



Trung tâm Phát triển Sáng tạo Xanh (GreenID)

**BÁO CÁO NGHIÊN CỨU
CÁC KỊCH BẢN PHÁT TRIỂN NGUỒN ĐIỆN
TẠI VIỆT NAM**

Người thực hiện :

Nguyễn Quốc Khánh

Trung tâm Phát triển Sáng tạo Xanh (GreenID)

Hà Nội, tháng 10 năm 2017

MỤC LỤC

TÓM TẮT BÁO CÁO.....	1
DANH MỤC BẢNG.....	5
DANH MỤC HÌNH.....	6
DANH MỤC HỘP.....	6
DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT.....	7
1. Giới thiệu.....	9
2. Hiện trạng ngành năng lượng và các chính sách phát triển quan trọng.....	11
3. Phương pháp luận của mô hình hóa.....	15
3.1 Giới thiệu về mô hình MARKAL.....	15
3.2 Mô hình hóa hệ thống điện Việt Nam.....	15
4. Các dữ liệu đầu vào chính và các giả định.....	18
4.1 Dự báo nhu cầu điện.....	18
4.2 Nhiên liệu đầu vào.....	19
4.3. Chi phí nhiên liệu.....	20
4.4. Công nghệ phát điện.....	20
4.5. Nguồn năng lượng tái tạo và khả năng phát triển công suất.....	22
4.5.1. Thủy điện	22
4.5.1.1. Dữ liệu nguồn.....	22
4.5.1.2. Dữ liệu công nghệ.....	22
4.5.2. Gió	23
4.5.2.1. Dữ liệu nguồn.....	23
4.5.2.2. Mô phỏng điện gió trong MARKAL.....	25
4.5.2.3. Chi phí công nghệ.....	27
4.5.3. Mặt trời	31
4.5.3.1. Nguồn dữ liệu.....	31
a. Tiềm năng lắp đặt trang trại điện mặt trời.....	33
b. Tiềm năng điện mặt trời mái nhà.....	36
4.5.3.2. Mô phỏng điện mặt trời trong MARKAL.....	36
4.5.3.3. Chi phí công nghệ.....	37
4.5.4. Sinh khối	37

4.5.4.1.	<i>Nguồn dữ liệu</i>	37
4.5.4.2.	<i>Dữ liệu công nghệ</i>	38
4.5.5.	Năng lượng từ rác thải	38
4.5.5.1.	<i>Nguồn dữ liệu</i>	38
4.5.5.2.	<i>Dữ liệu công nghệ</i>	39
4.6.	<i>Nhập khẩu điện</i>	39
4.7.	<i>Giả định khác</i>	40
5.	Định nghĩa các kịch bản	40
6.	Các phương án nguồn cung và bình luận	43
6.1.	<i>Đánh giá tính cạnh tranh của các công nghệ phát điện</i>	43
6.2.	<i>Kịch bản nhu cầu cơ sở</i>	46
6.3.	<i>Kịch bản nhu cầu có tính đến sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả</i>	51
6.4.	<i>Tóm tắt kịch bản phát điện</i>	53
7.	Kết luận và khuyến nghị	56
8.	Tài liệu tham khảo	59
Phụ lục 1:	<i>Giả định tiềm năng kinh tế và kỹ thuật của các công nghệ phát điện đề xuất</i>	61
Phụ lục 2:	<i>Phương pháp tính toán chi phí quy dẫn của các loại năng lượng</i>	63
Phụ lục 3:	<i>Danh sách các nhà máy điện than chưa xây dựng trong quy hoạch điện VII điều chỉnh</i>	64

TÓM TẮT BÁO CÁO

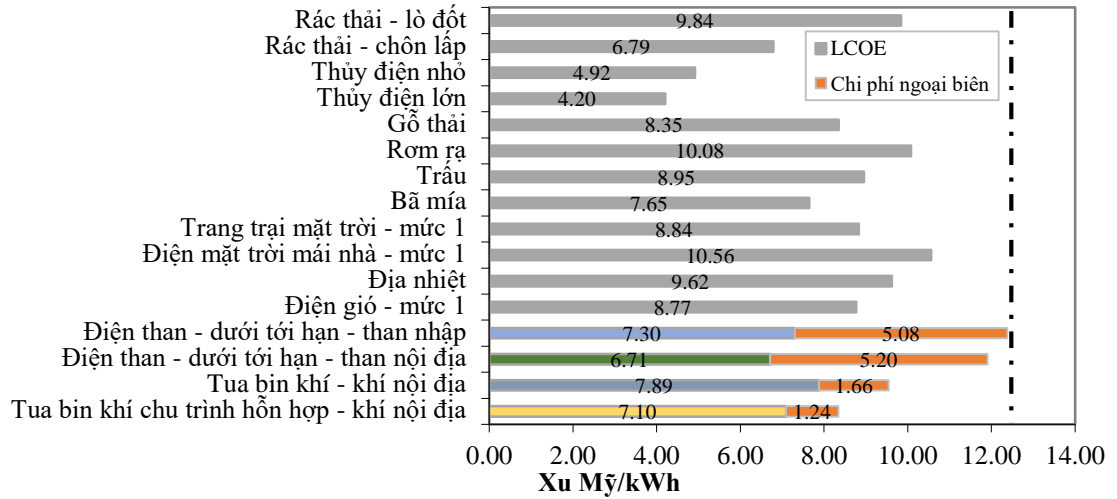
Hiện tại chính phủ Việt Nam đang chuẩn bị xây dựng Quy hoạch điện VIII (QHĐ VIII). Đây là cơ hội để điều chỉnh cơ cấu nguồn điện giúp giảm ô nhiễm không khí đồng thời đảm bảo một lộ trình phát triển năng lượng phù hợp với mục tiêu Thỏa thuận Paris. Với mong muốn đóng góp vào việc xây dựng một cơ cấu nguồn điện giảm sự phụ thuộc vào than, Trung tâm Phát triển Sáng tạo Xanh (GreenID) phối hợp với Liên minh Năng lượng bền vững Việt Nam (VSEA) và chuyên gia Nguyễn Quốc Khánh đã tiến hành nghiên cứu phân tích tiềm năng đáp ứng nhu cầu năng lượng quốc gia, tiếp cận theo hướng chi phí thấp nhất đồng thời xem xét tới tác động của ô nhiễm không khí và phát thải các bon.

Nghiên cứu chỉ ra rằng sau năm 2020, Việt Nam không phải xây dựng thêm các nhà máy điện than mới mà vẫn đảm bảo được hệ thống năng lượng an toàn và khả thi về kinh tế. Cắt giảm 30 GW điện than và tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo là hướng đi đúng đắn để đáp ứng nhu cầu năng lượng của Việt Nam trong tương lai và phù hợp với Thỏa thuận Paris.

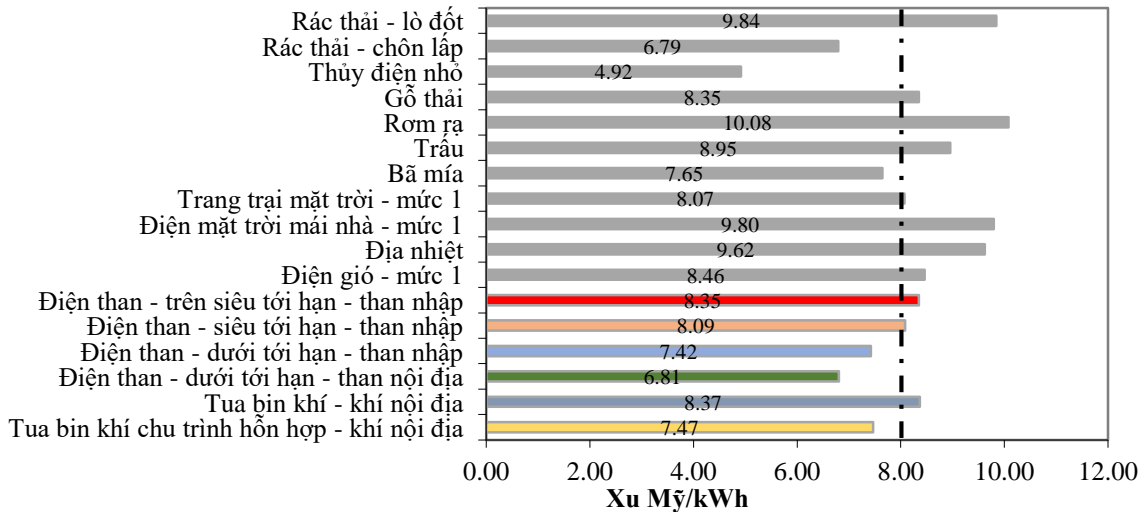
Từ phân tích và mô hình hóa, nghiên cứu đưa ra những kết luận sau:

1. Việt Nam có tiềm năng cao về sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả (SDNLTKHQ). Từ nghiên cứu về dự báo nhu cầu điện tới năm 2030 do GreenID tiến hành năm 2015, chúng tôi ước tính rằng nếu tiềm năng này được ưu tiên khai thác, Việt Nam có thể giảm nhu cầu sản xuất điện khoảng 17.000 MW.¹
2. Hiện tại giá nhiệt điện than rẻ hơn NLTT vì chưa bao gồm chi phí ngoại biên (là chi phí môi trường, xã hội, sức khỏe). Thực tế, đây là chi phí có thực mà người dân và chính phủ đang và sẽ phải gánh chịu chứ không phải nhà đầu tư. Nếu xem xét chi phí này thì ngay tại thời điểm nghiên cứu năm 2017, tất cả các công nghệ NLTT đều trở nên cạnh tranh hơn về chi phí so với các công nghệ nhiệt điện than. Xem hình dưới đây:

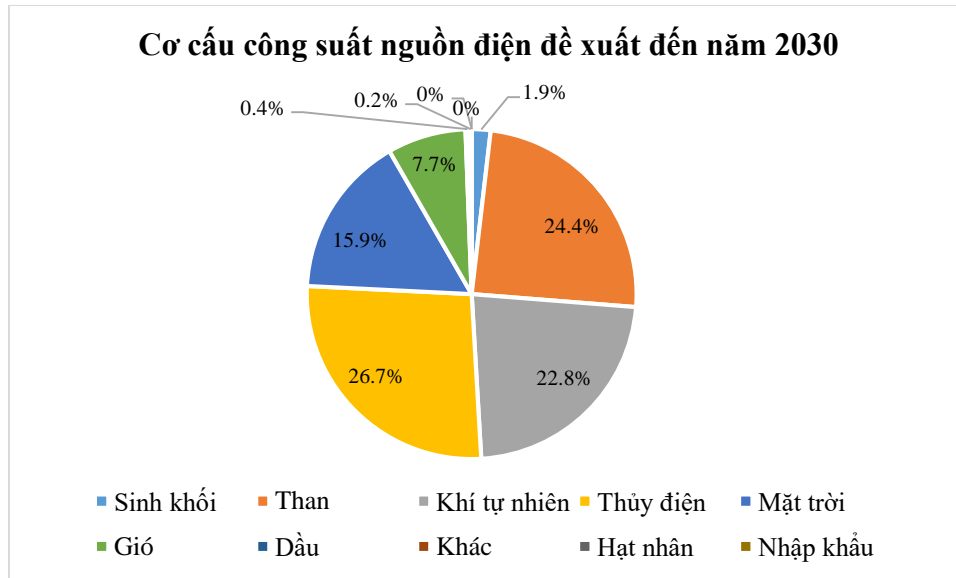
¹ GreenID, 2014. Dự báo nhu cầu điện tới năm 2030.



Ngay cả khi không tính đến chi phí ngoại biên, đến năm 2020 một số loại công nghệ năng lượng tái tạo đã có thể cạnh tranh được với nhiệt điện than. Xem hình dưới đây:



3. So sánh 6 phương án nghiên cứu thì kịch bản tối ưu nhất được đề xuất có cơ cấu nguồn điện như sau:



So với Quy hoạch điện VII điều chỉnh (QHĐ VII ĐC), kịch bản đề xuất đến năm 2030 tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo từ khoảng 21% lên khoảng 30%; tăng tỷ trọng nhiệt điện khí từ khoảng 14,7% lên khoảng 22,8%; giảm tỷ trọng của nhiệt điện than từ khoảng 42,6% xuống còn khoảng 24,4%.

4. Kịch bản đề xuất có thể mang lại những lợi ích sau cho Việt Nam:
- i) Tăng cường an ninh năng lượng do giảm tỷ lệ nhập khẩu than;
 - ii) Không cần phải xây dựng thêm khoảng 30.000 MW nhiệt điện than vào năm 2030, tương đương với khoảng 25 nhà máy điện than;
 - iii) Không phải huy động 60 tỷ đô la vốn đầu tư cho những dự án nhiệt điện than này;
 - iv) Không phải đốt khoảng 70 triệu tấn than/năm tương ứng với 7 tỷ đô la/năm cho việc nhập khẩu nhiên liệu;
 - v) Giảm phát thải 116 triệu tấn CO₂/năm vào năm 2030 so với QHĐ VII ĐC, đưa Việt Nam tới gần hơn với cam kết của Thỏa thuận Paris;
 - vi) Giảm phát thải bụi và các chất ô nhiễm không khí và nguồn nước. Ước tính kịch bản này sẽ giúp tránh được khoảng 7600 ca tử vong sớm so với QHĐ VII ĐC.²

Các giả định trong nghiên cứu này thiên về an toàn và thận trọng. Nghiên cứu không đưa ra những mục tiêu tham vọng và hướng tới một tương lai quá xa. Thay vào đó, đây là những mục tiêu trong tầm tay và có thể thực hiện ngay hôm nay.

Với những kết quả phân tích trên, báo cáo đưa ra kiến nghị:

² Ước tính dựa vào báo cáo “Burden of disease from rising coal-fired power plant emissions in Southeast Asia” do chuyên gia của đại học Harvard thực hiện.

1. Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả cần được lựa chọn là phương án ưu tiên đầu tiên trước khi tính tới nhu cầu phát triển nguồn điện mới bởi đây sẽ là phương án tiết kiệm nhất và phù hợp với điều kiện của Việt Nam hiện nay. Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả cần được quy định thực hiện bắt buộc, thay vì chỉ dừng lại ở khuyến khích như hiện tại đồng thời chính phủ cần đưa ra các chính sách ưu đãi để thúc đẩy các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.
2. Cần phát triển mạnh điện mặt trời trên mái nhà (PV) vì nó có thể làm giảm nhu cầu phụ tải đỉnh, đặc biệt là ở các tỉnh phía Nam.
3. Chi phí ngoại biên cần được tính toán đầy đủ vào chi phí sản xuất điện để có đánh giá công bằng hơn trong việc lựa chọn loại hình năng lượng cho tương lai.
4. Kiến nghị chính phủ và các cơ quan lập quy hoạch điện VIII xem xét phương án phát triển nguồn điện theo kịch bản chúng tôi đề xuất:
 - a. Tăng công suất năng lượng tái tạo từ khoảng 27.000 MW (theo QHĐ VII ĐC) lên 32.000 MW (chiếm khoảng 30% tổng công suất).
 - b. Tăng công suất điện khí từ khoảng 19.000 MW (theo QHĐ VII ĐC) lên khoảng 24.000 MW (chiếm khoảng 22,8% tổng công suất).
 - c. Giảm công suất điện than năm từ khoảng 55.300 MW (theo QHĐ VII ĐC) xuống còn khoảng 25.640 MW (chiếm khoảng 24% tổng công suất). Kết quả nghiên cứu cũng chỉ ra rằng năm 2020 là năm đạt đỉnh của công suất điện than ở Việt Nam. Hiện tại Việt Nam đang có cơ hội tốt để thực hiện điều này vì vẫn còn hơn 20 nhà máy (tương ứng với khoảng 30.000 MW) được quy hoạch đi vào vận hành sau năm 2020 tới thời điểm này vẫn chưa được xây dựng.
5. Quá trình lập QHĐ VIII cần tiến hành tham vấn rộng rãi và huy động sự tham gia của các bên liên quan, đặc biệt là các tổ chức khoa học xã hội và các chuyên gia độc lập để đảm bảo phản ánh các góc nhìn và lợi ích tổng thể của toàn xã hội và nền kinh tế.
6. QHĐ cần được rà soát hàng năm để bắt kịp tốc độ phát triển công nghệ và giảm giá thành rất nhanh của năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời.

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1: Công suất phát điện tính đến cuối năm 2015	11
Bảng 2: Công suất phát điện theo chủ sở hữu tính đến cuối năm 2015	11
Bảng 3: Công suất nguồn điện dự kiến vào năm 2020 và 2030	12
Bảng 4: Nhu cầu mở rộng lưới truyền tải điện	13
Bảng 5: Trữ lượng công suất theo vùng.....	16
Bảng 6: Lượng cung than trong nước cho ngành điện (1000 tấn).....	19
Bảng 7: Nguồn cung khí đốt theo vùng	19
Bảng 8: Chi phí nhiên liệu	20
Bảng 9: Các công nghệ phát điện sử dụng trong mô phỏng	21
Bảng 10: Tiềm năng năng lượng gió của Việt Nam ở độ cao 80m theo bản đồ gió cập nhật	23
Bảng 11: Tiềm năng gió theo khu vực và mức gió.....	25
Bảng 12: Các thông số chính cho mô phỏng tuabin gió trong MARKAL	26
Bảng 13: Dữ liệu được sử dụng trong các dự án của GIZ	28
Bảng 14: Dữ liệu chi phí cho các dự án điện gió.....	29
Bảng 15: Tiềm năng kỹ thuật của trang trại điện mặt trời PV theo tỉnh.....	34
Bảng 16: Tiềm năng kỹ thuật của trang trại điện mặt trời PV theo bức xạ	35
Bảng 17: Tiềm năng kỹ thuật của trang trại điện mặt trời theo vùng và bức xạ.....	35
Bảng 18: Kích bản tỷ lệ thâm nhập của tấm pin NLMT mái nhà.....	36
Bảng 19: Tham số chính cho mô hình hóa điện mặt trời.....	36
Bảng 20: Tham số kinh tế của trang trại điện mặt trời và điện mặt trời trên mái nhà	37
Bảng 21: Tiềm năng phát triển sinh khối.....	38
Bảng 22: Tham số kinh tế và kỹ thuật của công nghệ sinh khối	38
Bảng 23: Kích bản phát triển cao nhất cho công nghệ năng lượng từ rác thải	39
Bảng 24: Tham số kinh tế và kỹ thuật của công nghệ năng lượng từ rác thải	39
Bảng 25: Tổng hợp các kịch bản và phương án phân tích.....	42
Bảng 26: Phát triển công suất trong tương lai theo kịch bản cơ sở	46
Bảng 27: Nhu cầu và nguồn cung than cho phát điện theo kịch bản cơ sở	47
Bảng 28: Phát thải của kịch bản cơ sở	48
Bảng 29: Phát triển công suất trong tương lai trong kịch bản NLTT	48
Bảng 30: Phát triển công suất trong tương lai trong kịch bản ngưỡng phát thải CO ₂	50
Bảng 31: Phát triển công suất tương lai trong kịch bản phát điện cơ sở	51
Bảng 32: Phát triển công suất tương lai theo kịch bản năng lượng tái tạo	52
Bảng 33: Phát thải trong phương án RE&EE	53

DANH MỤC HÌNH

Hình 1: Tỷ lệ công suất các nguồn điện theo dạng nhiên liệu	12
Hình 2 : Các mục tiêu về NLTT (MW) trong QHĐ VII điều chỉnh và REDS năm 2020 và 2030	14
Hình 3: Mạng lưới truyền tải	16
Hình 4: Phân bố các nhà máy điện.....	16
Hình 5: Mô hình hệ thống điện Việt Nam	17
Hình 6: Cách tiếp cận mô hình lựa chọn nguồn phát điện của Việt Nam.....	18
Hình 7: Dự báo nhu cầu điện	18
Hình 8: Đường cong nguồn cung của thủy điện nhỏ	22
Hình 9: Bản đồ tài nguyên gió của Việt Nam ở độ cao 80m	24
Hình 10: Biến trình gió tiêu biểu cho 3 vùng theo tháng.....	26
Hình 11: Bức xạ mặt trời trung bình ngày của Việt Nam.....	31
Hình 12: Bức xạ mặt trời trung bình ngày tại Hà Nội, Đà Nẵng và TP Hồ Chí Minh	32
Hình 13: Tiêu chí lựa chọn để đánh giá nguồn NLMT.....	33
Hình 14: Chi phí sản xuất điện quy dẫn của các công nghệ chính được đầu tư năm 2017	43
Hình 15: Giá điện quy dẫn của các công nghệ chính được đầu tư năm 2020.....	44
Hình 16: Giá điện quy dẫn của các công nghệ chính được đầu tư năm 2025.....	44
Hình 17: Giá điện quy dẫn của các công nghệ chính được đầu tư năm 2030.....	45
Hình 18: LCOE có xem xét đến chi phí ngoại biên của các công nghệ phát điện năm 2017.....	45
Hình 19: Phát triển công suất điện trong tương lai theo kịch bản cơ sở.....	47
Hình 20: Phát triển công suất trong tương lai trong kịch bản NLTT.....	49
Hình 21: Phát triển công suất trong tương lai trong kịch bản ngưỡng phát thải CO ₂	51
Hình 22: Phát triển công suất tương lai theo kịch bản cơ sở	52
Hình 23: Phát triển công suất tương lai theo kịch bản năng lượng tái tạo.....	53
Hình 24: Công suất của các kịch bản vào năm 2030	54
Hình 25: Phát thải CO ₂ theo các kịch bản vào năm 2030	54
Hình 26: Tỷ lệ phụ thuộc nhập khẩu theo các kịch bản vào năm 2030	55

DANH MỤC HỘP

Hộp 1: Phương pháp ước tính sản lượng điện gió	30
Hộp 2: Mục tiêu trong Chiến lược Tăng trưởng Xanh Quốc gia.....	41

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

BAU	Kịch bản cơ sở
BOT	Xây dựng – Vận hành – Chuyển giao
CCS	Công nghệ lưu trữ các bon
CCGT	Tuabin khí chu trình hỗn hợp
CO ₂	Các bon đioxit
CSP	Công nghệ hội tụ năng lượng mặt trời
DO	Dầu Diesel
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
ESMAP	Chương trình Hỗ trợ Quản lý Năng lượng
FO	Dầu nhiên liệu
GAMS	Hệ thống Mô hình Đại số Tổng quát
GDP	Tổng sản phẩm quốc nội
GHG	Khí nhà kính
GIZ	Chương trình Hợp tác Phát triển Đức
GIS	Hệ thống thông tin địa lý
GreenID	Trung tâm Phát triển Sáng tạo Xanh
GW	Gigawatt
IEA	Cơ quan Năng lượng Quốc tế
ISEA	Cục Kỹ thuật An Toàn và Môi trường Công nghiệp
IMF	Quỹ Tiền tệ Quốc tế
INDC	Đóng góp Dự kiến do Quốc gia tự Quyết định
IPPs	Nhà máy điện độc lập
LCCA	Phân tích Chi phí Vòng đời
LCOE	Chi phí sản xuất điện quy dẫn
LNG	Khí tự nhiên hóa lỏng
MOIT	Bộ Công Thương
NO _x	Oxit Nitơ
NGGS	Chiến lược Tăng trưởng Xanh Quốc gia
OECD	Tổ chức Hợp Tác Phát triển Kinh tế
O&M	Vận hành và bảo dưỡng
QHĐ	Quy hoạch Phát triển Điện
PV	Quang điện
PVN	Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
RE	Năng lượng Tái tạo
REDS	Chiến lược Phát triển Năng lượng tái tạo
SO _x	Oxit Lưu huỳnh
T&D	Truyền tải và Phân phối
VBF	Diễn đàn Doanh nghiệp Việt Nam
VSEA	Liên minh Năng lượng bền vững Việt Nam

UNFCCC
WWF

Công ước Khung của Liên hợp Quốc về Biến đổi Khí hậu
Quỹ Bảo tồn Thiên nhiên Thế giới

1. Giới thiệu

Vào cuối năm 2015, Liên minh Năng lượng bền vững Việt Nam (VSEA) điều phối bởi Trung tâm Phát triển Sáng tạo Xanh (GreenID) đã tiến hành nghiên cứu về kịch bản nguồn điện bền vững và đóng góp ý kiến cho quá trình sửa đổi Quy hoạch Điện VII (QHĐ VII điều chỉnh) với đề nghị giảm khoảng 40GW điện than và hạt nhân. Ngày 18/3/2016, QHĐ VII điều chỉnh đã được Thủ tướng Chính Phủ phê duyệt, theo đó 20GW công suất điện than được cắt giảm so với QHĐ VII ban đầu do sử dụng các giả định về kinh tế vĩ mô thực tế hơn dẫn đến dự báo nhu cầu thấp hơn. Tuy nhiên, tỉ trọng điện than trong quy hoạch mới vẫn tương đối cao, chiếm tới 43% tổng công suất lắp đặt vào năm 2030 với 40 nhà máy nhiệt điện than được dự kiến xây dựng mới.

