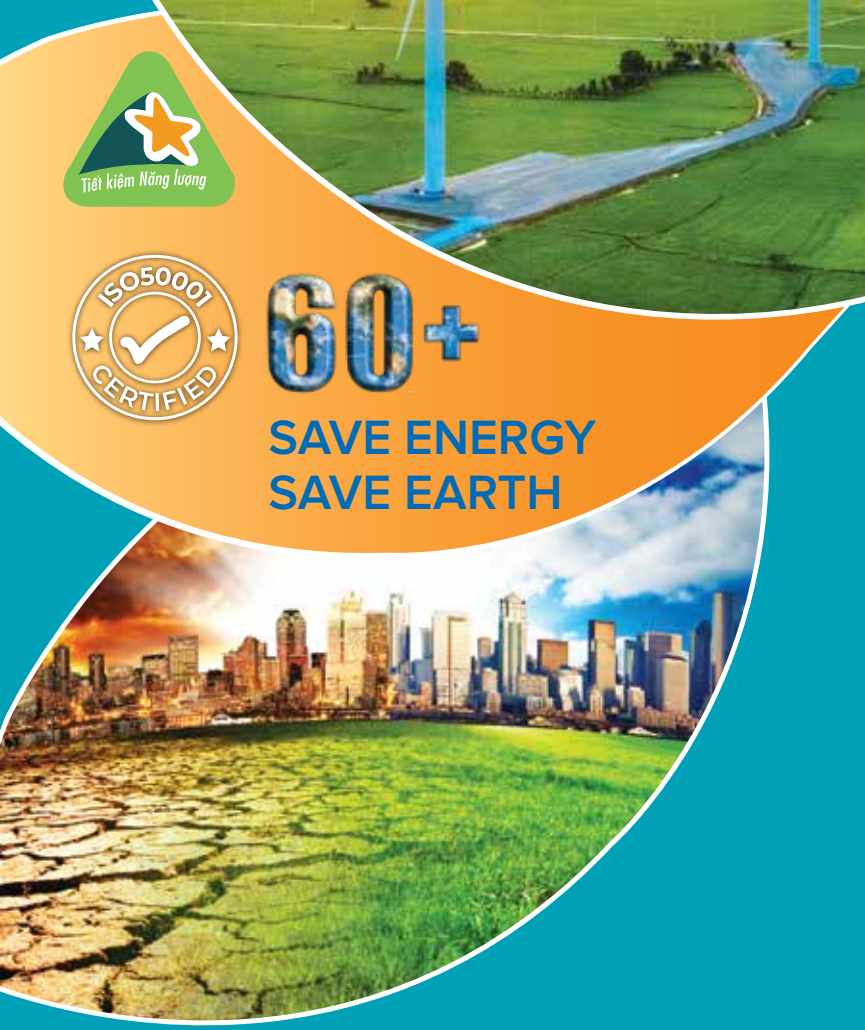
EREA
Electricity & Renewable Energy Authority

BỘ CÔNG THƯƠNG

EMBASSY OF DENMARK

Danish Energy Agency



BÁO CÁO TRIỂN VỌNG NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM 2019

Hà Nội, tháng 11 năm 2019

Bản quyền

Trừ trường hợp nêu rõ, nội dung thông tin trong ấn phẩm này có thể tự do sử dụng, chia sẻ hoặc in ấn, nhưng cần phải có sự ghi nhận đối với tác giả. Ấn phẩm này cần được trích dẫn với tên gọi: *Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch: Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019 (2019).*

Lời cảm ơn

Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019 là một ấn phẩm do Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo thuộc Bộ Công Thương phối hợp với Cục Năng lượng Đan Mạch xây dựng, với sự hỗ trợ của Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội.

Liên hệ

- Ông Nguyễn Hoàng Linh, Chuyên viên chính, Phòng Kế hoạch-Quy hoạch, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công Thương, linhnh@moit.gov.vn
- Ông Jakob Stenby Lundsager, Cố vấn dài hạn Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch, jlun@ens.dk
- Bà Giada Venturini, Cố vấn, Cục Năng lượng Đan Mạch, gve@ens.dk
- Ông Søren Storgaard Sørensen, Cố vấn, Cục Năng lượng Đan Mạch, ssts@ens.dk

Mở đầu

Năm 2013, Việt Nam và Đan Mạch đã ký hiệp định hợp tác dài hạn nhằm đẩy mạnh quá trình chuyển đổi của Việt Nam sang một nền kinh tế phát thải carbon thấp. Cục Năng lượng Đan Mạch hợp tác với Bộ Công Thương của Việt Nam thông qua Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam - Đan Mạch (DEPP). Chương trình này hiện đang triển khai ở giai đoạn hai (DEPP II, 2017-2020) và bao gồm các nội dung về mô hình hóa kịch bản dài hạn cho ngành năng lượng, tích hợp năng lượng tái tạo vào hệ thống điện và tiết kiệm năng lượng trong ngành công nghiệp.

Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019 (Báo cáo EOR19) là một mốc quan trọng trong các hoạt động mô hình hóa các kịch bản dài hạn của Chương trình DEPP và hỗ trợ phát triển bền vững hơn hệ thống năng lượng của Việt Nam thông qua việc thực hiện lập quy hoạch và xây dựng chính sách trên cơ sở tối ưu hóa chi phí. Báo cáo EOR19 do Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo thuộc Bộ Công Thương Việt Nam xây dựng với sự hợp tác chặt chẽ của Cục Năng lượng Đan Mạch, và sự hỗ trợ của Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội; tư vấn tham gia dự án này là Viện Năng lượng và công ty EA Energy Analyses. Báo cáo được xây dựng theo quy trình mở với sự tham gia của các bên liên quan trong ngành năng lượng tại nhiều hội thảo và thông qua các nhóm công tác, đồng thời với các khoá đào tạo về mô hình Balmorel cho các bên liên quan của Việt Nam trong ngành năng lượng.

Ấn phẩm đầu tiên của Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam được xuất bản vào năm 2017. Ở thời điểm đó, báo cáo này đánh dấu bước khởi đầu của việc đưa ra các tầm nhìn dựa trên kịch bản dài hạn cho hệ thống năng lượng Việt Nam, tạo nền tảng quan trọng cho phân tích hệ thống năng lượng trên cơ sở các mô hình hệ thống năng lượng tiên tiến.

Đến nay, Báo cáo EOR19 đã được nâng lên một tầm cao mới với mô hình được cập nhật, bổ sung và tăng cường phân tích các kịch bản. Báo cáo EOR19 được xây dựng dựa trên những dữ liệu đầu vào chắc chắn hơn, bao gồm những dự báo chất lượng cao về giá của các công nghệ và nhiên liệu cũng như nhu cầu năng lượng, một bộ các mô hình năng lượng toàn diện hơn được kết nối với nhau để đảm bảo mô phỏng đồng bộ và chi tiết cho tất cả các ngành. Điểm cải tiến cơ bản trong Báo cáo EOR19 là mô hình mô phỏng hệ thống điện Việt Nam được chia thành sáu vùng.

Trong tương lai, dự kiến Báo cáo Triển vọng Năng lượng sẽ tiếp tục được xuất bản hai năm một lần, nhằm đảm bảo những cải tiến mô hình và dữ liệu mới nhất sẽ được sử dụng để hỗ trợ việc thảo luận và ra quyết định trong quá trình lập quy hoạch năng lượng dài hạn ở Việt Nam.

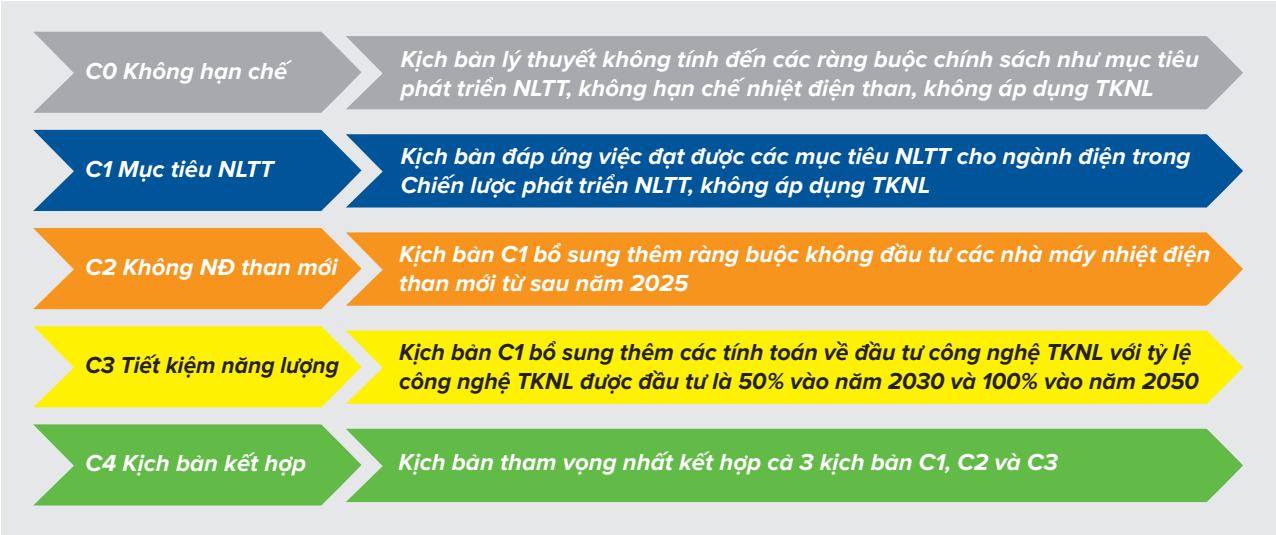
Báo cáo EOR19 đi kèm với một danh mục các báo cáo và phân tích khác, bao gồm dữ liệu và các phương pháp luận được sử dụng làm cơ sở xây dựng báo cáo. Danh mục này bao gồm Báo cáo kỹ thuật của Báo cáo Triển vọng Năng lượng, Báo cáo Dữ liệu mô hình Balmorel, Báo cáo Dữ liệu mô hình TIMES, Báo cáo Dự báo giá nhiên liệu, Cẩm nang Công nghệ sản xuất và lưu trữ điện năng của Việt Nam và Báo cáo Mô hình hóa lưới điện chi tiết cho hệ thống điện Việt Nam. Tất cả những tài liệu này đều được công bố rộng rãi.

Tóm tắt

Trong vài thập kỷ qua, Việt Nam là một trong những nền kinh tế phát triển nhanh nhất ở châu Á với tỷ lệ tăng trưởng GDP hơn 6%/năm. Ngành năng lượng đóng vai trò quan trọng trong quá trình phát triển liên tục của Việt Nam, do đó việc tiếp cận với nguồn năng lượng tin cậy và có chi phí thấp sẽ là yếu tố quan trọng cho tăng trưởng kinh tế bền vững. Việc đạt được mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính (KNK) toàn cầu như đã đặt ra trong Thỏa thuận Paris về biến đổi khí hậu sẽ phụ thuộc nhiều vào lộ trình phát triển của các nền kinh tế đang nổi như Việt Nam.

Việt Nam có cơ hội lớn để theo đuổi một lộ trình phát triển bền vững khi xét đến tiềm năng sử dụng năng lượng hiệu quả hơn và tiềm năng của nguồn năng lượng gió và mặt trời trong nước. Giá thành ngày càng giảm của các công nghệ này cũng như công nghệ pin lưu trữ năng lượng đã cho Việt Nam một lựa chọn thuận lợi khi chuyển đổi sang năng lượng xanh. Tuy nhiên, một lộ trình như vậy cũng kéo theo những thách thức nhất định trong việc mở rộng và tích hợp năng lượng tái tạo (NLTT) vào hệ thống năng lượng và khai thác tiềm năng tiết kiệm năng lượng (TKNL) theo hướng tối ưu về chi phí trong các ngành.

Những thách thức này phải được giải quyết bằng các biện pháp chính sách. Dựa trên mô hình hệ thống năng lượng được tư liệu hóa đầy đủ và chi tiết, Báo cáo EOR19 cung cấp nền tảng trên cơ sở kịch bản hoá để hỗ trợ các quyết định chính sách bằng cách làm rõ triển vọng phát triển hệ thống năng lượng đến năm 2050. Báo cáo trình bày năm kịch bản (Hình 1) để xem xét các xu hướng phát triển khác nhau với chi phí thấp nhất cho hệ thống năng lượng Việt Nam. Các kịch bản này không phải là các lộ trình phát triển "được khuyến nghị" đối với hệ thống năng lượng, mà là các kịch bản "nếu-thì" có tính chỉ dẫn trong đó đưa ra các đánh giá về các chủ đề phù hợp cho bối cảnh của Việt Nam. Do đó, mục đích của Báo cáo EOR19 là định hướng cho các nhà hoạch định chính sách và thúc đẩy thảo luận về quá trình chuyển đổi xanh, đồng thời cung cấp thông tin đầu vào cụ thể cho lập Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia 8 (QHĐ8) và Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia trong thời gian tới.



Hình 1: Năm kịch bản được phân tích và so sánh trong Báo cáo EOR19

Báo cáo EOR19 cho thấy tăng cường TKNL và phát triển tối đa NLTT sẽ giúp giảm phát thải CO_2 nhiều hơn và hiệu quả hơn về chi phí, giảm ô nhiễm không khí và giảm phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu. Quá trình chuyển đổi này sẽ đòi hỏi:

- Sớm **dừng đầu tư vào những nhà máy nhiệt điện than mới,** điều này sẽ làm đảo ngược xu hướng tiêu thụ than đang gia tăng hiện nay.
- **Ưu tiên đầu tư vào tiết kiệm năng lượng.** Kết quả nghiên cứu cho thấy đầu tư vào TKNL sẽ có hiệu quả chi phí lớn hơn nhiều so với đầu tư vào mở rộng công suất nhà máy điện, TKNL có thể đóng góp quan trọng vào giảm phát thải CO_2 và giảm nhập khẩu nhiên liệu.
- **Khung pháp lý minh bạch và ổn định** cho phát triển mở rộng điện gió và điện mặt trời, bao gồm quy hoạch và mục tiêu ổn định, hệ thống phê duyệt dự án minh bạch và được điều phối hợp lý (một đầu mối chung) và hợp đồng mua bán điện (PPA) đạt tiêu chuẩn quốc tế. Kết quả nghiên cứu cho thấy có thể đạt được tỷ lệ 40% NLTT trong cơ cấu nguồn điện vào năm 2030 và nếu kết hợp với TKNL thì sẽ không làm tăng chi phí hệ thống. Điều này cần thiết để hạn chế việc nhập khẩu nhiên liệu.

- **Đầu tư vào lưới truyền tải và hệ thống lưu trữ điện năng** để có thể tăng cường tích hợp tối đa nguồn NLTT.

Báo cáo EOR19 được xây dựng với năm chủ đề: **Các nguồn năng lượng, Tiết kiệm năng lượng, Năng lượng tái tạo, Cân bằng hệ thống điện, và Tác động khí hậu và ô nhiễm.** Các phát hiện chính và khuyến nghị đối với từng chủ đề sẽ được tổng hợp trong phần tiếp theo.

Các nguồn năng lượng

Các phát hiện chính

Than và Khí tự nhiên hóa lỏng: Xu hướng gia tăng sử dụng than vẫn tiếp tục diễn ra, nhưng nếu khai thác than bị hạn chế thì xu hướng này có thể đảo ngược ngay từ năm 2030. Khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) có thể thay thế than trong sản xuất điện với chi phí cao hơn nhưng đỡ gây ô nhiễm môi trường hơn.

Các nguồn năng lượng tái tạo: Các nguồn NLTT như gió, mặt trời, thủy điện và sinh khối có thể chiếm tới 24% nguồn cung năng lượng sơ cấp vào năm 2050 và chiếm 59% sản lượng điện sản xuất. Kết quả tính toán từ mô hình cho thấy sử dụng sinh khối cho các nhà máy điện và nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp sẽ mang lại hiệu quả kinh tế cao hơn so với việc dùng nguồn năng lượng này cho việc nấu ăn trong gia đình như hiện nay. Điều này cho thấy sinh khối có thể trở thành một mặt hàng quan trọng, góp phần giảm nhập khẩu nhiên liệu và phát thải CO_2.

Vào năm 2030, có **sự gia tăng đáng kể về nhập khẩu than và dầu** ở tất cả các kịch bản. Tỷ lệ phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu có thể giảm từ 59% xuống 51% vào năm 2030 và từ 72% xuống 61% vào năm 2050 nếu kết hợp thành công giải pháp TKNL và NLTT để thay thế hầu hết các nhà máy nhiệt điện than. Chi phí nhập khẩu có thể giảm nhờ các giải pháp TKNL, tuy nhiên nếu chỉ giảm sử dụng than thì không đủ để làm giảm chi phí nhập khẩu do than được thay thế bằng LNG có giá thành cao hơn. Tăng cường sử dụng giao thông đường bộ làm xu thế tiêu thụ dầu tiếp tục tăng, làm cho giao thông trở thành lĩnh vực sử dụng nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu chính trong dài hạn. Dựa trên dữ liệu về hoạt động giao thông vận tải của Bộ Giao thông vận tải, Báo cáo EOR19 cho thấy việc chuyển đổi thành công các phương tiện giao thông vận tải sang các phương tiện mới tiêu thụ năng lượng hiệu quả, bao gồm cả phương tiện vận tải hành khách và hàng hóa, có thể giúp giảm 25% lượng dầu nhập khẩu vào năm 2050.

Các khuyến nghị

Việc sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng trong nước, bao gồm sinh khối, gió, mặt trời và các nguồn NLTT khác, kết hợp với các biện pháp TKNL là các yếu tố chính làm giảm phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu cho sản xuất điện.

Cần sớm nghiên cứu việc giảm nhu cầu sử dụng than trong tương lai, ví dụ đánh thuế đối với sử dụng than hoặc hạn chế nhà máy nhiệt điện than mới: Các nhà máy nhiệt điện than được xây dựng hiện nay sẽ tiếp tục vận hành trong vòng 30 năm tới. Do đó, để tránh các hiệu ứng mắc kẹt với nhiệt điện than, cần có hành động và biện pháp cấp bách để giảm phụ thuộc vào (nhập khẩu) than về dài hạn. Ngoài ra, một lợi ích khác của việc giảm tiêu thụ than đó là có thể giảm ô nhiễm không khí và phát thải CO_2.

Tăng cường sử dụng các phương tiện giao thông hiệu quả năng lượng thông qua các chính sách khuyến khích về kinh tế và các tiêu chuẩn về hiệu suất năng lượng tối thiểu: Dầu sẽ là nhiên liệu nhập khẩu chính và việc tập trung vào các phương tiện giao thông sử dụng năng lượng hiệu quả sẽ làm giảm phụ thuộc vào nhập khẩu dầu.

Huy động tiềm năng sinh khối trong nước cho sản xuất năng lượng: Các biện pháp chính sách như giá điện ưu đãi (FiT) và các chương trình trợ giá đầu tư là các ví dụ về các biện pháp có thể thúc đẩy sử dụng sinh khối hiệu quả và chuyển đổi sử dụng nhiên liệu từ than sang sinh khối.

Tiết kiệm năng lượng

Các phát hiện chính

Mức TKNL đạt được cao hơn chi phí TKNL: Kết quả tính toán từ mô hình cho thấy gia tăng chi phí đầu tư công nghệ TKNL ở mức 7 tỷ USD vào năm 2030 và 16 tỷ USD vào năm 2050 vẫn thấp hơn so với chi phí cho tiết kiệm nhiên liệu và chi phí đầu tư vào phần cung, dẫn tới tổng chi phí tiết kiệm đạt được lên đến 3 tỷ USD vào năm 2030 và 30 tỷ USD vào năm 2050.

Xem xét các mục tiêu đề ra trong Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2030 (VNEEP3): Kết quả tính toán từ mô hình cho thấy thậm chí có thể đạt được các mục tiêu TKNL tham vọng hơn mà vẫn đảm bảo hiệu quả về chi phí, do mức TKNL trong các kịch bản mô hình với chi phí cực tiểu trong Báo cáo EOR19 đều vượt các mục tiêu ở mức cao được đề ra cho năm 2030 trong Chương trình VNEEP3.

TKNL trong sản xuất điện và tiêu thụ năng lượng: Các tác động kết hợp của giảm nhu cầu điện và sử dụng nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp có thể giúp giảm đầu tư công suất lắp đặt các nhà máy điện mới do nhu cầu sử dụng điện sẽ giảm 10% vào năm 2030 và 29% vào năm 2050 theo kết quả tính toán từ mô hình. Việc triển khai các công nghệ TKNL có thể làm giảm tiêu thụ năng lượng cuối cùng ở mức 12% vào năm 2030 và 20% vào năm 2050, chủ yếu là giảm tiêu thụ dầu trong giao thông vận tải và tiêu thụ năng lượng trong công nghiệp và sinh hoạt.

Giảm phát thải CO_2: Kết quả tính toán từ mô hình cho thấy việc triển khai các công nghệ TKNL có thể làm giảm phát thải CO_2 hàng năm ở mức 83 triệu tấn năm 2030 và 237 triệu tấn năm 2050 trong các ngành điện, công nghiệp và giao thông vận tải.

Các lĩnh vực quan trọng nhất cho TKNL bao gồm **ngành công nghiệp** (xử lý nhiệt trong sản xuất xi măng, sắt thép, giấy, bột giấy và dệt may), **ngành giao thông** (ô tô, xe máy, xe tải và xe buýt), và **khu vực dân dụng** (nấu ăn, điều hòa không khí và chiếu sáng).

Các khuyến nghị

Các giải pháp TKNL tham vọng cần được ưu tiên hàng đầu trong Quy hoạch phát triển điện quốc gia 8 (QHĐ8): TKNL là một trong những nhân tố chính góp phần giảm chi phí đầu tư vào nhà máy điện. Do vậy, QHĐ8 được xây dựng trong thời gian tới cần xem xét nghiêm túc vấn đề TKNL và tập trung vào khai thác tiềm năng kinh tế và môi trường của TKNL. Kinh nghiệm thành công của một số quốc gia đó là khiến các công ty cung cấp năng lượng chịu trách nhiệm về mức TKNL và đây có thể là một gợi ý cho Việt Nam trong việc đem lại các lợi ích tài chính cho cả các công ty cung cấp năng lượng, người tiêu dùng năng lượng, cũng như các lợi ích kinh tế cho xã hội nói chung.

Tiếp tục triển khai và tăng cường chính sách TKNL hiện tại (VNEEP3). Kết quả tính toán từ mô hình cho thấy tỷ lệ TKNL với mục tiêu tham vọng hơn so với mục tiêu đề ra trong VNEEP3 vẫn có hiệu quả về chi phí khi triển khai thực hiện. Để hoàn thành mục tiêu này, điều quan trọng là cần tiếp tục tăng cường áp dụng các tiêu chuẩn hiệu suất năng lượng tối thiểu, các tiêu chuẩn kinh tế nhiên liệu trong giao thông vận tải, thực hiện kiểm toán năng lượng và hệ thống quản lý năng lượng (ISO 50.001 và những tiêu chuẩn tương tự) trong tất cả các cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm và xây dựng những chương trình thỏa thuận tự nguyện với các chính sách khuyến khích tài chính và tài khóa.

Tập trung khắc phục các rào cản nhằm tạo điều kiện cho các dự án đầu tư quy mô lớn vào công nghệ TKNL cho các ngành sử dụng năng lượng: Việc triển khai TKNL có thể đối mặt với nhiều rào cản về thông tin, quy định pháp lý, tài chính và thị trường mà Báo cáo EOR19 chưa đề cập đến do chỉ tập trung vào vấn đề khai thác công nghệ có chi phí thấp nhất. Giải pháp cho một vài trong số các rào cản này có thể là việc triển khai *mua bán hạn mức TKNL*.

Đầu tư mới vào các nhà máy nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp: Khuyến nghị thực hiện các chính sách khuyến khích nhằm hỗ trợ đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp, ưu tiên sử dụng các nguồn năng lượng trong nước, ví dụ như sinh khối.

Năng lượng tái tạo

Các phát hiện chính

Điện gió và mặt trời sẽ có hiệu quả chi phí tốt hơn so với điện than vào năm 2030 đối với 20 GW công suất đầu tiên tại các địa điểm có tiềm năng tốt nhất. Ngưỡng công suất đạt hiệu quả về chi phí sẽ tăng lên đến hơn 100 GW vào năm 2050 do giá thành công nghệ điện gió và điện mặt trời dự kiến sẽ giảm. Kết quả tính toán từ mô hình cho thấy cơ cấu công suất điện với chi phí cực tiểu đòi hỏi công suất lắp đặt tương đương 1 GW/năm đối với điện gió và 1-2 GW/năm đối với điện mặt trời trong giai đoạn 2020-2030. Mặc dù các dự án điện gió và điện mặt trời tốt nhất có tính cạnh tranh cao, các dự án này đòi hỏi chi phí đầu tư ban đầu cao hơn so với sản xuất điện truyền thống.

Thủy điện và năng lượng sinh học: Trong khi tiềm năng của thủy điện đã khai thác gần hết, thì năng lượng sinh học lại có tiềm năng ngày càng lớn trong các nhà máy nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp và sản xuất điện. Tuy nhiên hai trụ cột chính về NLTT trong hệ thống năng lượng sẽ vẫn là năng lượng gió và mặt trời.

Phát triển điện gió ngoài khơi: Nghiên cứu đánh giá 6 địa điểm tiềm năng về điện gió ngoài khơi cho thấy công nghệ này sẽ rất hấp dẫn ngay từ năm 2030.

Sử dụng đất: Kinh nghiệm quốc tế cho thấy điện gió trên bờ có thể dễ dàng kết hợp với sản xuất nông nghiệp. Công suất điện mặt trời lớn nhất được đề cập trong Báo cáo EOR19 là thuộc khu vực miền Nam (76 GW năm 2050), trong đó diện tích lắp đặt điện mặt trời chiếm 1,6% diện tích toàn vùng.

Các khuyến nghị

NLTT phải là tiêu điểm trong QHĐ8 nhằm đảm bảo cơ sở cần thiết để phát triển NLTT trong 10 năm tới. Việc đảm bảo các dự án đầu tư vào lưới điện đóng vai trò hết sức quan trọng nhằm tạo điều kiện tích hợp thêm các nguồn NLTT và tránh cắt giảm công suất phát điện gió và điện mặt trời với chi phí tốn kém. Ngoài ra, cần đặc biệt lưu ý đến điện gió, theo quan điểm chi phí cực tiểu thì điện gió cần phát triển với sản lượng điện nhiều hơn điện mặt trời trong vòng 10 năm tới. Cuối cùng, mục tiêu tham vọng về NLTT trong cơ cấu nguồn điện năm 2030 dựa trên phân tích kịch bản chi tiết cần được được đưa vào quy hoạch.

Để phát triển điện gió và điện mặt trời thành công tại Việt Nam, điều quan trọng là cần có các điều kiện khung pháp lý ổn định, đơn giản, minh bạch và tăng cường tính cạnh tranh đối với các dự án NLTT:

- **Đơn giản:** Nghiên cứu áp dụng **cơ chế một cửa**, là nơi các đơn vị phát triển dự án NLTT có một đầu mối liên hệ duy nhất;
- **Ổn định:** Các **kế hoạch và mục tiêu phát triển NLTT ổn định và dài hạn,** giúp giảm rủi ro cho các nhà đầu tư và hỗ trợ xây dựng các chuỗi cung ứng trong nước;
- **Minh bạch:** Xây dựng **quy trình minh bạch** về phát triển các dự án NLTT và **đối thoại chặt chẽ** với các bên tham gia thị trường cùng với **hợp đồng mua bán điện tiêu chuẩn quốc tế,** giúp tạo dựng niềm tin và giảm rủi ro, từ đó thu hút thêm nhiều nhà đầu tư;
- **Cạnh tranh:** Cần tạo ra **sự cạnh tranh giữa các nhà phát triển dự án,** đặc biệt đối với các dự án điện gió và điện mặt trời quy mô lớn, nhằm giảm giá thành dựa trên kinh nghiệm quốc tế với hoạt động đấu giá NLTT (IRENA, 2017).

Cần thiết lập khung pháp lý hỗ trợ cho phát triển điện gió ngoài khơi ngay trong thời gian tới do điện gió ngoài khơi là công nghệ đòi hỏi kiến thức chuyên sâu và chi phí đầu tư ban đầu lớn.

Cần nâng cao nhận thức của chính quyền, người dân địa phương và các bên liên quan nhằm đảm bảo sự đồng thuận và tạo điều kiện cho người dân địa phương được hưởng các ưu đãi từ các dự án NLTT: Luật Quy hoạch[1] đã quy định cần có sự tham gia của các cơ quan quản lý địa phương vào quá trình lập quy hoạch. Do vậy, để phát triển các dự án NLTT ở quy mô lớn, không chỉ cần quy hoạch năng lượng quốc gia mà còn cần có sự tham gia của cấp địa phương.

