặc biệt là cho Ủy ban Quản lý vốn nhà nước và các bộ liên quan).
- (6) Hỗ trợ kỹ thuật để cải cách quy định/ra quyết định chính sách nhằm hỗ trợ nỗ lực của các doanh nghiệp nhà nước được phép đầu tư vào các dự án năng lượng tái tạo để thay thế sản lượng bị mất do cắt giảm dần và cắt giảm dần NMĐT theo ba kịch bản, để đầu tư vào dự trữ năng lượng tái tạo, v.v.
- (7) Hỗ trợ trong công tác truyền thông, chia sẻ kinh nghiệm tốt, thực tiễn tốt từ quá trình tìm kiếm và tài trợ thực hiện chuyển dịch của các nhà máy điện than thuộc ba tập đoàn đến các doanh nghiệp, ngân hàng, các nhà tài trợ, cơ quan, bộ ngành khác tại Việt Nam và trên các diễn đàn quốc tế.

Về pháp lý

CSMC cần:

- (1) Xây dựng và trình Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ chiến lược tổng thể đầu tư phát triển doanh nghiệp của 03 Tập đoàn⁽¹⁰⁷⁾ trên cơ sở **(i)** các kịch bản KB_AR, KB_DD, **(ii)** Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 và kế hoạch sửa đổi, bổ sung các quy định pháp luật, **(iii)** tiếp thu các vướng mắc của các Tập đoàn và ý kiến, phê duyệt của các cơ quan có thẩm quyền trong việc mở rộng các

¹⁰⁷ Nghị định số 131/2018/NĐ-CP, Điều 4, khoản 1

chức năng, phạm vi kinh doanh của các Tập đoàn phục vụ cho quá trình chuyển dịch năng lượng của Việt Nam.

- (2) Chủ trì, phối hợp với Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính và các cơ quan có liên quan trình Thủ tướng Chính phủ quyết định vấn đề tổ chức lại, chuyển đổi sở hữu trong các Tập đoàn nếu các vấn đề này phát sinh trong quá trình thực hiện các kịch bản KB_AR, KB_DD⁽¹⁰⁸⁾;
- (3) Chủ trì, phối hợp với Bộ Tài chính trình Thủ tướng Chính phủ quyết định điều chỉnh vốn điều lệ của các Tập đoàn nếu các vấn đề này phát sinh trong quá trình thực hiện các kịch bản KB_AR, KB_DD⁽¹⁰⁹⁾;
- (4) Chủ trì, phối hợp với Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Tài chính và các cơ quan có liên quan trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt chiến lược, kế hoạch đầu tư phát triển và kế hoạch sản xuất, kinh doanh 05 năm của các Tập đoàn⁽¹¹⁰⁾, trong đó các chiến lược, kế hoạch này được xây dựng trên cơ sở **(i)** các kịch bản KB_AR, KB_DD, **((ii))** ý kiến, phê duyệt của các cơ quan có thẩm quyền trong việc cắt giảm sản lượng than tại các NMNĐ cũng như mở rộng các phạm vi đầu tư kinh doanh của các Tập đoàn vào lĩnh vực năng lượng tái tạo, lưu trữ năng lượng.
- (5) Nghiên cứu xây dựng một tài liệu hướng dẫn nội bộ về nội dung đánh giá về pháp lý và đề xuất phương án giảm thiểu rủi ro khi thực hiện các kịch bản chuyển đổi. Cách tiếp cận chủ động này sẽ trang bị cho các DNNN hiểu biết toàn diện về ý nghĩa pháp lý và những thách thức tiềm ẩn trong quá trình thực hiện các kịch bản chuyển đổi. Ngoài ra việc xây dựng kế hoạch giảm thiểu rủi ro để đảm bảo quá trình chuyển đổi năng lượng diễn ra suôn sẻ và thành công. Như phân tích đánh giá pháp lý và quản lý rủi ro, các SOE có thể nâng cao khả năng sẵn sàng của mình và mở đường phát triển các công nghệ tiên tiến.

Các Tập đoàn cần: Tổ chức nghiên cứu, rà soát các quy định pháp lý để thực hiện được mục tiêu cắt giảm điện than dựa trên các kịch bản KB_DD, KB_AR để xây dựng phương án chuyển dịch năng lượng, cắt giảm điện than của Tập đoàn. Nội dung nghiên cứu, rà soát tập trung vào những vướng mắc pháp lý cho các Tập đoàn trong quá trình chuyển dịch năng lượng, và các phương án pháp lý để đàm phán, thoả thuận với các đối tác sở hữu NMNĐ cùng phối hợp thực hiện phương án cắt giảm điện than để thực hiện mục tiêu chuyển dịch năng lượng

¹⁰⁸ Nghị định số 131/2018/NĐ-CP, Điều 5, khoản 2, điểm b

¹⁰⁹ Nghị định số 131/2018/NĐ-CP, Điều 5, khoản 2, điểm c

¹¹⁰ Nghị định số 131/2018/NĐ-CP, Điều 5, khoản 2, điểm d

Phụ lục

Phụ lục 1: Báo cáo kỹ thuật phân tích các kịch bản đóng góp vào mục tiêu NZE của các Tập đoàn

(Báo cáo D3. Báo cáo kỹ thuật phân tích các kịch bản đóng góp vào mục tiêu NZE của các Tập đoàn)



Contact information:

Vietnam Initiative for Energy Transition (VIETSE)

Add: 7th Floor, Building 18 Ly Thuong Kiet, Hoan Kiem,
Hanoi, Vietnam

Tel: 024.32045554

Email: info@vietse.vn

Website: <https://vietse.vn>

Economic Management Advisory., JSC (ECONOMICA)

Add: P805, Building 27 Tran Duy Hung,
Cau Giay, Hanoi, Vietnam

Tel: 024.66722057

Email: contact@economica.vn

Website: <https://www.economica.vn>

NHQuang & Associates

Add: No. 23, Trung Hoa Nhan Chinh Villa Area, Thanh Xuan,
Hanoi, Vietnam

Tel: 024.35376939

Email: contact@nhquang.com

Website: <https://nhquang.com>

Carbon Trust Singapore

Add: 63 Chulia Street, #14-01 OCBC Centre East
Singapore 049514

Email: singapore@carbontrust.com

Website: <https://www.carbontrust.com>



nhquang&associates