Vì vậy, nhiều đối tác phát triển đã bày tỏ những quan ngại khác nhau về quy hoạch này và tiến hành các nghiên cứu đưa ra đề xuất thay đổi cho quy hoạch sản xuất điện ở Việt Nam, điển hình như:

- Quỹ Bảo tồn Thiên nhiên Thế giới (WWF) đã tiến hành nghiên cứu về lộ trình phát triển để Việt Nam có thể đạt 100% năng lượng tái tạo vào năm 2050. Báo cáo được xuất bản năm 2016 (WWF, 2016).
- Diễn đàn Doanh nghiệp Việt Nam (VBF) đưa ra báo cáo “Quy hoạch năng lượng Việt Nam” năm 2016 đã thảo luận các giải pháp đáp ứng nhu cầu năng lượng tương lai của Việt Nam; trong đó có thúc đẩy đầu tư vào sản xuất năng lượng và thực hiện các cam kết và nghĩa vụ về biến đổi khí hậu (BĐKH). Báo cáo này kiến nghị cần chú trọng hơn vào các nguồn năng lượng sạch trong nước như: năng lượng tái tạo (NLTT) bao gồm sinh khối, gió và mặt trời; sử dụng năng lượng hiệu quả bền vững; và tăng tỷ lệ của khí thiên nhiên ngoài khơi Việt Nam vì giải pháp này giúp giảm tác động môi trường và nhu cầu nhập khẩu than (VBF, 2016).

Trong khi đó, Chính phủ đã ban hành một số quyết định và chính sách liên quan tới ngành điện như:

- Việt Nam đã đệ trình Báo cáo Đóng góp Dự kiến do Quốc gia tự Quyết định (INDC) lên Ban thư ký UNFCCC vào tháng 12 năm 2016 tại Hội nghị COP 21 ở Paris. Tham gia sự kiện này, các quốc gia thống nhất cam kết giữ nhiệt độ Trái đất tăng lên không quá 2°C và nỗ lực hơn nữa để hạn chế nhiệt độ tăng dưới 1,5°C so với thời kỳ tiền công nghiệp. Việt Nam cam kết cắt giảm CO₂ 8% vào năm 2030 so với kịch bản cơ sở (BAU). Lượng cắt giảm sẽ tăng lên 25% nếu Việt Nam nhận được hỗ trợ từ quốc tế (MONRE, 2015).
- Chính phủ đã ban hành Chiến lược Phát triển Năng lượng Tái tạo (REDS) đặt ra các mục tiêu tham vọng về năng lượng tái tạo nhằm nâng tỷ lệ năng lượng tái tạo lên 44% trong tổng mức tiêu thụ năng lượng sơ cấp vào năm 2050 (Quyết định số 2068/QĐ-TTg Ngày 25 tháng 11 năm 2015).
- Quốc hội ban hành nghị quyết dừng thực hiện dự án nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận (Nghị quyết số 31/2016/QH14 ngày 22 tháng 11 năm 2016).

- Chính phủ ban hành Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ cho điện mặt trời vào tháng 4 năm 2017 cho thấy sự ưu tiên cho năng lượng sạch.

Trong bối cảnh các chính sách mới này của Chính phủ và mối quan tâm/góp ý của các đối tác phát triển, GreenID và Liên minh Năng lượng bền vững Việt Nam (VSEA) với sứ mệnh đóng góp cho phát triển năng lượng bền vững ở Việt Nam nhận thấy nhu cầu cần cập nhật nghiên cứu về kích bản nguồn điện phục vụ công tác góp ý chính sách. Nhóm nghiên cứu cũng nhận thấy sự cạnh tranh ngày càng tăng của công nghệ điện sử dụng năng lượng mặt trời³ và do vậy muốn đánh giá xem nguồn năng lượng mặt trời có thể đáp ứng nhu cầu năng lượng của đất nước như thế nào. Vì vậy, mục tiêu của nghiên cứu được đặt ra như sau, một là cập nhật kích bản phát triển nguồn điện dựa trên những những thay đổi mới nhất về chính sách và xu hướng phát triển; hai là tìm ra biện pháp nâng cao tỷ trọng của năng lượng tái tạo trong tổng cơ cấu nguồn điện so với mục tiêu đặt ra trong QHĐ VII điều chỉnh.

Cấu trúc của báo cáo gồm 5 phần chính. Sau phần giới thiệu này, phần 2 sẽ cung cấp bức tranh tổng quan về ngành điện và rà soát các chính sách chính gần đây liên quan đến phát triển các nguồn điện trong tương lai. Phần 3 và phần 4 mô tả việc áp dụng mô hình MARKAL - công cụ được sử dụng để phân tích cơ cấu nguồn điện trong tương lai. Theo đó, các thông số và giả định khác nhau cho việc xây dựng và phân tích hệ thống điện ở Việt Nam sẽ được thảo luận. Một phần riêng được dành cho thảo luận về các loại hình năng lượng tái tạo từ tiềm năng cho đến các công nghệ khai thác và phương pháp luận của việc mô hình hóa. Kết quả của việc chạy mô hình sẽ được thảo luận trong phần 6. Cuối cùng phần 7 đưa ra tóm tắt kết luận cùng với các khuyến nghị chính sách và đề xuất các nghiên cứu bổ sung.

³ Chi phí sản xuất điện mặt trời đã giảm mạnh (giảm 80% từ 2008) và có xu hướng tiếp tục giảm mạnh trong thập niên tới.

2. Hiện trạng ngành năng lượng và các chính sách phát triển quan trọng

Đến cuối năm 2015, tổng công suất nguồn điện của Việt Nam đạt 38.553 MW, trong đó bao gồm 38,0 % thủy điện, 33,5% than, 20,7% khí thiên nhiên và phần còn lại từ dầu và NLTT.

Bảng 1: Công suất phát điện tính đến cuối năm 2015

Nguồn	Công suất (MW)	Tỷ lệ (%)
Thủy điện	14.636	28
Nhiệt điện than	12.903	33,5
Nhiệt điện dầu	875	2,3
Nhiệt điện khí	7.998	20,7
NLTT	135	0,4
Dầu diesel và thủy điện nhỏ	2.006	5,1
Tổng cộng	38.553	100

Nguồn: EVN, 2016

EVN sở hữu 61,2% tổng công suất nguồn điện. Phần còn lại thuộc sở hữu của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, Tập đoàn Than và Khoáng sản Việt Nam (hai tập đoàn nhà nước lớn), các đơn vị phát điện độc lập (IPPs) và các công ty khác.

Bảng 2: Công suất phát điện theo chủ sở hữu tính đến cuối năm 2015

Chủ sở hữu	Công suất (MW)	Tỷ lệ (%)
EVN	23.580	61,2
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN)	4.435	11,5
Tập đoàn Than và Khoáng sản Việt Nam (TKV)	1.785	4,6
BOT và các nhà đầu tư khác	8.753	22,7
Tổng số	38.553	100

Nguồn: EVN, 2016

EVN đóng vai trò là đơn vị mua điện duy nhất từ các nhà máy phát điện. Tổng sản lượng điện phát và mua bởi EVN trong năm 2015 là 159,68 tỷ kWh; trong đó lượng điện bán ra là 143,68 tỷ kWh. Trong giai đoạn từ 2011 – 2015, sản lượng điện phát và mua tăng bình quân 11% mỗi năm.

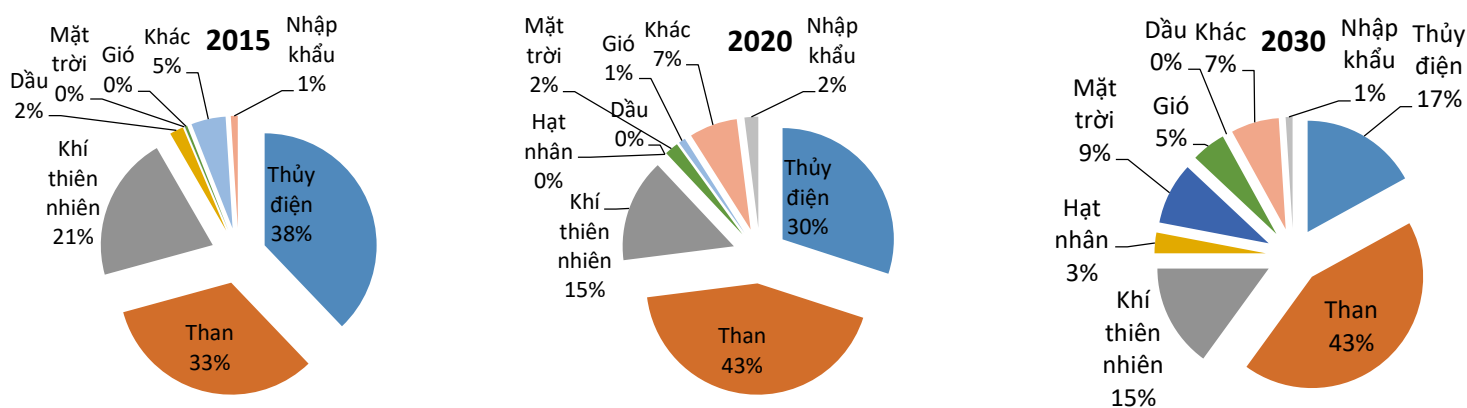
Quy hoạch phát triển điện mới nhất là QHĐ VII điều chỉnh có tầm nhìn đến năm 2030 và được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt theo Quyết định số 428/QĐ-TTg ngày 18/3/2016. Đây là phiên bản sửa đổi của QHĐ công bố vào năm 2011 theo Quyết định 1208/QĐ-TTg. QHĐ VII điều chỉnh dự báo nhu cầu điện năm 2020 là 235-245 tỷ kWh, năm 2025 là 352-379 tỷ kWh và năm 2030 là 506-559 tỷ kWh, tương đương mức tăng trưởng bình quân hàng năm là 8,0-8,7%/năm; thấp hơn

nhiều so với các dự báo trong QHĐ ban đầu⁴. Dự báo thấp hơn này chủ yếu là do sử dụng các giả định kinh tế vĩ mô cập nhật và kết quả dẫn đến giảm công suất cần tăng thêm để đáp ứng nhu cầu (ít hơn so với QHĐ ban đầu). Để đáp ứng nhu cầu dự báo mới, công suất nguồn điện của hệ thống dự kiến sẽ tăng lên 60.000 MW vào năm 2020 và 129.500 MW vào năm 2030.

Bảng 3: Công suất nguồn điện dự kiến vào năm 2020 và 2030⁵

Loại nhiên liệu	2015	2020	2030
Khí tự nhiên	7.998	8.940	19.037
Than	12.903	25.620	55.167
Hạt nhân			4.600
Thủy điện (lớn, tích năng)	14.636	18.060	21.886
Dầu	875		
Mặt trời	5	850	12.000
Gió	135	800	6.000
Khác (Dầu diesel, Thủy điện nhỏ, Sinh khối, Rác thải)	2.006	4.290	9.195
Nhập khẩu	500	1.440	1.554
Tổng	39.058	60.000	129.500

Nguồn: Thủ tướng Chính phủ, 2016



Hình 1: Tỷ lệ công suất các nguồn điện theo dạng nhiên liệu

Có thể thấy trong Bảng 3 và Hình 1, cùng với công suất tăng, cơ cấu công suất nguồn điện sẽ thay đổi đáng kể. Tỷ trọng thủy điện sẽ giảm từ 38% năm 2015 xuống còn 17% năm 2030, điện khí thiên nhiên từ 21% năm 2015 giảm xuống còn 15% vào năm 2030; trong khi đó điện than dự kiến

⁴ Kịch bản cơ sở có mức tăng trưởng bình quân 10%/năm trong giai đoạn từ năm 2011 đến năm 2030, dẫn đến tăng nhu cầu điện đến năm 2030 là 695 tỷ kWh. Kịch bản cao có mức tăng trưởng bình quân 11,2%/năm, dẫn đến nhu cầu điện năm 2030 là 833 tỷ kWh.

⁵ Công suất trong bảng này cao hơn một chút so với bảng 2 do có thêm nguồn từ nhập khẩu, điện mặt trời không nối lưới

sẽ tăng mạnh, từ 33% năm 2015 lên đến 43% vào năm 2030 (từ 12,9 GW đến 55,3 GW với 40 nhà máy điện đốt than được đưa quy hoạch xây dựng mới). Tỷ trọng sản lượng điện từ than sẽ tăng từ khoảng 33,4% hiện nay lên 49,3% vào năm 2020 và 53,2% vào năm 2030.

Tỷ trọng công suất lắp đặt của năng lượng tái tạo (NLTT) (không kể thủy điện lớn) được dự kiến sẽ tăng từ 5,4% năm 2015 lên 9,9% vào năm 2020 và 21% vào năm 2030. Về sản lượng điện, NLTT chỉ đạt mức 6,5% vào năm 2020 và 10,7% vào năm 2030 do hệ số công suất của NLTT nhìn chung thấp hơn so với các nguồn điện truyền thống.

Đáng chú ý trong cơ cấu nguồn điện là 2 nhà máy điện hạt nhân với tổng công suất 4.600 MW được quy hoạch tại Ninh Thuận vào năm 2030.

Cùng với nhu cầu tăng công suất phát điện, nhu cầu mở rộng mạng lưới truyền tải cũng rất lớn, cụ thể như trong Bảng 4.

Bảng 4: Nhu cầu mở rộng lưới truyền tải điện

	Đơn vị	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Trạm 500kV	MVA	26.700	26.400	23.550
Trạm 220kV	MVA	34.966	33.888	32.750
Đường dây 500 kV	km	2.746	3.592	3.714
Đường dây 220kV	km	7.488	4.076	3.435

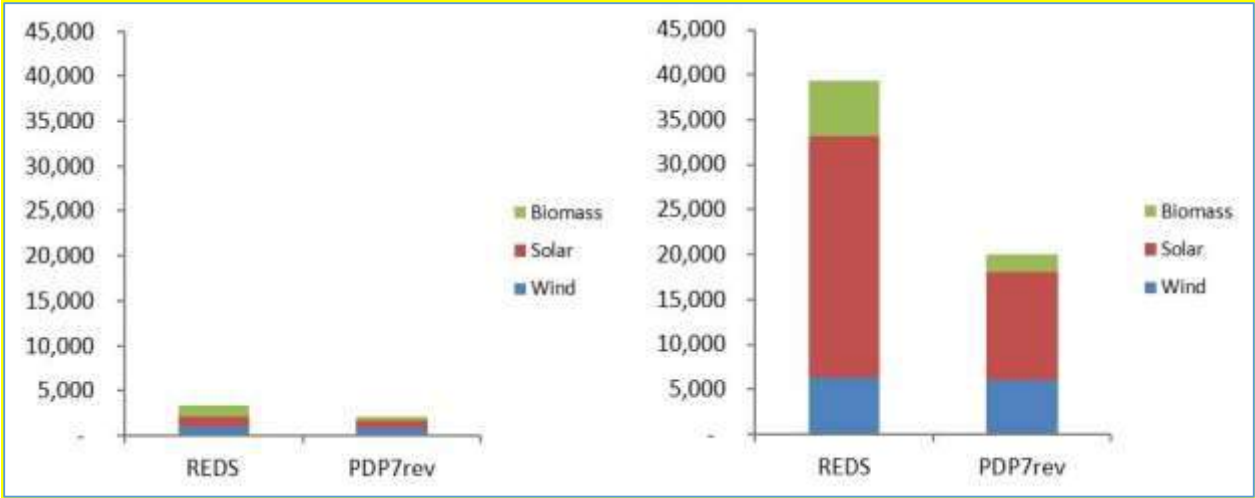
Tổng nhu cầu về vốn cho các hạng mục đầu tư trên ước tính là 9,8 tỷ USD mỗi năm, tăng đáng kể so với trước đó (tổng đầu tư năm 2012 khoảng 2,6 tỷ USD và tăng nhẹ vào năm 2013).

Việc tập trung phát triển điện than trong quy hoạch này sẽ đưa Việt Nam vào tình thế bất lợi trong bối cảnh áp lực giảm phát thải khí nhà kính của toàn cầu ngày càng tăng lên, đặc biệt là đối với ngành năng lượng. Tại Thỏa thuận Paris năm 2015 trong khuôn khổ Công ước khung của Liên hợp Quốc về Biến đổi Khí hậu (UNFCCC), các quốc gia đã đồng thuận kiểm soát nhiệt độ Trái đất tăng dưới 2°C và thực hiện những nỗ lực hơn nữa để hạn chế nhiệt độ tăng không vượt quá 1,5°C so với thời kỳ tiền công nghiệp. Việt Nam cam kết sẽ giảm 8% lượng phát thải khí nhà kính (KNK) vào năm 2030 so với kịch bản cơ sở (BAU) trong Báo cáo Đóng góp Dự kiến do Quốc gia tự Quyết định (INDC) được đệ trình tới Ban Thư ký UNFCCC. Lượng cắt giảm sẽ tăng lên 25% nếu Việt Nam nhận được hỗ trợ từ quốc tế.

Tháng 5 năm 2016, Chủ tịch Ngân hàng Thế giới Jim Yong Kim nhấn mạnh quyết định xây dựng 40 GW điện than trên toàn quốc của Việt Nam sẽ là một "thảm họa" cho Trái Đất.

Bên cạnh đó, mục tiêu phát triển NLTT trong QHĐ VII điều chỉnh không thống nhất với con số đặt ra trong Chiến lược Phát triển NLTT (REDS) (Hình 2).

Trong khi đó, năm 2016, Quốc hội đã ban hành Nghị quyết về việc ngừng thực hiện dự án nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận vì các lý do kinh tế.



Hình 2 : Các mục tiêu về NLTT (MW) trong QHĐ VII điều chỉnh và REDS năm 2020 và 2030

3. Phương pháp luận của mô hình hóa

3.1 Giới thiệu về mô hình MARKAL

MARKAL là mô hình được sử dụng để mô phỏng cơ cấu nguồn điện tương lai của Việt Nam. MARKAL là một mô hình tuyến tính tiếp cận theo hướng từ dưới lên, linh hoạt, và xem xét được nhiều thời kỳ. Mô hình này được phát triển bởi một nhóm các thành viên của Cơ quan năng lượng quốc tế (IEA) vào đầu những năm 1980 dựa trên ngôn ngữ tối ưu GAMS (hệ thống mô hình đại số tổng quát). Kể từ đó, mô hình này đã phát triển và được áp dụng cho một loạt các vấn đề về năng lượng và môi trường ở nhiều nước, kể cả các nước không thuộc thành viên của IEA. MARKAL đã được ứng dụng thành công để đánh giá các vấn đề liên quan tới:

- An ninh năng lượng
- Danh mục ưu tiên cho nghiên cứu và phát triển công nghệ mới
- Tác động và lợi ích của các quy định về môi trường
- Dự báo lượng phát thải khí nhà kính (KNK), và
- Đánh giá các dự án KNK và ước tính giá trị của quyền các bon.

Đã có rất nhiều nghiên cứu sử dụng mô hình MARKAL. Ví dụ như ở Việt Nam, Khanh N.Q (2006) đã sử dụng mô hình MARKAL để nghiên cứu tác động của việc phát triển điện gió và hạn chế phát thải CO₂ đối với việc lựa chọn nhiên liệu và công nghệ sản xuất điện tương lai của Việt Nam. Minh D.T (2011) ứng dụng mô hình MARKAL để phân tích lộ trình phát triển năng lượng trong tương lai cho Việt Nam.

MARKAL xác định cơ cấu nguồn điện bằng cách sử dụng thuật toán tối ưu với tổng chi phí của hệ thống là hàm mục tiêu (nói ngắn gọn, là mô hình cực tiểu chi phí). Mô hình này tương tự như mô hình STRATEGIST đã được sử dụng để xác định cơ cấu nguồn điện trong QHĐ VII hiệu chỉnh, vậy nên hai kết quả này hoàn toàn có thể so sánh được với nhau. Trong QHĐ VII hiệu chỉnh, PDPAT2 được sử dụng bổ sung cho STRATEGIST để mô phỏng việc điều độ phân nguồn điện được xác định bởi STRATEGIST.

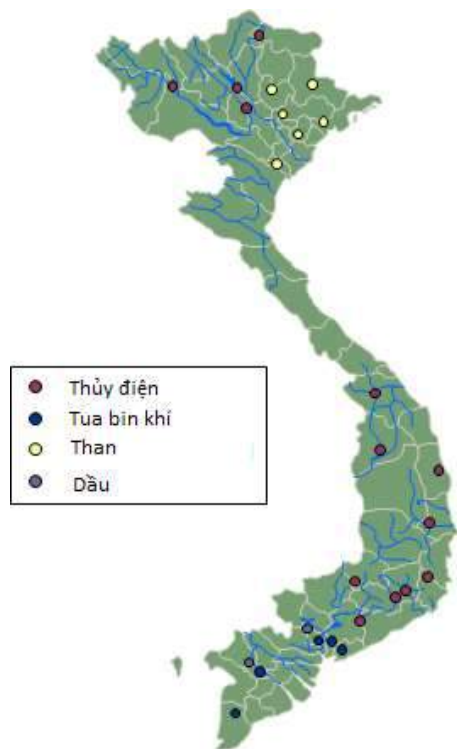
3.2 Mô hình hóa hệ thống điện Việt Nam

Hiện tại, các nhà máy điện ở Việt Nam được phân bố theo điều kiện địa lý và trữ lượng năng lượng. Ở miền Bắc, các nhà máy thủy điện và điện than chiếm ưu thế trong khi đó ở miền Nam, tua bin khí là nguồn điện chính. Như vậy, cung và cầu điện giữa các khu vực không được đồng đều. Công suất nguồn điện ở miền Bắc dư thừa trong khi đó miền Nam có công suất dự trữ thấp (Bảng 5). Để truyền tải điện giữa các vùng, một đường dây truyền tải Bắc - Nam 500 kV đã được xây dựng vào năm 1994. Đường dây thứ hai được hoàn thành và đi vào sử dụng vào cuối năm 2005. Hai đường dây này hiện đang đóng vai trò như xương sống của hệ thống điện Việt Nam. Hiện nay, công suất truyền tải của đường dây 500 kV khu vực Nam-Trung và khu vực Bắc-Trung lần lượt là 3.500 MW và 1.800 MW.