Cân bằng hệ thống điện

Các phát hiện chính

Cân bằng hệ thống điện với tỷ trọng của điện gió và điện mặt trời ở mức cao hoàn toàn khả thi về mặt kỹ thuật và kinh tế. Kết quả tính toán từ mô hình cho thấy thậm chí với ty trọng điện gió và điện mặt trời ở mức 33% năm 2050, hệ thống vẫn có thể cân bằng nếu lắp đặt 74 GW pin lưu trữ điện năng chủ yếu tại miền Nam và đầu tư vào đường dây truyền tải để có thể hấp thụ thêm 53 GW.

Trong dài hạn, cần xem xét lắp đặt pin lưu trữ điện năng với khối lượng lớn: Tích trữ điện năng là chìa khóa để cân bằng điện gió và đặc biệt là điện mặt trời, với tỷ lệ phù hợp khoảng 0,5 MW cho mỗi MW điện gió và điện mặt trời vào năm 2050. Do pin lưu trữ điện năng được ưu tiên như một giải pháp lưu điện chi phí thấp nhất cho chu kỳ ngắn (vài giờ), về dài hạn sẽ có sự chuyển dịch dần trong vai trò cân bằng hệ thống điện từ thủy điện hiện tại sang công nghệ pin lưu trữ điện năng. Nếu giá thành của pin lưu trữ điện năng không giảm như dự kiến, điện gió và thủy điện tích năng sẽ có vai trò lớn hơn trong tương lai, tuy nhiên điện mặt trời và pin vẫn sẽ là các trụ cột chính trong phát triển NLTT.

[1] Luật 21/2017/QH14 do Quốc hội ban hành ngày 24 tháng 11 năm 2017.

Đánh giá tổng thể lưới điện truyền tải cho thấy chi phí đầu tư cần thiết vào lưới điện truyền tải đến năm 2030 chiếm 30% tổng chi phí đầu tư hệ thống điện.

Các khuyến nghị

Áp dụng cách tiếp cận từng bước đối với tích hợp điện gió và mặt trời: Trong ngắn hạn, cần tập trung vào đầu tư mở rộng công suất truyền tải nhằm đảm bảo tích hợp NLTT và tránh cắt giảm công suất phát điện gió và điện mặt trời với chi phí tốn kém. Trong dài hạn tích trữ điện năng là chìa khóa để cân bằng điện gió và đặc biệt là điện mặt trời.

Nghiên cứu và tiến hành gỡ bỏ các rào cản thị trường nhằm đảm bảo việc tích trữ điện năng được đưa vào ứng dụng nhanh chóng kịp thời, từ đó thiết lập các điều kiện thị trường thuận lợi.

Ngoài ra cũng cần xem xét các biện pháp khác để **cân bằng hệ thống điện và giảm nhu cầu lưu trữ điện năng** chưa được phân tích trong Báo cáo EOR19, bao gồm mua bán điện với các quốc gia láng giềng và các biện pháp nhằm tăng tính linh hoạt của hệ thống điện. Tăng cường giao thương có thể đem lại nhiều lợi ích, trong đó có cải thiện tính cạnh tranh, an ninh nguồn cung, chia sẻ nguồn năng lượng dự trữ, giảm nhu cầu tích trữ điện năng và cải thiện cân bằng liên quan đến thủy điện (trong các năm mưa nhiều hay hạn hán), điện gió và điện mặt trời. Các biện pháp tăng cường độ linh hoạt cho các nhà máy nhiệt điện, thủy điện tích năng, điều chỉnh phụ tải điện và phát triển các hệ thống dự báo có thể hỗ trợ tích hợp điện gió và điện mặt trời.

Khí hậu và ô nhiễm

Các phát hiện chính

Phát thải CO_2 từ ngành năng lượng hiện đang gia tăng nhanh chóng. Tác động kết hợp của TKNL, NLTT và LNG có thể giúp giảm phát thải CO_2 ở mức xấp xỉ 20% năm 2030 và 40% năm 2050, chủ yếu trong ngành điện. Ngành công nghiệp và giao thông vận tải cũng có những đóng góp đáng kể nếu thực hiện TKNL thành công.

Than là nguồn phát thải CO_2 chính và đóng góp từ 65% đến 75% trong tổng lượng phát thải CO_2 từ hệ thống năng lượng trong các kịch bản. Ngừng đầu tư vào nhà máy nhiệt điện than mới và tăng sử dụng LNG có thể giúp giảm 53 triệu tấn CO_2 năm 2030 nhưng lại làm tổng chi phí hệ thống tăng thêm xấp xỉ 01 tỷ USD. Ngoài ra, nếu tăng cường TKNL, Việt Nam sẽ đồng thời tiết kiệm được chi phí và giảm phát thải.

So với kịch bản phát triển bình thường trong báo cáo Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC), phát thải từ ngành năng lượng sẽ giảm 19% vào năm 2030 trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* (mục tiêu NDC quốc gia không kèm điều kiện là 8%). Nếu thực hiện TKNL và ngừng đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện than mới (*Kịch bản kết hợp C4*), mức phát thải CO2 sẽ giảm hơn 30% vào năm 2030 (mục tiêu NDC quốc gia có điều kiện là 25%).

Phát thải từ than trong ngành điện gây ra chi phí y tế lớn đối với xã hội. Tất cả các kịch bản đều dẫn tới chi phí y tế do ô nhiễm môi trường nằm trong khoảng 7-9 tỷ USD vào năm 2030. Giả sử không tăng mức độ xử lý khí thải thì chi phí xã hội do ô nhiễm không khí gây ra trong quá trình sản xuất điện sẽ lên đến 23 tỷ USD/năm, tương đương 2% GDP (*Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*) vào năm 2050. Con số này giảm xuống 7 tỷ USD trong *Kịch bản kết hợp C4,* trong đó TKNL, phát triển NLTT và LNG về dài hạn có thể giúp giảm chi phí y tế ở mức cao.

Các khuyến nghị

Áp dụng các chính sách khuyến khích nhằm giảm phát thải CO_2 và các chất ô nhiễm không khí khác, bao gồm thuế, các chương trình mua bán phát thải hoặc các hình thức hệ thống thị trường khác: Việc áp dụng các chính sách khuyến khích nhằm giảm phát thải CO_2 và các chất ô nhiễm không khí khác sẽ hỗ trợ cho các dự án đầu tư vào NLTT và thúc đẩy quá trình đóng cửa dần các nhà máy sản xuất điện từ các nhiên liệu hóa thạch giàu carbon.

Hài hòa tất cả các mục tiêu NLTT và mục tiêu phát thải của chính phủ cho quy hoạch trong tương lai sẽ đảm bảo các quy hoạch hỗ trợ cho quá trình chuyển đổi xanh. Điều này bao gồm liên tục giám sát và so sánh các mục tiêu NLTT, hiệu suất hệ thống năng lượng và các mục tiêu phát thải. Cụ thể, điều này có nghĩa là QHĐ8 và Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia được xây dựng trong thời gian tới cần phù hợp với các mục tiêu của chính phủ về phát thải khí nhà kính, ví dụ như trong cam kết NDC và Thỏa thuận Paris.

Thắt chặt các biện pháp kiểm soát ô nhiễm không khí trong sản xuất điện và công nghiệp và bổ sung các chi phí y tế do ô nhiễm môi trường trong mô hình hóa hệ thống năng lượng và lập quy hoạch, trong đó có QHĐ8. Các chi phí y tế hiện tại đã đặt ra gánh nặng chi phí lớn cho xã hội và tình trạng ô nhiễm từ các nhà máy điện đang gia tăng. Các chi phí ngoại ứng liên quan đến sức khỏe thường không được xem xét trong các đánh giá kinh tế khi lập quy hoạch năng lượng. Việc lồng ghép các giải pháp nêu trên sẽ làm nổi bật chi phí thực của năng lượng, đặc biệt là chi phí liên quan đến nhiệt điện than.

Xem xét điều chỉnh mục tiêu phát thải CO_2 năm 2030 để phù hợp hơn với việc hạn chế sử dụng than, thực hiện các giải pháp TKNL có chi phí hiệu quả và mở rộng ứng dụng công nghệ NLTT. Một mục tiêu NDC tham vọng hơn là hoàn toàn có thể thực hiện được và có thể đem lại cho Việt Nam những lợi ích trực tiếp về giảm phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu, giảm ô nhiễm không khí và giảm chi phí hệ thống năng lượng.

Mục lục

Mở đầu 02
Tóm tắt 03
Mục lục 09
Các biểu đồ 10
Các bảng 12
Những từ viết tắt 13
1. Giới thiệu 16
1.1 Cơ sở 16
1.2 Những mục tiêu năng lượng và chính sách khí hậu hiện tại 16
1.3 Mục đích của báo cáo 18
1.4 Những điều kiện tiên quyết của phân tích 18
2. Các kịch bản 22
3. Các kết quả chính của mô hình hóa 26
3.1 Năng lượng sơ cấp và năng lượng cuối cùng 26
3.2 Hệ thống điện 28
3.3 Chi phí hệ thống năng lượng 29
3.4 Những chỉ số chính 30
4. Các nguồn năng lượng 34
4.1 Hiện trạng và các xu hướng 34
4.2 Triển vọng của nguồn năng lượng 35
4.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị 38
5. Tiết kiệm năng lượng 42
5.1 Hiện trạng và các xu hướng 42
5.2 Triển vọng về tiết kiệm năng lượng 43
5.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị 48
6. Năng lượng tái tạo 52
6.1 Hiện trạng và các xu hướng 52
6.2 Triển vọng năng lượng tái tạo 54
6.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị 58
7. Cân bằng hệ thống điện 62
7.1 Hiện trạng và các xu hướng 62
7.2 Triển vọng cân bằng hệ thống điện 63
7.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị 70
8. Tác động khí hậu và ô nhiễm 74
8.1 Hiện trạng và các xu hướng 74
8.2 Triển vọng khí hậu và ô nhiễm 75
8.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị 80
Phụ lục: Khung mô hình hóa và những giả thiết chính 82
A.1 Khung mô hình hóa năng lượng và những giả thiết chính 82
A.2 TIMES – Mô hình hệ thống năng lượng 83
A.3 Balmorel - Mô hình hệ thống điện 87
A.4 PSS/E – Mô hình lưới truyền tải 93
Tài liệu tham khảo 97

Các biểu đồ

HÌNH 1: Năm kịch bản 03
HÌNH 2: Năm kịch bản 22
HÌNH 3: Mục tiêu NLTT của chiến lược phát triển NLTT 23
HÌNH 4: Tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (TPES) và tỷ trọng NLTT trong TPES của các kịch bản đã phân tích 26
HÌNH 5: Diễn biến của tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC) theo ngành trong các kịch bản được phân tích 27
HÌNH 6: Công suất phát điện đối với năm kịch bản đã phân tích 28
HÌNH 7: Sản lượng điện hàng năm từ các nguồn điện tập trung, nhập khẩu từ các nước láng giềng và nhu cầu điện 29
HÌNH 8: Chi phí hệ thống năng lượng và chi phí hệ thống điện trên MWh 30
HÌNH 9: Xu hướng TPES của Việt Nam trong quá khứ từ năm 2007 đến năm 2017 theo loại nhiên liệu 34
HÌNH 10: Xu hướng phát triển trong quá khứ của cân bằng xuất/nhập khẩu năng lượng và mức độ nhập khẩu liên quan trong giai đoạn 2007-2017 35
HÌNH 11: Tiêu thụ các nguồn năng lượng trong nước trong các kịch bản được phân tích 36
HÌNH 12: Phân bổ tối ưu nguồn sinh khối cho các ngành khác nhau trong các kịch bản 36
HÌNH 13: Những thay đổi trong TPES theo nhiên liệu so với Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT 37
Hình 14: Các nhiên liệu nhập khẩu và tỷ trọng của nhập khẩu năng lượng tịnh trong TPES ở các kịch bản được phân tích 38
HÌNH 15: Các xu hướng về tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC) trong giai đoạn 2007-2017 42
HÌNH 16: Những thay đổi trong chi phí hệ thống được khấu trừ hàng năm so với Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT. 44
HÌNH 17: Thay đổi về tỷ lệ phần trăm trong tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT và VNEEP 3 45
HÌNH 18: Các tác động của các biện pháp TKNL và các nhà máy nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp so với Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT 46
HÌNH 19: Thay đổi tỷ lệ phần trăm về tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo ngành so với Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT 46
Hình 20: Tiềm năng kinh tế TKNL theo mục đích sử dụng cuối cùng và theo ngành so với Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT 47
HÌNH 21: Phát triển NLTT (TPES) ở Việt Nam trong giai đoạn 2007-2017 và công suất điện NLTT 52
HÌNH 22: Các nguồn NLTT và tỷ trọng tương ứng trong TPES đối với tất cả các kịch bản được phân tích 54
HÌNH 23: Điện sản xuất từ điện gió và điện mặt trời 55
HÌNH 24: Điện sản xuất theo loại nhiên liệu và phụ tải đỉnh trong giai đoạn 2008-2018 62
HÌNH 25: Công suất pin và công suất truyền tải trong các kịch bản được phân tích 64

HÌNH 26. Điều độ hệ thống hàng giờ trong Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT trong tuần 39 65
HÌNH 27: Đồ thị thời gian cho tổng sản lượng phát của nguồn điện gió và điện mặt trời 66
HÌNH 28: Công suất truyền tải khi tỷ trọng NLTT tăng lên 68
HÌNH 29. Mức độ cắt giảm công suất phát của điện gió và điện mặt trời với tỷ trọng nguồn điện NLTT tăng dần 69
HÌNH 30: Điện năng phát, điện năng nhập khẩu từ các nước láng giềng và nhu cầu điện năm theo khu vực 69
HÌNH 31: Phát thải KNK trong ngành năng lượng năm 2014 74
HÌNH 32: Các xu hướng phát thải CO_2 theo ngành và tổng chi phí hệ thống trong 5 kịch bản 76
HÌNH 33: Mức giảm phát thải CO_2 theo ngành so với Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT 77
HÌNH 34: Thay đổi trong tổng chi phí hệ thống và tổng phát thải CO_2 so với Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT 77
HÌNH 35: Chi phí ô nhiễm của các loại khí thải trong 5 kịch bản cho riêng ngành điện 79
HÌNH 36. Khung mô hình hóa năng lượng cho báo cáo EOR19 83
HÌNH 37: Cơ chế vận hành của mô hình Balmorel 88
HÌNH 38: Kết nối điện hiện có và đã cam kết ở Việt Nam 89
HÌNH 39: Nhu cầu điện năm theo vùng truyền tải 90
HÌNH 40: Sử dụng than trong nước lớn nhất theo năm 91
HÌNH 41: Sử dụng khí thiên nhiên trong nước lớn nhất ở miền Nam 91
HÌNH 42: Giới hạn nguồn nhiên liệu sinh khối và chất thải rắn đô thị được thực hiện trong mô hình Balmorel 92
HÌNH 43: Giới hạn nguồn đối với công suất điện gió trên bờ theo khu vực và cấp tốc độ gió 92
HÌNH 44: Tiềm năng điện mặt trời và số giờ đầy tải theo khu vực đã thực hiện trong mô hình balmorel 93
HÌNH 45: Vị trí của các nhà máy điện gió và điện mặt trời (2020) 94
HÌNH 46: Tổng chi phí hệ thống, bao gồm chi phí lưới điện bổ sung dựa trên phân tích của mô hình PSS/E 96

Các bảng

BẢNG 1: Những mục tiêu cụ thể được đề cập trong chính sách năng lượng và khí hậu hiện tại của Việt Nam. 17
BẢNG 2: Những chủ đề của báo cáo EOR19 và những thách thức liên quan. 19
BẢNG 3: Những chỉ số chính của những kịch bản được phân tích cho năm 2030 và 2050 31
BẢNG 4: Mở rộng công suất của điện mặt trời và diện tích đất cho năm 2050 56
BẢNG 5. Mở rộng công suất điện gió theo khu vực và tổng tiềm năng theo tốc độ gió 57
BẢNG 6: Những giá trị chính về tính ổn định của hệ thống điện. 64
BẢNG 7: Những giá trị chính của điện mặt trời và công nghệ pin lưu trữ điện năng 67
BẢNG 8: Những giá trị chính cho các công nghệ điện gió, điện mặt trời và truyền tải. 68
BẢNG 9: Thống kê phát thải KNK tại Việt Nam trong giai đoạn 1994 - 2014 74
BẢNG 10: Phát thải CO_2 trong các kịch bản so sánh với các kịch bản NDC-BAU và giảm nhẹ tác động môi trường. 78
BẢNG 11: Những động lực chính tác động lên nhu cầu năng lượng 85
BẢNG 12: Giá nhiên liệu nhập khẩu và xuất khẩu. 86
BẢNG 13: Giá điện nhập khẩu và ranh giới. 86
BẢNG 14: Tiềm năng sinh khối, chất thải và giá 87
BẢNG 15: Lưới điện cải tạo, mở rộng đề xuất và tổng công suất truyền tải giới hạn trên giao diện giữa các vùng được khuyến nghị dựa vào mô hình PSS/E 95
BẢNG 16: Chi phí cho mở rộng, cải tạo lưới điện đề xuất trong giai đoạn 2020 - 2030 96

Những từ viết tắt

BAU	Phát triển bình thường
BCT	Bộ Công Thương
BTNMT	Bộ Tài nguyên và Môi trường
CFL	Đèn huỳnh quang compact
CO_2	Carbon điôxit
DEA	Cục Năng lượng Đan Mạch
DEPP	Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam - Đan Mạch
EA	Công ty EA Energy Analyses
EOR19	Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019
EREA	Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo
ESCO	Công ty dịch vụ năng lượng
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FiT	Giá bán điện vào lưới có hỗ trợ
GDP	Tổng sản phẩm quốc nội
GSO	Tổng cục Thống kê Việt Nam
GTVT	Giao thông vận tải
INDC	Đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định
KNK	Khí nhà kính
LCOE	Chi phí điện năng quy dẫn
LNG	Khí thiên nhiên hóa lỏng
MEPS	Tiêu chuẩn hiệu suất năng lượng tối thiểu
NDC	Đóng góp do quốc gia tự quyết định
NLTT	Năng lượng tái tạo
QHĐ	Quy hoạch phát triển điện lực Việt Nam
PM2.5	Chất dạng hạt trong không khí có đường kính nhỏ hơn 2,5 micro mét
PPA	Hợp đồng mua bán điện
REDS	Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo
RPS	Những tiêu chuẩn về danh mục đầu tư năng lượng tái tạo
TFEC	Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng
TPES	Tổng cung cấp năng lượng sơ cấp
UNDP	Chương trình Phát triển của Liên hợp quốc
UNFCCC	Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu
VEPF	Quỹ Bảo vệ môi trường Việt Nam
VGGS	Chiến lược Tăng trưởng xanh của Việt Nam
VNEEP3	Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2030
WB	Ngân hàng Thế giới
WHO	Tổ chức Y tế Thế giới

1

Giới thiệu

1. Giới thiệu

1.1 Cơ sở

Trong vài thập kỷ qua, Việt Nam là một trong những nền kinh tế tăng trưởng nhanh nhất trong khu vực và trên thế giới. Từ năm 1990, tốc độ tăng trưởng GDP trung bình hàng năm đã đạt trên 6%/năm, với dự báo tiếp tục tăng trưởng kinh tế trong tương lai. Phát triển kinh tế là chìa khóa để nâng cao chất lượng cuộc sống và giảm mạnh tỷ lệ đói nghèo. Mặc dù tăng trưởng kinh tế là ưu tiên cao của chính phủ Việt Nam, những chiến lược của chính phủ nhấn mạnh rằng phát triển nhanh nhưng đồng thời cần đảm bảo tính bền vững.

Với tốc độ tăng trưởng kinh tế nhanh, Việt Nam đang trở thành một nhân tố quan trọng trên chính trường quốc tế - xét cả về khía cạnh kinh tế và môi trường. Tăng trưởng kinh tế nhanh dẫn tới nhu cầu năng lượng và phát thải KNK tăng nhanh. Việc đạt được mục tiêu giảm phát thải KNK theo cam kết trong Thỏa thuận Paris (UNFCCC, 2016) phụ thuộc nhiều vào lộ trình phát triển của Việt Nam và các nền kinh tế mới nổi khác. Đồng thời thị trường năng lượng toàn cầu đã chứng kiến sự giảm giá mạnh của các công nghệ năng lượng tái tạo cũng như pin lưu trữ điện năng. Điều này đem lại cho Việt Nam cơ hội để theo đuổi một lộ trình phát triển bền vững, khi xét đến các cơ hội lớn về sử dụng năng lượng hiệu quả hơn và tiềm năng tài nguyên trong nước để phát triển điện mặt trời, điện gió trên bờ và ngoài khơi.

Việc phát triển ngành năng lượng đóng vai trò then chốt trong phát triển kinh tế của đất nước. Tăng trưởng kinh tế đòi hỏi phải đảm bảo cung cấp năng lượng với giá cả chấp nhận được cho toàn xã hội và tất cả các ngành kinh tế. Đồng thời, để đảm bảo tăng trưởng bền vững, ngành năng lượng phải có khả năng thu hút vốn cho mở rộng cơ sở hạ tầng, đảm bảo phân phối và sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng trong dài hạn.

Để nắm bắt những cơ hội này cho phát triển hệ thống năng lượng quốc gia, Việt Nam hiện đang phải đối mặt với những thách thức mới như: làm thế nào để đảm bảo **sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng trong nước**; làm thế nào để **khắc phục các rào cản đối với sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả**; làm thế nào để **khai thác tiềm năng kinh tế của năng lượng tái tạo** đồng thời **đảm bảo cung cấp điện ổn định**, và làm thế nào để đóng góp thành công vào việc **giảm thiểu tác động của biến đổi khí hậu và ô nhiễm không khí.**

Những thách thức này phải được giải quyết bằng những biện pháp chính sách được hỗ trợ bởi quy hoạch hệ thống năng lượng chắc chắn, dựa trên phân tích toàn diện các kịch bản phát triển năng lượng dài hạn. Báo cáo EOR19 cung cấp được những nội dung đó: Những triển vọng từ trung hạn đến dài hạn của đầu tư và vận hành hệ thống năng lượng sẽ được sử dụng để cung cấp định hướng cho các nhà hoạch định chính sách và các nhà làm quy hoạch năng lượng nhằm cân bằng hiệu quả những vấn đề kinh tế và môi trường, đồng thời đảm bảo an ninh cung cấp năng lượng. Ngoài ra, báo cáo còn cung cấp những thông tin đầu vào quan trọng cho QHĐ8 và Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia được xây dựng trong thời gian tới.

1.2 Những mục tiêu năng lượng và chính sách khí hậu hiện tại

Chính phủ Việt Nam đã ban hành một số chính sách then chốt cho phát triển năng lượng bền vững với bốn trụ cột chính là: TKNL, NLTT, thị trường năng lượng và biến đổi khí hậu. Những chính sách chính hiện tại để định hình xu hướng phát triển năng lượng tương lai ở Việt Nam bao gồm:

- *Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (Luật TKNL)*[2]: thúc đẩy các hoạt động sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả thông qua các quy định, các tiêu chuẩn và các biện pháp khuyến khích.
- *Luật Điện lực và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực*[3]: quy định việc lập quy hoạch và đầu tư phát triển điện lực; tiết kiệm điện; các thị trường điện và những vấn đề khác.
- *Chiến lược Tăng trưởng xanh của Việt Nam (VGGS)*[4]: đề ra những mục tiêu giảm phát thải KNK nhằm mục đích giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch và thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo.

[2] Luật số 50/2010/QH12
[3] Luật số 28/2004/QH11 và Luật số 24/2012/QH13
[4] Quyết định của Thủ tướng Chính phủ số 1393/2012/QĐ-TTg

- *Luật Bảo vệ môi trường*[5]*:* thúc đẩy năng lượng sạch và năng lượng tái tạo; phí bảo vệ môi trường; quỹ bảo vệ môi trường; đánh giá môi trường chiến lược.
- *Chiến lược Phát triển năng lượng tái tạo (REDS)*[6]*:* đặt ra các mục tiêu phát triển NLTT trong ngành năng lượng và ngành điện; các chương trình hỗ trợ phát triển NLTT (giá bán điện có hỗ trợ (FiT); tiêu chuẩn danh mục đầu tư năng lượng tái tạo (RPS), cơ chế bù trừ điện năng, v.v.).
- *Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2030 (VNEEP3)*[7]*:* đặt ra các mục tiêu giảm tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với đường cơ sở trong kịch bản phát triển bình thường.
- *Những đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định của Việt Nam (INDC):* đã trình lên Ban Thư ký của Công ước khung của Liên hợp quốc về Biến đổi khí hậu (UNFCCC).
- *Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia điều chỉnh giai đoạn 2016-2020 định hướng đến năm 2030 (QHĐ7 điều chỉnh)*[8]*:* giảm số lượng nhà máy nhiệt điện than so với QHĐ7, tăng cường an ninh và áp dụng công nghệ hiện đại đối với các nhà máy điện mới.

Những mục tiêu chính sách chính hiện tại đối với NLTT, TKNL và phát thải KNK được liệt kê trong Bảng 1.

Bảng 1: Những mục tiêu cụ thể được đề cập trong chính sách năng lượng và khí hậu hiện tại của Việt Nam

Mục tiêu	2020	2025	2030	2050
Năng lượng tái tạo				
Tỷ lệ NLTT trong nguồn cung năng lượng sơ cấp (REDS)	31%		32%	44%
Tỷ lệ NLTT trong cơ cấu điện năng toàn quốc (REDS)	38%* 4% (không bao gồm thủy điện)		32%* 15% (không bao gồm thủy điện)	43%* 33% (không bao gồm thủy điện)
Tiết kiệm năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường				
Mức tiết kiệm năng lượng trong nhu cầu năng lượng cuối cùng (VNEEP3)		5-7%	8-10%	
Giảm phát thải KNK so với kịch bản phát triển bình thường				
Chiến lược tăng trưởng xanh (VGGS)	10-20%		20-30%	
Đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định (INDC)			8% (không điều kiện) 25% (có điều kiện)	
Chiến lược phát triển NLTT (ngành năng lượng)	5%		25%	45%

** Bao gồm thủy điện lớn và nhỏ, năng lượng gió, mặt trời, sinh khối, khí sinh học và địa nhiệt*

[5] Luật số 55/2014/QH13
[6] Quyết định của Thủ tướng Chính phủ số 2068/2015/QĐ-TTg
[7] Quyết định của Thủ tướng Chính phủ số 280/2019/QĐ-TTg
[8] Quyết định của Thủ tướng Chính phủ số 428/2016/QĐ-TTg

1.3 Mục đích của báo cáo

Mục đích của báo cáo này là cung cấp định hướng cho các nhà quản lý ra quyết định và các nhà lập quy hoạch năng lượng nhằm đạt được một quá trình chuyển đổi xanh và bền vững cho hệ thống năng lượng. Báo cáo EOR19 trình bày và thảo luận những nhìn nhận, đánh giá mới nhất về các lộ trình phát triển dài hạn của hệ thống năng lượng Việt Nam, được minh họa thông qua một nhóm các kịch bản có tính quy chuẩn và thăm dò. Mục tiêu là để tăng cường sự đồng thuận và mở rộng hiểu biết cho tất cả các bên về những cơ hội và thách thức của ngành năng lượng, đồng thời hỗ trợ, thúc đẩy thảo luận về quá trình chuyển đổi xanh. Như đã nêu ở trên, báo cáo này và những nghiên cứu hỗ trợ của nó dựa trên những hiểu biết và kiến thức khoa học sẽ được sử dụng làm thông tin đầu vào cho QHĐ8 cũng như xây dựng Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia trong thời gian tới.