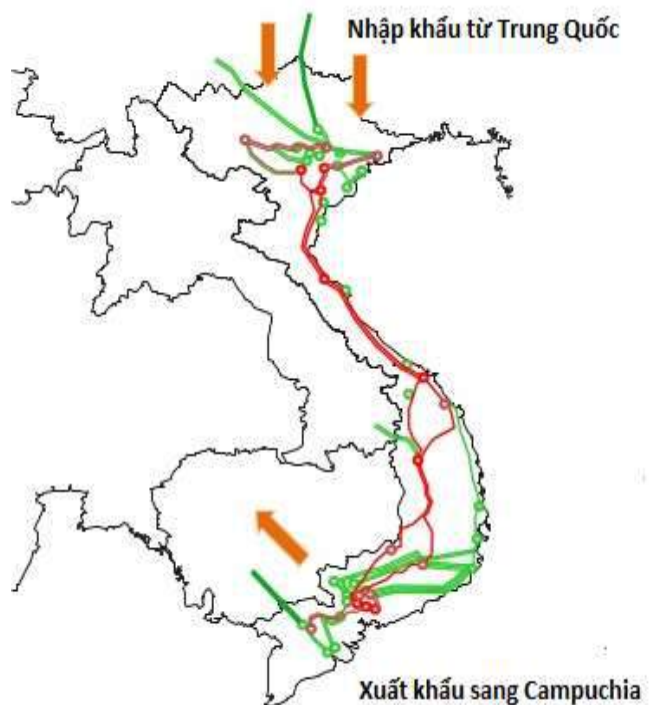
Bảng 5: Công suất dự phòng theo vùng

Vùng	2010			2015		
	Công suất lắp đặt	Phụ tải đỉnh	Tỷ lệ dự phòng	Công suất lắp đặt	Phụ tải đỉnh	Tỷ lệ dự phòng
Bắc	8.698	6.547	33%	21.046	11.874	77%
Trung	2.371	1.648	44%	3.574	2.546	40%
Nam	9.447	7.566	25%	13.917	11.798	18%

Nguồn: Trung tâm Điều độ Quốc gia



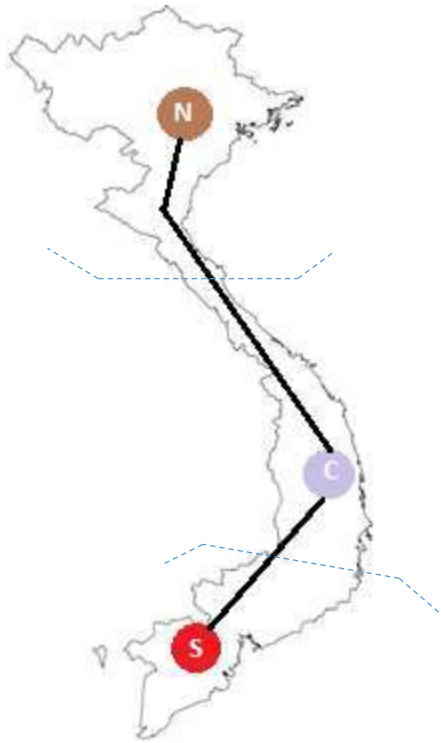
Hình 3: Mạng lưới truyền tải



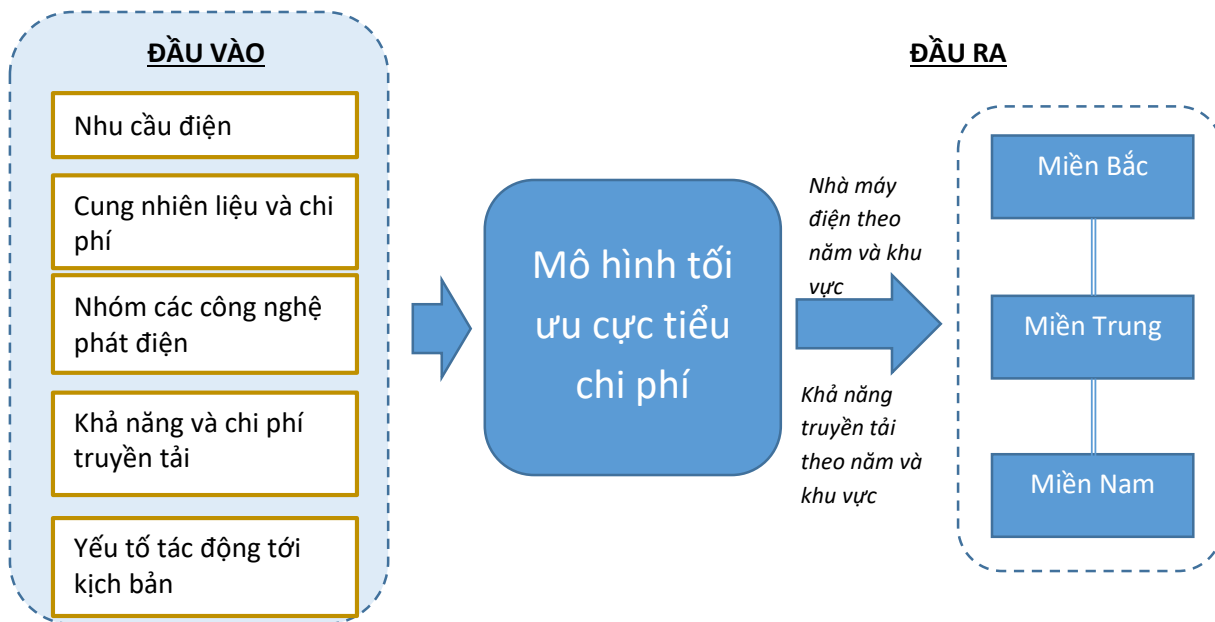
Hình 4: Phân bố các nhà máy điện

Theo hướng dẫn quy hoạch, các nhà máy điện phải được đặt gần các khu vực có nhu cầu phụ tải lớn để giảm đầu tư cho lưới truyền tải và giảm tổn thất, đồng thời cũng là do sự hạn chế trong khả năng truyền tải của mạng lưới. Do đó, trong nghiên cứu này, hệ thống điện của Việt Nam sẽ được chia thành 3 hệ thống con, tương ứng cho 3 vùng địa lý của Việt Nam, được liên kết với nhau thông qua hệ thống truyền tải. Công suất truyền tải của các đường dây truyền tải phụ thuộc vào khả năng tải điện của chúng. Hình 5 mô tả sự phân chia các vùng và Hình 6 trình bày cách tiếp cận mô hình.

Theo định nghĩa chính thức, miền Bắc bao gồm các tỉnh từ Nghệ An và Hà Tĩnh trở ra phía Bắc. Miền Trung bao gồm 4 tỉnh cao nguyên (Gia Lai, Kon Tum, Đắk Lắk, Đắk Nông) và các tỉnh từ Quảng Bình đến Khánh Hòa. Miền Nam bao gồm những tỉnh còn lại.



Hình 5: Mô hình hệ thống điện Việt Nam



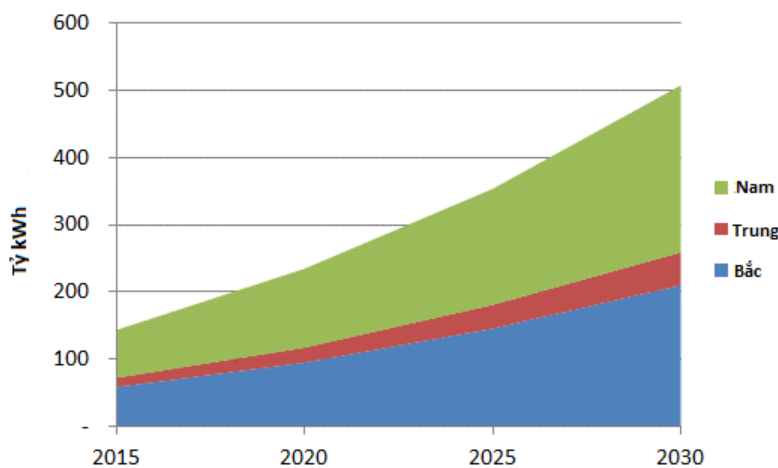
Hình 6: Cách tiếp cận mô hình lựa chọn nguồn phát điện của Việt Nam

4. Các dữ liệu đầu vào chính và các giả định

4.1 Dự báo nhu cầu điện

Để có thể so sánh kết quả mô phỏng với kết quả cơ cấu nguồn trong QHĐ VII điều chỉnh một cách hợp lý, nghiên cứu này tham chiếu cùng dự báo nhu cầu của QHĐ VII điều chỉnh.

Theo dự báo nhu cầu này, nhu cầu điện dự kiến sẽ tăng 3,54 lần từ 143,4 tỉ kWh trong năm 2015 lên 507 tỷ kWh trong năm 2030, tương đương với tốc độ tăng trưởng bình quân hàng năm là 8,8%.



Hình 7: Dự báo nhu cầu điện

Bên cạnh dự báo nhu cầu ở trên, nghiên cứu cũng sử dụng kết quả dự báo nhu cầu được thực hiện bởi Liên minh Năng lượng bền vững Việt Nam do GreenID là cơ quan điều phối đưa ra vào năm

2015⁶ cụ thể là kích bản nhu cầu thúc đẩy các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả để đánh giá tác động của việc thực hiện các giải pháp tiết kiệm năng lượng (TKNL) tới yêu cầu về công suất nguồn và cũng để phân tích kích bản trong đó xem xét cả các giải pháp sử dụng hiệu quả năng lượng cùng với các nguồn năng lượng tái tạo. Theo kịch bản TKNL, nhu cầu năng lượng được dự báo tăng 2,84 lần từ 143,4 tỷ kWh năm 2015 lên đến 407 tỷ năm 2030, tương đương tỷ lệ tăng trưởng hàng năm đạt 7,2%.

Khi mô phỏng các nguồn điện, tổng nhu cầu điện nói trên sẽ được cộng thêm lượng tự dùng và tổn thất do phân phối và truyền tải (T&D) tham khảo từ QHĐ VII điều chỉnh.

4.2 Nhiên liệu đầu vào

Theo quy hoạch sửa đổi phát triển ngành than đến năm 2020, triển vọng đến năm 2030 đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt theo Quyết định số 403/QĐ-TTg ngày 14/03/2016, sản lượng than dự kiến như sau:

- 2016: 41 - 44 triệu tấn
- 2020: 47 - 50 triệu tấn
- 2025: 51 - 54 triệu tấn
- 2030: 55 - 57 triệu tấn

Lượng than cung cấp cho ngành điện được thể hiện trong Bảng 6. Cần lưu ý, lượng than này chỉ bao gồm than antraxit, không bao gồm than nâu do chưa có công nghệ khai thác phù hợp. Ngoài ra, sản lượng than này sẽ chỉ cung cấp ở miền Bắc do vấn đề về vận chuyển.

Bảng 6: Lượng than trong nước cung cấp cho ngành điện

	Đơn vị	2015	2020	2025	2030
Lượng cung than cho ngành điện	1000 tấn	28.000	34.500	34.700	42.400

Về khí đốt, theo kế hoạch mới cập nhật của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PetroVietnam), lượng cung khí đốt hàng năm cho ngành điện là 10,35 tỷ m³/năm vào năm 2015, tăng lên 13,5 tỷ m³/năm vào năm 2020, đạt đỉnh điểm 19,35 tỷ m³/năm vào năm 2025 và sau đó giảm xuống còn 14,85 m³/năm vào năm 2030. Những con số này cao hơn lượng cung trong QHĐ VII do có tính thêm sản lượng từ mỏ khí Cá voi xanh được phát hiện gần đây ở vùng biển miền Trung.

Bảng 7: Nguồn cung khí đốt theo vùng

Nguồn cung khí theo vùng	Đơn vị	2015	2020	2025	2030
Miền Bắc	Triệu CBM	0	0	0	0
Miền Trung	Triệu CBM	0	0	6,08	6,08
Miền Nam	Triệu CBM	10,35	13,48	13,27	8,77

⁶ GreenID, 2014. Dự báo nhu cầu điện đến năm 2030

Đối với nhiên liệu nhập khẩu - than, khí đốt thiên nhiên, khí thiên nhiên hóa lỏng và dầu (dầu diesel và dầu Mazut) thì không có giới hạn mức nhập khẩu. Đối với than, Indonesia và Úc là hai nguồn nhập khẩu tiềm năng do nguồn tài nguyên phong phú và khoảng cách địa lý thuận lợi. Tuy nhiên, còn nhiều lo ngại về khả năng nhập khẩu than từ hai nước này do (i) sự cạnh tranh từ các nước nhập khẩu khác; và (ii) các nước xuất khẩu, đặc biệt là Indonesia đang có chính sách giảm xuất khẩu than. Về vấn đề nhập khẩu than, GreenID đã tiến hành nghiên cứu riêng, là một phần của một nghiên cứu lớn về phát triển năng lượng bền vững, mà nghiên cứu này cũng là một phần trong đó.

Đối với khí đốt, việc nhập khẩu khí tự nhiên qua đường ống dẫn khí là không khả thi do chi phí đầu tư rất lớn và rủi ro bất ổn chính trị khu vực. Vì vậy, nếu nhập khẩu, khí tự nhiên hóa lỏng sẽ là phương án lựa chọn tối ưu thay thế cho khí đốt. Hiện tại đã có một số cảng và kho lưu trữ dành cho khí hóa lỏng đang trong giai đoạn quy hoạch⁷.

4.3. Chi phí nhiên liệu

Chi phí nhiên liệu đóng một vai trò quan trọng trong việc mô hình hóa - nó xác định thứ tự ưu tiên của các nhà máy nhiệt điện được xây dựng và thứ tự phát điện lên lưới của nhà máy hiện có. Đây là yếu tố quan trọng nhất, đảm bảo rằng các nhà máy điện được xếp đúng thứ tự từ rẻ nhất đến đắt nhất.

Chi phí nhiên liệu được thể hiện trong bảng 8 được tham khảo trong QHĐ VII điều chỉnh do Viện Năng lượng thực hiện.

Bảng 8: Chi phí nhiên liệu

	Đơn vị	2015	2020	2025	2030
Than nội địa^a	USD/tấn	60,3	63,6	67,2	70,9
Than nhập khẩu^b	USD/tấn	88,1	93,1	98,5	104,1
Dầu nhiên liệu (FO)	USD/tấn	548,6	690,5	948,1	1.121,7
Dầu diesel (DO)	USD/tấn	878,3	1.122,7	1.554,7	1.567,7
Khí tự nhiên	USD/triệu BTU	6,1	8,1	10,9	10,9
LNG	USD/triệu BTU	12,6	14,8	14,8	14,8

Ghi chú: ^a: Than cám 5a được sử dụng làm than đại diện với giá trị nhiệt trị là 5500 kcal /kg

^b: Giá trị nhiệt trị thuần là 6700 kcal/kg

4.4. Công nghệ phát điện

Bảng 9 liệt kê các công nghệ được đưa vào mô phỏng bao gồm 28 loại công nghệ. Điện than được xem xét với 4 loại công nghệ khác nhau, từ công nghệ truyền thống (thông số hơi dưới tới hạn, than phun) đến trên thông số hơi trên siêu tới hạn với hệ thống lưu trữ các bon. NLTT được xem xét với 20 loại công nghệ.

⁷ Khu vực quy hoạch cho nhập khí hóa lỏng (LNG) là 1 phần của Quy hoạch tổng thể cho ngành công nghiệp khí tự nhiên tới năm 2020 và tầm nhìn tới năm 2030.

Bảng 9: Các công nghệ phát điện sử dụng trong mô hình hóa

Nhiên liệu	Công nghệ
Than	Dưới tới hạn
	Dưới tới hạn với công nghệ lưu trữ các bon
	Siêu tới hạn
	Trên siêu tới hạn
Khí	Tua bin khí
	Tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT)
Diesel	Tua bin khí
FO	Tua bin hơi
Thủy điện	Nhỏ
	Lớn
	Tích năng
Pin năng lượng mặt trời	Điện mặt trời trên mái nhà quy mô thương mại (3 mức)
	Trang trại mặt trời (3 mức)
Gió	Gió vận tốc cao
	Gió vận tốc trung bình
	Gió vận tốc thấp
Sinh khối	Tuabin hơi (4 nhiên liệu đầu vào)
Năng lượng từ rác thải	Đốt khí thu hồi từ bãi chôn lấp
	Lò đốt (công nghệ đốt trong)
Khí sinh học	Tua bin hơi
Địa nhiệt	Chu trình nhị phân

Các thông số kinh tế và kỹ thuật cho các công nghệ này được thu thập từ các nguồn công khai hiện có, bao gồm:

- Quy hoạch điện VII điều chỉnh
- Công cụ Calculator 2050 của Việt Nam
- Báo cáo tầm nhìn năng lượng toàn cầu năm 2015 của Cơ quan Năng lượng Quốc tế
- Các nguồn khác

Thông số kỹ thuật bao gồm hiệu suất, tuổi thọ và hệ số sẵn sàng của nhà máy. Các thông số kinh tế bao gồm chi phí đầu tư cho mỗi đơn vị công suất nguồn, chi phí vận hành bảo dưỡng cố định, chi phí vận hành bảo dưỡng biến đổi, chi phí nhiên liệu. Tất cả các thông số này được trình bày trong phụ lục.

Đối với NLTT (gió, mặt trời), hệ số sẵn sàng của công nghệ khai thác được xác định ở mức tương ứng với nguồn tài nguyên điển hình của đất nước ví dụ như gió được đại diện bởi ba loại tuabin tương ứng với 3 mức tài nguyên (sẽ được thảo luận chi tiết trong phần tiếp theo).

4.5. Nguồn năng lượng tái tạo và khả năng phát triển công suất

Đây là một trong những phần chính của báo cáo này và có ảnh hưởng đến cơ cấu nguồn điện hình thành. Do đó, chúng tôi đã nỗ lực cập nhật các dữ liệu về tiềm năng, chi phí đầu tư hiện tại và xu hướng giá của các công nghệ khai thác.

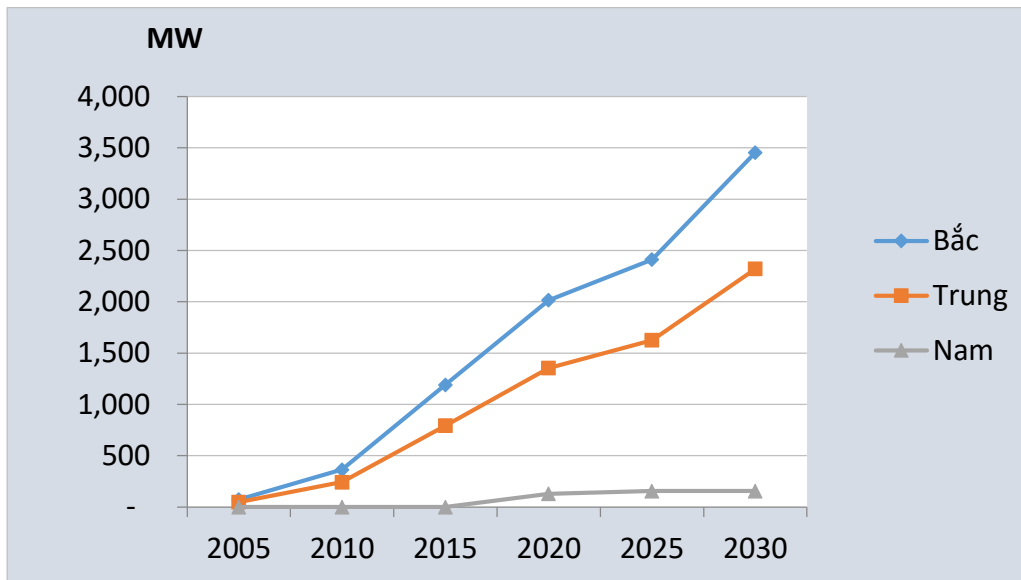
Đối với từng loại nguồn năng lượng, báo cáo sẽ trình bày tiềm năng trước, tiếp đó là phần miêu tả công nghệ (kỹ thuật). Đối với các nguồn năng lượng biến đổi như gió, mặt trời có thêm phần bổ sung mô tả phương pháp tiếp cận mô hình hóa cho các công nghệ sử dụng những nguồn đó.

4.5.1.Thủy điện

4.5.1.1. Dữ liệu nguồn

Tiềm năng kỹ thuật khoảng 18.000 – 20.000 MW (tương đương 75-80 tỉ kWh/năm). Tiềm năng thủy điện nhỏ (với công suất nhỏ hơn 30MW) khoảng 7.000 MW. Vào cuối năm 2015, có khoảng 16.569 MW thủy điện, chiếm khoảng 43% tổng công suất được lắp đặt trong đó thủy điện lớn là 14.585 MW và thủy điện nhỏ là 1.984 MW. Sản lượng từ thủy điện chiếm 35% tổng sản lượng điện trong năm 2015⁸.

Đường cong nguồn cung của thủy điện nhỏ giai đoạn 2015-2030 được thể hiện trong hình 8.



Hình 8: Đường cong nguồn cung của thủy điện nhỏ

4.5.1.2. Dữ liệu công nghệ

⁸ Trung tâm điều độ hệ điện quốc gia, EVN, 2016. Báo cáo thường niên về hoạt động và vận hành hệ thống điện năm 2015.

- Tuổi thọ của nhà máy: 30 năm
- Hệ số công suất: 45%
- Suất vốn đầu tư: 1.700 USD/kW. Dự kiến không có cải thiện về chi phí trong giai đoạn mô phỏng.
- Chi phí vận hành-bảo dưỡng: 2,5 USD/MWh

4.5.2. Gió

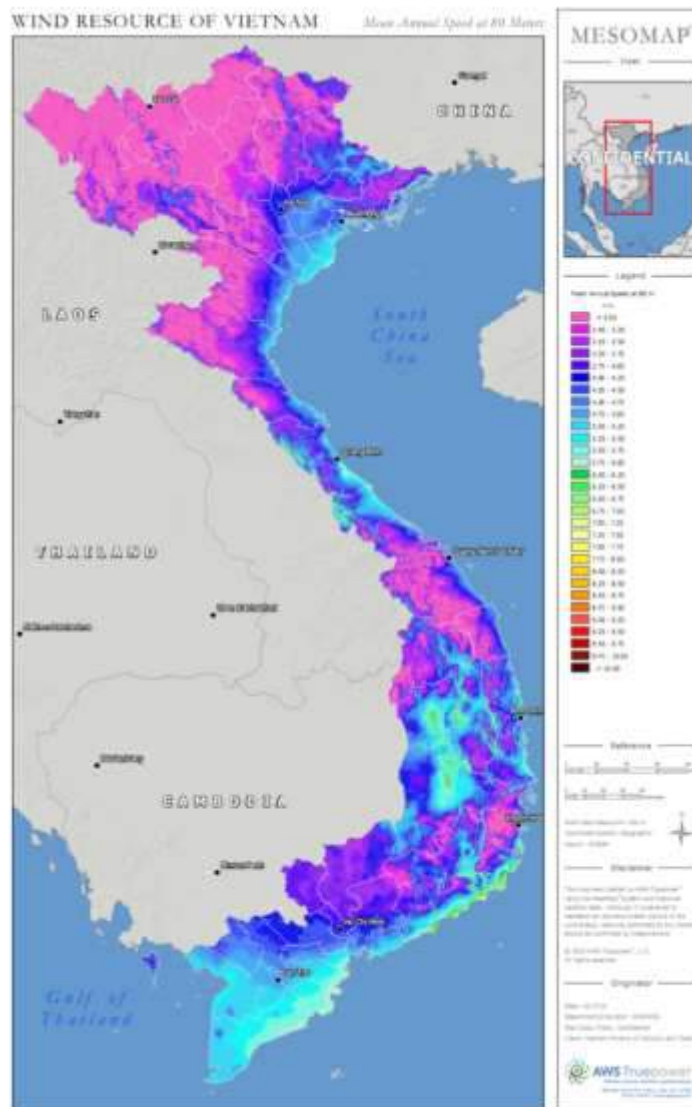
4.5.2.1. Dữ liệu nguồn

Năm 2001, Ngân hàng thế giới đã tài trợ xây dựng bản đồ năng lượng gió cho 04 quốc gia gồm Campuchia, Lào, Thái Lan và Việt Nam để hỗ trợ cho việc phát triển điện gió trong vùng (TWS 2000). Theo đó, Việt Nam có tiềm năng năng lượng gió cao nhất trong 04 quốc gia. Tuy nhiên, nhiều người nghĩ rằng bản đồ gió của Ngân hàng Thế giới quá lạc quan và có thể có sai số đáng kể vì tiềm năng được dựa trên mô hình mô phỏng. Theo quan điểm này, năm 2007, Bộ Công thương và Ngân hàng Thế giới đã tiến hành đo đạc tiềm năng gió tại ba điểm và sử dụng các dữ liệu này và các dữ liệu sẵn có để xác minh bản đồ tài nguyên gió. Tiềm năng gió đã điều chỉnh được trình bày trong Hình 9 và được trình bày trong Bảng 10.

Bảng 10: Tiềm năng năng lượng gió của Việt Nam ở độ cao 80m theo bản đồ gió cập nhật

Tốc độ gió trung bình	< 4 m/s	4-5 m/s	5-6 m/s	6-7 m/s	7-8 m/s	8-9 m/s	> 9 m/s
Diện tích (km ²)	95.916	70.868	40.473	2.435	220	20	1
Diện tích (%)	45,7	33,8	19,3	1,2	0,1	0,01	0
Tiềm năng (MW)	956.161	708.678	404.732	24.351	2.202	200	10

Nguồn: AWS Truepower, 2011.



Hình 9: Bản đồ tài nguyên gió của Việt Nam ở độ cao 80m

Với mục tiêu hỗ trợ chính quyền địa phương thực hiện quy hoạch điện gió cấp tỉnh và cũng hỗ trợ các doanh nghiệp tư nhân phát triển các dự án điện gió, Cơ quan hợp tác phát triển Đức (GIZ) đã tiến hành đo gió tại 10 điểm trong năm 2012 trong khuôn khổ dự án “**Xây dựng khuôn khổ pháp lý và hỗ trợ kỹ thuật để hòa lưới cho phát triển điện gió ở Việt Nam**”.

Với nguồn dữ liệu mới, năm 2015 Bộ Công Thương đã đề nghị ESMAP của Ngân hàng thế giới hỗ trợ Việt Nam sửa đổi bản đồ tài nguyên gió của Việt Nam. Bản đồ tài nguyên gió dự thảo đã được xây dựng và tiềm năng điện gió nổi lưới cũng đã được ước tính⁹. Tổng tiềm năng gió trên bờ

⁹ Ước tính của GIZ được thực hiện bằng cách tính đến các hạn chế kỹ thuật và cơ sở hạ tầng (đường và lưới truyền tải)

ước tính khoảng 27 GW được biểu diễn theo khu vực và tương ứng với các mức gió trong Bảng 11¹⁰.

Bảng 11: Tiềm năng gió theo khu vực và mức gió

Khu vực	Số GW theo mức độ gió		
	Thấp	Trung bình	Cao
Miền Bắc	3,7	0,7	0,1
Miền Trung	6,9	8,9	3,5
Miền Nam	2,6	0,7	0,1
Tổng	13,2	10,3	3,7

4.5.2.2. Mô phỏng điện gió trong MARKAL

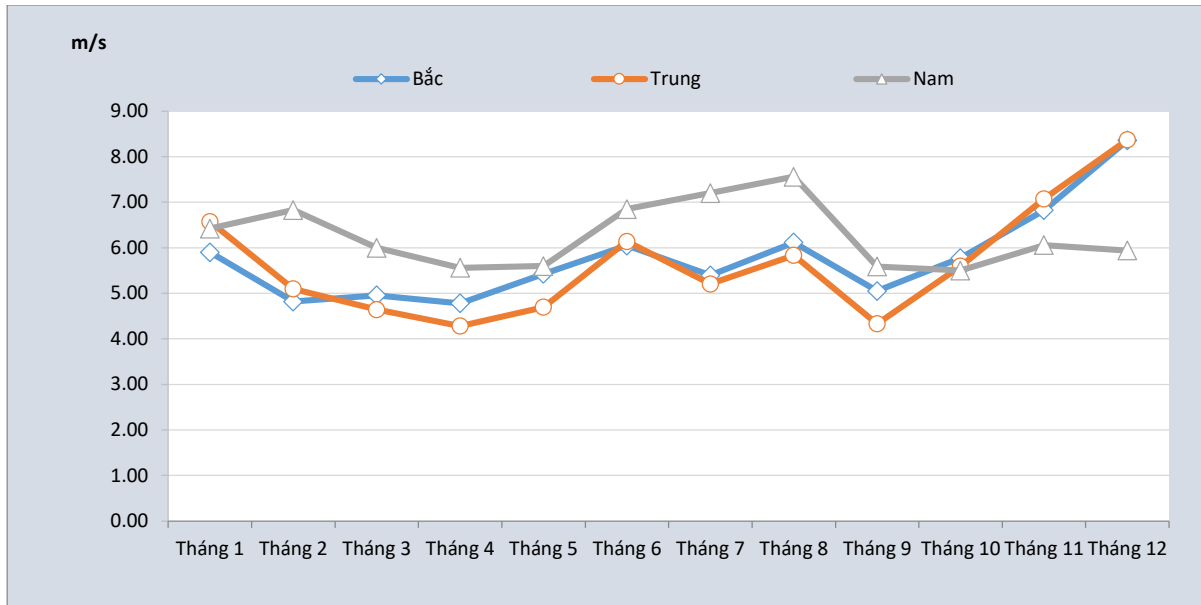
MARKAL có một vài thông số có thể sử dụng để mô phỏng điện gió. Thông số CF(Z)(Y) thể hiện mức độ sẵn sàng của một công nghệ theo mùa và theo thời gian và được chia thành 6 giai đoạn như sau:

- Ban ngày mùa hè
- Ban đêm mùa hè
- Ban ngày lúc giao mùa
- Ban đêm lúc giao mùa
- Ban ngày mùa đông
- Ban đêm mùa đông

Bảng PEAK mô tả phần công suất của công nghệ có thể được huy động để đáp ứng phụ tải đỉnh.

Trong nghiên cứu này, các thông số trên được xác định dựa trên hồ sơ gió điển hình của 03 khu vực được thể hiện trong Hình 10 và thực tế quan trắc: tốc độ gió vào ban ngày mạnh hơn 20% so với tốc độ gió ban đêm cho cả 3 khu vực (Bảng 12). Tương ứng với thông số này, phương pháp luận về tính toán sản lượng điện và hệ số công suất được trình bày trong Hộp 1.

¹⁰ Nghiên cứu này tập trung vào ưu tiên phát triển điện gió trên bờ do có chi phí thấp hơn. Trong nghiên cứu dài hạn sau, nguồn gió gần bờ và ngoài khơi sẽ tiếp tục được xem xét.



Hình 10: Biến trình gió tiêu biểu cho 3 vùng theo tháng

Bảng 12: Các thông số chính cho mô phỏng tuabin gió trong MARKAL

Thông số	Mức độ gió		
	Thấp	Trung bình	Cao
Miền Bắc			
Hệ số công suất khả dụng theo mùa			
• Ban ngày mùa hè	0,35	0,42	0,49
• Ban đêm mùa hè	0,17	0,2	0,23
• Ban ngày lúc giao mùa	0,33	0,39	0,46
• Ban đêm lúc giao mùa	0,16	0,19	0,22
• Ban ngày mùa đông	0,44	0,52	0,61
• Ban đêm mùa đông	0,21	0,25	0,29
Công suất đỉnh	0,23	0,28	0,30
Miền Trung			
Hệ số công suất khả dụng theo mùa			
• Ban ngày mùa hè	0,34	0,41	0,48
• Ban đêm mùa hè	0,16	0,19	0,23
• Ban ngày lúc giao mùa	0,32	0,38	0,44
• Ban đêm lúc giao mùa	0,15	0,18	0,21
• Ban ngày mùa đông	0,47	0,56	0,65
• Ban đêm mùa đông	0,22	0,27	0,31
Công suất đỉnh	0,23	0,28	0,30
Miền Nam			
Hệ số công suất khả dụng theo mùa			

• Ban ngày mùa hè	0,38	0,45	0,53
• Ban đêm mùa hè	0,18	0,22	0,25
• Ban ngày lúc giao mùa	0,35	0,43	0,50
• Ban đêm lúc giao mùa	0,17	0,20	0,24
• Ban ngày mùa đông	0,35	0,42	0,49
• Ban đêm mùa đông	0,17	0,20	0,24
Công suất đỉnh	0,23	0,28	0,30

Các thông số trong Bảng 12 sẽ được áp dụng để xác định tiềm năng kỹ thuật trong Bảng 11 và được sử dụng trong nghiên cứu này để tính cho điểm mốc đến năm 2030. Tuy nhiên, mô hình còn một số hạn chế trong mô phỏng phát triển của điện gió là tỷ lệ xây dựng – số MW công suất có thể được xây dựng mỗi năm. Con số này phụ thuộc chủ yếu bởi năng lực kỹ thuật của nhà thầu địa phương và sự sẵn có của các nguồn lực khác bao gồm cả nguồn tài chính. Trong khuôn khổ nghiên cứu này, công suất xây dựng điện gió giả định là 250 MW/năm trong 5 năm đầu tiên; sẽ tăng lên 500 MW/năm trong 5 năm tiếp theo và sẽ đạt 1000 MW/năm cho các năm sau đó.

Đến giữa năm 2017, 159,2 MW điện gió đã được xây dựng bao gồm các trang trại gió:

- Tuy Phong: 30 MW, vận hành cuối năm 2009;
- Bạc Liêu: 16MW giai đoạn 1 được vận hành năm 2013. Tổng công suất của nhà máy được hoàn thành năm 2016 là 99,2MW;
- Phú Lạc: 24MW vận hành cuối năm 2016;
- Phú Quý: 6MW vận hành đầu năm 2013

Theo nghiên cứu của Cuong N.D. và Dersch, D., (2014), đến tháng 4 năm 2014, 52 dự án đã được đăng ký với tổng công suất là 4.500MW tại 14 tỉnh. Trong đó, có 14 dự án đang trong giai đoạn thực hiện nghiên cứu tiền khả thi, 21 dự án đã hoàn thành nghiên cứu khả thi và 3 dự án đã đi vào vận hành. Các dự án còn lại đang trong giai đoạn khảo sát, đo đạc tiềm năng gió và chuẩn bị nghiên cứu tiền khả thi.

4.5.2.3. Chi phí công nghệ

Nghiên cứu của Cuong N.D. and Dersch, D., (2014) thu thập dữ liệu từ 23 dự án với mục đích xây dựng đề án cơ chế hỗ trợ phù hợp cho điện gió ở Việt Nam được thể hiện trong Bảng 13.

Bảng 13: Dữ liệu được sử dụng trong các dự án của GIZ

ST T	Tên dự án	Tỉnh	Công suất [MW]	Chi phí vốn đầu tư [triệu \$/MW]	Chi phí vận hành [\$ /MW/năm]	Hệ số công suất [%]
1	AP	Ninh Thuận	70,0	2,060	37.637	27,40
2	PH	Ninh Thuận	97,5	1,840	24.473	39,00
3	VC	Sóc Trăng	28,8	2,388	32.907	38,10
4	PL	Bình Thuận	24,0	1,818	51.764	28,00
5	PM	Bình Định	21,0	1,927	45.400	36,64
6	BB	Bình Thuận	69,0	1,782	23.497	25,20
7	HT	Bình Thuận	98,7	1,923	27.121	22,83
8	MD	Bình Thuận	42,0	1,731	8.160	21,20
9	PT	Bình Thuận	30,0	1,952	38.628	29,40
10	QT	Quảng Trị	28,9	1,999	39.486	29,70
11	SG	Bình Thuận	199,5	1,852	36.530	28,20
12	TT	Bình Thuận	51,0	1,773	35.114	24,20
13	TD	Sóc Trăng	29,9	2,125	45.785	29,69
14	TN	Ninh Thuận	35,0	1,911	28.417	29,80
15	TP	Bình Thuận	43,5	1,296	25.936	35,70
16	VT	Bình Thuận	40,5	1,747	24.055	24,80
17	BL	Bac Lieu	83,2	2,503	78.840	37,55
18	TP*	Bình Thuận	30,0	2,635	40.647	25,00
19	NH	Bình Định	30,5	1,900	38.000	31,00
20	PH	Ninh Thuận	50,0	2,197	51.500	24,60
21	DH	Ninh Thuận	19,8	1,911	33.397	30,30
22	MD	Ninh Thuận	30,0	2,327	46.000	38,10
23	CL*	Bạc Liêu	16,0	2,390	24.987	28,00
Tổng			1.169,0	1,980	33.190	29,76

Ghi chú: *: Dữ liệu thực tế

Theo Bảng 13, chi phí đầu tư trung bình của điện gió tại Việt Nam hiện tại khoảng 1980USD/kW và chi phí vận hành là 35 USD/kW/năm. Dự báo chi phí đầu tư điện gió trong tương lai được thực hiện dựa trên cơ sở xu hướng chi phí quốc tế và đường cong kinh nghiệm. Kết quả được trình bày trong Bảng 14. Thông tin chi phí này sẽ được áp dụng cho hệ thống tuabin gió ở tất cả các mức gió và các địa phương.

Bảng 14: Dữ liệu chi phí cho các dự án điện gió

Công nghệ	Giai đoạn đầu tư	Chi phí vốn đầu tư [\$ 1000/MW]	Chi phí vận hành [\$1000/MW/năm]
Tuabin gió	2017-2020	1980	35
	2021-2025	1900	35
	2026-2030	1800	35

Hộp 1: Phương pháp ước tính sản lượng điện gió

Sản lượng điện gió của các nhà máy điện gió được ước tính bằng 2 bước. Thứ nhất, tiềm năng lý thuyết tham chiếu của điện gió được ước tính. Kết quả này sau đó được nhân rộng cho toàn bộ nhà máy điện gió bằng cách tính toán các hệ số tổn thất.

Sản lượng điện gió của nhà máy tuabin gió tham chiếu: Tốc độ gió không liên tục theo thời gian. Điện từ gió lần lượt thay đổi theo lũy thừa bậc ba của tốc độ gió. Do đó, để xác định sản lượng điện và tiềm năng lý thuyết, ngoài tốc độ gió trung bình, điều quan trọng là phải biết được sự phân bố tốc độ gió. Để xác định được sự phân bố tốc độ gió sử dụng hàm Reyleigh V_m , một trường hợp đặc biệt của hàm Weibull. Hàm này biểu diễn khả năng $f(v)$ với tốc độ gió v trong một năm theo công thức:

$$f(v) = \frac{\pi v}{2(V_m)^2} * \exp\left(\frac{-\pi}{4}\right) \left(\frac{v}{V_m}\right)^2$$

Trong đó: V_m là tốc độ gió trung bình. Nó được rút ra từ kinh nghiệm rằng hàm đặc biệt này trình diễn đầy đủ phân bố tốc độ gió thực. Sản lượng điện hàng năm được phân phối sau đó có thể được tính bằng cách tích hợp đường cong năng lượng:

$$E_U = \sum_{v=1}^{v=25} f(v) * P(v) * 8760$$

Trong đó: v_m là tốc độ gió trung bình; $P(v)$ là công suất tuabin tại tốc độ gió v ; $f(v)$ là hàm Reyleigh mật độ xác suất của tốc độ gió v , được tính toán cho tốc độ gió trung bình V_m và 8.760 là số giờ hàng năm

Sản lượng điện của một tuabin gió sau đó được nhân rộng đến toàn bộ trang trại gió với những điều chỉnh thích hợp:

$$E_{TP} = nE_U C_P C_T C_R C_A C_O$$

Trong đó n là số lượng tuabin trong trang trại gió; C_P và C_T là hệ số điều chỉnh áp suất' C_R là hiệu suất trang trại gió- là giá trị phụ thuộc vào quy mô của trang trại và hình dạng của từng tuabin gió. C_A là trang trại gió sẵn có, 98% như đã cam kết của hầu hết các nhà sản xuất tuabin và C_O đại diện cho các tổn thất khác bao gồm tổn thất cáp, tổn thất truyền tải và tổn thất khác. C_P và C_T được tính theo công thức:

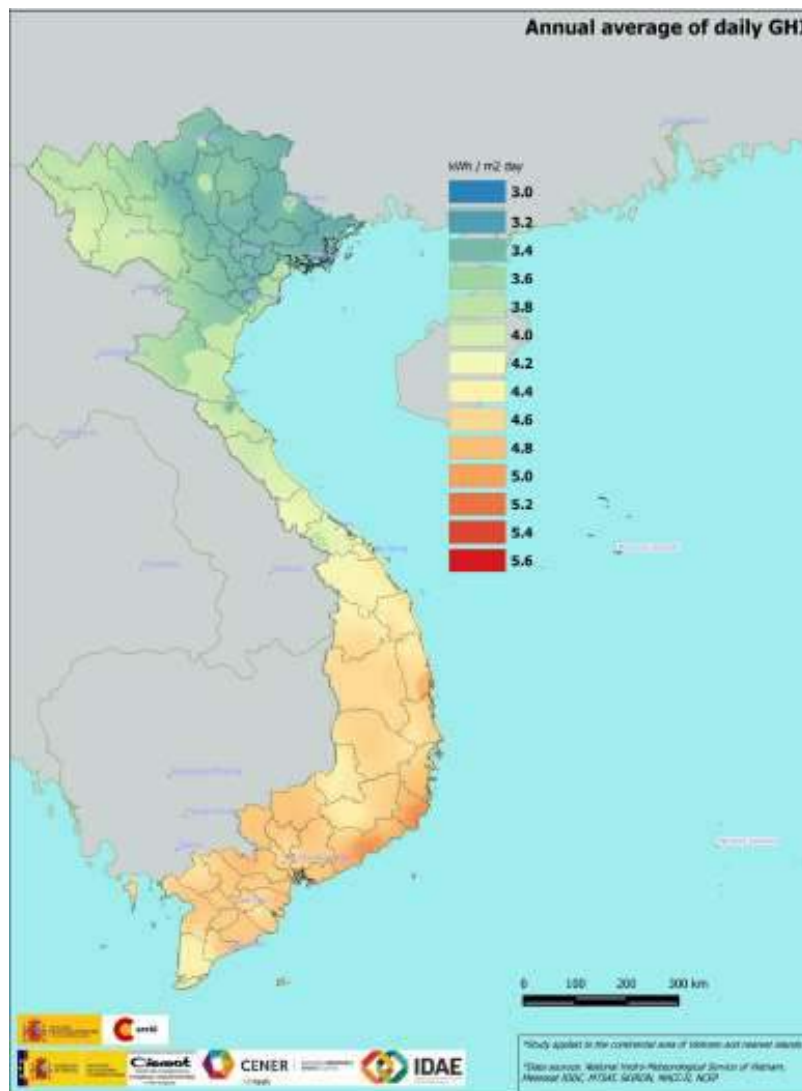
$$C_P = \frac{P}{P_0} \quad C_T = \frac{T_0}{T}$$

Trong đó: P là áp suất khí quyển trung bình hàng năm tại một vị trí, P_0 là áp suất khí quyển tiêu chuẩn của 101,3kPa, T là nhiệt độ trung bình hàng năm, và T_0 là nhiệt độ ở điều kiện tiêu chuẩn tại 288,1 K

4.5.3. Mặt trời

4.5.3.1. Nguồn dữ liệu

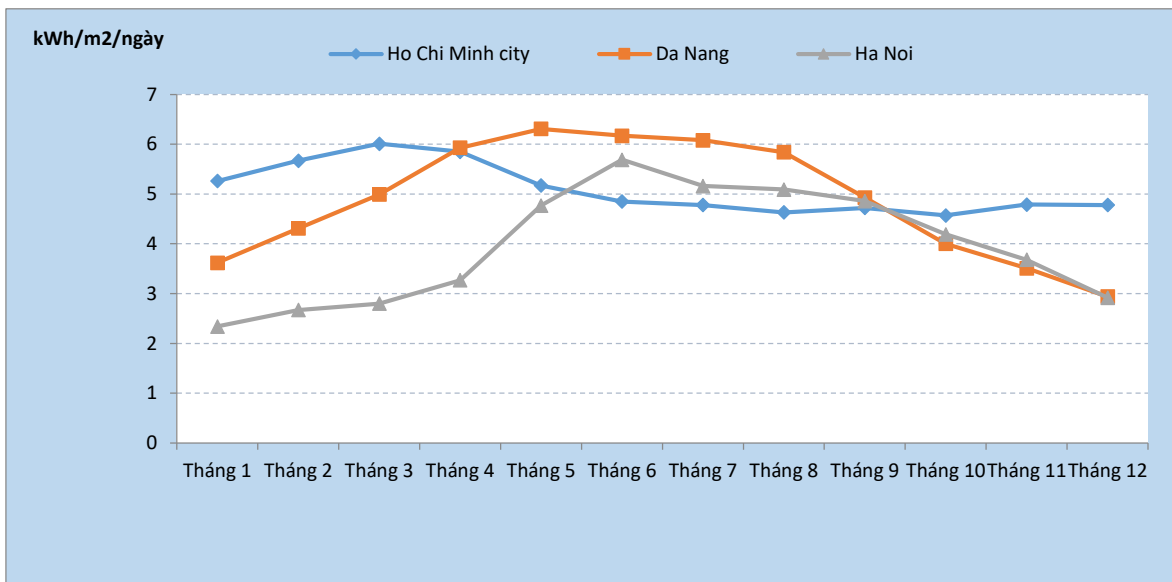
Bảng 11 cho thấy Việt Nam có tiềm năng NLMT khá tốt, đặc biệt là khu vực phía Nam (AECID-MOIT.2014). Bức xạ mặt trời trung bình ở khoảng 5 – 5,5 kWh/m²/ngày, tương đương với Thái Lan - nơi có tỷ lệ sử dụng NLMT tăng mạnh trong năm qua. Theo báo cáo cập nhật chính sách Quang điện Thái Lan tháng 5/2016, tổng công suất lắp đặt điện mặt trời ở nước này lên tới 2.021MW. Trong số đó, công suất lắp đặt các trang trại pin mặt trời hoặc trên khu đất trống đạt 1.932 MW, trong khi pin mặt trời trên mái nhà là 89 MW (BMW,2016).



Hình 11: Bức xạ mặt trời trung bình ngày của Việt Nam

Tuy nhiên, nguồn NLMT ở Việt Nam không phân bố đồng đều giữa các địa phương. Bức xạ mặt trời có mối tương quan với vị trí của vùng so với đường xích đạo; cao nhất ở miền Nam và tương

đổi tốt ở miền Trung. Hơn nữa, bức xạ mặt trời cũng thay đổi theo tháng và trong một ngày. Hình 12 cho thấy bức xạ mặt trời trung bình theo tháng tại ba địa điểm gồm Hà Nội, Đà Nẵng và Thành phố Hồ Chí Minh đại diện tương ứng cho nguồn năng lượng mặt trời ở Bắc, Trung và Nam. Theo biểu đồ này, bức xạ mặt trời ở thành phố Hồ Chí Minh là cao nhất, ở mức 5,09 kWh/m²/ngày và không có sự chênh lệch lớn giữa các tháng. Tiềm năng lớn hơn được nhìn thấy trong khoảng thời gian từ tháng 1 đến tháng 5; trong đó, đạt đỉnh điểm vào tháng 3 và khá ổn định trong những tháng khác. Bức xạ mặt trời ở Đà Nẵng cũng cao, tuy nhiên sự dao động lớn hơn. Bức xạ cao hơn trong khoảng từ tháng 3 đến tháng 9, đặc biệt từ tháng 5 đến tháng 7. Lượng bức xạ mặt trời hàng năm ở Hà Nội cũng có xu hướng biến thiên tương tự như Đà Nẵng, mặc dù ở cấp độ thấp hơn.



Hình 12: Bức xạ mặt trời trung bình ngày tại Hà Nội, Đà Nẵng và TP Hồ Chí Minh

Từ những quan sát này, việc triển khai các dự án năng lượng mặt trời PV ở miền Trung và ở miền Nam sẽ khá hấp dẫn đối với các nhà đầu tư. Tuy nhiên các khu vực gần biên giới phía Bắc cũng có tiềm năng lắp đặt pin mặt trời tốt, mặc dù không cao như ở miền Nam.

Trong khuôn khổ báo cáo này, hai loại hình công nghệ năng lượng mặt trời được xem xét bao gồm: (i) lắp đặt điện mặt trời trên mặt đất trống hoặc trang trại điện mặt trời và (ii) điện mặt trời trên mái nhà. Công nghệ hội tụ năng lượng mặt trời (CSP) không được xem xét vì điều kiện khí hậu và bức xạ mặt trời ở Việt Nam không phù hợp. Công nghệ CSP hoạt động tốt hơn ở mức bức xạ mặt trời 6 kWh/m²/ngày trở lên và trong khí hậu khô. Sa mạc sẽ là địa điểm lý tưởng cho loại hình công nghệ này. Hơn nữa, chi phí đầu tư cho công nghệ CSP cao hơn và yêu cầu diện tích đất sử dụng lớn hơn so với công nghệ pin mặt trời PV. Chi phí đầu tư cho công nghệ CSP khoảng 4.600 USD/kWp, tương đương với chi phí quy dẫn 0,14–0,36 \$/kWh và cho các tháp mặt trời là 6300–7500 USD/kWp và tương đương với chi phí quy dẫn 0,17–0,29 \$/kWh¹¹. Trên thực tế, các nước

¹¹ https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf

láng giềng như Thái Lan, Malaysia và Philippines cũng chưa có kế hoạch phát triển công nghệ CSP.

Tiềm năng cho các công nghệ được lựa chọn sẽ được phân tích dưới đây.

a. Tiềm năng lắp đặt trang trại điện mặt trời

Mô hình sử dụng cách tiếp cận dựa vào GIS¹² để ước tính tiềm năng triển khai các trang trại NLMT bao gồm hai bước sau:

Bước 1: Xác định sơ bộ khu vực tiềm năng phát triển NLMT: bước này xác định chính xác bức xạ mặt trời của những khu vực tiềm năng.

Bước 2: Xác định các địa điểm cụ thể phù hợp cho trang trại điện mặt trời PV trong các khu vực nêu trên (kết quả của bước 1) bằng cách loại bỏ các khu vực không phù hợp về sử dụng đất và cơ sở hạ tầng (ví dụ, địa hình, đất nông nghiệp và đất có giá trị sử dụng cao, khu vực bảo tồn đất đai, tiếp cận với lưới điện quốc gia, khả năng tiếp cận nguồn điện và giao thông, quy mô của dự án).

Kết quả của hai bước này được xây dựng thành các tiêu chí cụ thể để lựa chọn các trang trại điện mặt trời có thể triển khai.