1.4 Những điều kiện phân tích tiên quyết

Báo cáo này dựa trên những phân tích hệ thống năng lượng dài hạn, tối ưu hóa theo chi phí tối thiểu của toàn bộ hệ thống năng lượng (cả cung và cầu) với khung thời gian đến năm 2050. Những điều kiện cơ sở này bao gồm:

- Những tính toán mô hình được thực hiện cho các năm 2020, 2030, 2040 và 2050.
- Hệ thống điện Việt Nam được chia thành sáu vùng liên kết với nhau bằng các đường dây truyền tải.
- Bước đầu tiên là nhập số liệu cập nhật về công suất điện theo quy hoạch trong QHĐ7 điều chỉnh vào các mô hình.
- Tập trung vào phân tích hệ thống năng lượng về dài hạn, không tập trung vào phân tích sâu hệ thống năng lượng trong ngắn hạn (trước năm 2030), và không phân tích các dịch vụ phụ trợ và quản lý nhu cầu phụ tải đỉnh trong các mô hình.
- Là một nghiên cứu với nhiều kịch bản, những kết luận được rút ra khi so sánh các kịch bản chứ không chỉ ra một kịch bản đề xuất.
- Các kịch bản tập trung vào công nghệ và được xây dựng với *các mục tiêu* được xác định, có nghĩa là các kịch bản thể hiện các lộ trình phát triển kinh tế-xã hội tối ưu có chi phí thấp nhất, trong những điều kiện nhất định, không trực tiếp tính đến thuế và các khoản trợ cấp. Tối ưu hóa chi phí thấp nhất được thực hiện đồng thời cho tất cả các ngành, trừ ngành giao thông vận tải không được tối ưu hóa theo mô hình mà chỉ dựa vào những kịch bản do Bộ GTVT cung cấp (GIZ, 2018a).
- Những chi phí ngoại ứng, như ô nhiễm không khí, không thuộc phạm vi của tối ưu hóa, và những chi phí y tế được trình bày riêng.
- Tỷ lệ chiết khấu 10% được áp dụng cho tất cả các công nghệ trong tối ưu hóa chi phí thấp nhất, về lâu dài có thể được hiểu là một giả định bảo thủ bất lợi cho các công nghệ sử dụng nhiều vốn đầu tư như gió và mặt trời.
- Dữ liệu cho các nghiên cứu dài hạn luôn luôn là dữ liệu bất định. Tuy nhiên, trong Báo cáo EOR19, nhóm nghiên cứu đã cố gắng xây dựng và sử dụng các dữ liệu đầu vào chất lượng tốt, đặc biệt về nguồn điện và giá nhiên liệu. Để củng cố các kết quả chính, báo cáo đã thực hiện phân tích độ nhạy cho ngành điện (EREA & DEA, 2019a).

Để biết thêm chi tiết về phạm vi mô hình hóa, các giả định và dữ liệu đầu vào chính, người đọc có thể tham khảo phần Phụ lục và các báo cáo cơ sở của Báo cáo EOR19[9].

[9] Những tài liệu này gồm Báo cáo Kỹ thuật (EREA & DEA, 2019a), Báo cáo dữ liệu mô hình Balmorel (EREA & DEA, 2019b), Báo cáo dữ liệu mô hình TIMES (EREA & DEA, 2019c), Báo cáo dự báo giá nhiên liệu (EREA & DEA, 2019e), Cẩm nang Công nghệ (EREA & DEA, 2019f) và Báo cáo mô hình PSS/E: Mô hình hóa lưới điện chi tiết cho hệ thống điện Việt Nam (EREA & DEA, 2019d).

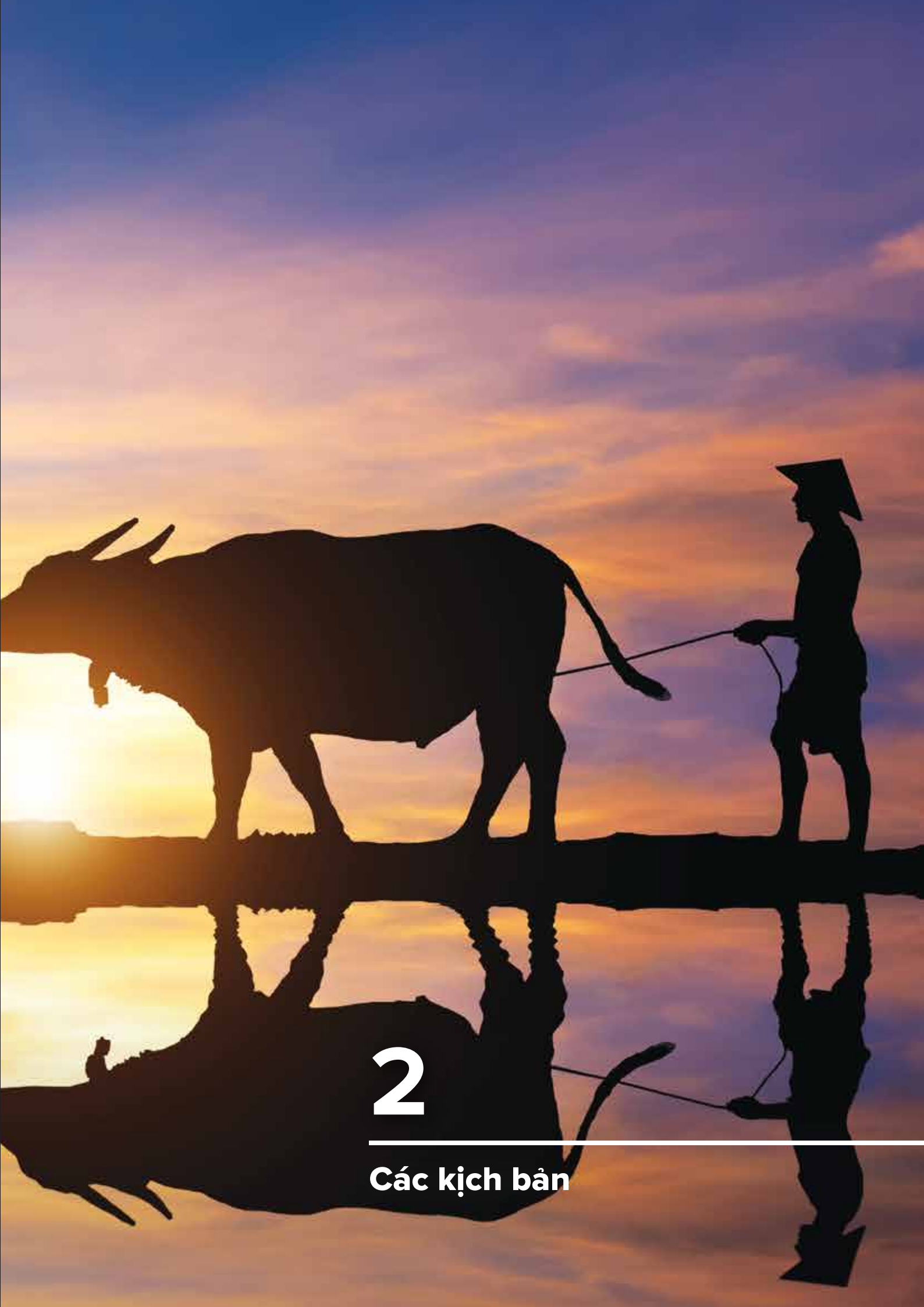
Báo cáo được xây dựng tập trung vào năm chủ đề chính, phản ánh những thách thức chủ yếu đối với quá trình chuyển đổi xanh trong tương lai của hệ thống năng lượng Việt Nam (Bảng 2). Mỗi chủ đề là một chương với các nội dung về:

- **Hiện trạng và các xu hướng,** mô tả bối cảnh hiện tại của Việt Nam;
- **Triển vọng năng lượng,** trình bày xu hướng phát triển hệ thống năng lượng đến năm 2050;
- **Triển vọng chính sách và các kiến nghị,** mô tả cách giải quyết những thách thức.

Tiếp nối Chương Giới thiệu này, phần còn lại của Báo cáo được sắp xếp như sau: Chương 2 mô tả các kịch bản được phân tích trong Báo cáo EOR19; Chương 3 báo cáo về các kết quả mô hình hóa và so sánh các kịch bản dựa trên các chỉ số chính; các Chương từ 4-8 trình bày nội dung chính của báo cáo, trong đó bao gồm phân tích sâu về 5 chủ đề của Báo cáo EOR19, mô tả chi tiết hiện trạng và các xu hướng, triển vọng tương lai dựa trên các kết quả mô hình hóa và các khuyến nghị chính sách cho từng chủ đề. Phần Phụ lục mô tả khung mô hình hóa và các giả định chính đối với mỗi mô hình được sử dụng trong báo cáo này.

Bảng 2: Những chủ đề của Báo cáo EOR19 và những thách thức liên quan

Chủ đề	Thách thức
Các nguồn năng lượng	• Sử dụng hiệu quả các nguồn năng lượng trong nước sao cho đảm bảo phát triển kinh tế và vấn đề môi trường. • Khả năng độc lập về năng lượng và tự cung cấp đủ năng lượng
Tiết kiệm năng lượng	• Khắc phục những rào cản đối với đầu tư vào công nghệ tiết kiệm năng lượng.
Năng lượng tái tạo	• Sử dụng tiềm năng kinh tế và kỹ thuật đối với năng lượng tái tạo • Tích hợp tối ưu điện mặt trời, điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi.
Cân bằng hệ thống điện	• Cung cấp năng lượng ổn định trong khi tích hợp điện mặt trời và điện gió với sản lượng không ổn định vào hệ thống điện • Đầu tư và tăng cường mạng lưới truyền tải điện
Tác động khí hậu và ô nhiễm	• Giảm nhẹ phát thải KNK để thực hiện các nghĩa vụ theo cam kết NDC và Thỏa thuận Paris • Tác động lên sức khỏe của con người do ô nhiễm không khí từ các nhiên liệu hóa thạch.



2

Các kịch bản

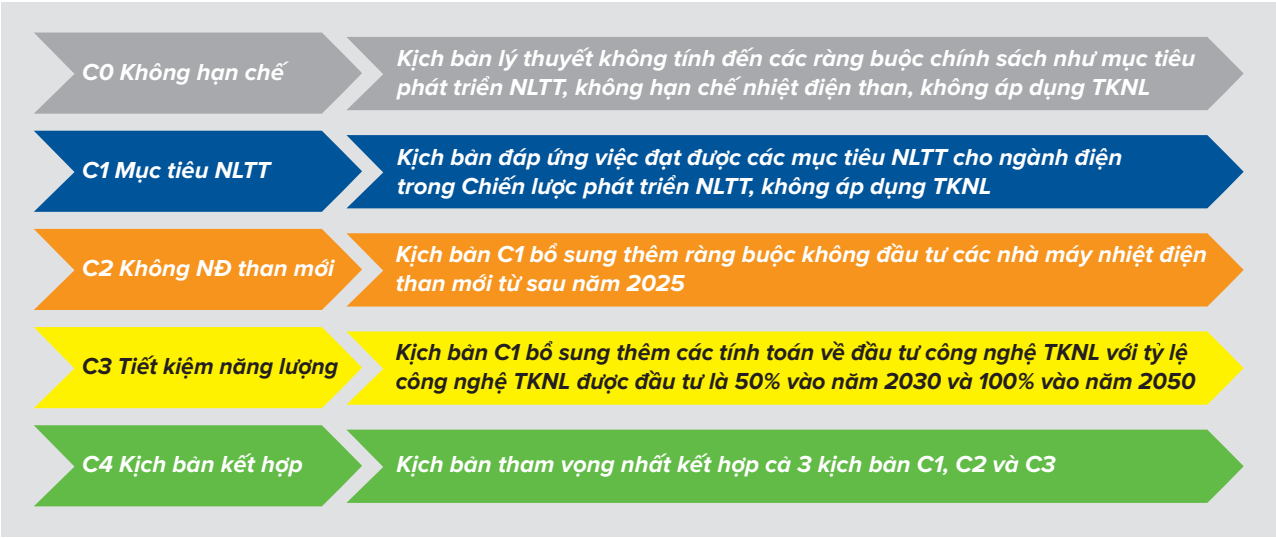
2. Các kịch bản

Việc mô hình hóa hệ thống năng lượng sẽ tạo cơ sở cho những kết luận và khuyến nghị chi tiết trong báo cáo này. Năm kịch bản cốt lõi được thiết kế để khảo sát những tương lai khác nhau cho hệ thống năng lượng của Việt Nam (Hình 2). Như vậy, các kịch bản này không phải là các lộ trình phát triển "được khuyến nghị" đối với hệ thống năng lượng, mà là các kịch bản "nếu-thì" có tính chỉ dẫn trong đó đưa ra các đánh giá về các chủ đề phù hợp cho bối cảnh của Việt Nam.

Tất cả năm kịch bản được tính toán dựa trên sự kết hợp của ba mô hình năng lượng kết nối chặt chẽ với nhau:

- **Mô hình TIMES,** bao trùm toàn bộ hệ thống năng lượng, cả phần cung và phần cầu và khai thác nhiên liệu
- **Mô hình Balmorel,** mô tả chi tiết ngành điện
- **Mô hình PSS/E,** thể hiện chi tiết lưới điện

Thông tin chi tiết về phương pháp luận và thiết lập mô hình có thể tham khảo trong Phụ lục của báo cáo này. Một nhóm các kịch bản năng lượng xanh thay thế với các phương án tỷ trọng NLTT khác nhau trong hệ thống điện không được trình bày trong báo cáo này nhưng có thể tham khảo trong Báo cáo kỹ thuật (EREA & DEA, 2019a).

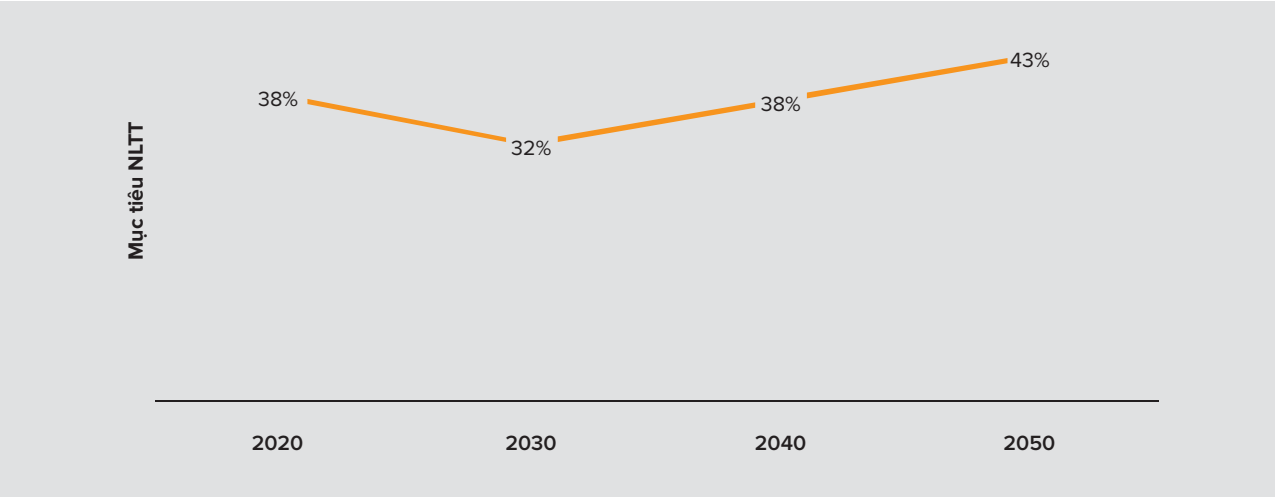


Hình 2: Năm kịch bản mô hình hóa

Năm kịch bản (Hình 2) minh họa những lộ trình phát triển khác nhau cho hệ thống năng lượng của Việt Nam:

- ***C0 Không hạn chế:*** Kịch bản lý thuyết này mô phỏng một tương lai không đạt được các mục tiêu về NLTT, không hạn chế nguồn nhiệt điện than và không áp dụng các công nghệ TKNL ở phía cầu.
- ***C1 Mục tiêu NLTT:*** Kịch bản này bao gồm mục tiêu NLTT cho ngành điện, như được đặt ra trong Chiến lược phát triển NLTT hiện tại (REDS) (Xem Hình 3) và không áp dụng các công nghệ TKNL ở phía cầu.
- ***C2 Không xây dựng nhiệt điện than mới:*** Bổ sung cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, kịch bản này thực hiện hạn chế đầu tư các nhà máy điện than mới bắt đầu từ năm 2025, mặc dù công suất nhiệt điện than trong nước vẫn được phép giữ nguyên.

- ***C3 Tiết kiệm năng lượng:*** Bổ sung cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, kịch bản này cho phép đầu tư vào các công nghệ TKNL, với tỷ lệ áp dụng 50% công nghệ TKNL ở phía cầu vào năm 2030 và 100% vào năm 2050 trong giải pháp chi phí tối thiểu[10].
- ***C4 Kết hợp:*** Kịch bản này kết hợp cả ba kịch bản trên, tức là bao gồm mục tiêu NLTT trong REDS, hạn chế nhiệt điện than từ năm 2025 và áp dụng các công nghệ TKNL với tỷ lệ cao.



Hình 3: Mục tiêu NLTT của REDS (tất cả các nguồn NLTT bao gồm cả thủy điện lớn và thủy điện nhỏ) theo sản lượng điện sản xuất hàng năm, được thực hiện trong tất cả các kịch bản trừ *Kịch bản Không hạn chế C0*. Không có mục tiêu cho năm 2040 trong REDS, do đó mục tiêu của các kịch bản cho năm 2040 được nội suy tuyến tính giữa các mục tiêu của năm 2030 và năm 2050.

[10] Đối với ngành GTVT, không thực hiện tỷ lệ áp dụng TKNL như được đề cập; thay vào đó các biện pháp đưa vào *Kịch bản C3 về TKNL* đều dựa trên thông tin đầu vào của Bộ GTVT (tham khảo thêm thông tin trong Phụ lục).

3

Các kết quả chính của mô hình hóa

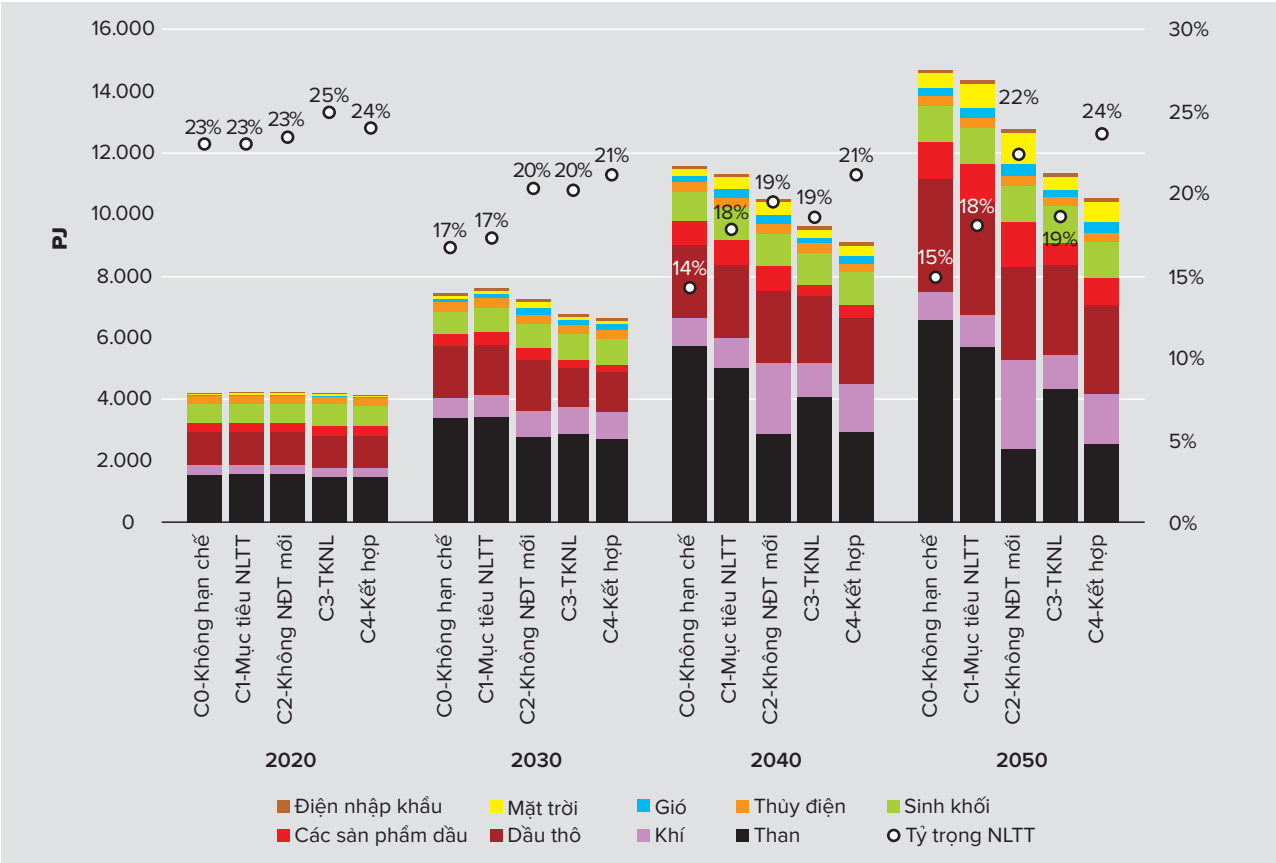
3. Các kết quả chính của mô hình hóa

Chương này cung cấp tóm tắt các kết quả mô hình hóa của Báo cáo EOR19 xuyên suốt 05 chủ đề chính. Chương cũng trình bày các kết quả trong các kịch bản về tiêu thụ năng lượng sơ cấp và tiêu thụ năng lượng cuối cùng, công suất điện (GW) và điện năng sản xuất (GWh), các chi phí của hệ thống năng lượng cũng như so sánh các kịch bản dựa trên một số chỉ số chính.

3.1 Năng lượng sơ cấp và năng lượng cuối cùng

Tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (TPES[11]) tăng gần năm lần trong giai đoạn 2017-2050 trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, dựa trên tỷ lệ tăng trưởng giả định trong tất cả các ngành kinh tế của Việt Nam, tương ứng với mức tăng từ 3.200 PJ vào năm 2017 lên khoảng 7.600 PJ vào năm 2030, và 14.200 PJ vào năm 2050. TPES chủ yếu giảm trong *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới* vì tua bin khí có hiệu suất cao hơn so với các nhà máy nhiệt điện than. Việc áp dụng các công nghệ TKNL trong *Kịch bản C3 về TKNL* đã giúp giảm nguồn cung năng lượng sơ cấp là 770 PJ vào năm 2030 (10%) và 3000 PJ vào năm 2050 (21%) so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* (Hình 4). *Kịch bản kết hợp C4* có nguồn cung năng lượng sơ cấp thấp nhất.

Mặc dù các mục tiêu NLTT cho *ngành điện* trong Chiến lược phát triển NLTT được thể hiện trong các kịch bản của Báo cáo EOR19, Chiến lược này cũng đề ra các mục tiêu NLTT trong *TPES* ở mức 32% năm 2030 và 44% năm 2050. Tất cả các kịch bản trong Báo cáo EOR19 đều không đáp ứng các mục tiêu NLTT trong TPES, các mục tiêu này đòi hỏi mở rộng công suất NLTT nhiều hơn trong không chỉ ngành điện mà còn cả các ngành khác. Ngoài ra, cần lưu ý rằng việc tăng cường TKNL trong *Kịch bản C3 về TKNL* và *Kịch bản kết hợp C4* làm giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch cũng như NLTT vào năm 2050, do đó có thể nói rằng các công nghệ TKNL chỉ đóng góp vào việc gia tăng tỷ trọng NLTT về dài hạn ở một mức độ hạn chế.

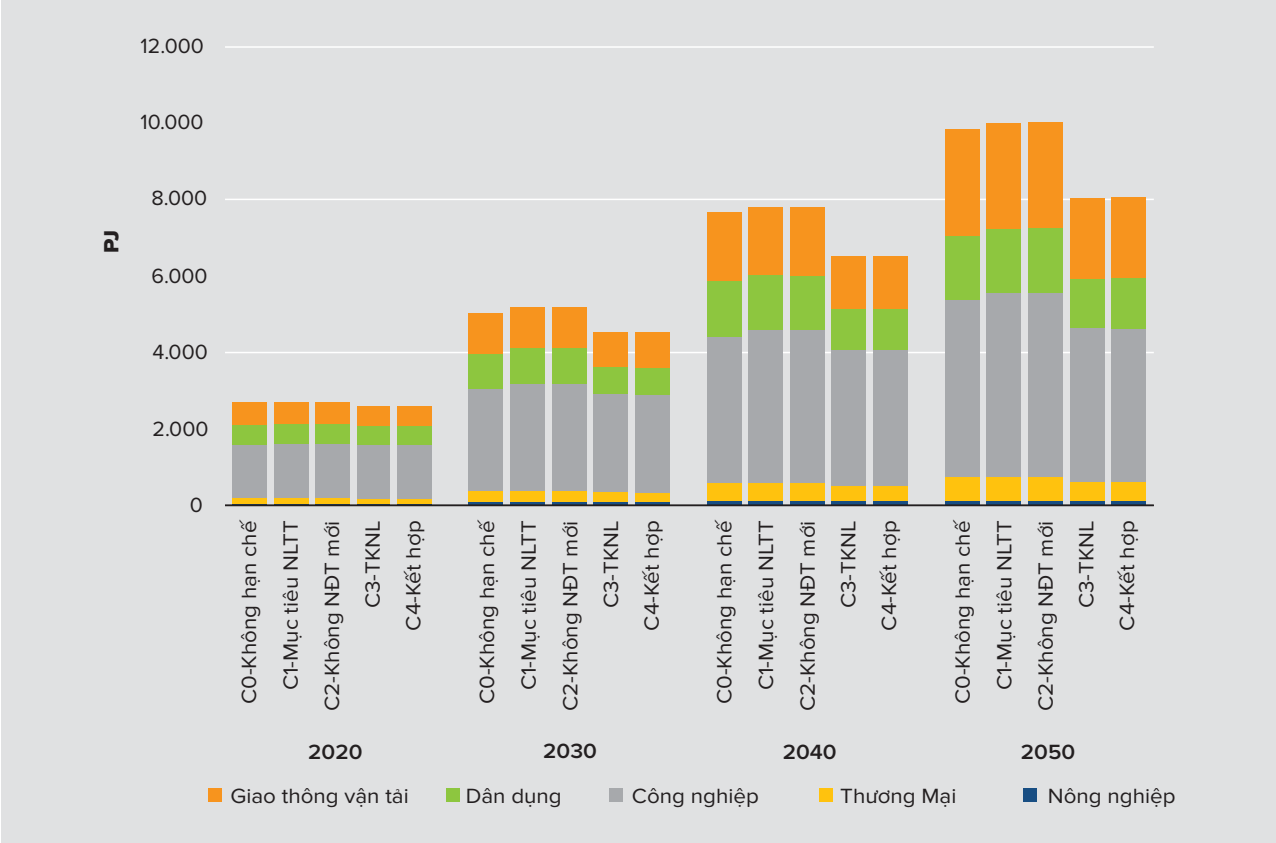


Hình 4: Tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (TPES) và tỷ trọng NLTT trong TPES của các kịch bản đã phân tích trong giai đoạn 2020-2050

[11] Tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp là tổng năng lượng sơ cấp sử dụng trong hệ thống năng lượng. TPES là tổng sản lượng trong nước và lượng nhập khẩu trừ đi lượng xuất khẩu và những thay đổi trong dự trữ năng lượng. Trong trường hợp năng lượng sơ cấp được sử dụng để mô tả nhiên liệu, thì nó là năng lượng khả dụng, như năng lượng nhiệt trong nhiên liệu. Khi năng lượng gió và năng lượng mặt trời được chuyển đổi thành điện năng, thì điện năng này được tính là năng lượng sơ cấp đối với những nguồn năng lượng này.

Theo xu hướng được quan sát đối với TPES, tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC[12]) sẽ tăng khoảng bốn lần trong giai đoạn 2017-2050, từ 2.700 PJ vào năm 2017 lên khoảng 5.100 PJ vào năm 2030 và 10.000 PJ vào năm 2050 trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* (Hình 5). Trong kịch bản này, TFEC sẽ tăng 6,6%/năm trong giai đoạn 2020-2030 và 4,4%/năm trong giai đoạn 2020-2050. Trong giai đoạn 2020-2030, các ngành thương mại và công nghiệp đạt tỷ lệ tăng trưởng cao nhất tương ứng là 7,4%/năm và 7,0%/năm. Đối với cả giai đoạn 2020-2050, ngành GTVT đạt tỷ lệ tăng trưởng cao nhất, ở mức 5,1%/năm. Trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT,* ngành công nghiệp chiếm khoảng một nửa TFEC, tăng lên 54% của TFEC vào năm 2030 và sau đó giảm xuống 48% của TFEC vào năm 2050. Vào năm 2030, ngành GTVT chiếm 20% của TFEC, trong khi ngành dân dụng chiếm 18%, ngành thương mại chiếm 6% và nông nghiệp chiếm 2% của TFEC.