Hình 13: Tiêu chí lựa chọn để đánh giá nguồn NLMT

- Bức xạ mặt trời: ≥ 4 kWh/m²/ngày
- Khu vực thích hợp:
 - Đất bỏ hoặc không sử dụng có địa hình bằng phẳng có khả năng tiếp cận với giao thông và lưới điện và gần các trung tâm phụ tải;
 - Khoảng cách tới đường: ≤ 2 km
 - Khoảng cách tới lưới điện: ≤ 5 km
 - Độ dốc của nền đất: $\leq 5^\circ$

Bằng cách áp dụng phương pháp này, diện tích đất phù hợp lắp đặt tấm pin mặt trời trên nền đất được xác định là 672 km², đủ để lắp đặt công suất lớn nhất là 56.027 MWp với định mức sử dụng đất là 1,2 ha/MWp¹³. Khu vực thích hợp tập trung chủ yếu ở khu vực phía Nam.

Ước tính này cao hơn nhiều so với các nghiên cứu khác. Ví dụ như nghiên cứu của Ngân hàng Phát triển Châu Á (ADB) đã ước tính tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời PV tại Việt Nam là 22.000 MWp. Lý do chính cho sự khác biệt này là báo cáo này sử dụng ngưỡng bức xạ mặt trời là 4 kWh/m²/ngày, thấp hơn so với mức 5 kWh/m²/ngày sử dụng bởi các nghiên cứu trước đây. Điều

¹²Nghiên cứu này sử dụng GST, một công cụ dựa trên GIS được thực hiện bởi NREL (Phòng thí nghiệm Năng lượng tái tạo quốc gia của Mỹ). GST là một phần mềm miễn phí với dữ liệu được xây dựng sẵn và cung cấp khả năng mô phỏng và đánh giá tiềm năng năng lượng tái tạo trực quan.

¹³Diện tích đất cần thiết cho mỗi MWp tại 1 dự án cụ thể. Con số này ở Thái Lan dao động từ 0,8-1,2 ha/MWp, trong khi ở Ấn Độ khoảng 1,0-1,5 ha/MWp.

này cũng đồng nhất với mục tiêu tập trung phát triển điện mặt trời PV mạnh mẽ trong Chiến lược Phát triển Năng lượng tái tạo và do đó các khu vực có nguồn năng lượng mặt trời thấp cũng được xem xét. Ngoài ra, một lý do khác là nghiên cứu sử dụng tỷ lệ chiếm dụng đất giả định thấp hơn. Nhìn chung, đây chỉ là một ước tính sơ bộ, cần nghiên cứu thêm nữa để có được con số thực tế và chính xác hơn.

Bảng 15, 16 và 17 tóm tắt về tiềm năng NLMT theo tỉnh, vùng và bức xạ.

Bảng 15: Tiềm năng kỹ thuật của trang trại điện mặt trời PV theo tỉnh

Tỉnh	Diện tích khả thi (km ²)	Công suất (MWp)
Bà Rịa – Vũng Tàu	22,31	1.859,2
Bắc Giang	5,73	477,5
Bắc Ninh	1,34	111,7
Bình Định	12,16	1.013,3
Bình Dương	31,90	2.658,3
Bình Phước	5,07	422,5
Bình Thuận	7,17	597,5
Đắk Lắk	89,42	7.451,7
Đồng Nai	10,08	840,0
Đồng Tháp	5,55	462,5
Gia Lai	10,23	852,5
Hà Tây	4,21	350,8
Hải Dương	7,03	585,8
Hòa Bình	4,58	381,7
Khánh Hòa	47,06	3.921,7
Kon Tum	11,12	926,7
Lai Châu	4,08	340,0
Lâm Đồng	27,60	2.300,0
Long An	48,45	4.037,5
Nam Định	11,04	920,0
Ninh Bình	0,93	77,5
Ninh Thuận	94,23	7.852,5
Phú Thọ	3,34	278,3
Phú Yên	20,04	1.670,0
Quảng Bình	0,68	56,7
Quảng Nam	11,88	990,0
Quảng Ngãi	42,10	3.508,3
Quảng Ninh	5,75	479,2
Quảng Trị	2,61	217,5

Sơn La	25,62	2.135,0
TP Hà Nội	4,00	333,3
TP Hải Phòng	4,54	378,3
TP Hồ Chí Minh	6,56	546,7
TP Đà Nẵng	0,11	9,2
Tây Ninh	54,59	4.549,2
Thái Nguyên	2,76	230,0
Thanh Hóa	1,18	98,3
Thừa Thiên- Huế	13,44	1.120,0
Tiền Giang	11,12	926,7
Vĩnh Phúc	0,47	39,2
Yên Bái	0,24	20,0
Tổng cộng	672,32	56.027,0

Bảng 16: Tiềm năng kỹ thuật của trang trại điện mặt trời PV theo bức xạ

Bức xạ mặt trời	Diện tích khả thi (km ²)	Công suất (MWp)
Thấp (4,0 đến 4,5 kWh/m ² /ngày)	70,7	5.891,0
Trung bình (4,5 đến 5,0 kWh/m ² /ngày)	171,07	14.255,0
Cao (5,0 đến 5,5 kWh/m ² /ngày)	430,56	35.880,0
Tổng số	672,33	56.027,0

Bảng 17: Tiềm năng kỹ thuật của trang trại điện mặt trời theo vùng và bức xạ

Khu vực/Bức xạ mặt trời	Diện tích khả thi (km ²)	Công suất (MWp)
Miền Bắc		
• Thấp	70,70	5.892
• Trung bình	0	0
• Cao	0	0
Miền Trung		
• Thấp	16,14	1.345
• Trung bình	153,85	12.821
• Cao	1,08	90
Miền Nam		
• Thấp	0	0
• Trung bình	134,6	11.217
• Cao	295,95	24.662

Tương tự như điện gió, nhóm nghiên cứu đã tham vấn với các bên liên quan chính trong ngành NLTT về khả năng xây dựng các trang trại PV tối đa mỗi năm. Theo đó, tỷ lệ xây dựng trong 5 năm đầu tiên là 500 MW/năm sẽ tăng lên đến 1000 MW trong 5 năm tới và 2000 MW sau đó.

b. Tiềm năng điện mặt trời mái nhà

Cả QHĐ VII điều chỉnh và Chiến lược phát triển NLTT đều không đưa ra mục tiêu cụ thể cho loại hình công nghệ điện mặt trời này. Đối với các tòa nhà thương mại, Khanh N.Q (2013) đã chỉ ra rằng có sự tương thích lớn giữa sản lượng của pin mặt trời và biểu đồ phụ tải của một số tòa nhà điển hình (khách sạn, tòa nhà văn phòng) ở thành phố Hồ Chí Minh và theo đó đã ước tính được tổng tiềm năng là 113 MW. Nghiên cứu được thực hiện dựa trên dữ liệu phụ tải năm 2011, vì vậy tiềm năng của pin mặt trời được dự báo tăng lên do khu vực thương mại đang phát triển mạnh.

Tương tự như lĩnh vực thương mại, nghiên cứu cũng ước tính được một tỷ lệ cụ thể tấm pin mặt trời có thể lắp đặt trên mái nhà của các nhà máy trong lĩnh vực công nghiệp.

Tham khảo kịch bản phát triển của **ADB RETA 7764 - REG Đảm bảo tính bền vững của phát triển nguồn điện tại Tiểu vùng Sông Mê Công** đồng thời thực hiện một số cập nhật và thay đổi, nghiên cứu đưa ra kết quả được thể hiện trong Bảng 18.

Bảng 18: Kịch bản tỷ lệ thâm nhập của tấm pin NLMT mái nhà

Khu vực	Công suất (MWp)	
	2020	2030
Miền Bắc	5	20
Miền Trung	10	30
Miền Nam	20	100
Tổng số	35	150

4.5.3.2. Mô phỏng điện mặt trời trong MARKAL

Tính khả dụng của các công nghệ điện mặt trời trong mùa hè sẽ cao hơn vào mùa đông và sẽ không có vào ban đêm. Trong mô hình, hiệu suất của tấm pin PV phụ thuộc thời tiết có thể được mô phỏng với bảng PEAK cùng với hệ số công suất hiệu dụng theo mùa (CF (Z) (Y)) – giống như một bộ tham số được sử dụng để mô phỏng nguồn điện gió.

Thông số CF (Z) (Y) thể hiện hệ số khả dụng của công nghệ PV trong thời gian của một mùa và một ngày trong khi bảng PEAK mô tả phần công suất của một công nghệ nhất định có thể được huy động để đáp ứng tải đỉnh.

Các điều kiện bức xạ mặt trời ở Hà Nội, Đà Nẵng và Hồ Chí Minh là cơ sở để xác định các thông số bức xạ mặt trời cho miền Bắc, miền Trung và miền Nam. Các kết quả được thể hiện trong Bảng 19.

Bảng 19: Tham số chính cho mô hình hóa điện mặt trời

Tham số	Khu vực		
	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam

Hệ số công suất hiệu dụng theo mùa			
• Ngày mùa hè	0,52	0,62	0,49
• Đêm mùa hè	0	0	0
• Ngày giao mùa	0,38	0,50	0,52
• Đêm giao mùa	0	0	0
• Ngày mùa đông	0,30	0,34	0,49
• Đêm mùa đông	0	0	0
PEAK	0,4	0,49	0,50
Vòng đời (năm)	20	20	20

4.5.3.3. Chi phí công nghệ

Tổng mức đầu tư bao gồm các thành phần sau: mô-đun, biến tần, dây cáp, cấu trúc gắn kết, quản lý kỹ thuật và dự án, nhân công và các chi phí khác.

- Chi phí đầu tư cụ thể hiện nay ở Việt Nam ước đạt 1000 USD/kWp cho điện mặt trời quy mô trang trại và 1200 USD/kWp cho điện mặt trời mái nhà¹⁴.
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M): bao gồm làm sạch hệ thống PV để loại bỏ các chất bẩn và các lớp lắng đọng; kiểm định vận hành và bảo trì dự phòng và thay thế các linh kiện có tuổi thọ thấp hơn giai đoạn phân tích. Chi phí O&M ước tính khoảng 1,5% chi phí đầu tư ban đầu.

Kỳ vọng trong tương lai chi phí công nghệ cho hệ thống pin mặt trời PV sẽ tiếp tục được cải thiện theo xu hướng trước đây (ngày càng giảm dần) và như kết quả của đường cong kinh nghiệm (BP, 2017; Munse, M., 2017). Bảng 20 cung cấp các ước tính cụ thể như sau.

Bảng 20: Tham số kinh tế của trang trại điện mặt trời và điện mặt trời trên mái nhà

Công nghệ	Giai đoạn đầu tư	Suất vốn đầu tư [\$ 1000/MW]	Chi phí vận hành – bảo dưỡng [\$1000/MW/yr]
Trang trại điện mặt trời	2017-2020	1000	18
	2021-2025	900	18
	2026-2030	800	18
Pin NLMT trên mái nhà	2017-2020	1200	21
	2021-2025	1100	21
	2026-2030	1000	21

4.5.4. Sinh khối

4.5.4.1. Nguồn dữ liệu

¹⁴Chi phí đầu tư cho hệ thống không giá đỡ dựa trên phỏng vấn 2 nhà máy điện mặt trời quốc tế và hệ thống điện mặt trời mái nhà dựa trên phỏng vấn nhà phát triển điện mặt trời trong nước.

4 công nghệ sẽ được mô phỏng bao gồm 2 hệ thống đồng phát (đốt bã mía và trấu) và hai công nghệ đốt trong (đốt rơm rạ và đốt phế thải gỗ).

Theo ước tính của Loc, N.V (2014), tổng tiềm năng để sản xuất điện từ các nhà máy đường hiện tại là khoảng 500 MWe. Đến năm 2015, công suất lắp đặt của ngành này đạt 375 MW (Khanh, N.Q, 2016). Năng lượng và hơi nước tạo ra từ các nhà máy này được sử dụng trước tiên cho hoạt động của chính nó, tức là ép mía và lọc đường. Một số nhà máy bán điện dự phòng ở mức 5,8 US xu/kWh theo Quyết định số 24/2014/QĐ-TTg ngày 24/3/2014.

Không có ước tính chính thức về tiềm năng phát điện từ các nhà máy gạo, rơm rạ và chất thải gỗ. Các thông số phát triển trong Bảng 21 được thực hiện dựa trên ước tính tài nguyên của GIZ và các giả định của chúng tôi về tỷ lệ và tốc độ xây dựng của các công nghệ đã được áp dụng.

Bảng 21: Tiềm năng phát triển sinh khối

Nguồn sinh khối	Tiềm năng công suất năm 2030 (MW)
Bã mía	500
Trấu	500
Rơm rạ	250
Phế thải từ gỗ	250

4.5.4.2. Dữ liệu công nghệ

Các số liệu công nghệ sau đây cũng được lấy từ báo cáo kỹ thuật do GIZ phát triển với mục tiêu đề xuất cơ chế nổi lưới cho các dự án điện sinh khối ở Việt Nam (GIZ/GDE-MOIT, 2013a).

Bảng 22: Tham số kinh tế và kỹ thuật của công nghệ sinh khối

Tham số	Loại nhiên liệu			
	Bã mía	Trấu	Rơm rạ	Phế thải từ gỗ
Vòng đời của nhà máy (năm)	20	20	20	20
Số giờ hoạt động toàn công suất	5000	6500	6500	6500
Chi phí đầu tư (\$/kW)	1.100	1.920	2.000	1.900
Tiêu thụ nhiên liệu (kg/kWh)	2,38	1,2	1,32	0,91
Chi phí nhiên liệu (\$/tấn)	4	12	25	25
Chi phí vận hành – bảo dưỡng (% của chi phí đầu tư ban đầu)	4	4	4	4
Thu nhập		Bán tro (20 \$/tấn)		

4.5.5. Năng lượng từ rác thải

4.5.5.1. Nguồn dữ liệu

Hai công nghệ xử lý chất thải thành năng lượng được sử dụng trong mô hình hóa phù hợp với các chính sách phát triển hiện có bao gồm: (i) khí đốt thu từ rác thải chôn lấp để sản xuất điện, và (ii) đốt chất thải rắn cho sản xuất điện.

dự kiến có thể nhập khẩu từ Lào đến năm 2020 ước tính khoảng 850 MW và tất cả là thủy điện. Không có ước tính thêm sau đó.

- Se Ka Ma 3: vận hành thương mại năm 2013;
- Thủy điện Nam Mo 105 MW dự kiến vận hành năm 2020;
- Thủy điện Se Kaman 1 (290MW) và Xekaman Sansay (32MW) dự kiến sẽ hoạt động vào năm 2016.
- Công ty Cổ phần Điện lực Việt Lào (Tập đoàn Sông Đà) bắt đầu xây dựng thủy điện thượng nguồn sông Sekong 3 (Sekong 3 Upper) và Thủy điện Hạ nguồn sông Sekong 3 (100MW) vào năm 2014 và dự kiến phát điện vào năm 2017.
- Thủy điện Xekaman 4 (80MW) đang được xây dựng bởi Công ty Cổ phần Điện lực Việt Lào (Tập đoàn Sông Đà), khởi công vào năm 2014 và dự kiến phát điện vào năm 2017.

Nhập khẩu từ Campuchia: Trong QHĐ VII, Việt Nam dự kiến sẽ mua điện từ 4 nhà máy thủy điện ở phía Đông Bắc của Campuchia. Tuy nhiên, Chính phủ Campuchia gần đây thông báo rằng các nhà máy này sẽ chỉ phục vụ cho Campuchia, có nghĩa là sẽ không có nhập khẩu điện từ Campuchia.

Nhập khẩu từ Trung Quốc: Việt Nam hiện đang nhập khẩu điện từ Trung Quốc qua lưới 220 kV và 110 kV. Công suất nhập khẩu khoảng 700-800 MW và hết hạn hợp đồng vào năm 2017. Việt Nam có xem xét nhập khẩu điện từ Trung Quốc thông qua đường truyền tải 500 kV. Tuy nhiên, điều này dường như không khả thi vì Việt Nam chỉ có thể mua điện vào mùa mưa và Trung Quốc muốn nhập khẩu điện từ Việt Nam trong mùa khô.

4.7. Giả định khác

Phát triển thủy điện tích năng: Trong QHĐ VII điều chỉnh, hai nhà máy thủy điện tích năng đã được đưa vào quy hoạch; một ở miền Trung, một ở miền nam. Đây là một sự kết hợp tốt vì miền Trung và miền Nam có nhiều gió và năng lượng mặt trời - những nguồn năng lượng thay đổi và vì vậy có thêm nguồn lưu trữ này sẽ tăng cường độ tin cậy của hệ thống điện và giảm tỷ lệ mất điện.

Tỷ lệ chiết khấu: nghiên cứu này sử dụng tỷ lệ chiết khấu là 10%. Tỷ lệ này được Ngân hàng Thế giới đề xuất để phân tích các lựa chọn công nghệ ở Việt Nam và cũng được áp dụng trong quá trình xây dựng QHĐ VII.

5. Định nghĩa các kịch bản

Để đạt được mục tiêu đề ra trong phần Giới thiệu, nghiên cứu đã phát triển ba kịch bản phát điện để mô hình hoá.

Kịch bản cơ sở: theo kịch bản này, cơ cấu nguồn điện sẽ được xác định trên cơ sở giả định được cập nhật bao gồm dự báo giá nhiên liệu, chi phí đầu tư cụ thể cho các công nghệ và xu hướng chi phí dự kiến. Đối với NLTT, các đầu vào cập nhật bao gồm tiềm năng và chi phí đầu tư với sự xem xét xu hướng chi phí (giảm).

Kịch bản năng lượng tái tạo: theo kịch bản này, ngoài việc giả định trong kịch bản cơ sở, năng lượng tái tạo được đánh giá công bằng hơn bằng việc xem xét chi phí ngoại biên.

Chi phí ngoại biên là chi phí được tính toán dựa trên ước tính các chi phí phát sinh đối với xã hội và môi trường do các chất gây ô nhiễm từ việc phát điện gây ra. Các chất gây ô nhiễm chủ yếu là oxit lưu huỳnh (SO_x), oxit nitơ (NO_x), và dioxit cacbon (CO₂). So với năng lượng truyền thống, năng lượng tái tạo có rất ít tác động, ngay cả tính trên vòng đời dự án; do đó, xem xét các tác động ngoại biên sẽ là lợi thế cho các nguồn NLTT và có thể dẫn đến tăng tỷ lệ NLTT trong cơ cấu nguồn điện.

Quỹ Tiền tệ Quốc tế (IMF) ước tính các chi phí xã hội và môi trường đối với Việt Nam là 2,26\$/GJ cho than, 0,12\$/GJ cho khí đốt tự nhiên và CO₂ được định giá ở mức 35\$/tấn (IMF, 2014). Những con số này sẽ được sử dụng trong kịch bản này.

Kịch bản kiểm soát phát thải Carbon: Kịch bản này xác định cơ cấu công suất phát điện dưới điều kiện ràng buộc về giảm phát thải CO₂, trong trường hợp này là 20% vào năm 2030 như mục tiêu đưa ra trong Chiến lược Tăng trưởng Xanh Quốc gia.

Hộp 2: Mục tiêu trong Chiến lược Tăng trưởng Xanh Quốc gia

- Mục tiêu đến 2020: Giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng từ 10-20% so với kịch bản cơ sở. 10% tự nguyện, giảm thêm 10% với sự hỗ trợ từ cộng đồng quốc tế;
- Mục tiêu đến 2030: 20-30%. 20% tự nguyện, 10% với sự hỗ trợ từ cộng đồng quốc tế.

Lưu ý rằng đối với tất cả các kịch bản, lựa chọn công nghệ đến năm 2020 sẽ thực hiện theo QHD VII điều chỉnh vì từ nay tới đó chỉ còn 3 năm, vì vậy báo cáo giả định rằng tất cả các nhà máy được vận hành vào năm 2020 như trong quy hoạch đã được xây dựng. Giả định này không áp dụng cho năng lượng gió và NLMT vì thời gian xây dựng của chúng ngắn hơn so với năng lượng truyền thống. Sau năm 2020, sự lựa chọn công nghệ sẽ được thực hiện theo mô hình.

Đối với kịch bản giảm CO₂, giảm phát thải sẽ bắt đầu được tính từ năm 2021 và tăng dần để đạt được mục tiêu đặt ra cho năm 2030.

Với 3 kịch bản phát điện như trên và 2 kịch bản nhu cầu điện, sẽ có 6 phương án nghiên cứu. Tuy nhiên, đối với kịch bản nhu cầu có tính đến sử dụng hiệu quả năng lượng, chỉ nghiên cứu 2 phương án. Kịch bản không chế phát thải không được xem xét bởi vì kịch bản nhu cầu đã xem xét lượng giảm phát thải CO₂ nhờ thúc đẩy các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Như vậy, phương án kết hợp các giải pháp về sử dụng năng lượng hiệu quả và phát triển NLTT dựa trên cơ sở phân tích chi phí sẽ là hướng tiếp cận ý nghĩa hơn.

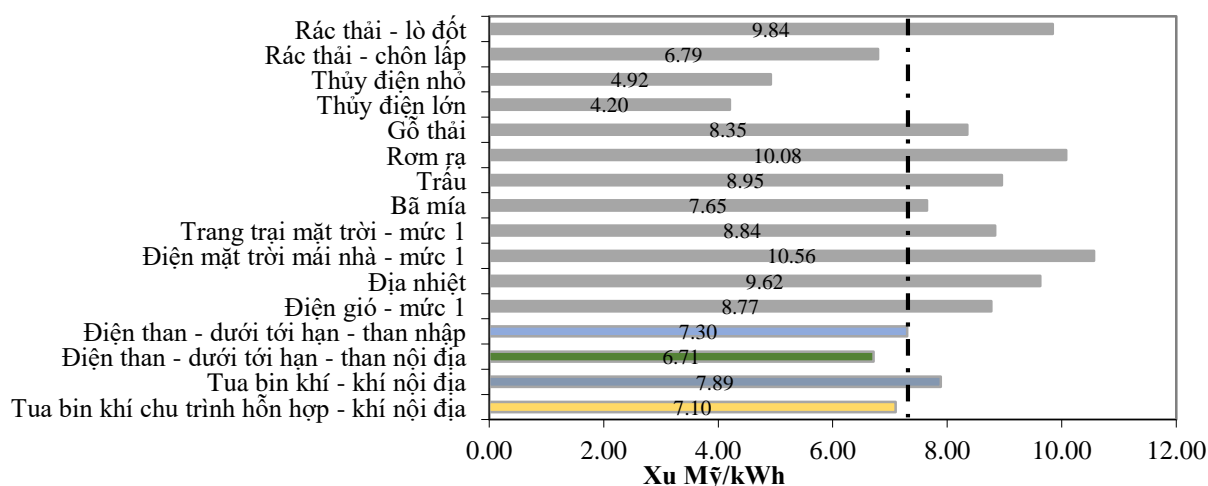
Bảng 25: Tổng hợp các kịch bản và phương án phân tích

Kịch bản nhu cầu	Kịch bản phát điện		
	Kịch bản cơ sở (B)	Kịch bản NLTT (RE)	Kịch bản khống chế phát thải (CO2CAP)
Kịch bản cơ sở (B)	B&B	B&RE	B&CO2CAP
Kịch bản hiệu quả năng lượng (EE)	EE&B	EE&RE	

6. Các phương án nguồn cung và bình luận

6.1. Đánh giá tính cạnh tranh của các công nghệ phát điện

Trước tiên nghiên cứu sẽ đánh giá tính cạnh tranh của các công nghệ phát điện khác nhau. Do các công nghệ có chi phí ban đầu và chi phí vận hành khác nhau (*Tuabin khí có chi phí đầu tư thấp, chi phí nhiên liệu hàng năm cao trong khi đó hệ thống NLMT với chi phí đầu tư cao + không tốn nhiên liệu*) và một số sử dụng nhiên liệu hóa thạch với chi phí này dự kiến sẽ tăng lên hàng năm, vì vậy nghiên cứu đã sử dụng phương pháp Phân tích chi phí vòng đời của hệ thống (LCCA) để đánh giá chi phí sản xuất điện. Theo đó, các chi phí phát sinh trong suốt vòng đời của công nghệ lựa chọn được ước tính. Nghiên cứu cũng xem xét chi phí chiết khấu cùng với giá trị năng lượng để tính toán chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) được dùng để so sánh các công nghệ năng lượng khác nhau. Phương pháp tính toán LCOE được trình bày trong phụ lục 2.



Hình 14: Chi phí sản xuất điện quy dẫn của các công nghệ chính được đầu tư năm 2017

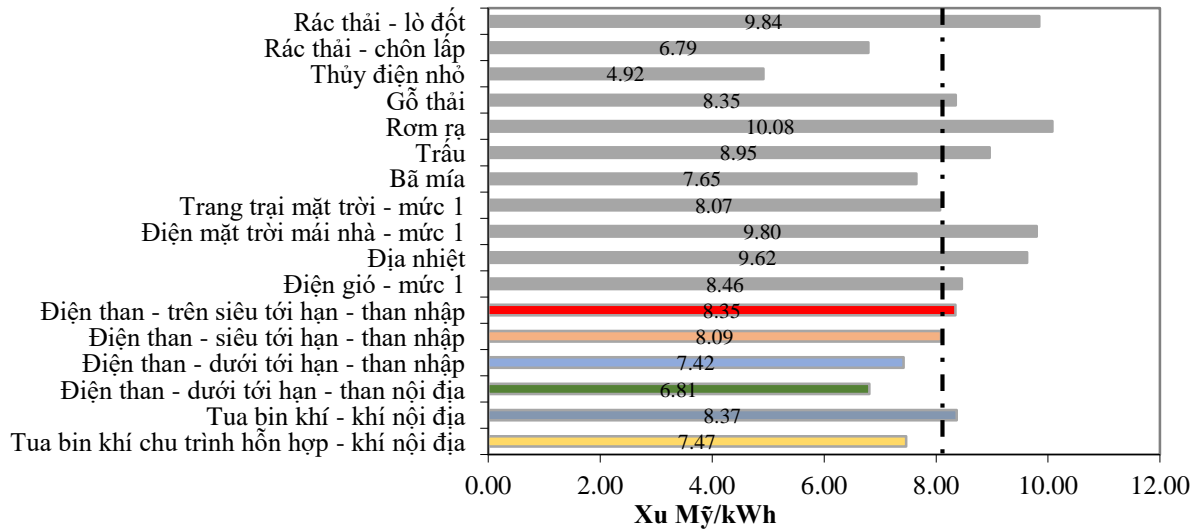
Hình 14 đưa ra so sánh chi phí sản xuất điện quy dẫn của các công nghệ chủ chốt được tính toán sử dụng các thông số kỹ thuật và kinh tế trong phụ lục 1. Hệ số công suất của than được giả định là 70%; tuabin khí là 75%, thống nhất với giả định trong QHĐ VII. Chưa xét tới đặc điểm vận hành của các công nghệ, thủy điện lớn có chi phí quy dẫn thấp nhất là 4,2 xu Mỹ/kWh, theo sau là thủy điện nhỏ với 4,92 xu Mỹ/kWh. Chi phí cao nhất đó là điện mặt trời trên mái nhà với giá là 10,56 xu Mỹ/kWh do hệ số công suất thấp, tuổi thọ ngắn mặc dù chi phí đầu tư có giảm đáng kể trong những năm qua. Giữa 3 loại hình sản xuất điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch trên, than có chi phí thấp nhất theo sau là tuabin khí chu trình hỗn hợp.

Trong số các công nghệ NLTT, chỉ có thủy điện nhỏ và phát điện từ rác thải (công nghệ chôn lấp) là cạnh tranh được với nhiệt điện than.

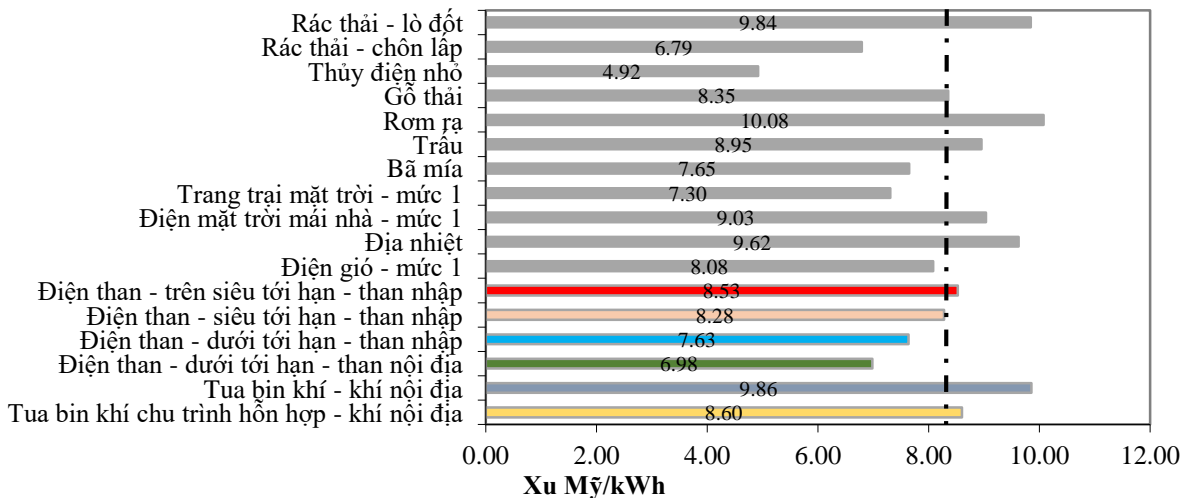
Tuy nhiên, trong tương lai chỉ số cạnh tranh của các công nghệ tái tạo có thể thay đổi vì chi phí đầu tư được cải thiện trong khi giá nhiên liệu hóa thạch có thể tiếp tục tăng lên.

Kết quả cho năm 2020 được chỉ ra ở Hình 15. Công nghệ siêu tới hạn được sử dụng làm công nghệ đối chiếu thay thế công nghệ dưới tới hạn. Giả định này được đưa ra dựa trên bối cảnh các quốc

gia khối OECD – các nhà cung cấp tài chính cho nhiệt điện than, nhằm hiện thực hóa Thỏa thuận Paris, đã thống nhất giảm cung cấp tài chính cho các dự án nhiệt điện than và sẽ chỉ cung cấp tài chính cho các dự án đã được quy hoạch sử dụng công nghệ có thông số hơi siêu tới hạn/trên siêu tới hạn. Ở kịch bản này, các trang trại điện mặt trời mức 1 và điện sinh khối từ bã mía cạnh tranh hơn công nghệ điện than siêu tới hạn.

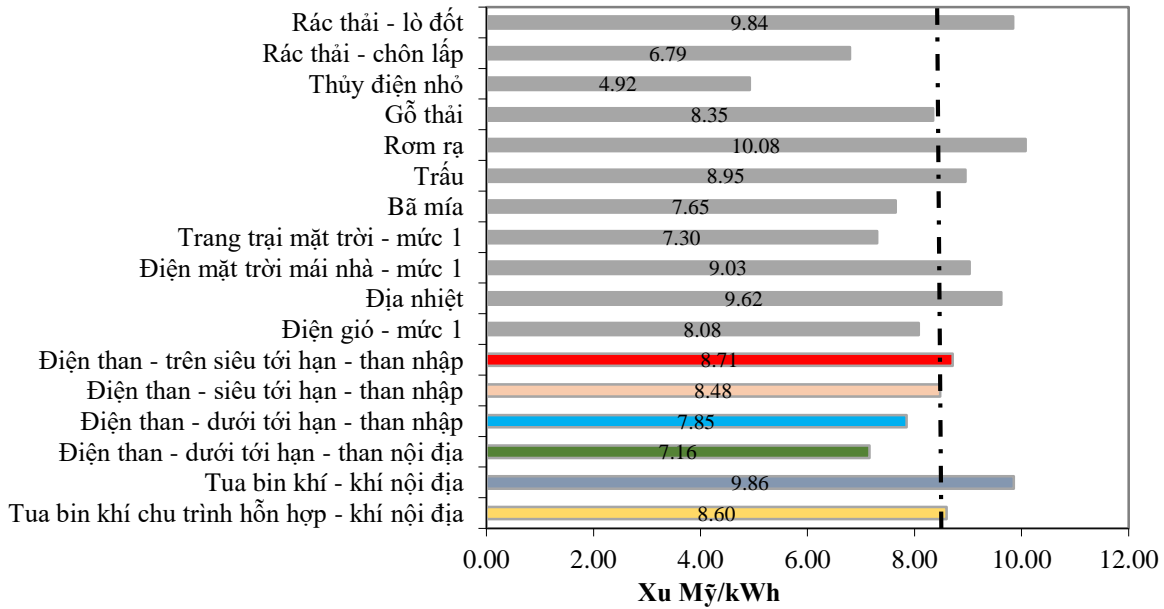


Hình 15: Giá điện quy dẫn của các công nghệ chính được đầu tư năm 2020



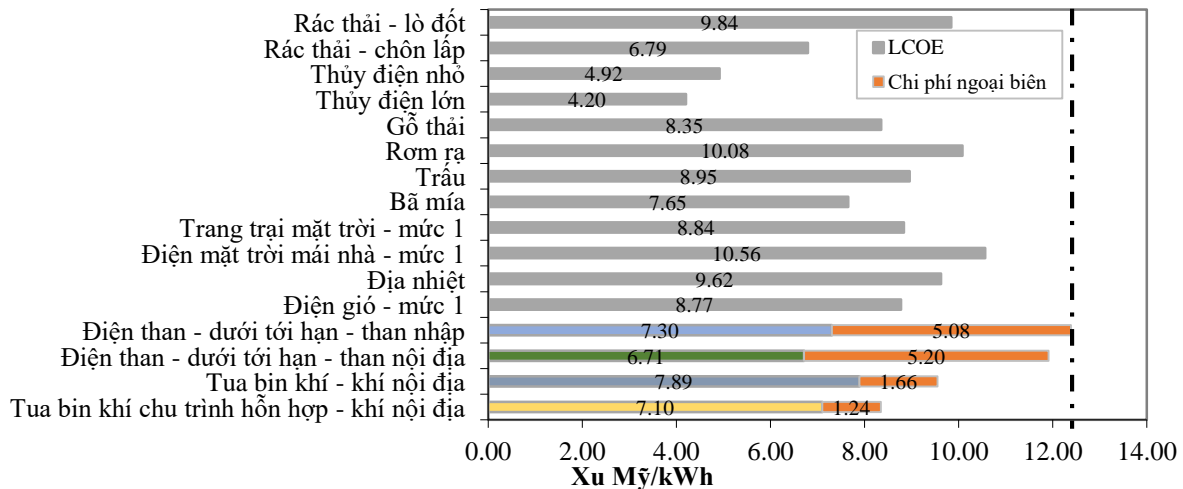
Hình 16: Giá điện quy dẫn của các công nghệ chính được đầu tư năm 2025

Đến năm 2025, điện gió nhóm 1 có thể cạnh tranh với công nghệ nhiệt điện than siêu tới hạn. Nhìn chung, thủy điện nhỏ, điện mặt trời mức 1 và 2, điện sinh khối từ bã mía và điện gió mức 1 có chi phí thấp hơn nhiệt điện than. Các công nghệ NLTT như điện từ rác thải (công nghệ lò đốt), sinh khối, điện mặt trời (trên mái nhà và trang trại mặt trời mức 3) và điện gió mức 2 và 3 vẫn chưa thể cạnh tranh được ngay cả vào năm 2030 mặc dù chi phí đã được cải thiện nhiều. Khoảng cách về chi phí vẫn còn rất lớn.



Hình 17: Giá điện quy dẫn của các công nghệ chính được đầu tư năm 2030

Khi chi phí ngoại biên được xem xét, tính cạnh tranh về kinh tế của các công nghệ thay đổi rõ rệt ngay cả với mức giá hiện tại. Tất cả các công nghệ năng lượng tái tạo trở nên cạnh tranh hơn nhiệt điện than thậm chí điện mặt trời lắp đặt trên mái nhà và điện gió ứng với khu vực có tiềm năng thấp cũng cạnh tranh hơn. Điện than có chi phí ngoại biên là 5,2 xu Mỹ/kWh đối với than nội địa, 5,08 xu Mỹ/kWh đối với than nhập khẩu, tuabin khí (chu trình đơn) là 1,66 xu Mỹ/kWh và tuabin khí chu trình hỗn hợp là 1,24 xu Mỹ/kWh.



Hình 18: LCOE có xem xét đến chi phí ngoại biên của các công nghệ phát điện năm 2017

Ngoài ra cần lưu ý rằng các giả định về công nghệ trong nghiên cứu vẫn dựa trên tiêu chuẩn phát thải hiện tại của Việt Nam. Tiêu chuẩn này được đánh giá là thấp hơn so với các nước trong khu vực và trên thế giới. Trong tương lai khi mối quan tâm về môi trường được đặt ưu tiên cao hơn, tiêu chuẩn phát thải thắt chặt hơn thì yêu cầu về công nghệ và vận hành các dự án nhiệt điện than sẽ cao hơn. Khi đó, chi phí sản xuất điện than càng đắt hơn nữa.

6.2. Kịch bản nhu cầu cơ sở

6.2.1. Kịch bản phát điện cơ sở (B&B)

Trong kịch bản này, công suất phát điện dự kiến tăng từ 38,9 GW vào năm 2015 lên 100,2 GW vào năm 2030, tăng bình quân hàng năm tương đương 3.065 MW (Bảng 26 và Hình 19).

Nhiệt điện than dự kiến sẽ tăng từ 13,07 GW năm 2015 lên 66,25 GW vào năm 2030, thủy điện tăng từ 14,59 GW năm 2015 lên 22,14 GW vào năm 2030. Trong khi đó, công suất điện từ khí tự nhiên dự kiến sẽ giảm từ 7,45 GW xuống 3,56 GW trong cùng kỳ, chủ yếu là do ngừng vận hành các nhà máy điện khí hiện có. Sự khác biệt về tăng công suất này dẫn đến sự thay đổi trong cơ cấu công suất phát điện. Tỷ trọng của than, khí đốt và thủy điện trong tổng cơ cấu nguồn thay đổi tương ứng từ 33,6%, 19,2% và 37,5% vào năm 2015 lên 66,1%, 3,6%, 22,1% vào năm 2030. Tỷ trọng năng lượng tái tạo (không kể thủy điện lớn) dự kiến tăng từ 6,3% vào năm 2015 lên 7,8% vào năm 2030, tương ứng tăng công suất từ 2,45 GW lên 7,82 GW, chủ yếu là do tăng công suất của các nhà máy thủy điện nhỏ. Công nghệ năng lượng mặt trời PV quy mô lớn không được lựa chọn do các chi phí đi kèm như truyền tải và phân phối cao mặc dù trong phần 6.1 chi phí sản xuất của năng lượng mặt trời đã được chứng minh là cạnh tranh được với điện than. Vì vậy, trong kịch bản này, chỉ lựa chọn năng lượng mặt trời mái nhà như một hình thức phát điện phi tập trung, và công suất của loại hình này cũng rất nhỏ. Lưu ý rằng mô hình này không đặt ra giới hạn nào về việc lựa chọn công nghệ điện than, ngoại trừ các thông số kinh tế và kỹ thuật được nêu trong Phụ lục 1.

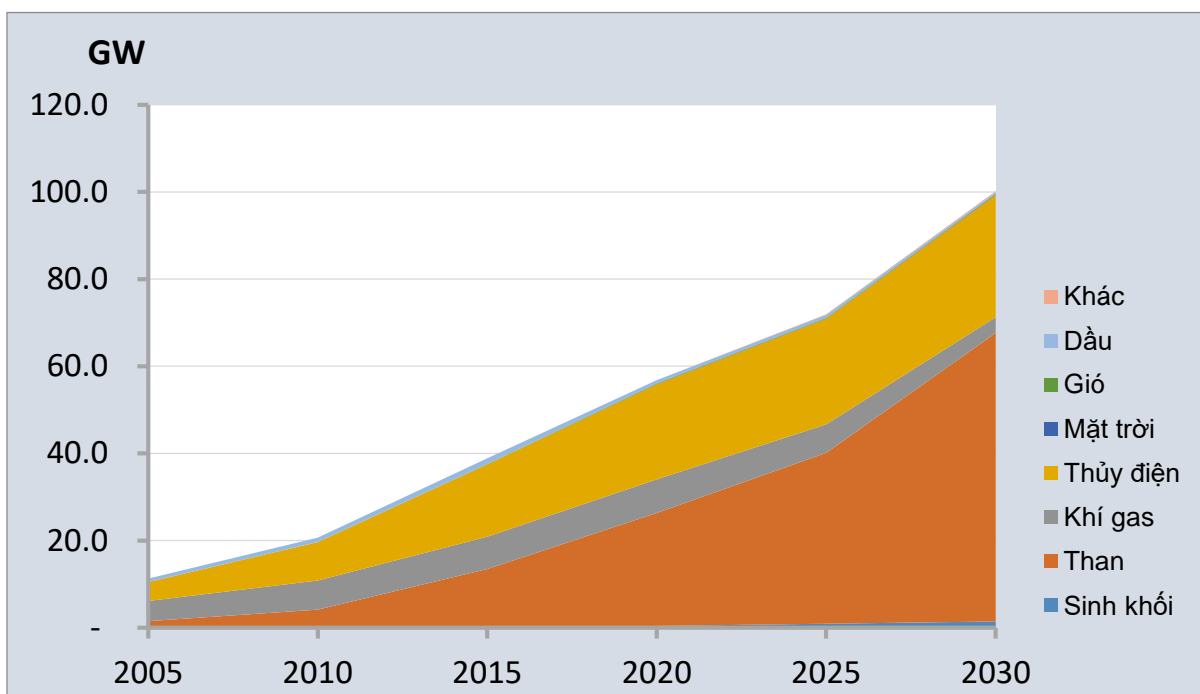
Tỷ lệ chi phối của năng lượng truyền thống, đặc biệt là than trong cơ cấu nguồn cho thấy rằng năng lượng truyền thống vẫn rẻ hơn năng lượng tái tạo (nếu không tính đến các chi phí ngoại biên). Điều này phù hợp và đồng nhất với kết luận trong phần 6.1.

So với QHĐ VII điều chỉnh, công suất đặt theo kịch bản này thấp hơn khoảng 30 GW (100 GW so với 129,5 GW). Một số các nguyên nhân chính là (i) tỷ trọng NLTT trong QHĐ VII điều chỉnh cao hơn - các công nghệ NLTT nói chung có hệ số công suất thấp hơn so với năng lượng truyền thống (năng lượng mặt trời PV có hệ số công suất khoảng 15%, gió khoảng 30% trong khi than và khí tự nhiên là khoảng 75%), do đó để đảm bảo nguồn cung tương đương đòi hỏi công suất đặt cao hơn, (ii) một số nhà máy điện trong QHĐ VII điều chỉnh được đưa vào quy hoạch như phương án dự phòng trong trường hợp năng lượng tái tạo không được xây dựng theo kế hoạch.

Bảng 26: Phát triển công suất điện trong tương lai theo kịch bản cơ sở

Nhiên liệu	Công suất lắp đặt (GW)					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Sinh khối	-	0,15	0,38	0,38	0,95	1,45
Than	1,51	4,01	13,07	25,97	39,16	66,25
Khí tự nhiên	4,63	6,71	7,45	7,69	6,59	3,56
Thủy điện	4,32	8,75	16,57	21,84	24,19	28,07

Mặt trời	-	-	-	0,01	0,09	0,13
Gió	-	0,03	0,09	0,15	0,15	0,15
Dầu	0,79	1,01	1,34	0,77	0,62	0,40
Khác	-	-	-	-	0,15	0,20
Tổng cộng	11,25	20,66	38,90	56,81	71,90	100,21



Hình 19: Phát triển công suất điện trong tương lai theo kịch bản cơ sở

Tuy nhiên, việc chuyển đổi trọng tâm cơ cấu nguồn từ thủy điện sang nhiệt điện than dẫn tới tăng mức tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch trung bình 7,1%/năm, từ 1058,27 PJ năm 2015 lên 4159,87 PJ năm 2030. Để đáp ứng nhu cầu này, Việt Nam cần phải nhập khẩu năng lượng, cụ thể là than từ sau năm 2015. Tỷ lệ than nhập khẩu trong tổng tiêu thụ nhiên liệu dự kiến sẽ tăng mạnh chiếm 46,4% (688 PJ) vào năm 2020 và 75,7% (3041 PJ) vào năm 2030. Sự phụ thuộc lớn vào nhiên liệu nhập khẩu làm tăng rủi ro cho an ninh năng lượng.

Bảng 27: Nhu cầu và nguồn cung than cho phát điện theo kịch bản cơ sở

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Nhu cầu than (PJ)	95,8	194,11	644,8	1482,49	2374,86	4017,70
<i>Trong nước</i>	95,8	194,11	644,8	794,48	799,09	976,41
<i>Nhập khẩu</i>	0	0	0	688,01	1.575,77	3.041,29

Do chi phí ngoại biên không được xem xét, công nghệ phát điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch tiên tiến và/hoặc sạch hơn không được lựa chọn. Ví dụ, đối với điện than, chỉ chọn công nghệ than phun thông số hơi dưới tới hạn. Do đó, lượng khí thải CO₂ trong giai đoạn này được dự đoán sẽ tăng 8,7%/năm, từ 73,32 triệu tấn năm 2015 lên 390,28 triệu tấn vào năm 2030 (Bảng 28). Phát thải bình quân đầu người tăng từ 0,8 triệu tấn năm 2015 lên 3,78 triệu tấn năm 2030, tương đương

tăng 8,1%/năm. Phát thải khí SO₂ mặc dù thấp hơn nhưng dự kiến cũng tăng lên đáng kể, ở mức 10,4% mỗi năm. Tương tự, lượng phát thải NO_x mặc dù thấp; nhưng được dự báo sẽ tăng nhanh với tốc độ 9,2%/năm, từ 208 nghìn tấn vào năm 2015 lên 1209 nghìn tấn vào năm 2030.

Những phát thải này có thể gây ra chi phí rất lớn cho xã hội và môi trường. Tổng thiệt hại do ô nhiễm vào năm 2015 được đánh giá khoảng 4.071 triệu USD; tương đương 4,2% GDP. Thiệt hại được dự đoán sẽ tăng lên 22.754 triệu USD vào năm 2030. Con số này tương đương với 8,5% GDP dự báo cho năm tương ứng¹⁶. Tính toán trên mỗi kWh điện tiêu thụ, thiệt hại về môi trường và xã hội tương đương từ 2,8 xu Mỹ/kWh vào năm 2015 sẽ tăng lên 3,1 xu Mỹ/kWh vào năm 2020 và 4,5 xu Mỹ/kWh vào năm 2030, chủ yếu là do sự gia tăng tỷ trọng của điện than.

Bảng 28: Phát thải của kịch bản cơ sở

Phát thải ('000t)	2005	2010	2015	2020	2025	2030
CO ₂	21.156	38.002	73.325	149.397	243.120	390.278
NO _x	55	99	208	457	740	1209
PM10	3	6	13	34	55	94
SO ₂	110	196	518	1.372	2.197	3.715

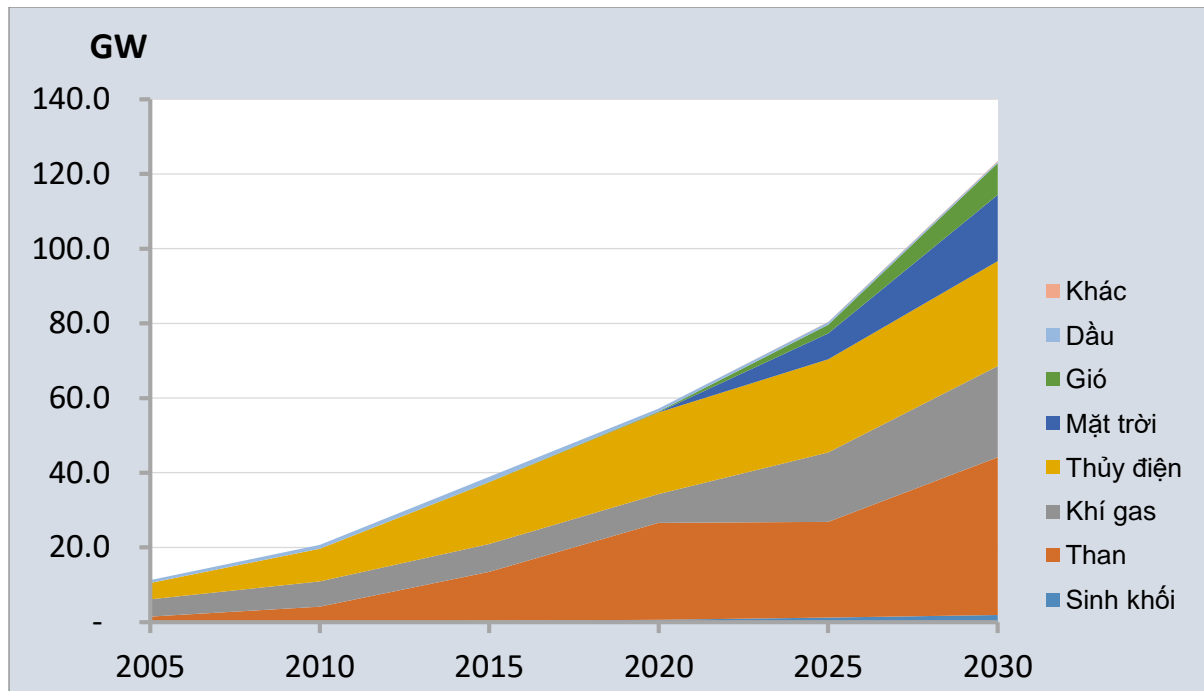
6.2.2. Kịch bản năng lượng tái tạo (B&RE)

Xem xét chi phí ngoại biên trong tổng chi phí sản xuất điện sẽ làm thay đổi cơ cấu công suất. Tổng công suất dự kiến sẽ tăng từ 38,9 GW vào năm 2015 lên 123,48 GW vào năm 2030, tức là tăng 84,58 GW trong 20 năm, tương đương 4,229 MW mỗi năm (Bảng 29). Tổng công suất trong kịch bản này cao hơn so với kịch bản cơ sở vì có nhiều điện gió và điện mặt trời được lựa chọn - các loại hình công nghệ có hệ số công suất thấp hơn so với năng lượng truyền thống (than, khí tự nhiên ...) và vì lượng công suất biến đổi của năng lượng tái tạo (gió, mặt trời) lớn hơn cần công suất dự phòng từ tuabin khí lớn hơn.