Kịch bản C3 về TKNL và *Kịch bản kết hợp C4* có tỷ trọng TFEC thấp hơn (khoảng 12% vào năm 2030 và 20% vào năm 2050) so với các kịch bản khác vì tỷ lệ áp dụng công nghệ TKNL trong các ngành cao hơn. Điều này tương ứng với mức giảm trong TFEC là 630 PJ vào năm 2030 và 1.970 PJ vào năm 2050, chủ yếu do giảm tiêu thụ dầu trong ngành GTVT và giảm nhu cầu điện trong các ngành công nghiệp và dân dụng.



Hình 5: Diễn biến của tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC) theo ngành trong các kịch bản được phân tích trong giai đoạn 2020-2050

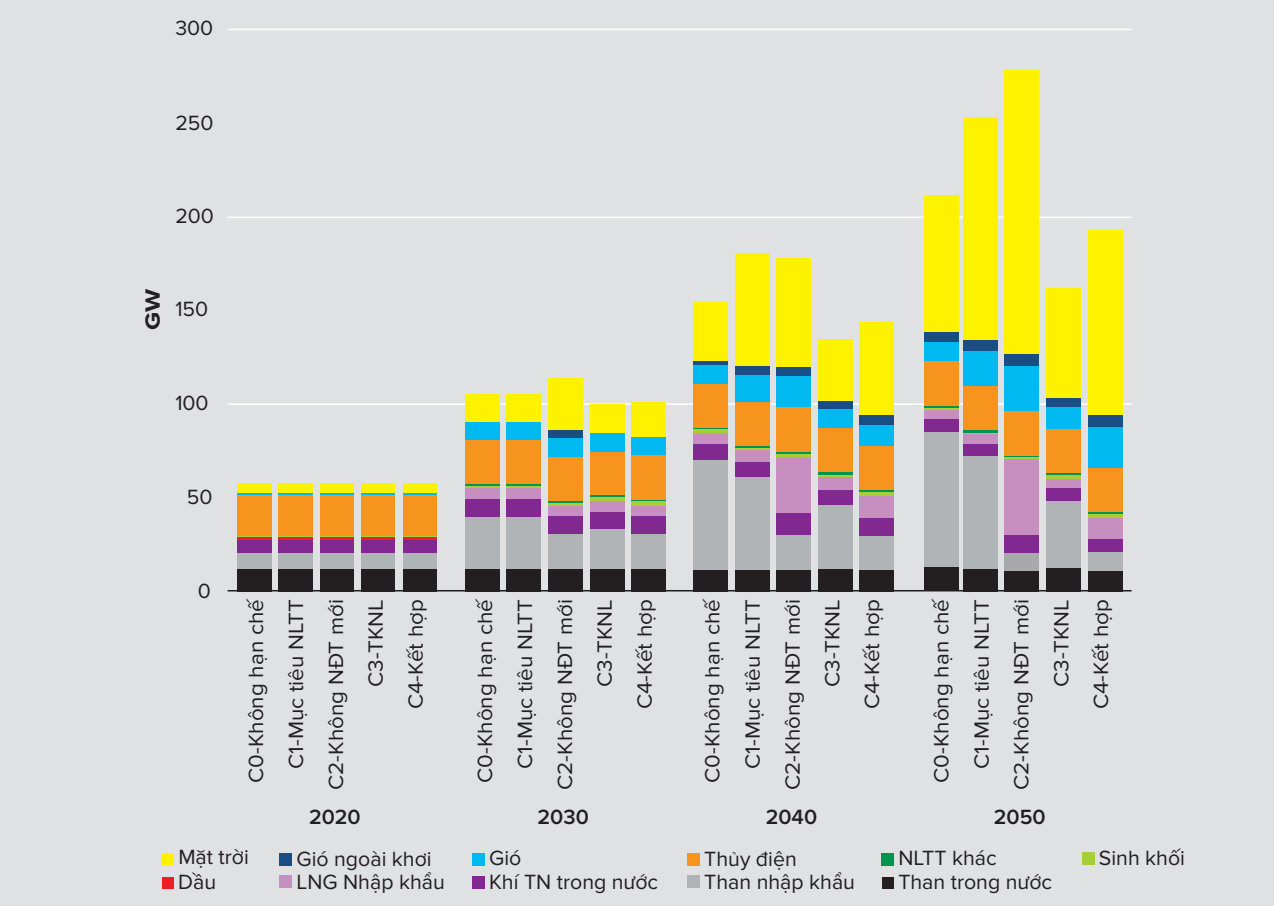
[12] Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng là năng lượng tiêu thụ được cung cấp cho người sử dụng cuối cùng, bao gồm các doanh nghiệp nhà nước và tư nhân cũng như các hộ gia đình. Năng lượng cuối cùng được sử dụng trong sản xuất hàng hóa và dịch vụ, làm mát không gian, chiếu sáng và các thiết bị khác cũng như GTVT. Ngoài ra tiêu thụ dầu ngoài mục đích năng lượng cũng được đưa vào, bao gồm dầu bôi trơn, dầu để làm sạch và bitum cho làm đường. Tiêu thụ năng lượng liên quan đến chiết xuất năng lượng, lọc và chuyển đổi thì không thuộc tiêu thụ năng lượng cuối cùng.

3.2 Hệ thống điện

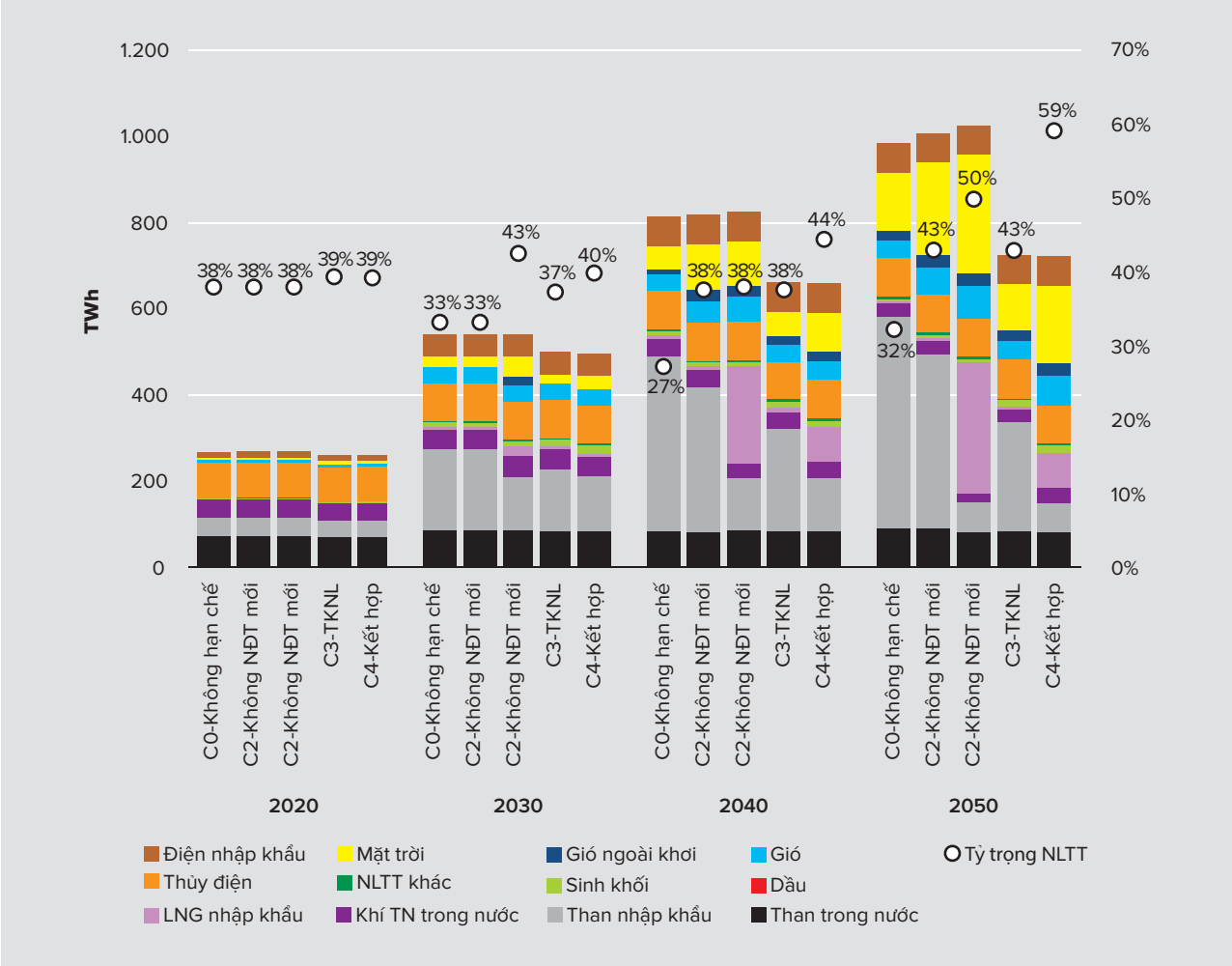
Nhu cầu điện tăng cao dẫn đến sự mở rộng nhanh chóng của công suất nguồn điện (Hình 6). Sự tăng mạnh của điện mặt trời có thể thấy ở trong tất cả các kịch bản (VD: 117 GW công suất điện mặt trời trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* vào năm 2050). Xu hướng này cũng nổi bật ngay cả trong *Kịch bản Không giới hạn C0*. Trong đó khi không có mục tiêu NLTT nào được thực hiện thì đến năm 2050 vẫn có 72 GW công suất điện mặt trời được lắp đặt. Báo cáo EOR19 cũng cho thấy cùng với sự phát triển của điện mặt trời, các nguồn pin để tích trữ điện sản xuất từ các nguồn NLTT cũng phát triển với quy mô lớn (VD: 74 GW công suất pin trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* vào năm 2050).

Ngoài ra, các kịch bản cũng chỉ ra sự tăng nhanh trong đầu tư công suất đối với cả điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi: đến năm 2050, trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT,* 19 GW điện gió trên bờ sẽ được lắp đặt và toàn bộ 6 GW tiềm năng điện gió ngoài khơi đã được mô hình hóa sẽ được khai thác hết. Nếu không áp đặt giới hạn nguồn điện than, thì sẽ phải nhập khẩu than với khối lượng lớn. Nhìn chung cách tiếp cận mô hình chi phí tối thiểu sẽ chọn than thay vì LNG vì than là lựa chọn nhiên liệu rẻ hơn. Tuy nhiên, khi hạn chế mở rộng các nhà máy nhiệt điện than (*Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới và Kịch bản kết hợp C4*), thì LNG sẽ là lựa chọn khả thi để bổ sung cho phát triển NLTT thay cho than.

Như có thể thấy trong Hình 7, những hạn chế đầu tư vào nhiệt điện than sẽ làm tăng tỷ trọng điện gió và điện mặt trời, cũng như thay thế nguồn điện sử dụng than nhập khẩu bằng nguồn điện sử dụng LNG nhập khẩu. Vào năm 2050, tỷ trọng NLTT (bao gồm năng lượng gió, mặt trời, năng lượng sinh học, thủy điện lớn và nhỏ) tăng từ 43% trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* lên đến 50% trong *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới.* Nhu cầu điện giảm do áp dụng các biện pháp TKNL dẫn tới giảm sản lượng từ những nguồn phát điện có chi phí đắt nhất. Trong *Kịch bản C3 về TKNL,* sản lượng điện than và điện mặt trời ít hơn so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT.* Trong *Kịch bản kết hợp C4,* nhu cầu điện giảm làm giảm công suất đặt của nguồn điện sử dụng LNG và điện mặt trời (so với *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới,* để đo đếm tác động của TKNL). Nhìn chung, nếu khai thác tiềm năng NLTT chất lượng cao (tốc độ gió cao và bức xạ mặt trời cao) để sản xuất điện, thì NLTT sẽ đạt tỷ trọng lớn hơn trong tổng sản lượng điện sản xuất. Trong *Kịch bản kết hợp C4,* tỷ trọng NLTT đạt 59% năm 2050.



Hình 6: Công suất phát điện theo năm kịch bản đã phân tích



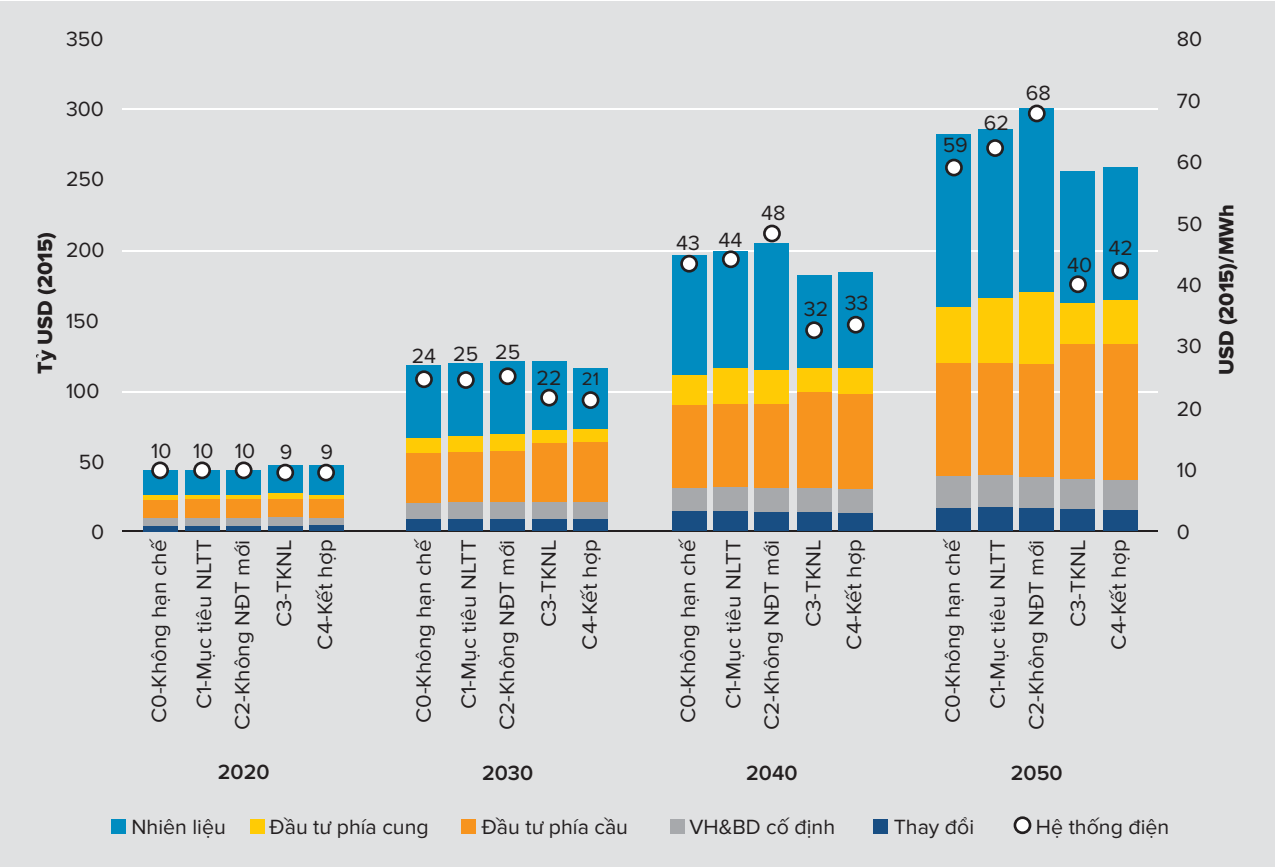
Hình 7: Sản lượng điện hàng năm từ các nguồn điện tập trung, nhập khẩu từ các nước láng giềng và nhu cầu điện (bao gồm cả tổn thất truyền tải và phân phối điện) theo năm kịch bản đã được phân tích

3.3 Chi phí hệ thống năng lượng

Những chi phí của hệ thống năng lượng bao gồm chi phí đầu tư hàng năm cho nguồn điện, lưới điện và chi phí đầu tư hàng năm cho các thiết bị sử dụng năng lượng trong các ngành phía phụ tải điện; chi phí vận hành và bảo dưỡng của tất cả các ngành; và chi phí nhiên liệu cho tất cả các ngành. Hình 8 cho thấy tổng chi phí hàng năm của hệ thống năng lượng tăng hơn hai lần từ năm 2020 đến năm 2030 cũng như từ năm 2030 đến năm 2050 trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT.* Hình này cũng cho thấy tỷ trọng cao của TKNL trong *Kịch bản C3 về TKNL* và *Kịch bản kết hợp C4* đã giúp giảm chi phí hệ thống năng lượng tương ứng khoảng 3% cho năm 2030 và 9-10% cho năm 2050. Lý do là trên thực tế mức TKNL đạt được và giảm chi phí đầu tư các nhà máy điện cao hơn chi phí đầu tư vào TKNL. Cần lưu ý rằng chi phí hệ thống năng lượng không bao gồm những chi phí đầu tư của các hạng mục năng lượng hiện có và các hạng mục đã cam kết đầu tư và cũng không tính đến những chi phí ngoại ứng như chi phí do ảnh hưởng sức khỏe.

Có sự chênh lệch tương đối nhỏ giữa các kịch bản về lượng vốn cần thiết. Trong *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới,* cần đầu tư với chi phí cao hơn để thay thế nhiệt điện than bằng NLTT và LNG. Đối với các kịch bản TKNL (*Kịch bản C3 về TKNL* và *Kịch bản kết hợp C4*), đầu tư tăng lên ở các ngành phía cầu nhưng vẫn thấp hơn so với mức giảm chi phí đầu tư vào ngành điện.

Mặc dù không tính chi phí đầu tư của những nhà máy điện hiện có và những nhà máy cam kết xây dựng, chi phí hệ thống điện (USD/MWh) chỉ ra rằng việc tăng tỷ trọng NLTT và LNG trong *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới* và *Kịch bản kết hợp C4* sẽ dẫn đến chi phí cao hơn cho hệ thống điện từ năm 2030 trở đi. Điều này cũng liên quan đến giá điện cao hơn. Đánh giá về giá điện dựa trên thị trường không nằm trong phạm vi của Báo cáo EOR19.



Hình 8: Chi phí hệ thống năng lượng và chi phí hệ thống điện trên MWh (không bao gồm chi phí đầu tư các nhà máy điện hiện có và các nhà máy điện đã cam kết đầu tư)

3.4 Những chỉ số chính

Những chỉ số chính đối với các kịch bản đã được phân tích cho các năm 2030 và 2050 được trình bày trong Bảng 3. Những chỉ số này được thể hiện cho cả hệ thống năng lượng và chi tiết cho ngành điện.

Chi phí hệ thống bao gồm chi phí đầu tư tính cho từng năm, chi phí nhiên liệu, chi phí vận hành và bảo dưỡng của năm cụ thể (tỷ USD năm 2015). Tỷ trọng NLTT đối với tất cả các ngành tương ứng với tỷ trọng NLTT (bao gồm và không bao gồm thủy điện lớn và nhỏ với cột giá trị tương ứng) trong tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (phần trên của bảng) và sản lượng điện (phần dưới của bảng). Tỷ trọng điện gió và điện mặt trời đại diện cho tỷ trọng điện gió trên bờ, điện gió ngoài khơi, và điện mặt trời trong năng lượng sơ cấp (phần trên của bảng) và sản lượng điện (phần dưới của bảng). Mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu được tính bằng tỷ trọng của nhiên liệu nhập khẩu thực (PJ) trong tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (TPES) (phần trên của bảng) và tỷ trọng của nhiên liệu nhập khẩu (PJ) trong nguồn cung năng lượng sơ cấp của ngành điện (phần dưới của bảng).

Việc so sánh các kết quả của các kịch bản cho thấy các phát hiện sau:

- Chi phí hệ thống/năm thấp nhất có thể đạt được trong các kịch bản trong đó triển khai các giải pháp TKNL ở mức độ cao (C3 và C4). Bên cạnh đó, mặc dù chi phí hệ thống sẽ tăng lên khi hạn chế đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện than mới, nhưng việc tập trung vào đẩy mạnh TKNL sẽ làm giảm đáng kể chi phí tăng thêm này (*Kịch bản kết hợp C4*).
- Phát thải CO2 thấp nhất xuất hiện trong *Kịch bản kết hợp C4* trong đó giả định tập trung vào TKNL và đồng thời không xây dựng nhiệt điện than mới.
- Năm 2030, *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới* có tỷ trọng NLTT cao nhất. Tuy nhiên, về dài hạn *Kịch bản kết hợp C4* đạt tỷ trọng NLTT cao nhất.
- Nhập khẩu nhiên liệu thấp nhất cả về mặt khối lượng (PJ) và chi phí đạt được ở *Kịch bản kết hợp C4*.

Tất cả các kịch bản đều đáp ứng mục tiêu NLTT (*bao gồm cả thủy điện lớn và nhỏ*) cho ngành điện trong REDS (trừ *Kịch bản C0 Không hạn chế năm 2050*). Kết quả tương tự đối với mục tiêu NLTT *không bao gồm thủy điện* cho ngành điện trong REDS, tuy nhiên đối với chỉ số này, *Kịch bản C3 về TKNL* không đáp ứng được mục tiêu năm 2050. Điều này cho thấy việc thiếu các biện pháp chính sách hoặc tỷ lệ áp dụng công nghệ TKNL ở mức cao không đủ để đảm bảo đạt được các mục tiêu trong REDS đối với ngành điện.

Khi xem xét tất cả các chỉ số, việc kết hợp các nỗ lực thúc đẩy NLTT và TKNL đồng thời hạn chế đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện than mới giúp đạt được các kết quả tốt nhất khi xem xét chi phí hệ thống, các tác động khí hậu, tích hợp NLTT và giảm nhập khẩu nhiên liệu (*Kịch bản kết hợp C4*). Tuy nhiên, mặc dù các kịch bản mô hình hóa cho thấy những lợi ích trong đẩy nhanh quá trình chuyển đổi xanh tại Việt Nam, cần có thêm các phân tích, sự cân nhắc kỹ cũng như xác định ưu tiên của các nhà hoạch chính sách để xác định một lộ trình phát triển năng lượng khuyến nghị cho Việt Nam.

Bảng 3: Những chỉ số chính của những kịch bản được phân tích cho năm 2030 và 2050 cho toàn bộ hệ thống năng lượng và cho riêng ngành điện

			Chi phí hệ thống (Tỷ USD)	Phát thải CO_2 (Triệu tấn)	Tỷ trọng NLTT* (%)	Tỷ trọng NLTT, không bao gồm thủy điện (%)	Tỷ trọng điện gió & mặt trời (%)	Nhập khẩu nhiên liệu (PJ)	Nhập khẩu nhiên liệu (Tỷ USD)	Mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu (%)
Tất cả các ngành	2030	*C0 Không hạn chế*	118	515	17%	13%	3%	4.460	42	60%
		C1 Mục tiêu NLTT	119	521	17%	13%	3%	4.510	42	59%
		C2 Không NĐ than mới	121	468	20%	16%	5%	3.940	44	54%
		C3 TKNL	116	438	20%	16%	3%	3.660	33	54%
		C4 Kết hợp	116	424	21%	16%	4%	3.380	34	51%
	2050	*C0 Không hạn chế*	282	1.015	15%	13%	5%	11.090	121	75%
		C1 Mục tiêu NLTT	285	942	18%	16%	8%	10.360	114	72%
		C2 Không NĐ than mới	300	722	22%	20%	11%	8.490	112	66%
		C3 TKNL	255	705	19%	16%	6%	7.810	85	69%
		C4 Kết hợp	259	572	24%	21%	10%	6.640	82	63%
Ngành điện	2030	*C0 Không hạn chế*	25	279	33%	15%	13%	1.880	7	50%
		C1 Mục tiêu NLTT	25	279	33%	15%	13%	1.890	7	49%
		C2 Không NĐ than mới	25	226	43%	25%	22%	1.360	6	38%
		C3 TKNL	22	236	37%	18%	14%	1.430	6	42%
		C4 Kết hợp	21	220	40%	20%	15%	1.270	5	39%
	2050	*C0 Không hạn chế*	59	546	32%	23%	22%	4.780	20	68%
		C1 Mục tiêu NLTT	63	468	43%	34%	33%	3.970	17	60%
		C2 Không NĐ than mới	68	258	50%	41%	40%	2.450	23	45%
		C3 TKNL	40	324	43%	30%	27%	2.450	10	51%
		C4 Kết hợp	43	185	59%	46%	42%	1.150	8	29%

** Bao gồm điện gió, mặt trời, năng lượng sinh học, thủy điện lớn và nhỏ*

TEXAS CONQUEST

4

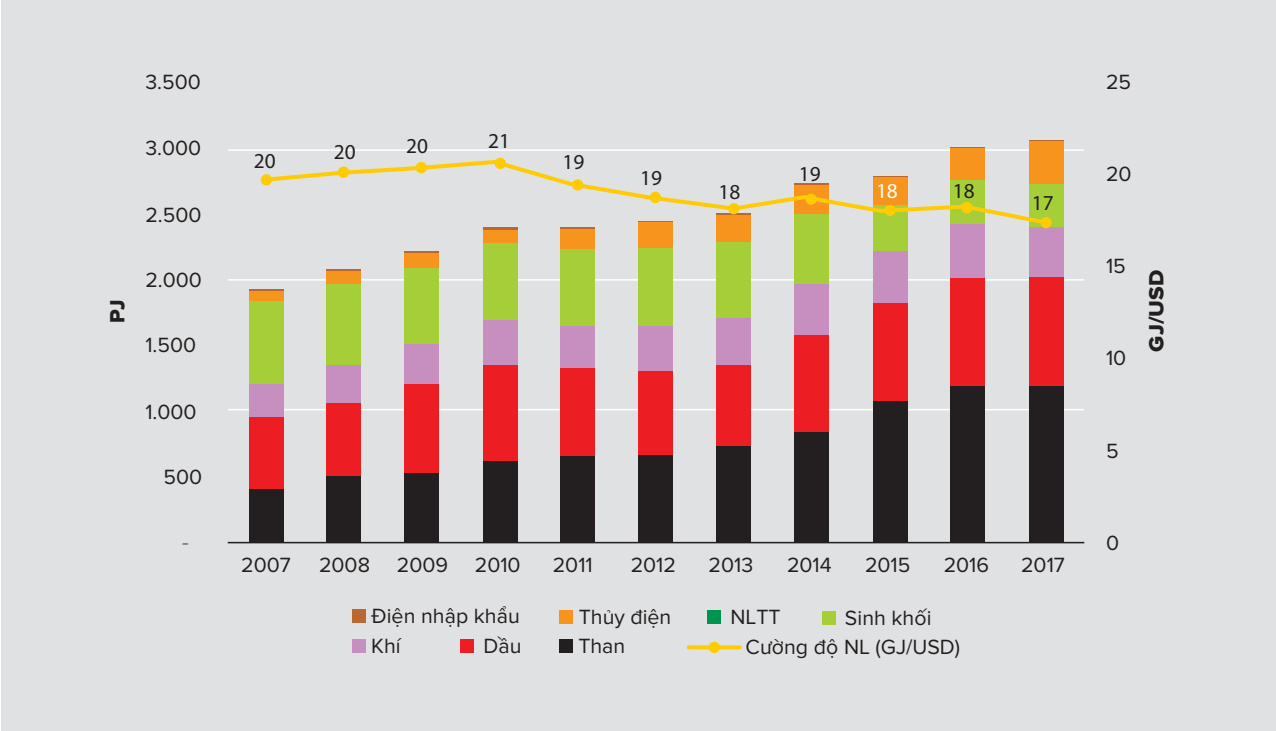
Các nguồn năng lượng

4. Các nguồn năng lượng

4.1 Hiện trạng và các xu hướng

Trong những thập kỷ qua, Việt Nam đã trải qua quá trình tăng trưởng kinh tế, phát triển công nghiệp, đô thị hóa, gia tăng nhu cầu vận tải, cải thiện tiếp cận năng lượng và nâng cao tiêu chuẩn sống của người dân. Đó là những động lực làm tăng tiêu thụ năng lượng.

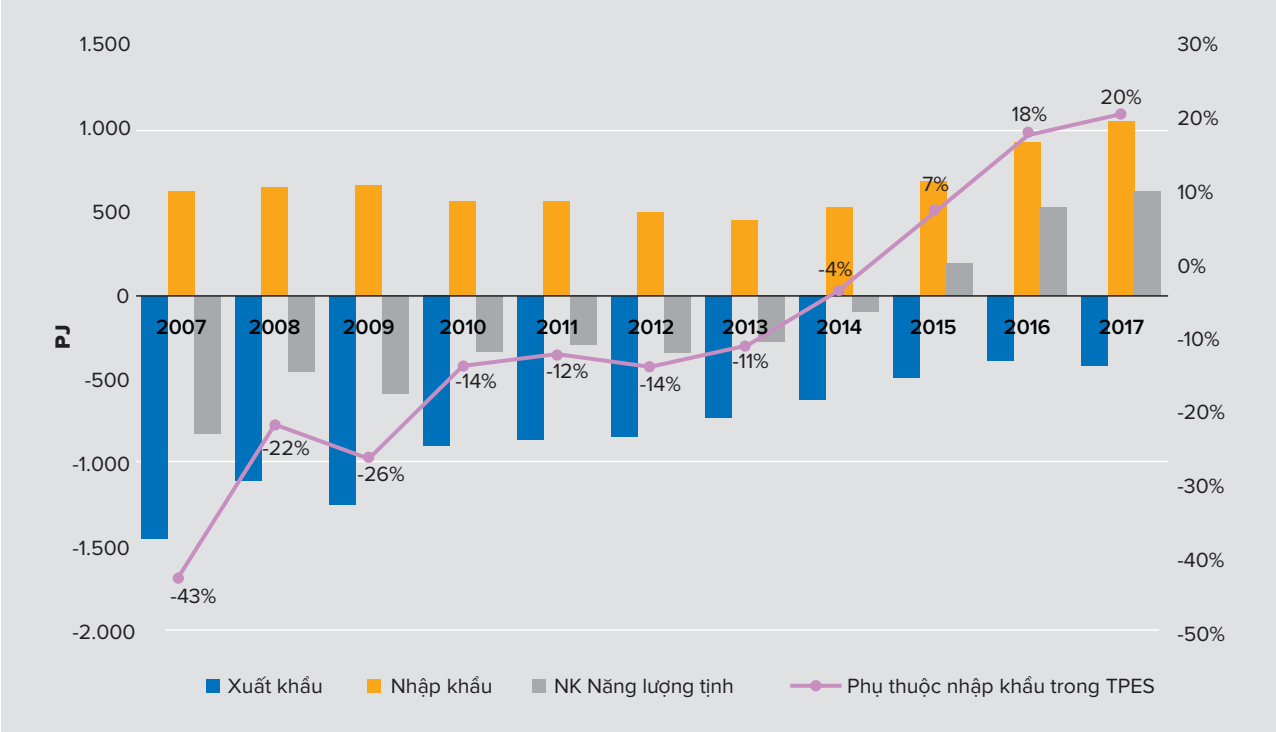
Trong giai đoạn 2007-2017, tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp của Việt Nam (TPES) tăng với tốc độ 4,7%/ năm, từ mức 1.900 PJ vào năm 2007 lên 3.000 PJ vào năm 2017. Thủy điện có tốc độ tăng trưởng cao nhất là 14,5%/năm, tiếp theo là than 11,3%/năm. Than đã tăng từ nguồn nhiên liệu đứng thứ ba vào năm 2007 lên vị trí thứ nhất vào năm 2017. Trong khi đó, tỷ trọng của sinh khối giảm từ mức đứng thứ nhất vào năm 2007 xuống mức thứ ba vào năm 2017. Dầu tăng ở mức 4,3 %/năm, là nguồn nhiên liệu đứng thứ hai. Năng lượng mặt trời và gió trong quá khứ chỉ đóng góp một tỷ trọng rất nhỏ trong TPES. Tổng quan về TPES của Việt Nam trong quá khứ được trình bày trong Hình 9.



Hình 9: Xu hướng TPES của Việt Nam trong quá khứ từ năm 2007 đến năm 2017 theo loại nhiên liệu. Cường độ năng lượng tương đối ổn định cho thấy có sự liên kết giữa TPES và GDP. Số liệu TPES (2007-2014) dựa trên (Viện Năng lượng, 2017). Số liệu TPES (2015-2017) dựa trên (GSO, 2019).

Mặc dù là nước xuất khẩu tịnh năng lượng trong một thời gian dài, Việt Nam đã trở thành nước nhập khẩu tịnh năng lượng vào năm 2015, do sự gia tăng gần đây của nhu cầu trong nước và chính sách hạn chế xuất khẩu than[13]. Tỷ trọng này tiếp tục tăng nhanh chủ yếu do tăng nhập khẩu than. Xu hướng phát triển của cân bằng xuất/ nhập khẩu năng lượng và mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu liên quan cho giai đoạn 2007 – 2017 được thể hiện trong Hình 10.

[13] Quyết định của Thủ tướng số 403/2016/QĐ-TTg



Hình 10: Xu hướng phát triển trong quá khứ của cân bằng xuất/nhập khẩu năng lượng và mức độ nhập khẩu liên quan trong giai đoạn 2007-2017. Số liệu TPES (2007-2014) dựa trên (Viện Năng lượng, 2017). Số liệu TPES (2015-2017) dựa trên (GSO, 2019).

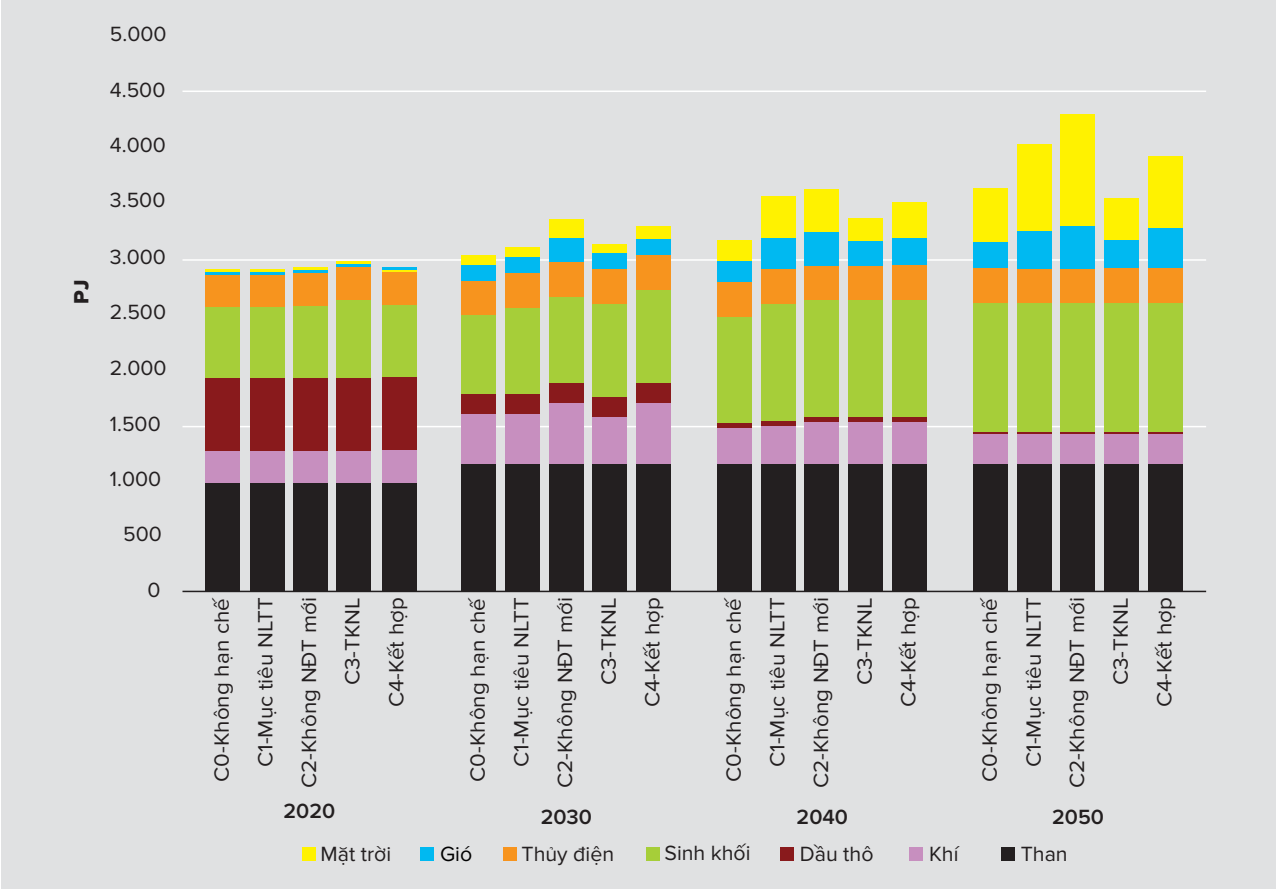
Việt Nam có nguồn than dồi dào (than anthracite và than á bitum) ở miền Bắc. Tuy nhiên, hoạt động khai thác than trong nước bị hạn chế về nguồn cung do những nguyên nhân về kỹ thuật (mỏ than ở dưới lòng đất) và kinh tế (không có tính cạnh tranh so với các nguồn khác). Dầu thô và khí thiên nhiên đang được khai thác chủ yếu ở ngoài khơi ở miền Nam, nhưng trữ lượng được dự báo sẽ cạn kiệt trong giai đoạn 2020-2030. Một mỏ khí quan trọng ở miền Trung được dự kiến sẽ bắt đầu sản xuất trong giai đoạn 2023-2024, để cung cấp cho phát điện và ngành công nghiệp hóa dầu. Với nguồn cung trong nước bị hạn chế, và đang ở giai đoạn đầu của phát triển NLTT, dự kiến Việt Nam sẽ bị phụ thuộc nhiều vào nguồn năng lượng nhập khẩu trong những năm tới.

4.2 Triển vọng của nguồn năng lượng

Những nguồn nào là đặc trưng của cơ cấu năng lượng?

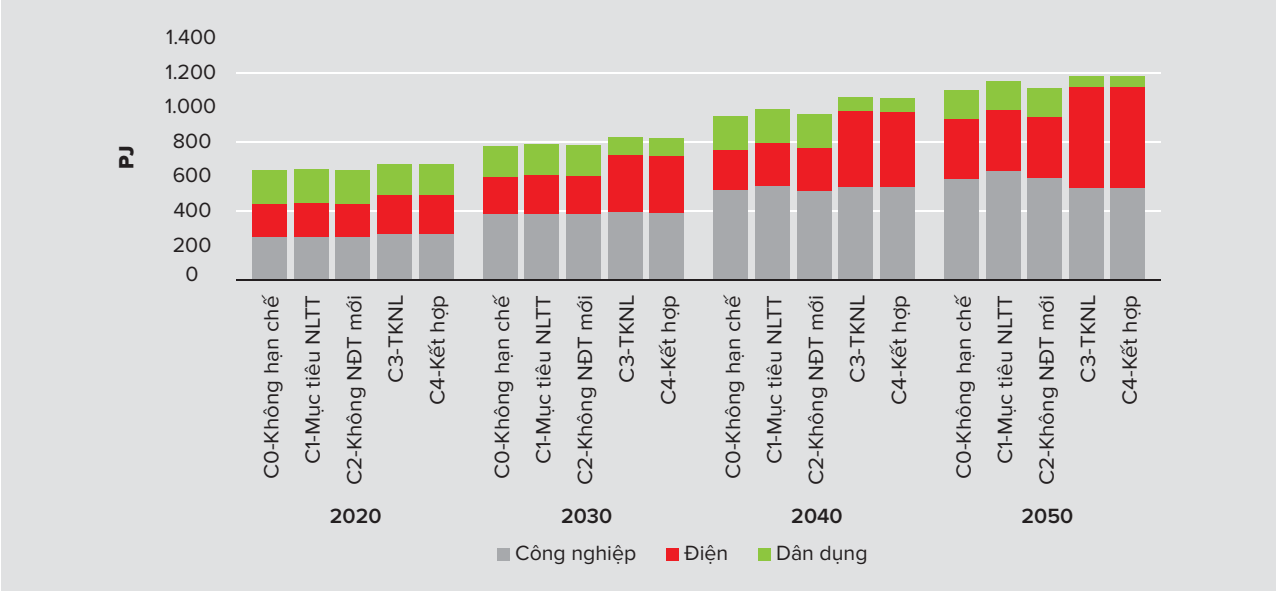
Với xu hướng tăng TPES, than sẽ là nguồn nhiên liệu chính, tiếp theo là dầu trong giai đoạn tới (Hình 4). Dự báo tăng trưởng trong hoạt động vận tải đường bộ sẽ đòi hỏi tăng nhu cầu các sản phẩm dầu trong tương lai, mà các sản phẩm này chủ yếu được cung cấp thông qua nhập khẩu nhiên liệu từ nước ngoài trong dài hạn. Do đó nhiên liệu hóa thạch vẫn chiếm tỷ trọng lớn nhất trong nguồn cung năng lượng sơ cấp ở tất cả các kịch bản. NLTT (bao gồm thủy điện lớn và nhỏ) chiếm khoảng 20% của TPES trong cả giai đoạn phân tích. Tuy nhiên, trong khi các công nghệ và các biện pháp TKNL chỉ có tác động hạn chế đối với tăng cường tỷ trọng NLTT, việc hạn chế các nhà máy nhiệt điện than (như thực hiện trong *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới* và *Kịch bản kết hợp C4)* sẽ tạo ra cơ hội lớn cho phát triển NLTT, do đó có khả năng làm tăng tỷ trọng NLTT. Tỷ trọng NLTT có thể tăng lên trên 20% vào năm 2050, nếu thực hiện hạn chế phát triển nhiệt điện than mới.

Hầu hết các nguồn nhiên liệu trong nước đều được sử dụng trong tất cả các kịch bản (như than, khí tự nhiên, dầu thô và sinh khối), do đó năng lượng mặt trời và gió, cũng như các nhiên liệu nhập khẩu (như dầu, than và LNG), sẽ là nguồn cung cấp năng lượng chính để đáp ứng nhu cầu. Trong khi tiêu thụ than trong nước, thủy điện và sinh khối có xu hướng phát triển tương tự nhau trong các kịch bản, thì chênh lệch chủ yếu giữa các kịch bản là tỷ trọng của năng lượng gió, mặt trời và nhiên liệu nhập khẩu trong TPES (Hình 11).



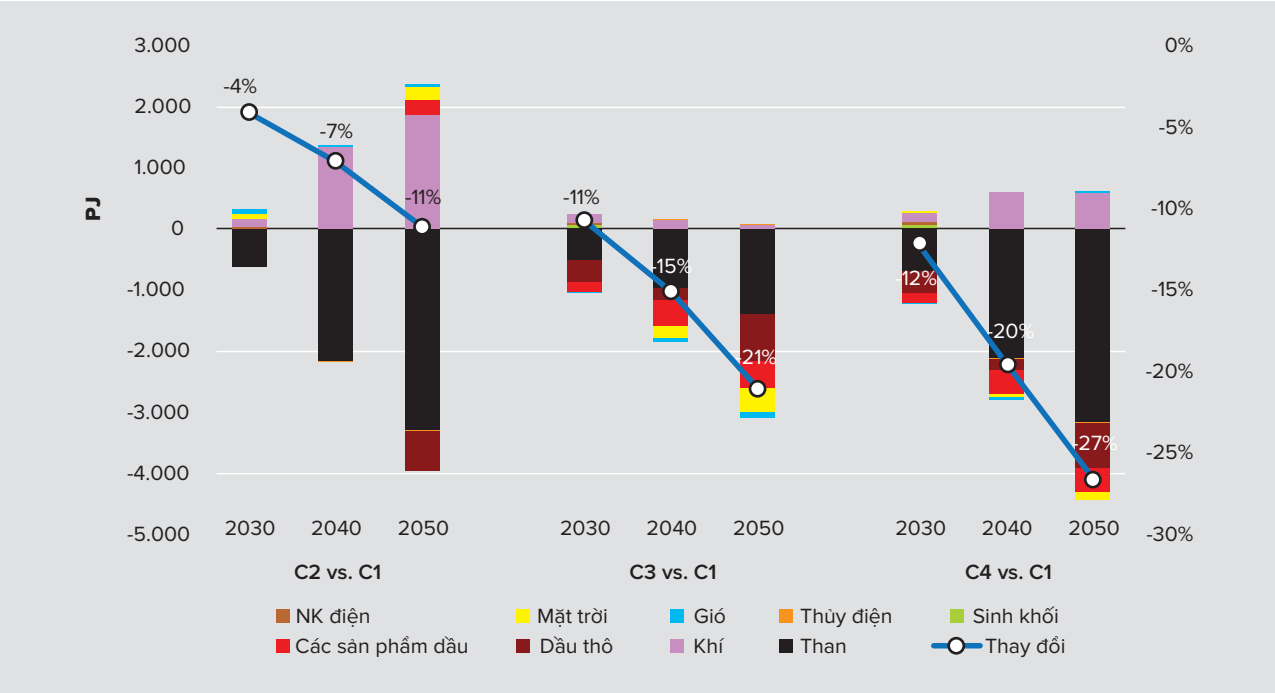
Hình 11: Tiêu thụ các nguồn năng lượng trong nước trong các kịch bản cho giai đoạn 2020-2050

Các nguồn sinh khối được phân bổ giữa các ngành phát điện, công nghiệp và dân dụng. Có thể có sự chuyển dịch từ mục đích sử dụng trong sinh hoạt (VD: đun nấu), sang sử dụng cho các cơ sở công nghiệp trong giai đoạn trung hạn và sử dụng cho phát điện trong giai đoạn dài hạn, nếu các công nghệ TKNL được triển khai ở phạm vi lớn hơn (Hình 12).



Hình 12: Phân bổ tối ưu nguồn sinh khối cho các ngành khác nhau trong các kịch bản

Nếu không có các nhà máy nhiệt điện than được xây dựng sau năm 2025, thì sự kết hợp của điện mặt trời, khí thiên nhiên và điện gió sẽ thay thế cho việc sử dụng than đến năm 2030. Sau đó, trong giai đoạn 2030-2050, LNG nhập khẩu sẽ là nhiên liệu thay thế chính phục vụ cho công nghiệp, mặc dù tổng chi phí của hệ thống sẽ cao hơn (Hình 13). Các tác động của các biện pháp TKNL lên phía cầu chủ yếu sẽ làm giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch như than và dầu, và sự phát triển điện mặt trời cũng bị ảnh hưởng bởi nhu cầu điện thấp hơn trong các kịch bản TKNL (*Kịch bản C3 về TKNL* và *Kịch bản kết hợp C4*).

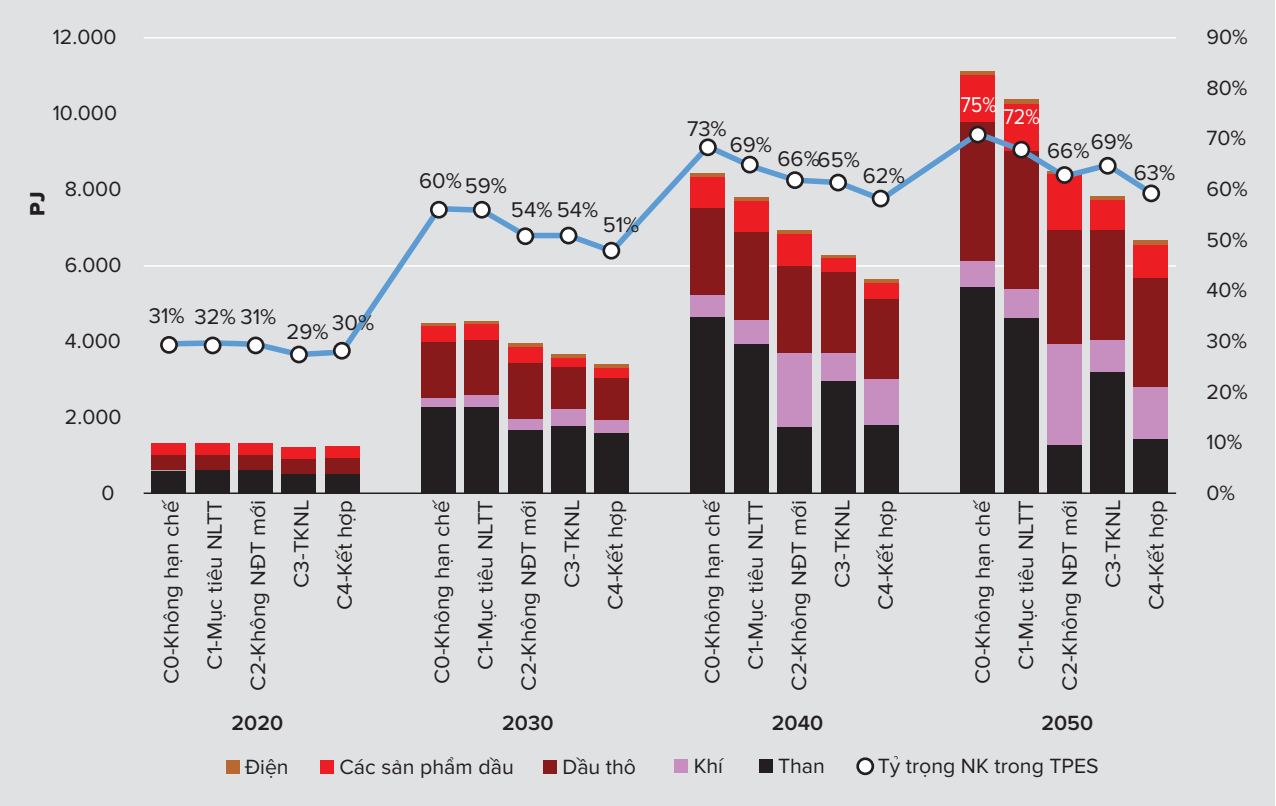


Hình 13: Những thay đổi trong TPES theo nhiên liệu trong *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới*, *Kịch bản C3 về TKNL* và *Kịch bản kết hợp C4* so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*

Việt Nam sẽ phụ thuộc như thế nào vào nhập khẩu nhiên liệu?

Nhập khẩu nhiên liệu hóa thạch sẽ có vai trò chính, tuy nhiên, gia tăng tỷ trọng NLTT và tăng cường các biện pháp TKNL có thể làm giảm nhu cầu nhập khẩu nhiên liệu cho sản xuất điện. Than, dầu và khí là các nguồn năng lượng cần thiết để đáp ứng nhu cầu năng lượng của nền kinh tế đang phát triển của Việt Nam trong các thập kỷ tới, với tỷ trọng năng lượng nhập khẩu dự kiến tăng lên trong tương lai. Than nhập khẩu được sử dụng chủ yếu cho phát điện. Dầu thô và các sản phẩm dầu chủ yếu cần cho các hoạt động GTVT. LNG nhập khẩu sẽ có giá trị cho các ngành công nghiệp cũng như cho ngành điện, đặc biệt trong tương lai nếu không có các nhà máy điện than mới. Mức độ phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu sẽ tăng nhanh lên đến 51% - 60% vào năm 2030, và 63 -75% vào năm 2050 trong các kịch bản (Hình 14).

Trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT,* nhiên liệu nhập khẩu sẽ chiếm gần 60% TPES đến năm 2030 và 72% đến năm 2050 với một khối lượng rất lớn than và các sản phẩm dầu. Cần nhớ rằng với xu hướng tăng mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu, các biện pháp giảm nhiên liệu nhập khẩu sẽ giúp tăng cường an ninh quốc gia về cung cấp năng lượng trong những thập kỷ tới. Sự kết hợp của các biện pháp TKNL và hạn chế nhiệt điện than mới có thể làm giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu xuống còn 63% vào năm 2050, và giảm nhẹ tổng chi phí của hệ thống (khoảng 7,7% vào năm 2040 và 9,3% vào năm 2050, khi so sánh *Kịch bản kết hợp C4* với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*). Các biện pháp TKNL sẽ giúp làm giảm nhu cầu năng lượng, từ đó làm giảm các yêu cầu về nhập khẩu nhiên liệu. Mặt khác, gia tăng nhập khẩu LNG là nhiên liệu chính để thay thế than sẽ làm tăng tổng chi phí hệ thống, do giá nhiên liệu cao hơn và chi phí đầu tư lớn cho cơ sở hạ tầng nhiên liệu, trong khi chỉ giảm được một phần phát thải KNK từ ngành điện và ngành công nghiệp. Trong ngành GTVT, kết quả chỉ ra rằng sự chuyển đổi thành công các phương tiện vận chuyển sang các phương tiện mới và có hiệu suất năng lượng cao có thể dẫn tới giảm 25% lượng dầu nhập khẩu.



Hình 14: Các nhiên liệu nhập khẩu tịnh và tỷ trọng của nhập khẩu năng lượng tịnh trong TPES ở các kịch bản được phân tích

Một phân tích độ nhạy đã được thực hiện để đánh giá sự chắc chắn của giải pháp chi phí tối thiểu được mô tả ở trên khi thay đổi giá của nhiên liệu nhập khẩu. Kết quả cho thấy giải pháp đó là vững chắc với những thay đổi về giá trong các kịch bản đã phân tích, chỉ có tác động nhỏ khi thay thế giữa dầu và khí. Nguyên nhân chính là sự cần thiết tuân thủ mục tiêu về tỷ lệ NLTT hàng năm có tác động lớn hơn lên thành phần của cơ cấu năng lượng so với giá nhiên liệu. Thông tin thêm có thể tham khảo trong tài liệu cơ sở Báo cáo kỹ thuật (EREA & DEA, 2019a).

4.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị

Xu hướng tăng trưởng nhu cầu năng lượng ở Việt Nam được dự báo còn tiếp tục, kết hợp với việc khai thác tối đa tiềm năng của các nguồn nhiên liệu hóa thạch trong nước, thủy điện và sinh khối dự kiến trong tương lai (đặc biệt là trữ lượng dầu thô và khí thiên nhiên), có thể đặt ra một thách thức đối với cung cấp năng lượng bền vững ở mức chi phí hệ thống thấp nhất. Cam kết tiếp tục thực hiện các mục tiêu NLTT đối với ngành điện đã được đề ra trong Chiến lược Phát triển NLTT có thể làm giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu năng lượng sau năm 2030, đặc biệt là than, bằng cách huy động các nguồn NLTT trong nước để cung cấp cho phát điện (chủ yếu là điện mặt trời nhưng cũng có cả điện gió). Ngoài ra tỷ lệ áp dụng nhiều hơn các công nghệ TKNL có thể làm giảm thêm nhu cầu năng lượng cuối cùng, từ đó làm tăng khả năng độc lập về năng lượng ở Việt Nam.

> Cần sớm nghiên cứu việc giảm nhu cầu sử dụng than trong tương lai.

Việt Nam hiện nay đang là nước nhập khẩu tịnh năng lượng, với tỷ lệ phụ thuộc vào nhập khẩu là khoảng 20% vào năm 2017. Xét về mặt đảm bảo cung cấp năng lượng tin cậy và an toàn ở mức chi phí thấp nhất, thì việc đa dạng hóa cơ cấu năng lượng có thể giúp tăng cường khả năng phòng ngừa rủi ro khi có những cú sốc trong thị trường tác động lên một loại hàng hóa nhất định, từ đó làm tăng khả năng ứng phó khi giá cả biến động và không chắc chắn.

Trong các kịch bản được phân tích, xu hướng chung cho thấy sự gia tăng về nhập khẩu than cho sản xuất điện. Để tránh các hiệu ứng mắc kẹt với nhiệt điện than[14], cần có hành động và biện pháp cấp bách để giảm phụ thuộc vào (nhập khẩu) than về dài hạn. Theo hướng này, việc hạn chế tiêu thụ than cần được triển

[14] Tình huống trong đó một quốc gia hoặc một vùng bị buộc phải sử dụng than, do khi nhà máy nhiệt điện than đã được xây dựng, nó thường có tuổi thọ kỹ thuật dài và là loại hình sản xuất điện rẻ nhất.

khai trước năm 2030, xuất phát từ áp lực đối với môi trường của các nhà máy nhiệt điện than và sức khỏe của người dân, và khó khăn trong cung cấp tài chính cho các dự án nhà máy nhiệt điện than mới, sẽ mang lại lợi ích kết hợp của việc giảm nhập khẩu than và hạn chế ô nhiễm không khí.

Mặc dù có hiệu quả về dài hạn, việc triển khai một quá trình chuyển đổi như vậy cần tính đến tuổi thọ của các nhà máy nhiệt điện than hiện đang hoạt động, kế hoạch khai thác và ngừng hoạt động của các nhà máy trong ngắn hạn, các dự án cải tạo nâng cấp gần nhất bao gồm áp dụng các biện pháp kiểm soát phát thải và dự báo trữ lượng than trong nước. Ngoài ra, khi xem xét LNG là một phương án cung cấp nhiên liệu trong tương lai cho ngành công nghiệp và ngành điện trong giai đoạn trung hạn và dài hạn (từ năm 2030 trở đi), cần tính đến tác động liên quan đến tổng chi phí của năng lượng nhập khẩu cũng như các tác động tiềm năng về giảm phát thải KNK và giảm ô nhiễm.