Bảng 29: Phát triển công suất trong tương lai trong kịch bản NLTT

Nhiên liệu	Công suất lắp đặt (GW)					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Sinh khối	-	0,15	0,38	0,63	1,22	1,95
Than	1,51	4,01	13,07	25,97	25,64	42,21
Khí tự nhiên	4,63	6,71	7,45	7,69	18,59	24,40
Thủy điện	4,32	8,75	16,57	21,84	24,88	28,07
Mặt trời	-	-	-	0,10	6,97	17,75
Gió	-	0,03	0,09	0,15	2,35	8,50
Dầu	0,79	1,01	1,34	0,77	0,62	0,40
Khác	-	-	-	0,05	0,15	0,20
Tổng cộng	11,25	20,66	38,90	57,20	80,42	123,48

¹⁶ GDP được dự báo tăng trưởng hàng năm ở mức 6,9% trong giai đoạn 2016-2030 và 7% cho các năm sau đó.



Hình 20: Phát triển công suất trong tương lai trong kịch bản NLTT

Kết quả là, cơ cấu nguồn thay đổi đáng kể (Bảng 29 và Hình 20). Tỷ trọng than giảm xuống còn 34,2% vào năm 2030 so với 66,1% trong kịch bản cơ sở tức giảm 24 GW vào năm 2030. Công suất than giảm được thay thế bằng 16,95 GW của tuabin khí và 25,97 GW năng lượng tái tạo trong đó có 8,5 GW từ điện gió và 17,75 GW từ điện mặt trời PV. Hơn nữa, công nghệ than được lựa chọn sau năm 2020 của mô hình là công nghệ có thông số hơi trên siêu tới hạn - hiệu suất cao và phát thải thấp. So với kịch bản cơ sở, kịch bản này có lượng phát thải CO₂, NO_x, SO₂ và hạt bụi siêu nhỏ (PM) thấp hơn. Cụ thể, kịch bản này giảm được 122,2 triệu tấn CO₂, 1,49 triệu tấn SO₂, 413 nghìn tấn NO_x và 39 nghìn tấn PM vào năm 2030. Ngoài ra, kịch bản này còn giảm được 1,623 PJ than nhập khẩu tương đương 53,4% vào năm 2030, mặc dù nhu cầu khí tăng lên và được dự báo phải nhập khẩu một phần. Tổng cộng, nhu cầu nhiên liệu hóa thạch giảm 1.180 PJ. Như vậy, an ninh năng lượng của quốc gia theo kịch bản này được cải thiện hơn nhiều.

Giảm phát thải dẫn tới giảm chi phí ngoại biên đối với xã hội và môi trường. Đến năm 2030, chi phí ngoại biên là 14.862 triệu đô la tương đương 5,6% GDP, so với 22,754 triệu đô la hoặc 8,5% GDP trong kịch bản cơ sở. Tính trên mỗi kWh điện, chi phí ngoại biên tránh được sẽ tương đương 1,56 US xu Mỹ/kWh.

Vì có một tỷ lệ cao các NLTT biến đổi, việc kiểm tra theo tình huống cực đoạn đã được tiến hành để kiểm tra khả năng đáp ứng của hệ thống. Với cơ cấu nguồn này hệ thống vẫn có thể đáp ứng được nhu cầu dự báo ngay cả trong ngày mà không có điện từ gió và mặt trời. Cơ hội này rất thấp, thậm chí không thể xảy ra, đặc biệt trong trường hợp này do gió được phân bố theo các vùng và do hiệu ứng cào bằng theo vùng sẽ dẫn đến sự đóng góp nhất định từ gió vào bất kỳ thời điểm nào cả ban ngày và ban đêm và cũng như đối với nguồn điện mặt trời vào ban ngày.

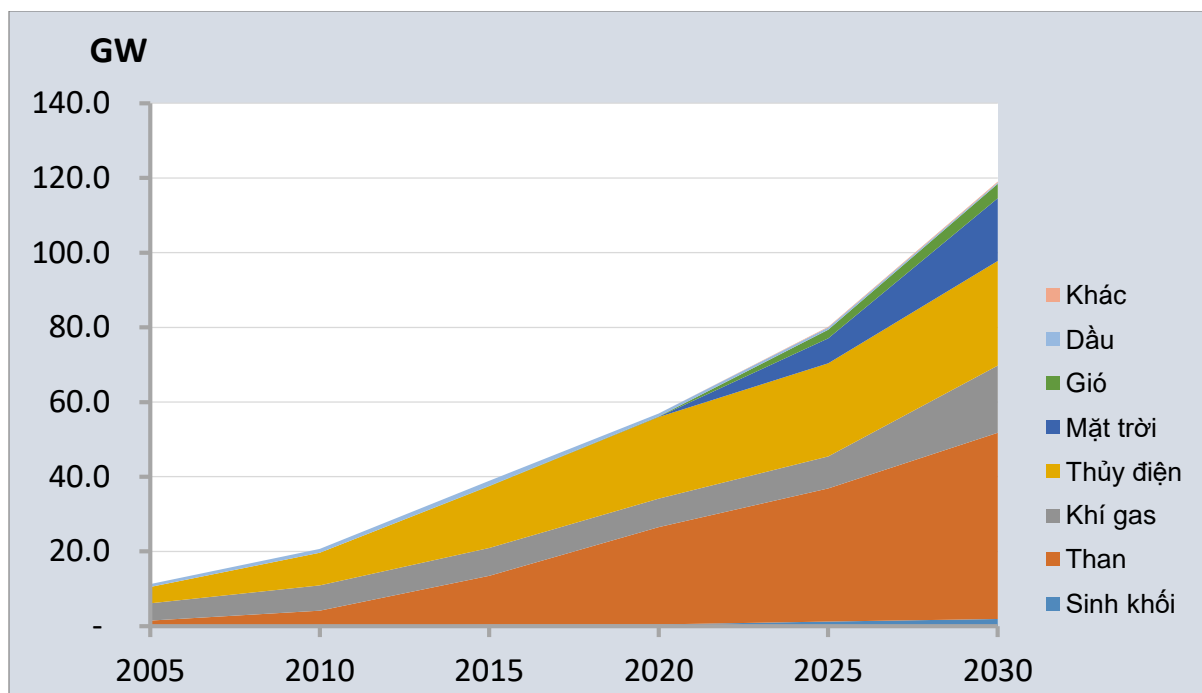
6.2.3. Kịch bản kiểm soát phát thải (B&CO2CAP)

Với kịch bản áp dụng định mức phát thải CO₂, tổng công suất lắp đặt của cả hệ thống dự kiến sẽ tăng từ 38,9 GW trong 2015 lên 119 GW năm 2030, tức là tăng 80 GW. Tổng công suất trong kịch bản này cao hơn so với kịch bản cơ sở nhưng thấp hơn so với kịch bản năng lượng tái tạo.

Cơ cấu nguồn cũng có sự thay đổi so với kịch bản cơ bản. Công suất điện than giảm 16,4 GW, điện khí tăng 14,37 GW và NLTT tăng 20,32 GW (điện mặt trời tăng 16,62 GW và điện gió tăng 3,7 GW). Đến năm 2030, tỷ trọng điện than dự kiến chiếm 41,9% trong khi năng lượng tái tạo (trừ thủy điện lớn) là 24,1% (Bảng 30).

Bảng 30: Phát triển công suất trong tương lai trong kịch bản phát thải CO₂

Nhiên liệu	Công suất lắp đặt (GW)					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Sinh khối	-	0,15	0,38	0,50	1,22	1,95
Than	1,51	4,01	13,07	25,97	35,69	49,85
Khí tự nhiên	4,63	6,71	7,45	7,69	8,54	17,93
Thủy điện	4,32	8,75	16,57	21,84	24,88	28,07
Mặt trời	-	-	-	0,03	6,70	16,75
Gió	-	0,03	0,09	0,15	2,35	3,85
Dầu	0,79	1,01	1,34	0,77	0,62	0,40
Khác	-	-	-	-	0,15	0,20
Tổng cộng	11,25	20,66	38,90	56,95	80,15	119,00



Hình 21: Phát triển công suất trong tương lai trong kịch bản ngưỡng phát thải CO₂

Thay đổi cơ cấu trong kịch bản này cho thấy rằng đầu tư vào khí thiên nhiên và năng lượng tái tạo, cụ thể là gió, năng lượng mặt trời là một cách hiệu quả để đạt được giảm phát thải CO₂ trong ngành điện mà vẫn đảm bảo độ tin cậy của nguồn cung. Tuy nhiên, thay đổi này sẽ tốn kém hơn. Tổng chi phí khấu hao của hệ thống dự kiến sẽ tăng hơn 2,9 tỷ USD (từ 177,9 tỷ USD trong kịch bản cơ sở lên 180,8 tỷ USD trong kịch bản này).

6.3. Kịch bản nhu cầu có tính đến sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả

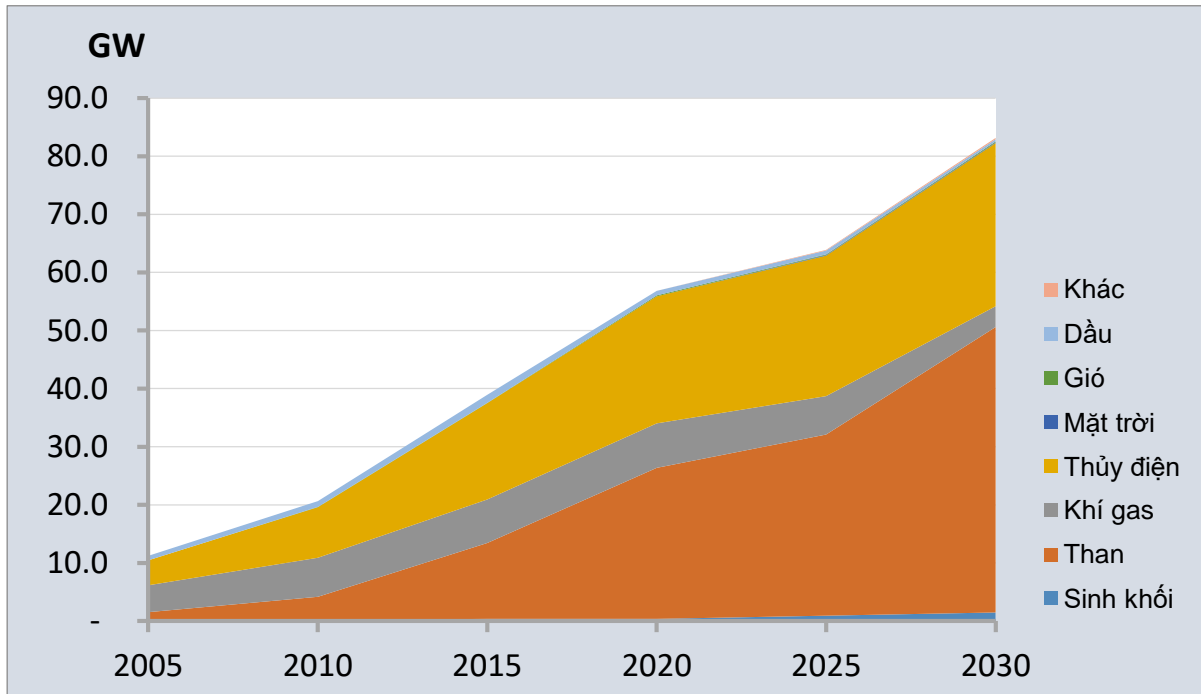
6.3.1 Kịch bản phát điện cơ sở (EE&B)

Với nhu cầu năng lượng thấp hơn, tổng công suất dự kiến của hệ thống sẽ thấp hơn (Bảng 31 và hình 22). Bảng 31 cho thấy tổng công suất điện dự kiến đến năm 2030 sẽ là 83 GW, thấp hơn khoảng 17,1 GW so với kịch bản cơ sở và tới 46,4 GW so sánh với QHĐ VII điều chỉnh. Công suất cắt giảm chủ yếu là của điện than, kết quả là giảm 25,2% phát thải CO₂ và 34,1% lượng than nhập khẩu so với kịch bản cơ sở. Từ kết quả này, có thể nói việc thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả là phương thức hiệu quả để giảm phát thải CO₂ và cải thiện an ninh năng lượng quốc gia.

Bảng 31: Phát triển công suất tương lai trong kịch bản cơ sở

Nhiên liệu	Công suất lắp đặt (GW)					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Sinh khối	-	0,15	0,38	0,38	0,95	1,45
Than	1,51	4,01	13,07	25,97	31,16	49,17
Khí tự nhiên	4,63	6,71	7,45	7,69	6,59	3,56
Thủy điện	4,32	8,75	16,57	21,84	24,19	28,07

Mặt trời	-	-	-	0,01	0,09	0,13
Gió	-	0,03	0,09	0,15	0,15	0,15
Dầu khí	0,79	1,01	1,34	0,77	0,62	0,40
Khác	-	-	-	-	0,15	0,20
Tổng	11,25	20,66	38,90	56,81	63,90	83,13



Hình 22: Phát triển công suất tương lai theo kịch bản cơ sở

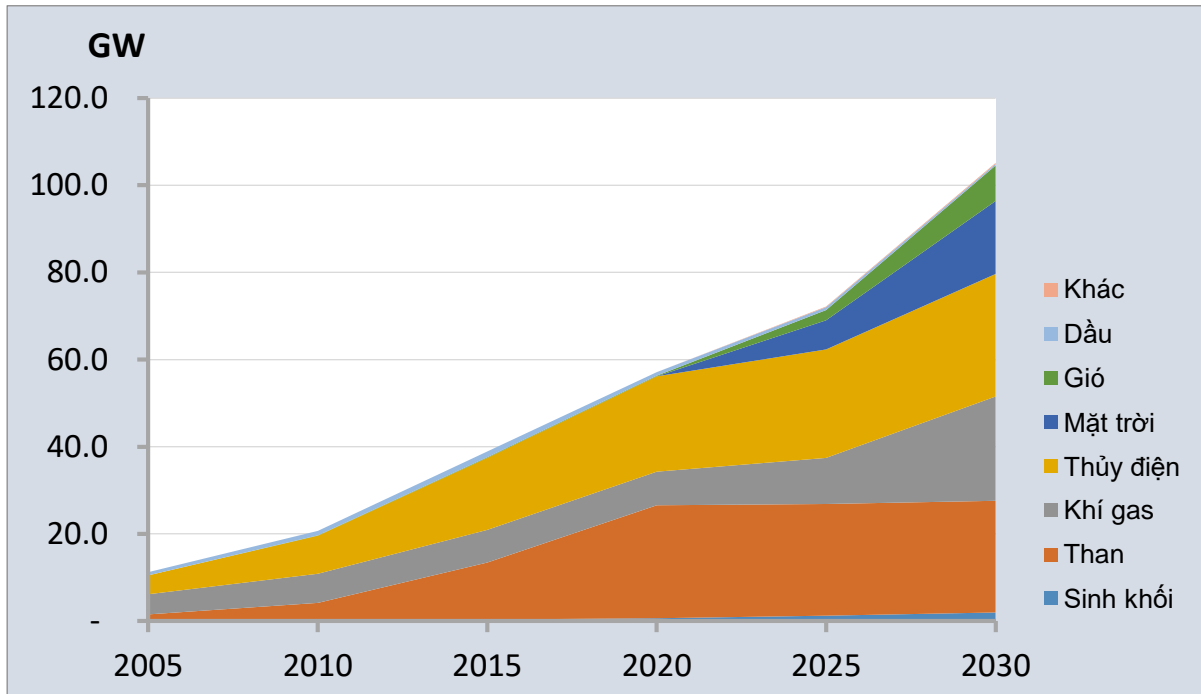
6.3.2. Kịch bản năng lượng tái tạo (EE&RE)

Khi việc sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả cùng với chi phí ngoại biên được xem xét nhu cầu công suất phát điện giảm 18,75 GW so với kịch bản B&RE. Công suất giảm đi chủ yếu từ điện than (16,6 GW) và điện mặt trời (1 GW) (Bảng 32 và Hình 23). Cơ cấu nguồn này giúp giảm 31% phát thải CO₂ năm 2030 so với kịch bản B&RE và tới 52% nếu so với kịch bản B&B. Con số này so với QHĐ VII điều chỉnh là nhỏ hơn 38%. Kết quả này cho thấy sự kết hợp của sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và năng lượng tái tạo có tiềm năng rất lớn trong giảm thải CO₂ (Bảng 33).

Bảng 32: Phát triển công suất tương lai theo kịch bản năng lượng tái tạo

Nhiên liệu	Công suất lắp đặt (GW)					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Sinh khối	-	0,15	0,38	0,63	1,22	1,95
Than	1,51	4,01	13,07	25,97	25,64	25,64
Khí tự nhiên	4,63	6,71	7,45	7,69	10,60	23,98
Thủy điện	4,32	8,75	16,57	21,84	24,88	28,07

Mặt trời	-	-	-	0,03	6,70	16,75
Gió	-	0,03	0,09	0,15	2,35	8,14
Dầu khí	0,79	1,01	1,34	0,77	0,62	0,40
Khác	-	-	-	0,05	0,15	0,20
Tổng	11,25	20,66	38,90	57,13	72,16	105,13



Hình 23: Phát triển công suất tương lai theo kịch bản năng lượng tái tạo

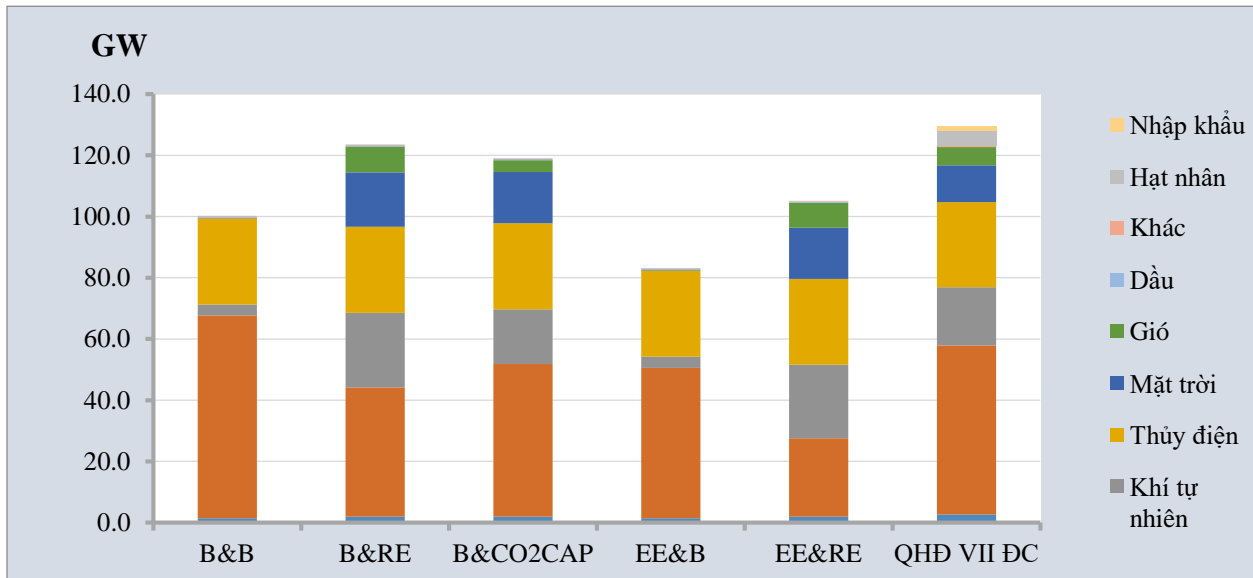
Hình 23 cho thấy, trong kịch bản này nhiệt điện than sẽ tăng và đạt đỉnh vào năm 2020, sau đó sẽ không tăng nữa. Như vậy, với kịch bản này năm 2020 là năm Việt Nam có thể tạo bước ngoặt chuyển sang phát triển năng lượng sạch. Điều này có thể mang lại hình ảnh và vị thế mới cho Việt Nam khi trở thành một trong những quốc gia đang phát triển đi tiên phong trong nỗ lực chuyển dịch năng lượng, chuyển đổi mô hình kinh tế các bon thấp và tích cực đóng góp vào nỗ lực thực hiện Hiệp định Paris về ứng phó với biến đổi khí hậu.

Bảng 33: Phát thải trong kịch bản RE&EE

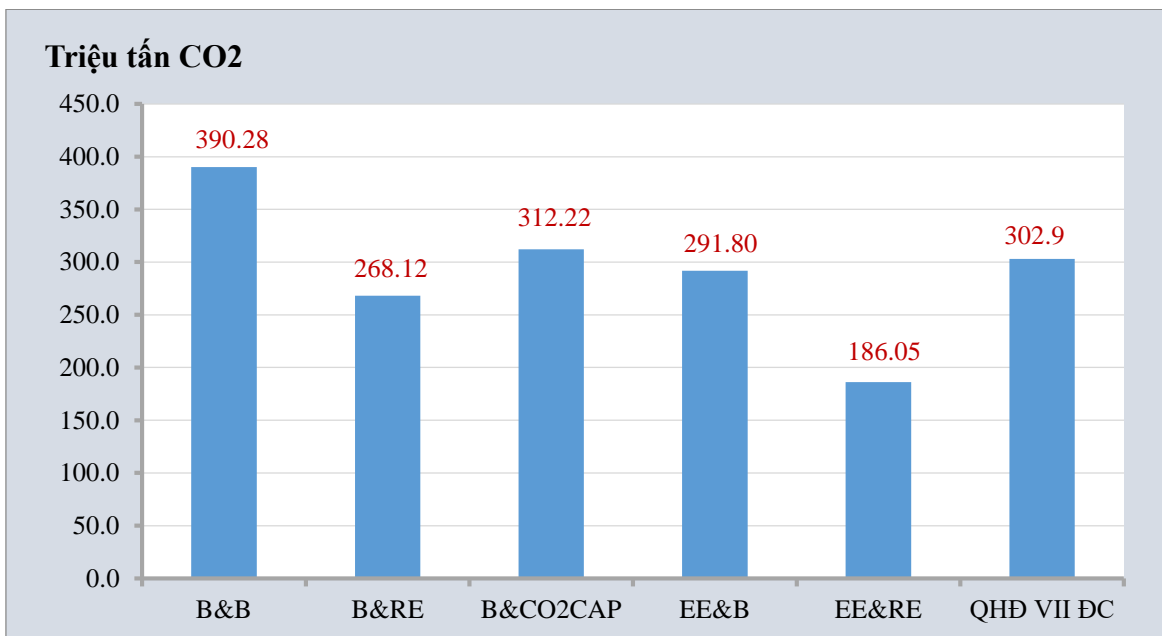
Phát thải (1000 tấn)	2005	2010	2015	2020	2025	2030
CO ₂	21.156	38.002	68.962	114.725	166.363	186.046
NO _x	55	99	194	336	499	539
PM10	3	6	12	23	36	36
SO ₂	110	196	476	911	1.436	1.428

6.4. Tóm tắt kịch bản phát điện

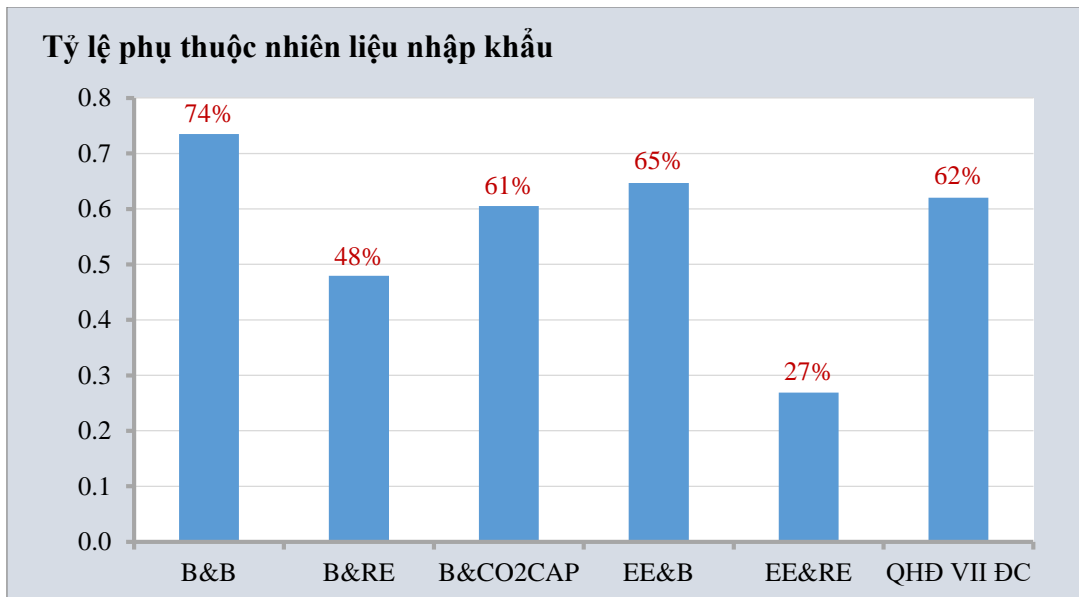
Hình 24, 25, 26 và 27 tổng hợp kết quả các kịch bản nghiên cứu về công suất lắp đặt, lượng phát thải khí CO₂, tỷ lệ phụ thuộc năng lượng nhập khẩu vào năm 2030.