Để tăng cường an ninh cung cấp bằng cách giảm phụ thuộc vào nhập khẩu năng lượng từ nước ngoài và đa dạng hóa thành phần trong cơ cấu nhiên liệu, cần xem xét những biện pháp bổ sung hướng tới một quy định về nhập khẩu nhiên liệu:

- Trong ngắn hạn, nên thực hiện một nghiên cứu phân tích thị trường để đánh giá những phương án cung cấp trong tương lai, bao gồm các loại nhiên liệu, các nhà cung cấp, các địa điểm, chi phí vận chuyển và chuyển đổi, phát triển các cảng tiếp nhận, các trạm đầu mối, các giải pháp kho chứa và cơ sở hạ tầng nhiên liệu cần thiết.
- Ngoài các chi phí, quy hoạch phát triển đối với các cảng tiếp nhận và cơ sở hạ tầng nhiên liệu bổ sung phải xem xét các điều kiện khí hậu, môi trường, xã hội và những lợi ích khác đối với các lựa chọn khác nhau (chủ yếu là than và LNG): LNG có ưu điểm là nguồn năng lượng sạch hơn về mặt khí hậu và ô nhiễm không khí, đồng thời có thể làm tăng tính linh hoạt trong vận hành của hệ thống điện khi hệ thống tích hợp các nguồn NLTT với tỷ trọng lớn hơn.

Tập trung tăng cường sử dụng các phương tiện giao thông hiệu quả năng lượng thông qua các chính sách khuyến khích về kinh tế và các tiêu chuẩn về hiệu suất năng lượng tối thiểu nhằm giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu dầu.

Ngành GTVT ở Việt Nam, giống như đối với hầu hết các nước trên thế giới, hiện đang phụ thuộc vào các sản phẩm dầu. Theo phân tích của các dự báo về trữ lượng dầu, các sản phẩm dầu trước tiên sẽ được sản xuất từ lọc dầu thô trong nước (đến năm 2030) và sau đó chủ yếu được nhập từ nước ngoài. Áp dụng kết hợp nhiều biện pháp có thể vừa làm giảm nhu cầu năng lượng vừa làm giảm sự phụ thuộc vào các nguồn nhiên liệu từ nước ngoài, chủ yếu thông qua áp dụng các tiêu chuẩn cao hơn về hiệu suất nhiên liệu, tiếp đến là thúc đẩy chuyển đổi nhiên liệu từ các sản phẩm dầu sang phương án phát thải carbon thấp hơn (VD: điện năng), đồng thời ở quy mô nhỏ, chuyển đổi từ phương tiện cá nhân sang các phương tiện vận chuyển công cộng.

Việc đưa vào áp dụng các tiêu chuẩn về hiệu suất nhiên liệu sẽ đảm bảo sự chuyển đổi của các phương tiện vận tải sang các loại phương tiện mới sử dụng năng lượng hiệu quả, bao gồm cả lĩnh vực vận chuyển hành khách và vận chuyển hàng hóa. Có thể xem xét nâng dần các tiêu chuẩn về hiệu suất, cho phép áp dụng quy định này trong ngắn hạn và phù hợp với bối cảnh thị trường. Mặc dù không được phân tích trong báo cáo này, các yêu cầu về pha trộn đối với nhiên liệu sinh học cũng có thể được nghiên cứu, đặc biệt đối với phân khúc thiết bị công suất lớn. Đồng thời, điều quan trọng là cần phát triển cơ sở hạ tầng và nhiên liệu GTVT đầy đủ (như các trạm nạp điện, mở rộng đường sắt), song song cùng với quá trình chuyển đổi này.

Huy động tiềm năng sinh khối trong nước cho sản xuất năng lượng có thể giúp giảm nhập khẩu nhiên liệu cho ngành công nghiệp và ngành điện.

Chính sách tập trung vào NLTT và TKNL sẽ tạo ra cơ hội khai thác tốt hơn các nguồn năng lượng trong nước, giảm phụ thuộc vào nhập khẩu năng lượng và giảm phát thải KNK. Tiềm năng năng lượng trong nước chưa được khai thác cho sản xuất điện bao gồm các nguồn NLTT, đặc biệt là nguồn năng lượng mặt trời, gió (điện gió trên bờ và ngoài khơi) và sinh khối.

Những nguồn năng lượng sinh học trong nước, có thể cung cấp cho phát điện, các ngành công nghiệp và dân dụng ở Việt Nam, với tổng tiềm năng trong khoảng 1.200 PJ. Việc phân bổ tối ưu tiềm năng năng lượng sinh học của Việt Nam cho các mục đích sử dụng cuối cùng được phân tích trong Báo cáo EOR19 cho thấy cách đáp ứng nhu cầu năng lượng tăng lên trong tương lai thông qua huy động bền vững các nguồn năng lượng sinh khối với sự chuyển dịch từ sử dụng sinh khối trong các hộ gia đình (khu vực nông thôn) sang sử dụng trong các lĩnh vực công nghiệp. Việc áp dụng biểu giá hợp lý và các cơ chế thị trường khác cho sử dụng sinh khối trong ngành công nghiệp có thể hỗ trợ quá trình chuyển dịch này, cũng như thúc đẩy chuyển đổi sử dụng nhiên liệu từ than sang sinh khối, bao gồm cả những nhà máy sản xuất điện - nhiệt đồng phát trong công nghiệp.

Tiết kiệm Năng lượng

ISO50001 CERTIFIED

60+

SAVE ENERGY
SAVE EARTH

5

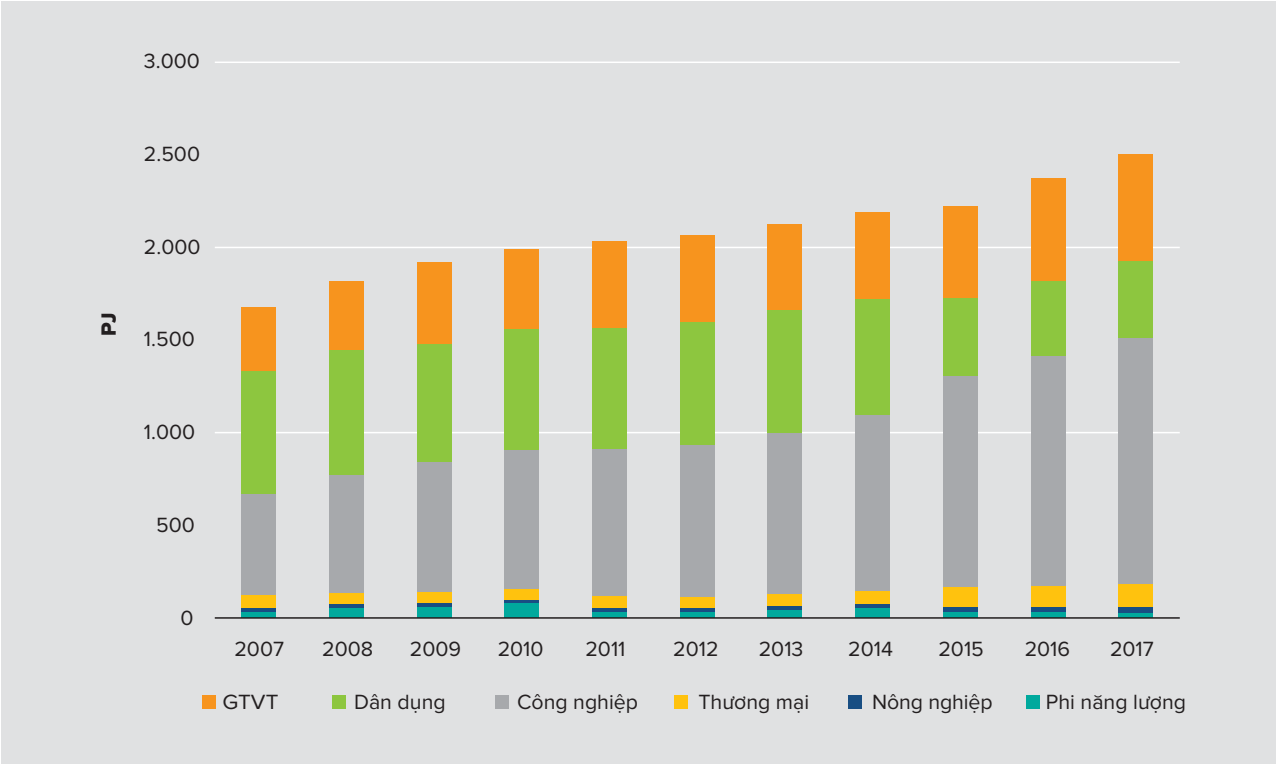
Tiết kiệm năng lượng

5. Tiết kiệm năng lượng

5.1 Hiện trạng và các xu hướng

Trong giai đoạn 2007-2017, tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng từ 1.691 PJ năm 2007 lên đến 2.500 PJ năm 2017, với tốc độ tăng trưởng 4,0%/năm. Trong giai đoạn 2010-2017, tổng GDP tăng 6,1%/năm, trong đó tỷ lệ tăng trưởng đạt cao nhất trong ngành công nghiệp (7,4%/năm) và dịch vụ (6,8%/năm). Tốc độ tăng trưởng kinh tế này dẫn tới gia tăng tiêu thụ năng lượng, trong đó ngành công nghiệp có mức tăng tiêu thụ năng lượng trung bình hàng năm cao nhất trong cả giai đoạn (9,3%/năm)[15], tiếp đến là ngành thương mại và giao thông vận tải với tỷ lệ lần lượt là 6,4%/năm và 5,2%/năm (Hình 15). Trong khi đó, tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong khu vực dân dụng giảm trong giai đoạn này do xu hướng thay thế sinh khối truyền thống bằng điện năng và các nhiên liệu hóa thạch khác (đặc biệt là cho các mục đích nấu ăn tại các vùng nông thôn). Năm 2017, ngành công nghiệp chiếm 53% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng, tiếp đến là ngành giao thông vận tải và khu vực dân dụng với tỷ lệ lần lượt là 23% và 17%.

Việt Nam có cường độ năng lượng ở mức cao so với các quốc gia khác trên thế giới. Năm 2015, cường độ năng lượng sơ cấp so với GDP là 20 GJ/USD[16] (IEA, 2017), trong khi giá trị trung bình của thế giới là 8 GJ/USD. Với Luật sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả được ban hành vào năm 2010, nhiều hoạt động TKNL đã được triển khai trên toàn quốc trong nhiều lĩnh vực kinh tế khác nhau, đạt được tiến triển tích cực trong việc ứng dụng các giải pháp TKNL trong các trang thiết bị cho người dùng và ứng dụng một phần trong các trang thiết bị công nghiệp. Tuy nhiên, TKNL chưa được đẩy mạnh hiệu quả trong lĩnh vực tòa nhà và GTVT.



Hình 15: Các xu hướng về tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng (TFEC) trong giai đoạn 2007-2017. Số liệu TFEC (2007-2014) dựa trên (Viện Năng lượng, 2017). Số liệu TFEC (2015-2017) dựa trên (GSO, 2019).

[15] Tuy nhiên, cần lưu ý rằng con số tăng trưởng cao cho ngành công nghiệp có bao gồm chênh lệch số liệu lớn giữa 2 năm 2014 và 2015, một phần là do thay đổi phương pháp thu thập dữ liệu, dẫn tới nhiều dữ liệu chi tiết hơn được thu thập trong lĩnh vực công nghiệp.

[16] Để so sánh, cường độ năng lượng của các nền kinh tế tăng trưởng nhanh khác như sau: Thái Lan 14,2 GJ/USD, Trung Quốc 13,8 GJ/USD, Malaysia 10,9 GJ/USD, Indonesia 9,6 GJ/USD, Philippin 8,4 GJ/USD.

Các chính sách và mục tiêu TKNL

Các Chương trình Mục tiêu quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả đã được Bộ Công Thương triển khai trong giai đoạn 2006-2015 (VNEEP1 và VNEEP2), bao gồm nhiều hoạt động liên quan đến khung pháp lý, nâng cao năng lực, các nghĩa vụ của cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm, hỗ trợ kiểm toán năng lượng, vốn vay ưu đãi, xây dựng tiêu chuẩn, dán nhãn năng lượng, các chính sách khuyến khích tài chính và phi tài chính. Chương trình VNEEP1 và VNEEP2 đã đạt được tỷ lệ TKNL lần lượt là 3,39% và 5,65% (Viện Năng lượng, 2016). Chương trình dán nhãn bắt buộc[17] và tiêu chuẩn hiệu suất năng lượng tối thiểu (MEPS) trong khuôn khổ các Chương trình VNEEP đã được triển khai đối với nhiều thiết bị gia dụng và công nghiệp:

- Hộ gia đình: đèn huỳnh quang compact (CFL), đèn huỳnh quang, ballast điện tử và ballast từ, điều hòa không khí, tủ lạnh, máy giặt, nồi cơm điện, quạt điện, ti vi, đèn LED và bình nóng lạnh;
- Dịch vụ: máy photocopy, màn hình máy tính, máy in, tủ lạnh và máy tính xách tay;
- Công nghiệp: trạm phân phối và động cơ điện;
- Giao thông: ô tô vận tải hành khách (dưới 9 chỗ ngồi) và xe máy;
- Điện (chỉ áp dụng tiêu chuẩn MEPS): nhiệt điện than (hiệu suất 41% cho tổ máy công suất 600 đến 800 MW), tuabin khí chu trình mở (hiệu suất 39% cho tổ máy công suất lớn hơn hoặc bằng 300 MW) và tuabin khí chu trình kết hợp (hiệu suất 58,5% cho tổ máy tuabin khí công suất lớn hơn hoặc bằng 300 MW)[18].

Hỗ trợ tài chính chủ yếu cho các hoạt động TKNL được cung cấp thông qua các Chương trình VNEEP, Quỹ Bảo vệ môi trường Việt Nam (VEPF) và một số gói vay vốn của các đối tác phát triển (Ngân hàng Thế giới, DANIDA, v.v). Tuy nhiên, các nguồn tài chính bền vững cho các hoạt động TKNL vẫn là các rào cản chính đối với việc khai thác tiềm năng TKNL tại Việt Nam. Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2030 (VNEEP3) được Chính phủ Việt Nam phê duyệt vào tháng 03/2019 với các mục tiêu giảm 5-7% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng vào năm 2025 và giảm 8-10% vào năm 2030 so với xu hướng phát triển cơ sở. Ngoài các mục tiêu chính này, Chương trình cũng có các mục tiêu cụ thể về giảm tổn thất điện năng, mức TKNL cho các tiểu ngành công nghiệp khác nhau, quy mô của các tòa nhà TKNL và tòa nhà xanh, tỷ lệ các cơ sở công nghiệp có hệ thống quản lý năng lượng, tiết kiệm nhiên liệu cho các phương tiện, v.v.

Các nội dung hỗ trợ chính trong khuôn khổ VNEEP3 bao gồm: khung pháp lý, tăng cường thực thi quy định pháp luật, ban hành các tiêu chuẩn TKNL, thiết lập các công ty dịch vụ năng lượng (ESCO), hỗ trợ kỹ thuật và tài chính, nâng cao năng lực, thiết lập các hệ thống thông tin năng lượng và thành lập quỹ TKNL.

5.2 Triển vọng tiết kiệm năng lượng

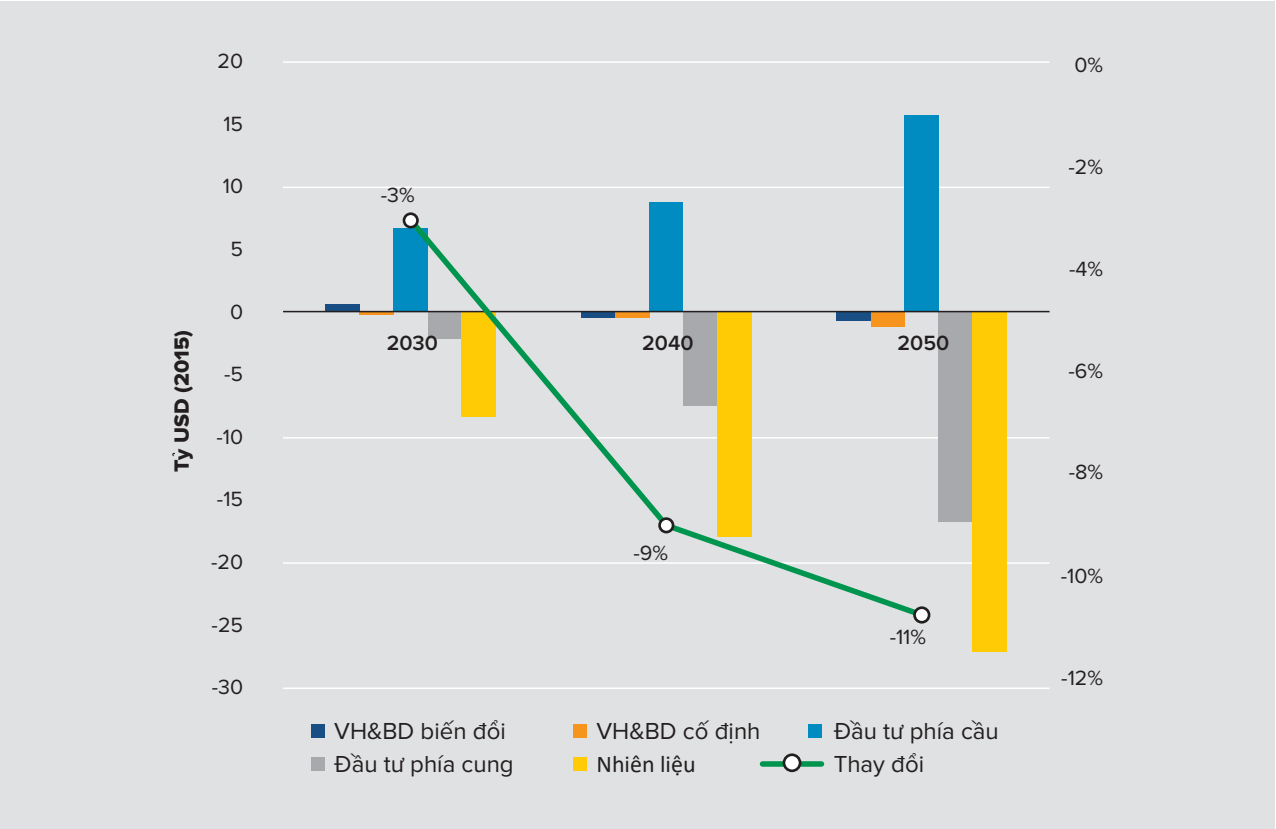
Tác động của tiết kiệm năng lượng là gì?

Một trong các tác động chính của việc áp dụng các biện pháp TKNL là giảm tổng chi phí hệ thống năng lượng ngay từ năm 2030, trong đó mức giảm lớn về chi phí nhiên liệu và giảm nhu cầu điện năng có thể cao hơn so với mức tăng chi phí đầu tư trong các lĩnh vực sử dụng năng lượng cuối cùng. So với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT, Kịch bản C3 về TKNL* và *Kịch bản kết hợp C4* được xây dựng với tỷ lệ áp dụng các công nghệ TKNL ở mức cao từ đó cho phép khai thác toàn bộ tiềm năng kinh tế của TKNL (tỷ lệ áp dụng công nghệ TKNL là 50% năm 2030 và 100% năm 2050). Ngoài ra, các kịch bản này đều bao gồm tăng cường triển khai các nhà máy nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp, sử dụng sinh khối và khí tự nhiên.

Mặc dù đầu tư bổ sung cho các công nghệ TKNL lên đến 7 tỷ USD vào năm 2030 và 16 tỷ USD vào năm 2050, vẫn có thể tiết kiệm được một lượng lớn chi phí nhiên liệu và đầu tư trong ngành điện, từ đó dẫn tới tổng chi phí hệ thống hàng năm giảm 8,9% năm 2030 và 10,6% năm 2050 (Hình 16).

[17] Dán nhãn bắt buộc bắt đầu triển khai từ năm 2012: 665 loại sản phẩm năm 2012; 1532 loại sản phẩm năm 2013 và 2655 loại sản phẩm năm 2014.

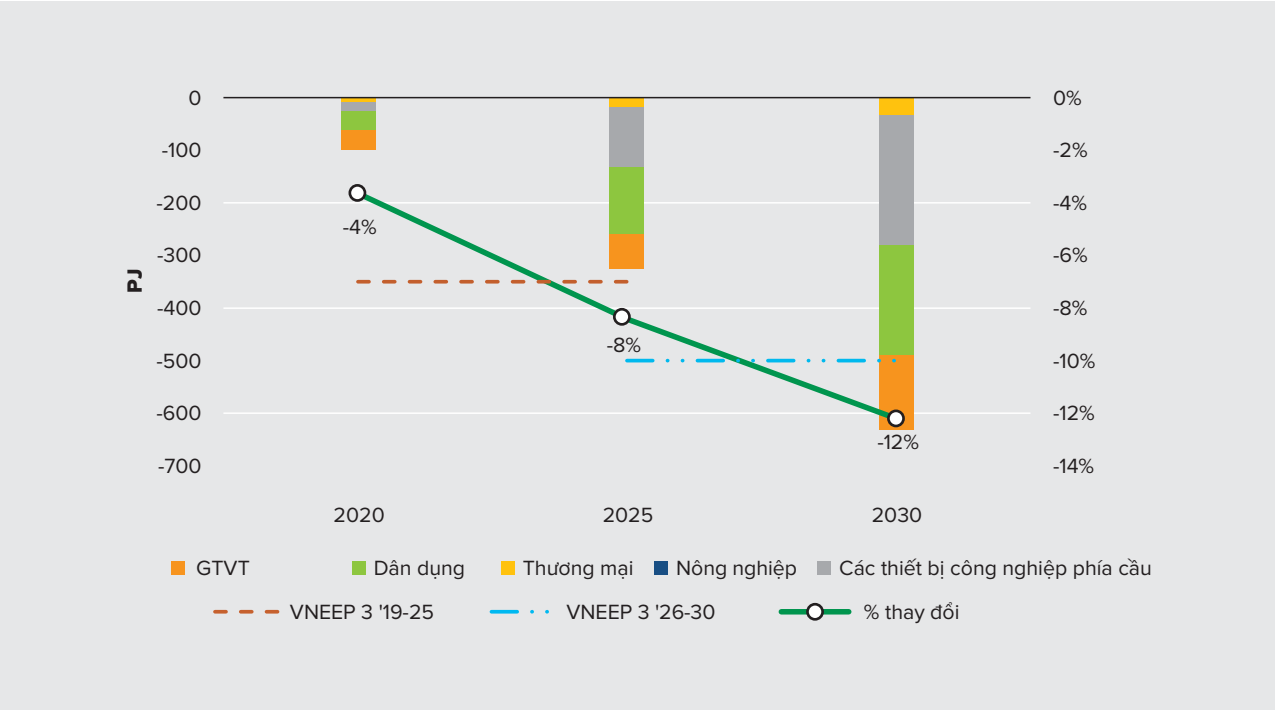
[18] Quyết định 24/2018/QĐ-TTg ngày 18/05/2018 của Thủ tướng: Đối với các tổ máy phát điện bằng than, hiệu suất thô theo nhiệt trị thấp tại công suất định mức của tổ máy được quy về điều kiện nhiệt độ nước làm mát đầu vào 28°C và nhiệt độ môi trường 30°C; các tổ máy phát điện bằng khí đốt, sử dụng công nghệ tua-bin khí chu trình đơn, hiệu suất tổ tua-bin khí (điều kiện ISO); các tổ máy phát điện bằng khí đốt, sử dụng công nghệ tua-bin khí chu trình kết hợp, hiệu suất của cụm tua-bin khí chu trình kết hợp (điều kiện ISO) được xác định theo công suất đơn vị của tổ tua-bin khí đơn.



Hình 16: Những thay đổi trong chi phí hệ thống được khấu trừ hàng năm trong *Kịch bản C3 về TKNL* so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*

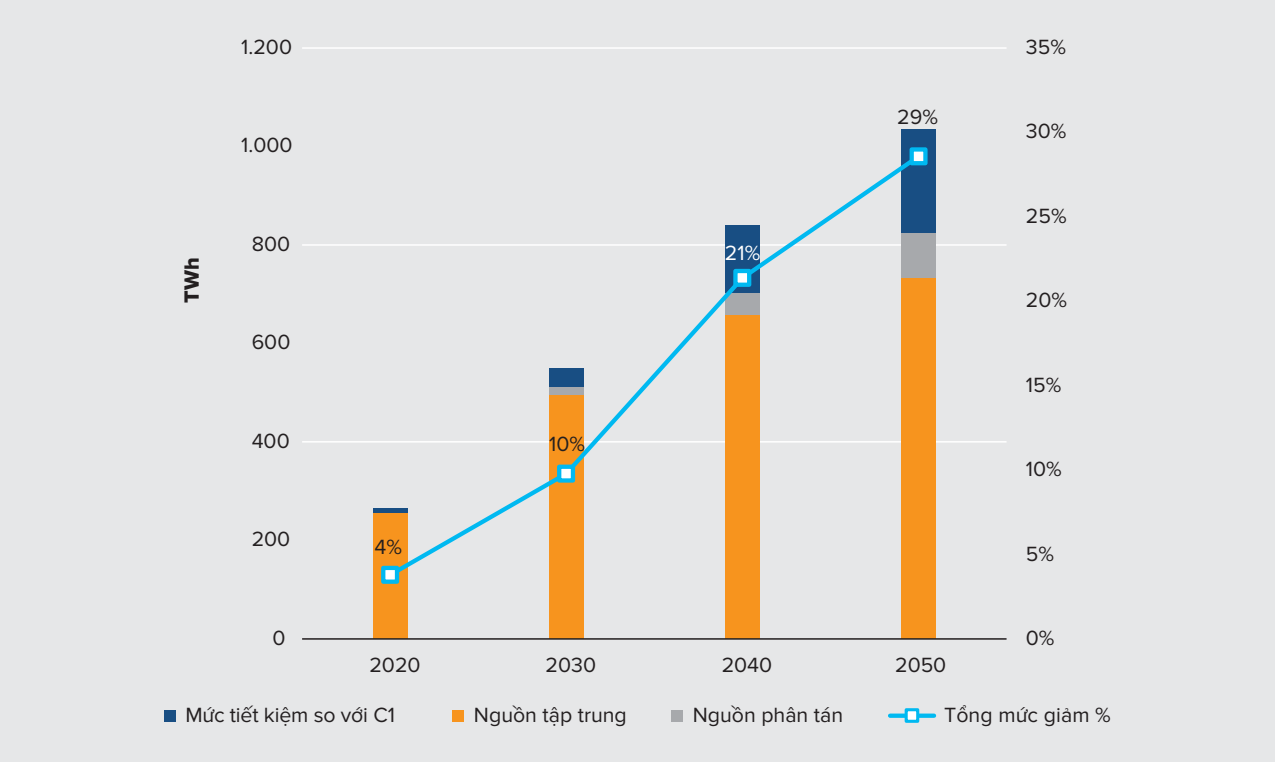
Với việc áp dụng các biện pháp TKNL, có thể giảm được 630 PJ năm 2030 và 1.970 PJ năm 2050 trong tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng, so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT,* dựa trên cường độ sử dụng năng lượng của các công nghệ hiện tại vào năm 2014 và giả định về mức độ áp dụng hạn chế các công nghệ TKNL cho phía cầu. Con số này tương ứng với tỷ lệ giảm tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng là 12% năm 2030 và 20% năm 2050, chủ yếu do giảm tiêu thụ dầu trong ngành giao thông vận tải và giảm nhu cầu điện trong ngành công nghiệp và dân dụng. Ngoài ra, các hoạt động TKNL có thể giúp giảm phát thải hàng năm ở mức 83 triệu tấn CO_2 năm 2030 và 237 triệu tấn CO_2 năm 2050, là kết quả tổng hợp các tác động đạt được trong các ngành điện, công nghiệp và GTVT.

Mặc dù không có kịch bản cơ sở nào được xây dựng cho các mục tiêu của VNEEP3, nhưng nếu sử dụng *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* làm cơ sở thì mức giảm tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong trường hợp khai thác toàn bộ tiềm năng TKNL (*Kịch bản C3 về TKNL*) sẽ cao hơn so với mục tiêu đề ra của VNEEP3 bao gồm TKNL 5-7% trong giai đoạn 2019-2025 và 8-10% đến năm 2030. Điều này cho thấy nếu áp dụng thêm các biện pháp TKNL so với mục tiêu của VNEEP3 thì vẫn có hiệu quả về chi phí. Hình 17 cho thấy thay đổi về tỷ lệ phần trăm trong tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong *Kịch bản C3 về TKNL* so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, cũng như so sánh với các mục tiêu đề ra trong VNEEP3.



Hình 17: Thay đổi về tỷ lệ phần trăm trong tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong *Kịch bản C3 về TKNL* so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* và VNEEP3

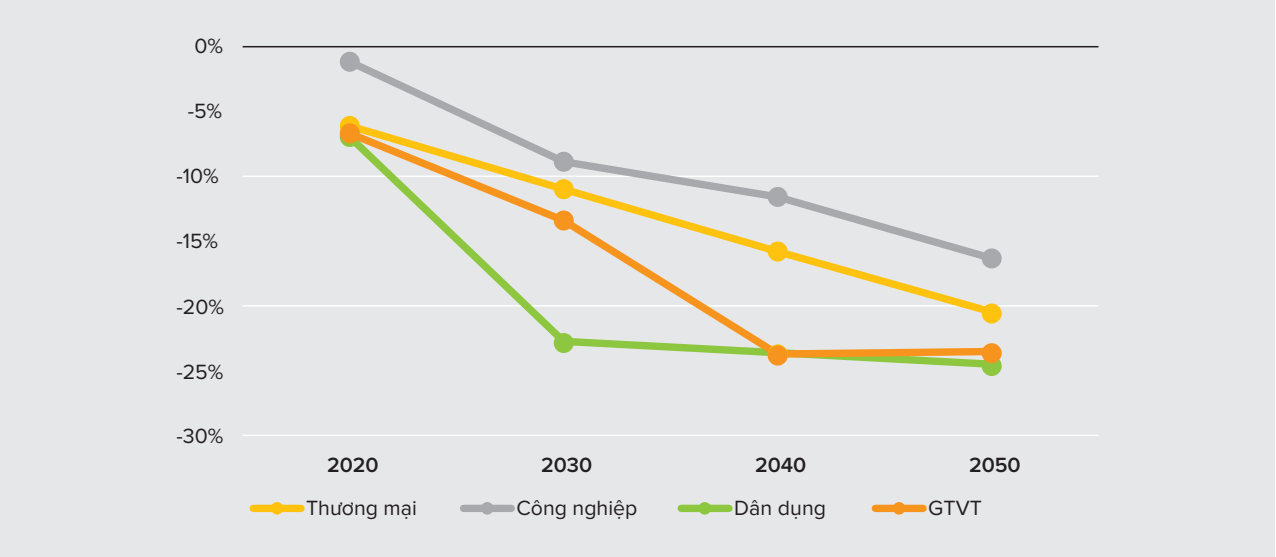
Các hoạt động TKNL làm giảm yêu cầu về sản xuất điện đối với các nhà máy điện tập trung do giảm nhu cầu điện. Đồng thời, sản xuất điện từ các nguồn điện phân tán (nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp và điện mặt trời phân tán) tăng lên về dài hạn do tối ưu hóa chi phí và giả định nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp có tiềm năng lớn hơn trong tương lai. Các hoạt động TKNL trong *Kịch bản C3 về TKNL* có thể giúp tiết kiệm đến 10% sản lượng điện sản xuất tập trung vào năm 2030 và 19% vào năm 2050, so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*. Các nguồn điện phân tán có thể cung cấp sản lượng điện chiếm đến 2,9% tổng nhu cầu điện năng vào năm 2030 và 8,6% vào năm 2050 trong *Kịch bản C3 về TKNL*. Phân tích chi phí thấp nhất giữa các ngành trong Báo cáo EOR19 cho thấy đầu tư vào các công nghệ TKNL mang lại chi phí hiệu quả hơn so với đầu tư vào 6.000 MW và 23.000 MW nhiệt điện than vào năm 2030 và 2050. Hình 18 minh họa các tác động của hoạt động TKNL đối với nhu cầu điện và các yêu cầu về sản xuất điện.



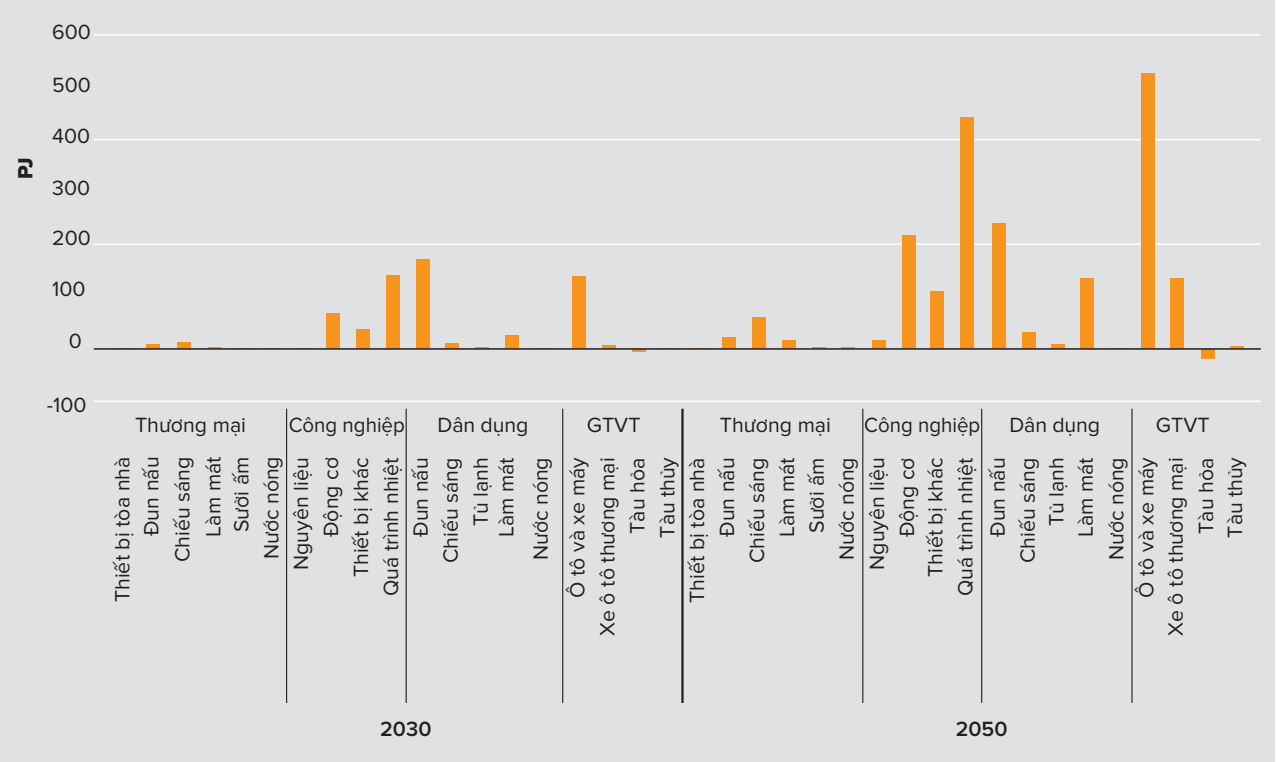
Hình 18: Các tác động của các biện pháp TKNL và các nhà máy nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp trong *Kịch bản C3 về TKNL* so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*. Nguồn điện "phân tán" bao gồm xấp xỉ 80% là các nhà máy nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp và 20% là điện mặt trời phân tán.

Những lĩnh vực nào là quan trọng nhất đối với TKNL?

Các ngành khác nhau có các mức độ TKNL khác nhau, khi áp dụng một tỷ lệ lớn các công nghệ TKNL trong *Kịch bản C3 về TKNL* so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*. Tính đến năm 2030, các biện pháp TKNL sẽ làm giảm tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng ở mức 8,9% (247 PJ), 11,0% (34 PJ), 22,7% (210 PJ) và 13,4% (142 PJ) lần lượt cho các ngành công nghiệp, thương mại, dân dụng và GTVT (Hình 19).



Hình 19: Thay đổi tỷ lệ phần trăm về tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo ngành trong *Kịch bản C3 về TKNL* so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*



Hình 20: Tiềm năng kinh tế TKNL theo mục đích sử dụng cuối cùng và theo ngành trong *Kịch bản C3 về TKNL* so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*

Trong ngành công nghiệp, xi măng, sắt thép, dệt may và thực phẩm là các tiểu ngành chính để cải thiện TKNL. Các biện pháp TKNL trong các quy trình nhiệt chiếm 61% tổng mức TKNL, tiếp đến là bộ truyền động của máy (21%) và các trang thiết bị (18%) vào năm 2030 (Hình 20). Trong giai đoạn đến năm 2050, cải thiện TKNL đối với nhiệt xử lý trong các ngành xi măng, sắt thép, giấy và bột giấy, thực phẩm và dệt may là lĩnh vực quan trọng nhất để khai thác tiềm năng TKNL. Trong hệ thống truyền động của máy móc công nghiệp, các động cơ và biến tần (VSD) sử dụng năng lượng hiệu quả cũng là những ứng dụng quan trọng trong tất cả các tiểu ngành, đặc biệt là ngành sản xuất sắt thép và dệt may sau năm 2030. Ngoài ra, hệ thống chiếu sáng TKNL (nằm trong hạng mục cải thiện TKNL tại các cơ sở sản xuất công nghiệp) cũng là biện pháp cần thiết đối với tất cả các tiểu ngành công nghiệp và cần được ưu tiên đối với các nhà máy công nghiệp.

Trong khu vực dân dụng, nấu ăn, làm mát không gian và chiếu sáng là ba lĩnh vực chính để cải thiện sử dụng năng lượng hiệu quả. Việc sử dụng bếp TKNL, chuyển đổi nhiên liệu sang LPG và dùng bếp điện trong các hộ gia đình nông thôn đóng vai trò hết sức quan trọng trong việc phân bổ lại các nguồn năng lượng sinh khối từ sử dụng trong sinh hoạt sang sử dụng tại các nhà máy điện nhiệt đồng phát trong công nghiệp hoặc các nhà máy điện tập trung khác có hiệu quả năng lượng cao hơn. Ngoài ra, với dự báo gia tăng nhu cầu làm mát, việc ứng dụng các thiết bị điều hòa không khí sử dụng năng lượng hiệu quả đóng vai trò chủ đạo trong việc giảm tiêu thụ năng lượng tại khu vực dân dụng.

Trong ngành thương mại, chiếu sáng là lĩnh vực chính để cải thiện TKNL với việc sử dụng các thiết bị chiếu sáng sử dụng năng lượng hiệu quả. Nấu ăn và làm mát không gian cũng là các lĩnh vực quan trọng cho TKNL, ví dụ như lắp đặt các thiết bị điều hòa không khí sử dụng năng lượng hiệu quả.

Trong ngành GTVT, giao thông đường bộ là một trong những lĩnh vực chính để cải thiện TKNL với đóng góp đáng kể từ ô tô, xe máy và các phương tiện vận tải thương mại khác (xe buýt và xe tải) chủ yếu do áp dụng các tiêu chuẩn cao hơn về tiết kiệm nhiên liệu. Các sản phẩm dầu phục vụ cho giao thông vận tải được nhập khẩu với tỷ trọng ngày càng tăng, điều đó khiến TKNL trong GTVT trở thành một lĩnh vực trọng tâm vô cùng quan trọng.

Sử dụng điện trong GTVT không được phân tích trong Báo cáo EOR19, tuy nhiên các xu hướng trên thế giới về phát triển và giảm chi phí của các phương tiện chạy điện[19] cho thấy theo dự báo vận tải sử dụng điện có thể trở thành một lĩnh vực trọng tâm đối với Việt Nam. Nếu giao thông sử dụng điện được hỗ trợ với sự phát triển của các nguồn NLTT thì sẽ có tiềm năng về cải thiện TKNL, giảm ô nhiễm môi trường và giảm phụ thuộc vào nhập khẩu dầu.

5.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị

Việc chuyển đổi hệ thống năng lượng thành công và hiệu quả đòi hỏi tỷ trọng NLTT ở mức cao hơn và giảm tiêu thụ năng lượng thông qua các biện pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả. Việt Nam có tiềm năng lớn về TKNL và báo cáo EOR19 cho thấy TKNL có thể giúp giảm đáng kể tổng chi phí hệ thống thông qua đầu tư vào các công nghệ TKNL và cải thiện các quy trình sản xuất. Các dự án đầu tư vào các thiết bị TKNL cho các mục đích sử dụng cuối cùng (VD: các ngành công nghiệp và dân dụng) có tiềm năng về giảm nhu cầu năng lượng, từ đó dẫn tới giảm nhu cầu đầu tư mở rộng công suất nhà máy điện. Tuy nhiên, Việt Nam hiện đang đối mặt với thách thức về khai thác đầy đủ và hiệu quả tiềm năng TKNL, do các rào cản ở cấp tổ chức và tài chính.

Các giải pháp tiết kiệm năng lượng tham vọng cần được ưu tiên hàng đầu trong Quy hoạch phát triển điện quốc gia 8 (QHĐ8).

Báo cáo EOR19 hé lộ tiềm năng lớn về kinh tế và giảm phát thải đối với các công nghệ TKNL, mặc dù việc tính toán các chi phí thực hiện các biện pháp chính sách về TKNL (kiểm toán, báo cáo, chiến dịch truyền thông, v.v.) không được đưa vào phân tích. TKNL có thể đem lại tác động kết hợp của tiết kiệm nhiên liệu và chi phí, với hiệu ứng tới tất cả các ngành kinh tế, từ đó làm giảm khối lượng nhiên liệu nhập khẩu cũng như các tác động môi trường và khí hậu. Việc triển khai TKNL với chi phí thấp nhất có thể giúp tiết kiệm 5% và 11% chi phí hệ thống năng lượng vào các năm 2030 và 2050, cũng như giảm đáng kể phát thải CO_2 so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*.

Tiềm năng về giảm nhu cầu điện là rất lớn nếu TKNL được triển khai thành công, từ đó có thể giảm đáng kể chi phí đầu tư vào nhà máy điện. QHĐ8 được xây dựng trong thời gian tới cần xem xét nghiêm túc vấn đề TKNL và tập trung vào khai thác tiềm năng kinh tế và môi trường của TKNL. Các công ty cung cấp năng lượng chịu trách nhiệm về mức TKNL có thể là một gợi ý cho Việt Nam về làm thế nào để có thể tích hợp TKNL vào QHĐ8, đem lại các lợi ích tài chính cho cả các công ty cung cấp năng lượng và khách hàng của họ, cũng như các lợi ích kinh tế chung cho xã hội.

Cần tiếp tục triển khai và tăng cường chính sách tiết kiệm năng lượng hiện tại (VNEEP3).

Chương trình VNEEP3 thúc đẩy chiến lược quan trọng về tăng cường đầu tư vào TKNL. Sự tiếp nối và tuân thủ chương trình là hết sức quan trọng nhằm đảm bảo quá trình chuyển đổi hệ thống năng lượng theo hướng tiếp cận với nguồn năng lượng tin cậy, có chi phí hợp lý và sử dụng hiệu quả hơn các nguồn năng lượng. Báo cáo EOR19 cho thấy các hoạt động TKNL được phân tích giúp đạt được và vượt xa các mục tiêu cao của VNEEP3 vào năm 2030. Điều này có nghĩa là các dự án đầu tư vào TKNL được đề xuất trong Báo cáo EOR19 là các dự án có hiệu quả về chi phí và thậm chí sẽ triển khai TKNL nhiều hơn vào năm 2030 so với kế hoạch của VNEEP3. Điều này có thể đạt được bằng cách áp dụng hoặc tăng cường các giải pháp sau:

- Các tiêu chuẩn hiệu suất năng lượng tối thiểu (VD: các thiết bị trong tòa nhà, điều hòa không khí) và dán nhãn năng lượng bắt buộc cho các thiết bị sử dụng năng lượng;
- Các tiêu chuẩn về tiết kiệm nhiên liệu trong giao thông, thông qua các chính sách khuyến khích kinh tế đối với các phương tiện giao thông vận tải TKNL và phát thải carbon thấp, cũng như chuẩn bị cơ sở hạ tầng cho các phương tiện chạy bằng điện;
- Kiểm toán năng lượng và các hệ thống quản lý năng lượng (ISO 50.001++) trong tất cả các cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm;
- Chương trình thỏa thuận tự nguyện và các chương trình hỗ trợ tài chính và tài khóa đối với mức TKNL được lượng hóa và chứng nhận;
- Áp dụng và thử nghiệm thí điểm mua bán mức TKNL (VD: đấu giá và đấu thầu cạnh tranh đối với mức TKNL được chứng nhận) với trọng tâm là mức tiết kiệm điện;
- Đa dạng hóa và mở rộng nhu cầu đối với các đơn vị cung cấp dịch vụ TKNL, ví dụ như các cán bộ quản lý năng lượng và kiểm toán viên năng lượng được cấp phép, cũng như các đơn vị cung cấp công nghệ TKNL thông qua cải thiện tiếp thị và cải thiện, đa dạng hóa đào tạo.

[19] EA (2019), "Triển vọng toàn cầu về các phương tiện chạy bằng điện 2019", IEA, Paris, www.iea.org/publications/reports/globalevoutlook2019/.

Tập trung khắc phục các rào cản nhằm tạo điều kiện cho các dự án đầu tư quy mô lớn vào công nghệ TKNL cho các ngành sử dụng năng lượng.

Tiềm năng TKNL có hiệu quả về chi phí được đánh giá là lớn trong tất cả các ngành: giao thông, công nghiệp, thương mại và dân dụng, trong đó phân tích của Báo cáo EOR19 tập trung vào các lĩnh vực và tiểu ngành có hiệu quả cao nhất về chi phí cho đầu tư TKNL. Tuy nhiên, việc triển khai TKNL có thể phải đối mặt với nhiều rào cản về thông tin, quy định pháp lý, tài chính và thị trường không được đề cập trong Báo cáo EOR19 do báo cáo chỉ tập trung vào việc khai thác công nghệ có chi phí thấp nhất. Một vài trong số các rào cản này có thể khắc phục thông qua hoạt động mua bán mức TKNL. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy hoạt động này có thể tối ưu hóa những nỗ lực và chuyển hướng đầu tư sang các lĩnh vực dễ triển khai nhất. Một ví dụ của Đan Mạch đó là các công ty cung cấp năng lượng phải chịu trách nhiệm triển khai các biện pháp TKNL và khởi xướng đấu giá mức TKNL.

Cần triển khai các chính sách khuyến khích để hỗ trợ các dự án đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp.

Các tác động kết hợp của TKNL và đầu tư mới vào các nhà máy nhiệt điện đồng phát trong công nghiệp có thể làm giảm sản lượng điện của các nhà máy điện tập trung ở mức 10% năm 2030 và 29% năm 2050. Các dự án đầu tư nêu trên cần ưu tiên sử dụng các nguồn năng lượng trong nước, ví dụ như sinh khối. Tuy nhiên, các chính sách khuyến khích là cần thiết nhằm tăng cường ứng dụng mô hình nhiệt điện đồng phát trong các ngành công nghiệp để khắc phục các rào cản đối với khả năng cung cấp nhiên liệu và quy mô kinh tế của mô hình đồng phát trong công nghiệp.

Trong ngành công nghiệp, đặc biệt là tất cả các cơ sở sản xuất công nghiệp có nhu cầu lớn cả về điện và nhiệt, các nhà máy điện nhiệt đồng phát có thể giúp giảm các yêu cầu về năng lượng thông qua cung cấp đồng thời điện và nhiệt. Việc mở rộng phát triển công nghệ này cần được hỗ trợ với quy định pháp lý đầy đủ, ví dụ như biểu giá điện phản ánh chi phí (theo giờ) và các phương án bán lượng điện dư thừa lên lưới điện. Điều quan trọng là quy định này cần bao gồm các biện pháp về kiểm soát mức phát thải đối với tất cả các nhà máy, do khung pháp lý hiện tại chỉ tập trung vào các nhà máy nhiệt điện đồng phát quy mô lớn (công suất 4-15 GW).

6

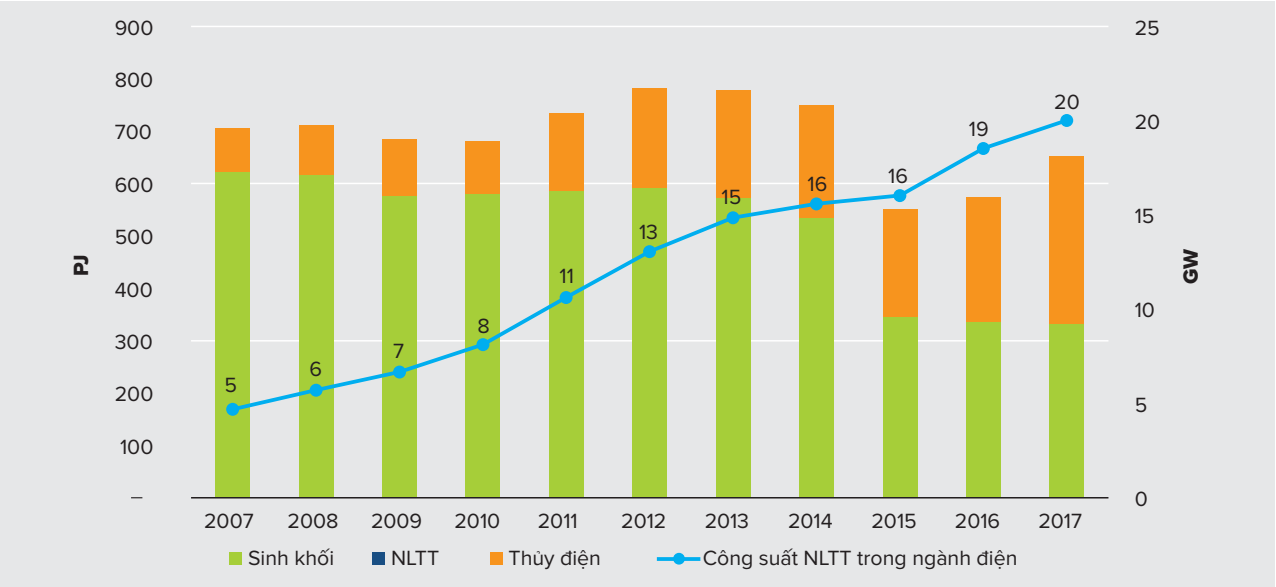
Năng lượng tái tạo

6. Năng lượng tái tạo

6.1 Hiện trạng và các xu hướng

Việt Nam có tiềm năng lớn về năng lượng tái tạo, bao gồm thủy điện, mặt trời, gió, sinh khối và chất thải rắn. Tỷ trọng NLTT trong tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (TPES) là 37% vào năm 2007. Tuy nhiên, tỷ trọng này đã giảm dần xuống 22% vào năm 2017. Sinh khối và thủy điện là các dạng NLTT chính ở Việt Nam cho đến nay. Vào năm 2017, sinh khối chiếm khoảng 51% và thủy điện chiếm khoảng 49% trong cơ cấu NLTT, trong khi năng lượng mặt trời và năng lượng gió chiếm tỷ lệ rất nhỏ trong TPES.

Đến năm 2019, các nguồn thủy điện vừa và lớn (tiềm năng công suất khoảng 20 GW[20]) đã được khai thác gần hết. Nguồn thủy điện nhỏ có tổng tiềm năng khoảng 6,7 GW, trong đó hơn 3 GW đang được vận hành. Tổng tiềm năng kỹ thuật của các nguồn sinh khối là khoảng 7 GW cho sản xuất điện, tiềm năng điện từ chất thải rắn là 1,5 GW, nhưng đến nay chỉ có 0,3 GW đã được khai thác. Các nguồn NLTT có tiềm năng cao cho phát triển trong tương lai là điện gió và điện mặt trời. Chỉ có một lượng nhỏ công suất điện gió và điện mặt trời đi vào vận hành trước năm 2018, nhưng quy mô công suất đã tăng mạnh từ năm 2019 (với 4,5 GW điện mặt trời và 0,45 GW điện gió tính đến cuối tháng 6/2019) (EVN, 2019).



Hình 21: Phát triển NLTT (TPES) ở Việt Nam trong giai đoạn 2007-2017 (trục bên trái) và công suất điện NLTT (trục bên phải), trong đó bao gồm thủy điện nhỏ và lớn. Cần lưu ý rằng có sự thay đổi về công suất từ năm 2014 sang năm 2015 của nguồn cung sinh khối, một phần do sự thay đổi về phương pháp thu thập dữ liệu. Số liệu NLTT (TPES) cho giai đoạn 2007-2014 dựa trên (Viện Năng lượng, 2017) và giai đoạn 2015-2017 dựa trên (GSO, 2019), trong khi đó số liệu về công suất NLTT dựa trên (NLDC, 2018).

Tại Việt Nam, điện mặt trời có tiềm năng lớn nhất trong các nguồn NLTT, mặc dù bị hạn chế bởi nhu cầu sử dụng đất (diện tích đất sử dụng trung bình là 1,1-1,2 ha/MW – phụ thuộc vào hiệu suất[21]). Tiềm năng điện mặt trời sử dụng trong các mô hình mô phỏng là hơn 380 GW (tiềm năng kinh tế[22] trong (Viện Năng lượng, 2018)), nhưng không được phân bổ đều giữa các vùng mà tập trung ở khu vực miền Nam, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên. Do cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời kết thúc vào tháng 6/2019, các dự án điện mặt trời hiện đang bùng nổ ở Việt Nam. Đến tháng 8/2019, tổng công suất của các dự án đầu tư đã đăng ký đạt khoảng 32 GW trong đó 10,3 GW đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch cho giai đoạn đến năm 2025; tuy nhiên không phải tất cả các dự án đều có thể được thực hiện. Với quy hoạch bổ sung đã được phê duyệt, tiến độ xây dựng lưới điện truyền tải gặp nhiều khó khăn trong việc đáp ứng tiến độ vận hành của tất cả các dự án điện mặt trời, vì các thủ tục đầu tư xây dựng và thu xếp vốn hiện đang làm chậm các dự án truyền tải.

[20] Tiềm năng NLTT theo dự thảo báo cáo Quy hoạch phát triển NLTT của Việt Nam đến năm 2035, Viện Năng lượng, tháng 10/2018
[21] Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg, ngày 11 tháng 4 năm 2017.
[22] Đối với mô hình hóa chi phí tối thiểu, tiềm năng kỹ thuật là số liệu đầu vào được ưu tiên, dựa vào đó mô hình xác định tính khả thi về kinh tế. Đối với điện mặt trời, thiếu dữ liệu đầu vào có nghĩa là việc sử dụng số liệu tiềm năng kỹ thuật sẽ dẫn tới ước tính quá cao tiềm năng cạnh tranh cho điện mặt trời. Để tránh lỗi này, tiềm năng kinh tế được sử dụng làm số liệu đầu vào cho điện mặt trời.

Tổng tiềm năng của điện gió trên bờ được sử dụng trong các mô hình là khoảng 217 GW (xét tốc độ gió >4.5m/s, ở độ cao 80 m, tiềm năng kỹ thuật trong (Viện Năng lượng, 2018)), chủ yếu tập trung ở miền Nam, khu vực Tây nguyên và Nam Trung Bộ. Với cơ chế khuyến khích mới của Việt Nam, nhiều nhà đầu tư đã trình các dự án điện gió với tổng công suất lên tới 10 GW trong đó khoảng 5 GW đã được phê duyệt bổ sung quy hoạch, phần lớn là ở miền Nam và khu vực Nam Trung Bộ. Tương tự như với điện mặt trời, lưới truyền tải có thể sẽ không phát triển kịp tiến độ để nối lưới tất cả các dự án điện gió trong giai đoạn đến cuối năm 2021, khi cơ chế hỗ trợ hết hạn. Mặc dù điện gió có tiềm năng lớn và chỉ chiếm ít diện tích đất (giới hạn sử dụng đất trực tiếp là 0,35 ha/MW[23]), chỉ có những địa điểm có gió tốt nhất mới có thể cạnh tranh được với điện mặt trời về mặt chi phí do chi phí đầu tư điện mặt trời đang giảm rất nhanh.

Ngoài ra, Việt Nam có bờ biển dài và có tiềm năng điện gió ngoài khơi lớn, đặc biệt ở miền Nam và khu vực Nam Trung Bộ, nơi có đáy biển tương đối nông, thuận tiện cho xây dựng điện gió ngoài khơi. Ví dụ, theo một báo cáo đánh giá (ESMAP & Ngân hàng thế giới, 2019) về điện gió ngoài khơi khu vực biển Ninh Thuận, tốc độ gió trung bình là 10 m/s; mở rộng xuống bờ biển phía Nam, tốc độ gió trung bình là 7 m/s. Khu vực này có tiềm năng kỹ thuật gió xa bờ lên đến 76 GW. Tuy nhiên, tiềm năng điện gió ngoài khơi cần được nghiên cứu thêm trong thời gian tới.

Một số những thách thức đang nổi lên khi phát triển quy mô lớn các nguồn điện gió và điện mặt trời, bao gồm khả năng tích hợp và cân bằng điện gió và điện mặt trời vào hệ thống điện, khả năng tăng cường và mở rộng lưới truyền tải và những yêu cầu sử dụng đất, đặc biệt đối với những trang trại điện mặt trời lớn.