Hình 24: Công suất của các kịch bản vào năm 2030



Hình 25: Phát thải CO2 theo các kịch bản vào năm 2030

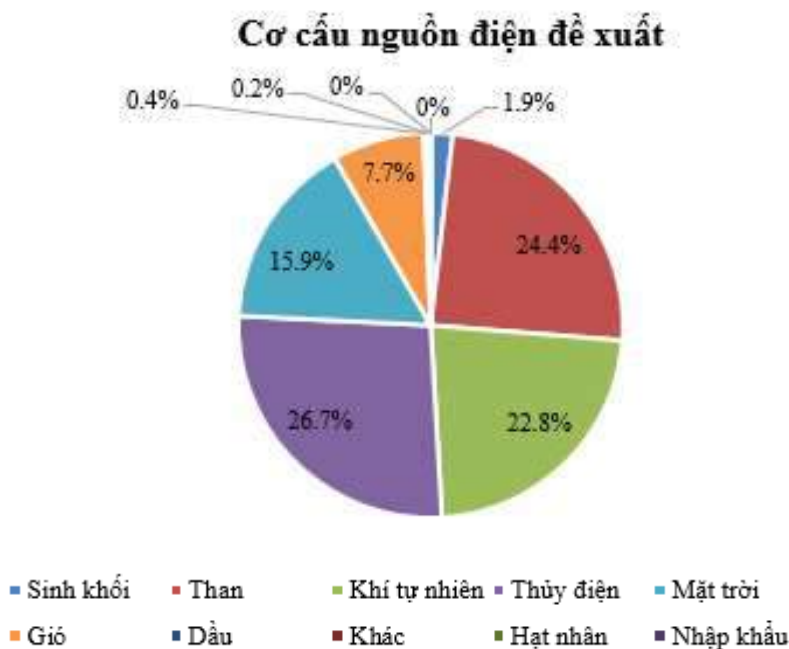


Hình 26: Tỷ lệ phụ thuộc nhập khẩu theo các kịch bản vào năm 2030

7. Kết luận và khuyến nghị

Từ việc mô hình hóa và phân tích ở trên, nghiên cứu đưa ra một số kết luận về việc sản xuất điện trong tương lai như sau:

1. Việt Nam có tiềm năng cao về sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả (SDNLTKHQ). Nếu tiềm năng này được ưu tiên khai thác, ước tính Việt Nam có thể giảm nhu cầu sản xuất điện khoảng 17.000 MW.
2. Hiện tại giá nhiệt điện than rẻ hơn NLTT vì chưa bao gồm chi phí ngoại biên (là chi phí môi trường, xã hội, sức khỏe). Thực tế, đây là chi phí có thực mà người dân và chính phủ đang và sẽ phải gánh chịu chứ không phải nhà đầu tư. Nếu xem xét chi phí này thì ngay tại thời điểm nghiên cứu năm 2017, tất cả các công nghệ NLTT đều trở nên cạnh tranh hơn về chi phí so với các công nghệ nhiệt điện than. Ngay cả khi không tính đến chi phí ngoại biên, đến năm 2020 một số loại công nghệ năng lượng tái tạo đã có thể cạnh tranh được với nhiệt điện than.
3. So sánh 6 phương án nghiên cứu thì kịch bản tối ưu nhất được đề xuất có cơ cấu nguồn điện như sau:



So với Quy hoạch điện VII điều chỉnh, kịch bản đề xuất đến năm 2030 tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo từ khoảng 21% lên khoảng 30%; tăng tỷ trọng nhiệt điện khí từ khoảng 14,7% lên khoảng 22,8%; giảm tỷ trọng của nhiệt điện than từ khoảng 42,6% xuống còn khoảng 24,4%.

4. Kịch bản đề xuất có thể mang lại những lợi ích sau cho Việt Nam: i) tăng cường an ninh năng lượng (tỷ lệ nhập khẩu nhiên liệu chỉ còn 27% so với 62% trong quy hoạch hiện tại); ii) không cần phải xây dựng thêm khoảng 30.000 MW nhiệt điện than vào năm 2030, tương đương với khoảng 25 nhà máy điện than; iii) không phải huy động

60 tỷ đô la vốn đầu tư cho những dự án nhiệt điện than này; iv) không phải đốt khoảng 70 triệu tấn than tương ứng với 7 tỷ đô la cho việc nhập khẩu nhiên liệu; v) giảm phát thải 116 triệu tấn CO₂ vào năm 2030; vi) giảm phát thải bụi và các chất ô nhiễm không khí và nguồn nước, từ đó giúp hạn chế các tác động về sức khỏe và sinh kế của cộng đồng. Ước tính rằng kịch bản đề xuất có thể giúp tránh được 7600 ca tử vong sớm so với Quy hoạch điện VII điều chỉnh.

Các giả định trong nghiên cứu này thiên về an toàn và thận trọng. Nghiên cứu không đưa ra những mục tiêu tham vọng và hướng tới một tương lai quá xa. Thay vào đó, đây là những mục tiêu trong tầm tay và có thể thực hiện ngay hôm nay.

Với những kết quả phân tích trên, báo cáo đưa ra kiến nghị:

1. Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả cần được lựa chọn là phương án ưu tiên đầu tiên trước khi tính tới nhu cầu phát triển nguồn điện mới bởi đây sẽ là phương án tiết kiệm nhất và phù hợp với điều kiện của Việt Nam hiện nay. Để thực hiện được điều này, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả cần được quy định thực hiện bắt buộc, thay vì chỉ dừng lại ở khuyến khích như hiện tại đồng thời chính phủ cần đưa ra các chính sách ưu đãi để thúc đẩy các giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.
2. Cần phát triển điện mặt trời trên mái nhà (PV) vì nó có thể làm giảm nhu cầu phụ tải đỉnh, đặc biệt ở các tỉnh phía Nam.
3. Việc lựa chọn các công nghệ/nguồn phát điện trong quy hoạch điện cần được thực hiện từ quan điểm kinh tế và hiệu quả với toàn xã hội. Chi phí ngoại biên cần được tính toán đầy đủ vào chi phí sản xuất điện để có đánh giá công bằng hơn trong việc lựa chọn loại hình năng lượng cho tương lai.
4. Kiến nghị chính phủ và các cơ quan lập quy hoạch điện VIII xem xét phương án phát triển nguồn điện theo kịch bản chúng tôi đề xuất:
 - a. Tăng công suất năng lượng tái tạo từ khoảng 27.000 MW (theo QHĐ VII điều chỉnh) lên 32.000 MW (chiếm khoảng 30% tổng công suất).
 - b. Tăng công suất điện khí từ khoảng 19.000 MW (theo QHĐ VII điều chỉnh) lên khoảng 24.000 MW (chiếm khoảng 22,8% tổng công suất).
 - c. Giảm công suất điện than năm từ khoảng 55.300 MW (theo QHĐ VII điều chỉnh) xuống còn khoảng 25.640 MW (chiếm khoảng 24% tổng công suất). Kết quả nghiên cứu cũng chỉ ra rằng năm 2020 là năm đạt đỉnh của công suất điện than ở Việt Nam. Hiện tại Việt Nam đang có cơ hội tốt để thực hiện điều này vì vẫn còn hơn 20 nhà máy (tương ứng với khoảng 30.000 MW) được quy hoạch đi vào vận hành sau năm 2020 tới thời điểm này vẫn chưa được xây dựng (Xem danh sách các nhà máy điện than chưa xây dựng tại phụ lục).
5. Quá trình lập QHĐ VIII cần tiến hành tham vấn rộng rãi và huy động sự tham gia của các bên liên quan, đặc biệt là các tổ chức khoa học xã hội và các chuyên gia độc lập để đảm bảo phản ánh các góc nhìn và lợi ích tổng thể của toàn xã hội và nền kinh tế.

6. QHĐ cần được xây dựng trên tinh thần sẵn sàng cập nhật và thay đổi để bắt kịp tốc độ phát triển công nghệ và giảm giá thành rất nhanh của năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời.

Đề xuất nghiên cứu trong tương lai

Trong quá trình thực hiện nghiên cứu, chúng tôi nhận thấy một số khía cạnh liên quan quan trọng nhưng trong khuôn khổ nghiên cứu này chưa phân tích được. Vì vậy, chúng tôi đề xuất phân tích những khía cạnh này trong các nghiên cứu trong tương lai:

- Tỷ lệ dự phòng của hệ thống điện Việt Nam hiện tại trung bình là 34%, và tới năm 2030 là 45%. Đây là tỷ lệ tương đối cao so với các nước. Câu hỏi đặt ra là tại sao hệ thống điện Việt Nam lại cần tỷ lệ dự phòng cao đến vậy? Với tỷ lệ dự phòng cao như vậy, liệu Việt Nam có cần phải tăng công suất mới nhiều tới mức như quy hoạch hiện tại? Đây là một khía cạnh quan trọng nhưng cũng rất phức tạp và hiện chưa có nhiều nghiên cứu. Vì vậy, chúng tôi đề xuất đây sẽ là một chủ đề nghiên cứu trong tương lai.
- Nghiên cứu này đã cố gắng phản ánh các đặc tính theo mùa và không gian (vùng) của gió và năng lượng mặt trời là các công nghệ năng lượng tái tạo chính đồng thời tiến hành kiểm tra sự ổn định và độ tin cậy của hệ thống. Tuy nhiên, ở cấp độ không gian và thời gian cao hơn, năng lượng mặt trời và gió biến động mạnh, do đó vẫn có sự hạn chế về độ tin cậy nguồn cung khi năng lượng tái tạo chiếm tỷ trọng cao trong cơ cấu nguồn khi chọn cơ cấu nguồn với tỷ lệ đóng góp lớn của các nguồn năng lượng biến đổi. Do đó, nghiên cứu đề xuất cần có mô hình với độ phân giải lớn hơn. Để thực hiện được điều này, cần có các số liệu điển hình về năng lượng gió và mặt trời hàng giờ và các số liệu về phụ tải để có thể thực hiện mô hình hóa chạy số liệu theo giờ.

Loc, N.V, 2011. Issues to be considered while implementing bagasse-fired co-generation projects in Vietnam. Presentation at GDE/GIZ Summer School, organized in Ho Chi Minh City.

Markandya A., Boyd R. 1999. Economics of Greenhouse Gas Limitations. Handbook reports, The indirect costs and benefits of greenhouse gas limitations: Mauritius Case Study. UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment, RisØ National Laboratory, Denmark, 1999.

Minh, D.T, 2011. Analysis of future energy pathways for Vietnam.

MONRE (Ministry of Natural Resources and Environment), 2015. Vietnam's Intended Nationally Determined Contribution, also available at http://www.noccop.org.vn/Data/profile/Airvariable_Projects_115693Technical%20report%20INDC.pdf (last accessed September 2017)

MPI (Ministry of Planning and Investment), 2013. A Marginal Abatement Cost Curve Analysis for the Energy Sector in Vietnam

Munsell, M., 2017. 10 Solar Trends to Watch in 2017 (<https://www.greentechmedia.com/articles/read/10-solar-trends-to-watch-in-2017>, accessed August 2017)

NDC (National Load Dispatch Center, EVN), 2015. Annual report on power system performance and operation for 2014.

NLDC (National Load Dispatch Centre), 2016. Annual report on power system performance and operation for 2015.

PM (The Prime Minister), 2011. Decision 1208 dated 21 July 2011 approving the national master plan for power development for the 2011-2020 period with the vision to 2030

PM (The Prime Minister), 2012. Decision 60/QĐ-TTg dated January 9th 2012.

PM (The Prime Minister), 2016. Decision 428/QĐ-TTg dated 18/3/2016 approving revised master plan for power development for the period 2016-2020 with the vision to 2030.

TWS (TrueWind Solutions), 2000. Wind Energy Resource Atlas of Southeast Asia, LLC, New York.

VBF (Vietnam Business Forum), 2016. Made in Vietnam Energy Plan. <http://auschamvn.org/wp-content/uploads/2016/10/Made-in-Vietnam-Energy-Plan-MVEP-v12.pdf>

World Wildlife Fund (WWF), 2016. Sustainable Scenario for the Vietnamese power sector until 2050. <http://vietnam.panda.org/?267471/new-study-vietnam-power-sector-and-renewable-energy-by-2050>

Phụ lục 1: Giả định tiềm năng kinh tế và kỹ thuật của các công nghệ phát điện đề xuất

- Tất cả các chi phí được tính bằng đồng Đô la năm 2015
- Chi phí đầu tư phản ánh tất cả các chi phí cho nhà máy bao gồm các chi phí thiết kế, mua sắm và xây dựng (EPC); các chi phí chủ sở hữu và lãi suất trong quá trình xây dựng (IDC)

Nhiên liệu	Công nghệ	Năm bắt đầu	Hệ số công suất	Vòng đời	Hiệu suất	Chi phí đầu tư (\$/kW)			Chi phí vận hành bảo dưỡng cố định (\$/kW,năm)			Chi phí vận hành bảo dưỡng biến đổi (\$/MWh)		
				(Năm)	(%)	2015	2020	2030	2015	2020	2030	2015	2020	2030
Than	Dưới tới hạn	2015	70	30	39	1700	1700	1700	33,6	33,6	33,6	0,15	0,15	0,15
	Dưới tới hạn kết hợp với CCS	2020	70	30	30	2950	2950	2950	85	85	85			
	Siêu tới hạn	2020	70	30	43	2000	2000	2000	60	60	60			
	Trên siêu tới hạn	2020	70	30	46	2200	2200	2200	66	66	66			
Khí	Tua bin khí	2015	75	25	45	620	620	620	20	20	20			
	CCGT	2015	75	25	60	1000	1000	1000	25	25	25			
Diesel	Tua bin khí	2015	75	25	44	650	650	650	25	25	25			
FO	Tua bin hơi	2015	75	25	35	1100	1100	1100				2,7	2,7	2,7
Thủy điện	Nhỏ	2015	45	30	100	1700	1700	1700				2,5	2,5	2,5
	Lớn	2015	45	40	100	2500	2500	2500				2,5	2,5	2,5
	Tích năng	2020	21	40	75	3000	3000	3000	60	60	60			
Điện mặt trời mái nhà	Điện mặt trời mái nhà - bức xạ cao	2015	17,5	20	100	1400	1300	1200	21	21	21			
	Điện mặt trời mái nhà - bức xạ trung bình	2015	15,8	20	100	1400	1300	1200	21	21	21			
	Điện mặt trời mái nhà - bức xạ thấp	2015	14,2	20	100	1400	1300	1200	21	21	21			
Điện mặt trời quy mô trang trại	Điện mặt trời quy mô trang trại - bức xạ cao	2015	17,5	20	100	1000	900	800	18	18	18			
	Điện mặt trời quy mô trang trại - bức xạ trung bình	2015	15,8	20	100	1000	900	800	18	18	18			

	Điện mặt trời quy mô trang trại - bức xạ thấp	2015	14,2	20	100	1000	900	800	18	18	18			
Điện gió	Cao	2015	35	25	100	1980	1900	1800	35	35	35			
	Trung bình	2015	30	25	100	1980	1900	1800	35	35	35			
	Thấp	2015	25	25	100	1980	1900	1800	35	35	35			
Sinh khối	Bã mía	2015	57	20	20,7	1100	1100	1100	44	44	44			
	Trấu	2015	74	20	23,1	1920	1920	1920	77	77	77			
	Rơm rạ	2015	74	20	26,7	2000	2000	2000	80	80	80			
	Gỗ thái	2015	74	20	47,4	1900	1900	1900	76	76	76			
Năng lượng từ rác	Chôn lấp	2015	91	20	40	2331	2331	2331	93	93	93			
	Lò đốt	2015	74	20	25	4000	4000	4000	340	340	340			
Khí sinh học	Tua bin hơi	2015	50	25	25	1800	1800	1800				4	4	4
Địa nhiệt	Chu trình nhị phân	2020	70	25	15	4000	4000	4000	120	120	120			

Phụ lục 2: Phương pháp tính toán chi phí quy dẫn của các loại năng lượng

Chi phí quy dẫn là chi phí sản xuất năng lượng của một hệ thống cụ thể. Nó là một đánh giá kinh tế về chi phí của hệ thống phát điện gồm tất cả các chi phí trong vòng đời của hệ thống: chi phí đầu tư ban đầu, chi phí vận hành và bảo dưỡng, chi phí nhiên liệu, vì vậy đây là một mắt xích để so sánh tính cạnh tranh của các công nghệ phát điện khác nhau. Chi phí được chiết khấu kết hợp với giá trị năng lượng được sử dụng để tính toán chi phí quy dẫn (LCOE) nhằm so sánh các công nghệ năng lượng khác nhau.

Chi phí quy dẫn của việc sản xuất điện từ 1 loại công nghệ năng lượng được tính toán như sau:

$$LC = \frac{C_{pw} + M_{pw} + F_{pw}}{E_{pw}} \quad (1)$$

Trong đó pw là một chỉ số dưới và chỉ ra giá trị hiện tại của mỗi hệ số.

Chi phí đầu tư (C): thể hiện chi phí đầu tư cho mua thiết bị và lắp đặt trong quá trình xây dựng sẽ được tính trước khi hệ thống bắt đầu vận hành (năm 0)

Chi phí vận hành (M): thể hiện chi phí định kỳ hàng năm dành cho việc bảo trì và vận hành hệ thống. Được khấu hao ở mức d . Chi phí vận hành và bảo dưỡng quy dẫn cho 1 vòng đời nhà máy được tính toán như sau:

$$M_{pw} = \text{Chi phí bảo dưỡng hàng năm} * \left[\frac{1 - (1 + d)^{-N}}{d} \right] \quad (2)$$

Trong đó N là thời kỳ đánh giá trong năm

Chi phí nhiên liệu (F): Thường được biểu hiện như chi phí nhiên liệu hàng năm được xác định từ phương trình

$$F_{pw} = \text{Chi phí nhiên liệu hàng năm} * \left(\frac{(1 + e_f)}{(d - e_f)} \right) * \left[1 - \left(\frac{(1 + e_f)}{(1 + d)} \right)^N \right] \quad (3)$$

Trong đó e_f là chi phí nhiên liệu leo thang

Sản lượng năng lượng (E): (E) thể hiện cho giá trị hiện tại của sản lượng năng lượng hàng năm (A) nhận được trong một khoảng thời gian (N năm) với tỉ lệ chiết khấu d :

$$E_{pw} = A * \left[\frac{1 - (1 + d)^{-N}}{d} \right]$$

Phụ lục 3: Danh sách các nhà máy điện than chưa xây dựng trong quy hoạch điện VII điều chỉnh

STT	Tên nhà máy	Công suất (MW) (Tổ máy*công suất tổ máy)	Chủ đầu tư	Địa điểm (xã, huyện, tỉnh)	Năm vận hành
1	Quảng Ninh III	2*600		Đầm Hà, Đầm Hà, Quảng Ninh	2029
2	Vũng Áng III #3,4	2*600		Khu kinh tế Vũng Áng, Kỳ Anh, Hà Tĩnh	2029
3	Quảng Trạch II	2*600	EVN	Quảng Đông, Quảng Trạch, Quảng Bình	2028
4	Tân Phước II*	2*600		Tân Phước, Gò Công Đông, Tiền Giang	2028
5	Bạc Liêu I	2*600		Long Điền Đông, Đông Hải, Bạc Liêu	2028
6	Tân Phước I	2*600		Tân Phước, Gò Công Đông, Tiền Giang	2027
7	Long An II	2*800		Phước Vĩnh Đông, Cần Giuộc, Long An	2026
8	Quỳnh Lập II	2*600		Quỳnh Lập, Hoàng Mai, Nghệ An	2026
9	Hải Phòng III	2*600	TKV	Tam Hưng, Thủy Nguyên, Hải Phòng	2025
10	Long An I	2*600		Long Hựu Tây, Cần Đước, Long An	2024
11	Vũng Áng III #1,2	2*600	Samsung C&T/BOT	Khu kinh tế Vũng Áng, Kỳ Anh, Hà Tĩnh	2024
12	Quảng Trị	2*600	EGATI/BOT	Hải Khê, Hải Lăng, Quảng Trị	2023
13	An Khánh - Bắc Giang	2*325	Công ty cổ phần nhiệt điện An Khánh	Vũ Xá, Lục Nam, Bắc Giang	2022

14	Vân Phong I	2*660	Sumitomo + Hanoinco/BOT	Ninh Phước, Ninh Hòa, Khánh Hòa	2022
15	Vĩnh Tân III	3*660	Công ty cổ phần Năng lượng Vĩnh Tân 3 (VTEC)/BOT	Vĩnh Tân, Tuy Phong, Bình Thuận	2022
16	Quỳnh Lập I	2*600	TKV	Quỳnh Lập, Hoàng Mai, Nghệ An	2022
17	Vũng Áng II	2*600	Công ty cổ phần nhiệt điện Vũng Áng II (VAPCO)/BOT	Kỳ Lợi, Kỳ Anh, Hà Tĩnh	2021
18	Nam Định I	2*600	Teakwang Power Holdings - ACWA Power/BOT	Hải Ninh, Hải Hậu, Nam Định	2021
19	Long Phú II	2*660	Tata Power/BOT	Long Đức, Long Phú, Sóc Trăng	2021
20	Quảng Trạch I	2*600	EVN	Quảng Đông, Quảng Trạch, Quảng Bình	2021
21	Long Phú III	3*600	PVN	Long Đức, Long Phú, Sóc Trăng	2021
22	Sông Hậu II	2*1000	Toyo Ink/BOT	Phú Hữu A, Châu Thành, Hậu Giang	2021
23	Nghi Sơn II	2*600	Marubeni và KEPCO/BOT	Hải Hà, Tĩnh Gia, Thanh Hóa	2021
24	Cầm Phả III	2*220	TKV	Nam Sơn, Ba Chẽ, Quảng Ninh	2020
25	Đồng Phát Hải Hà (CHP)	3*50+5*150+4*300	IPP	Quảng Điền, Hải Hà, Quảng Ninh	2019
26	Đức Giang - Lào Cai	2*50	IPP	Tằng Loỏng, Bảo Thắng, Lào Cai	Chưa rõ
Tổng		32.510 MW			