Các chính sách và mục tiêu về NLTT

Những cơ chế hiện tại để khuyến khích và hỗ trợ phát triển NLTT ở Việt Nam là:

- *Cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời – Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017:* thực hiện cơ chế giá FiT, trong đó giá mua điện mặt trời là 9,35 US cent/kWh đối với các dự án đưa vào vận hành trước tháng 7/2019. Quyết định này có giá trị đến tháng 6/2019 và hiện tại một cơ chế giá điện mới đang được soạn thảo nhưng chưa được phê duyệt.
- *Cơ chế khuyến khích phát triển điện gió – Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018:* giá mua điện là 8,5 US cent/kWh đối với điện gió trên bờ và 9,8 US cent/kWh đối với các dự án điện gió ngoài khơi đưa vào vận hành trước tháng 11/2021.
- *Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện sinh khối nối lưới tại Việt Nam - Quyết định số 24/2014/QĐ-TTg ngày 24/3/2014 của Thủ tướng:* giá điện (FiT) đối với điện sinh khối là 5,8 US cent/kWh.
- *Cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện đốt rác thải rắn - Quyết định số 31/2014/QĐ-TTg ngày 05/5/2014 về:* giá mua điện từ nhà máy điện đốt rác thải rắn trực tiếp là 10,05 US cent/kWh, giá mua điện từ nhà máy điện rác thải rắn chôn lấp là 7,28 US cent/kWh.

Các mục tiêu chính sách NLTT tại Việt Nam gồm:

- *Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo của Việt Nam (REDS) đến năm 2050* đã được Thủ tướng phê duyệt tại Quyết định số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015, trong đó đề ra tỷ lệ điện sản xuất từ NLTT (bao gồm cả thủy điện lớn và nhỏ) trong tổng điện năng sản xuất của quốc gia phải đạt 38% vào năm 2020; 32% vào năm 2030 và 43% vào năm 2050.
- *QHĐ7 điều chỉnh:* dự kiến các nguồn điện NLTT (bao gồm thủy điện nhỏ, điện gió, điện mặt trời, và điện sinh khối) sẽ chiếm 21% tổng công suất nguồn điện của quốc gia vào năm 2030.

[23] Thông tư 02/2019/TT-BCT, "Quy định thực hiện phát triển dự án điện gió và hợp đồng mua bán điện mẫu cho các dự án điện gió", ban hành ngày 15/01/2019.

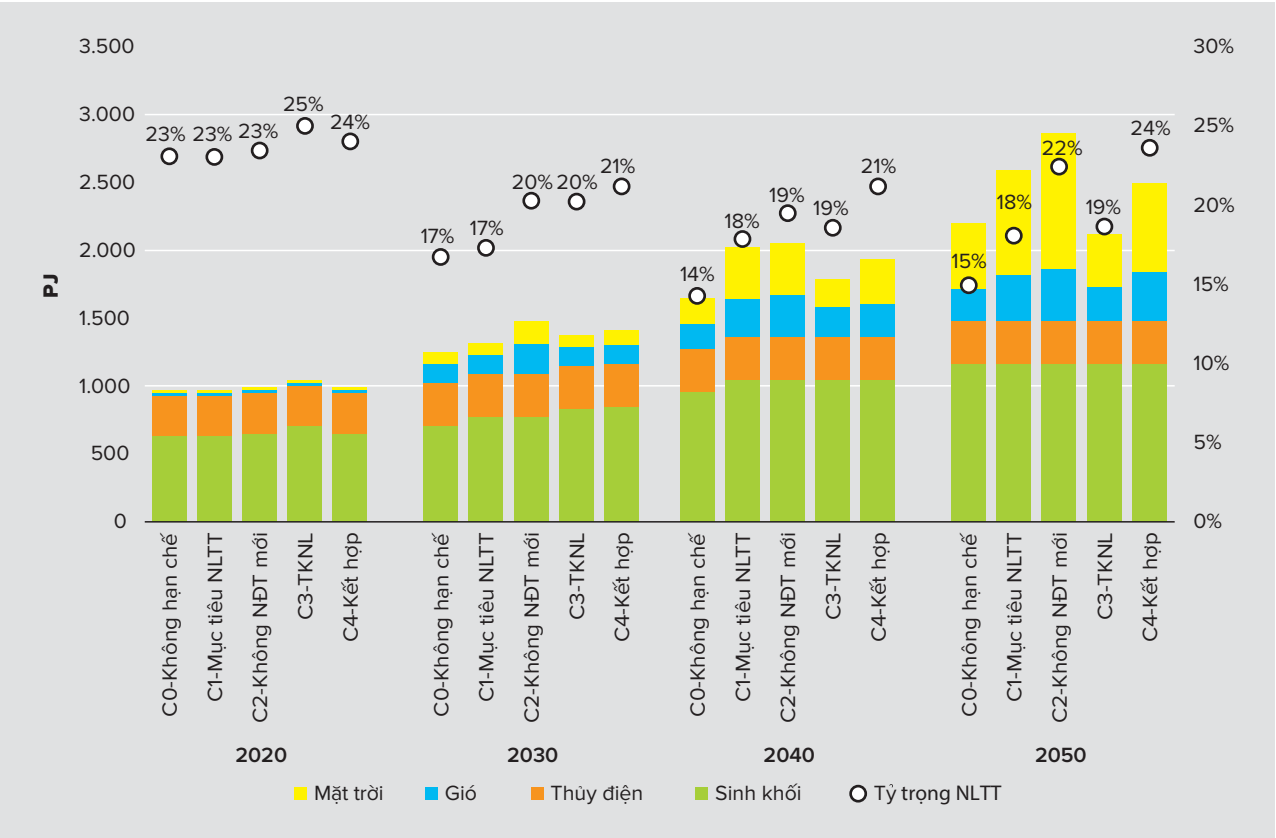
6.2 Triển vọng năng lượng tái tạo

Xu hướng phát triển các công nghệ NLTT?

Điện sinh khối và thủy điện là hai nguồn NLTT chính đang được sử dụng hiện nay ở Việt Nam. Trong tương lai, các nguồn này sẽ được tiếp tục sử dụng và dự kiến sẽ được bổ sung với nguồn điện gió và điện mặt trời. Chi phí của điện gió và điện mặt trời đã giảm mạnh trong năm năm qua. Việt Nam có nguồn năng lượng mặt trời rất tốt, chủ yếu tập trung ở khu vực miền Nam. Các nguồn gió nhìn chung có chất lượng thấp và trung bình, tuy nhiên cũng có những địa điểm có gió tốt. Ngoài ra, các nguồn gió chất lượng rất tốt nằm ở ngoài khơi, như nguồn gió gần bờ biển Ninh Thuận.

Báo cáo EOR19 cho thấy các nguồn NLTT sơ cấp chủ yếu là sinh khối (gỗ, bã mía, trấu, v.v. được sử dụng trong các hộ gia đình và trong công nghiệp) và thủy điện trong ngắn hạn và năng lượng gió và mặt trời trong dài hạn với tỷ trọng dự kiến sẽ gia tăng đáng kể (Hình 22). Tỷ trọng NLTT trong TPES có xu hướng giảm nhẹ trong những năm tới do có sự tăng mạnh trong tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch. Tiềm năng thủy điện còn lại chưa được khai thác tương đối nhỏ, năng lượng sinh học có tiềm năng đóng vai trò ngày càng quan trọng hơn trong sản xuất điện và điện – nhiệt đồng phát trong công nghiệp. Hai nguồn NLTT chính trong hệ thống năng lượng sẽ là điện gió và điện mặt trời. Mặc dù các mục tiêu đề ra trong REDS về tỷ trọng NLTT trong ngành điện đều được đáp ứng trong tất cả các kịch bản, tỷ trọng NLTT cho TPES thấp hơn nhiều so với mục tiêu đề ra trong REDS, thậm chí trong kịch bản kết hợp tham vọng nhất (32% năm 2030 và 44% năm 2050). Điều này cho thấy các mục tiêu của REDS về tỷ trọng NLTT trong TPES là quá tham vọng và không hài hòa với các mục tiêu của ngành điện. Xem thêm Mục 8.3 trong đó có khuyến nghị về hài hòa mục tiêu chính sách.

Điện năng từ thủy điện được tính dựa vào năm có thời tiết bình thường. Trong năm ít nước, sản lượng điện từ các nguồn thủy điện sẽ giảm đến 25%. Một phân tích độ nhạy để kiểm tra tác động giảm sản lượng này cho thấy cần bổ sung thêm điện gió và điện mặt trời (khoảng 5-10 GW vào năm 2030, 2040 và 2050) để đạt được mục tiêu NLTT và tổng chi phí hệ thống sẽ tăng khoảng 6% vào năm 2030 và khoảng 3% vào năm 2050 trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*.

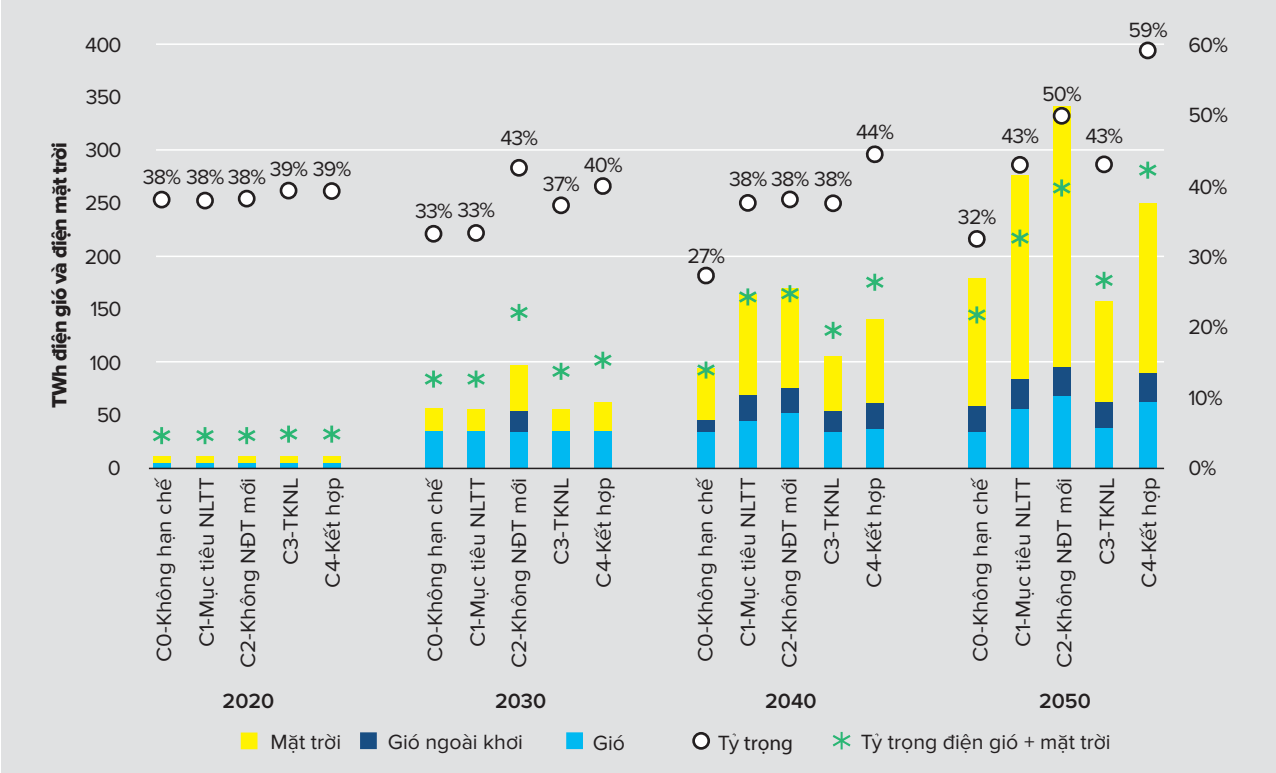


Hình 22: Các nguồn NLTT và tỷ trọng tương ứng trong TPES (bao gồm cả thủy điện lớn và nhỏ) đối với tất cả các kịch bản được phân tích

Vai trò của điện mặt trời và điện gió trong hệ thống điện

Trong Báo cáo EOR19, có thể thấy rõ điện mặt trời và điện gió sẽ đóng vai trò quan trọng trong tương lai. Ngay cả trong *Kịch bản C0 Không hạn chế* mang tính lý thuyết, trong đó không có yêu cầu nào về mục tiêu NLTT, vẫn có sản lượng điện đáng kể từ điện gió và điện mặt trời. Điều này cho thấy công nghệ điện gió và điện mặt trời đã hấp dẫn ngay cả khi không có trợ giá, vì chi phí cho nguồn điện mặt trời và điện gió thấp hơn so với nhiệt điện than. Theo quan điểm chi phí cực tiểu, hơn 20 GW điện gió và điện mặt trời ở những địa điểm tốt nhất sẽ có chi phí rẻ hơn điện than vào năm 2030, và đến năm 2050 sẽ tăng lên tới khoảng 90 GW.

Điện mặt trời và điện gió là các nguồn điện hấp dẫn trong các kịch bản, vì chúng có chi phí vận hành và bảo dưỡng thấp và không mất chi phí nhiên liệu. Chi phí đầu tư ban đầu đang giảm theo các năm và đến nay đã đạt được các giá trị chi phí điện năng quy dẫn (LCOE) có tính cạnh tranh. Phân tích bổ sung cho Báo cáo EOR19[24] cho thấy nếu tỷ trọng điện mặt trời và điện gió tăng lên, thì tổng chi phí của hệ thống năng lượng sẽ tăng nhẹ trong các kịch bản, và chi phí vốn tăng nhanh (VD: vào năm 2050, tỷ trọng điện mặt trời và điện gió có thể đạt 30% với chi phí vốn chiếm 53% tổng chi phí của hệ thống điện; nếu tỷ trọng tăng lên 70% điện mặt trời và điện gió thì chi phí vốn sẽ chiếm 80%). Do đó, trong quá trình chuyển đổi từ sản xuất điện truyền thống sang điện gió và điện mặt trời, việc tiếp cận nguồn vốn đóng vai trò ngày càng quan trọng, ngay cả khi dự kiến chi phí đầu tư của điện gió và điện mặt trời sẽ giảm mạnh trong 30 năm tới. Cẩm nang Công nghệ sản xuất điện của Việt Nam (EREA & DEA, 2019f) cung cấp một tổng quan toàn diện về dự báo xu hướng chi phí phát triển điện mặt trời và điện gió (cũng như các công nghệ khác) như đã sử dụng trong Báo cáo EOR19.



Hình 23: Điện sản xuất (TWh) từ điện gió và điện mặt trời với tỷ trọng NLTT (bao gồm cả thủy điện lớn và nhỏ) và tỷ trọng điện gió và điện mặt trời

[24] Phân tích bổ sung được mô tả trong Báo cáo kỹ thuật (EREA & DEA, 2019a).

Hình 23 thể hiện xu hướng phát triển điện mặt trời và điện gió trong Báo cáo EOR19. Trong tất cả các kịch bản, sản lượng điện sản xuất từ điện gió lớn hơn so với điện mặt trời vào năm 2030. Điện gió sản xuất lượng điện năng (TWh) trên 1 GW công suất nhiều hơn điện mặt trời vì nó có thời gian vận hành công suất cực đại quy đổi lớn hơn. Trong các kịch bản, cơ cấu nguồn điện theo tiêu chí chi phí cực tiểu có kết quả yêu cầu công suất xây dựng là 1 GW/năm đối với điện gió và 1-2 GW/năm đối với điện mặt trời trong giai đoạn 2020-2030. Tuy nhiên, khi thực hiện giảm chi phí hơn nữa và khai thác hết những vị trí điện gió trên bờ tốt nhất thì điện mặt trời sẽ là nguồn điện NLTT chủ lực cùng với điện gió ngoài khơi.

Các phát hiện quan trọng khác bao gồm:

- Các kịch bản cho thấy sau năm 2030 nếu bám sát các chỉ tiêu phát triển NLTT của ngành điện trong REDS (*Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*) sẽ cho kết quả là điện mặt trời và điện gió sẽ đạt tỷ trọng cao hơn nhiều (tương ứng là 13% và 33% vào năm 2030 và 2050).
- Nếu không xây dựng các nhà máy nhiệt điện than mới sau năm 2025 (*Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới*) thậm chí sẽ đạt tỷ trọng của điện mặt trời và điện gió cao hơn trong cơ cấu nguồn điện (tương ứng là 22% và 40% vào năm 2030 và 2050), và tỷ trọng NLTT sẽ đạt 50% vào năm 2050.
- Nhu cầu điện giảm khoảng 30% vào năm 2050 (*Kịch bản C3 về TKNL*) có nghĩa là mục tiêu NLTT có thể đạt được với sản lượng điện tuyệt đối thấp hơn từ NLTT. Trong kịch bản này, điện gió và điện mặt trời sẽ giảm nếu thủy điện và điện sinh khối có giá trị không đổi.
- Kết hợp điều kiện không có nhiệt điện than mới và thực hiện TKNL (*Kịch bản kết hợp C4*) sẽ cho kết quả tỷ trọng NLTT dài hạn cao nhất đạt 59% vào năm 2050, với tỷ trọng điện mặt trời và điện gió cao nhất là 42%. Tuy nhiên, nhu cầu điện giảm dẫn tới việc mở rộng công suất ít hơn so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*.

Điện mặt trời

Điện mặt trời công suất lớn đòi hỏi diện tích đất để lắp đặt. Những giá trị chính đặc trưng cho điện mặt trời là 1,1-1,2 ha/MW. Trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT,* công suất của điện mặt trời lên đến 117 GW vào năm 2050 (xem Bảng 4). Quy mô này đòi hỏi tổng diện tích đất là 1.545 km2 tương đương 0,5% tổng diện tích đất của Việt Nam. Công suất điện mặt trời lớn nhất được triển khai trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* là ở khu vực miền Nam (76 GW vào năm 2050), tương ứng với 1,6% tổng diện tích đất của khu vực. Chỉ có diện tích đất không sử dụng được xem xét trong các kịch bản, một mức giá đất tiêu chuẩn và mức giá đất cao được sử dụng để đánh giá các địa điểm khác nhau để lắp đặt điện mặt trời. Trong các kịch bản, chỉ có khu vực đất có giá thấp được sử dụng (50% của tổng tiềm năng trong từng khu vực). Chỉ có một ngoại lệ trong kịch bản C2, trong đó 10% diện tích đất có giá đất cao được sử dụng ở khu vực miền Nam vào năm 2050.

Việc mở rộng công suất điện mặt trời đề cập trong Báo cáo EOR19 tập trung ở khu vực miền Nam. Điện mặt trời trong khu vực này là hấp dẫn xét theo quan điểm chi phí cực tiểu, do có nguồn năng lượng mặt trời chất lượng tốt và nhu cầu tiêu thụ điện lớn ở thành phố Hồ Chí Minh. Mặc dù tỷ lệ chiếm đất là nhỏ, 76 GW công suất điện mặt trời ở khu vực miền Nam vào năm 2050 cho thấy sự phát triển mạnh mẽ loại hình nguồn điện này tại một khu vực tập trung, với tốc độ tăng trung bình 2 GW/năm trong cả giai đoạn để đạt mục tiêu công suất vào năm 2050.

Bảng 4: Mở rộng công suất của điện mặt trời và diện tích đất trong *Kịch bản C1-Mục tiêu NLTT* cho năm 2050

Khu vực	Tổng diện tích (km^2)	Tổng tiềm năng (GW)	Công suất ĐMT (C1, 2050, GW)	Diện tích yêu cầu (C1, 2050, km^2)	Tỷ lệ trong tổng diện tích	Tỷ lệ trong tiềm năng
Miền Bắc	116.459	7	3	44	0%	50%
Bắc Trung Bộ	41.587	1	0	5	0%	50%
Trung Trung Bộ	26.536	9	1	8	0%	7
Tây Nguyên	54.508	127	23	304	0,6%	18%
Nam Trung Bộ	27.527	85	14	179	0,7%	16%
Miền Nam	64.335	152	76	1.005	1,6%	50%
Toàn bộ	**330.952**	**381**	**117**	**1.545**	**0,5%**	**31%**

Phương án điện mặt trời thay thế

Loại công nghệ điện mặt trời được phân tích trong Báo cáo EOR19 là điện mặt trời ở quy mô nhà máy. Các loại khác có thể cạnh tranh với công nghệ này và trở nên hấp dẫn hơn. Hiện nay giải pháp hệ thống tấm pin mặt trời lắp nghiêng cố định là hấp dẫn nhất; tuy nhiên giải pháp hệ thống quay theo hướng mặt trời có một hoặc hai trục cũng là giải pháp kinh tế trong tương lai. Công nghệ hội tụ năng lượng mặt trời (CSP) cũng có thể là một lựa chọn. Với CSP, năng lượng mặt trời được thu nhận dưới dạng nhiệt nên có thể tích trữ ở dạng nhiệt - và có thể phát điện mà không phụ thuộc vào thông lượng bức xạ mặt trời thực.

Điện mặt trời áp mái cũng có thể bổ sung cho hệ thống điện điện mặt trời quy mô nhà máy, có lợi ích về sử dụng tối ưu không gian do không cần diện tích đất để lắp đặt. Vì hệ thống điện mặt trời áp mái là giải pháp phát điện phân tán, nghĩa là *bổ sung trực tiếp cho phía phụ tải điện*, nên chi phí đầu tư tăng cường lưới điện có thể sẽ thấp hơn. Tuy nhiên nếu công suất lắp đặt nhỏ (1-20 kW_{ac}) thì chi phí lắp đặt sẽ đắt hơn (trên mỗi kW) (IRENA, 2017). Theo quan điểm chi phí cực tiểu, điện mặt trời ở quy mô lớn sẽ hấp dẫn về mặt kinh tế hơn điện mặt trời áp mái. Điện mặt trời áp mái đã được thực hiện với số lượng lớn ở nhiều nước[25]. Sự phát triển của công nghệ này thường được thúc đẩy bằng ưu đãi thuế và trợ cấp hoặc hệ thống đo đếm điện năng bù trừ cho phép tương tác tự do với lưới điện địa phương. Hệ thống điện mặt trời công suất trung bình (100 kW – 1 MW) kết nối với các cơ sở sử dụng điện công nghiệp và thương mại có thể có lợi về quy mô lắp đặt, trong khi vẫn gần với phụ tải.

Điện gió

Việc mở rộng điện gió trong Báo cáo EOR19 tập trung ở khu vực Nam Trung bộ và Tây Nguyên (Bảng 5). Trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT,* phát triển điện gió trong 10 năm tới sẽ hấp dẫn đầu tư ở các khu vực Nam Trung Bộ, Tây Nguyên và miền Nam, tuy nhiên sau năm 2030, phát triển điện gió sẽ tập trung ở khu vực Nam Trung Bộ.

Đối với mỗi vùng có ba loại dữ liệu gió theo tốc độ được sử dụng là: cao, trung bình và thấp. Không có vùng gió thấp nào hấp dẫn đầu tư trong tất cả các kịch bản được phân tích. So với điện mặt trời, điện gió trên bờ đòi hỏi diện tích đất ít hơn và kinh nghiệm quốc tế cho thấy điện gió trên bờ có thể dễ dàng kết hợp với nông nghiệp, do đó việc tích hợp điện gió trên bờ ở Việt Nam cũng dễ dàng hơn.

Bảng 5. Mở rộng công suất điện gió theo khu vực và tổng tiềm năng theo tốc độ gió cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT.* Màu xanh lá cây: tiềm năng được sử dụng hết; màu cam: tiềm năng được sử dụng một phần đến năm 2050.

					Đơn vị: GW	Tiềm năng		
Khu vực		**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**Thấp**	**Trung bình**	**Cao**
Miền Bắc	Trên bờ			0,5	0,5	12,1	0,4	0,1
Bắc Trung Bộ	Trên bờ		0,0	0,2	1,4	9,3	1,2	0,2
Trung Trung Bộ	Trên bờ	0,1	0,2	0,2	0,2	9,8	1,2	0,2
Tây Nguyên	Trên bờ	0,1	3,6	3,6	5,0	57,0	13,8	3,6
Nam Trung bộ	Trên bờ	0,6	3,8	7,1	9,2	25,6	5,5	3,7
Nam Trung bộ	*Ngoài khơi*		2,5	5,0	6,0	-	-	6,0
Miền Nam	Trên bờ	0,5	2,5	2,5	2,5	56,6	16,8	0,3
Tổng		**1,3**	**10,1**	**19,1**	**24,8**	**170,4**	**38,9**	**14,1**

[25] Vào năm 2016, điện mặt trời quy mô nhà máy chiếm 60% công suất điện mặt trời toàn cầu, trong khi điện mặt trời khu vực dân dụng và phi dân dụng chiếm tỷ lệ khoảng 20% (IRENA, Chi phí và tính cạnh tranh của điện mặt trời, 2017).

Điện gió ngoài khơi là đầu tư hấp dẫn ở Việt Nam

Trong Báo cáo EOR19, do thiếu dữ liệu nên điện gió ngoài khơi chỉ được mô phỏng đại diện bởi sáu vị trí, tất cả đều ở gần Ninh Thuận thuộc khu vực Nam Trung Bộ. Những vị trí này là ví dụ về các địa điểm ngoài khơi có tốc độ gió cao nhất (tốc độ gió trung bình là 10 m/s) và mỗi vị trí có tiềm năng 1.000 MW. Tuy nhiên, do chưa thực hiện lập bản đồ hoàn chỉnh về tiềm năng điện gió ngoài khơi nên những nghiên cứu trong tương lai có thể tập trung vào đánh giá nguồn và lập bản đồ tiềm năng điện gió ngoài khơi ở cấp quốc gia, bao gồm xem xét độ biến động của tốc độ gió, các điều kiện ở đáy biển, các tuyến hàng hải và khoảng cách tới bờ biển.

Tiềm năng điện gió ngoài khơi đã được đánh giá sẽ trở nên hấp dẫn vào năm 2040 trong tất cả các kịch bản hoặc thậm chí ngay từ năm 2030 nếu ngừng phát triển các nhà máy nhiệt điện than mới (*Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới*). Điện gió ngoài khơi có chi phí đầu tư cao hơn và sản xuất nhiều điện hơn so với điện gió trên bờ. Trong những năm qua, sự phát triển công nghệ mạnh mẽ trên thế giới đối với điện gió ngoài khơi đã làm giảm mạnh giá thành của điện gió ngoài khơi. Xu hướng giảm này được kỳ vọng sẽ tiếp tục như mô tả trong Cẩm nang Công nghệ sản xuất điện của Việt Nam (EREA & DEA, 2019f). Điện gió ngoài khơi cũng có ưu điểm là không chiếm diện tích đất mà đó là vấn đề quan ngại chính ở Việt Nam.

Vào năm 2040, Báo cáo EOR19 đưa ra kết luận là 36% tiềm năng điện gió ngoài khơi đã được đánh giá sẽ đóng góp một phần vào cơ cấu nguồn điện theo tiêu chí chi phí cực tiểu ngay cả khi không có mục tiêu NLTT (*Kịch bản C0 Không hạn chế*), có nghĩa là tiềm năng này có tính cạnh tranh cao so với nhiệt điện than ngay từ năm 2040. Vào năm 2050, trong tất cả các kịch bản, hầu hết các khu vực được phân tích sẽ được khai thác hết, điều đó nhấn mạnh rằng điện gió ngoài khơi cần tham gia vào cơ cấu nguồn điện trong tương lai của Việt Nam.

6.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị

Việt Nam có tiềm năng hạn chế về năng lượng sinh học và mở rộng thủy điện nhưng lại có tiềm năng cao về năng lượng gió và mặt trời. Hiện nay mới chỉ có một phần nhỏ tiềm năng này được khai thác sử dụng, thách thức trước mắt là đảm bảo khai thác NLTT ở mức chi phí thấp nhất và tích hợp vào hệ thống điện vì mục đích giảm nhập khẩu nhiên liệu, tác động khí hậu và môi trường.

Báo cáo EOR19 cho thấy đối với Việt Nam tổ hợp nguồn phát điện theo tiêu chí chi phí cực tiểu trong *Kịch bản kết hợp C4* sẽ bao gồm NLTT với tỷ trọng khoảng 40% (gồm cả thủy điện lớn và nhỏ) vào năm 2030 và gần 60% vào năm 2050.

NLTT phải là tiêu điểm trong QHĐ8 nhằm đảm bảo cơ sở cần thiết để phát triển NLTT trong 10 năm tới.

QHĐ8 sắp tới sẽ là khung pháp lý quan trọng cho phát triển hệ thống năng lượng, đặc biệt trong giai đoạn 10 năm tới. Việc đạt được 40% công suất điện từ NLTT vào năm 2030 sẽ đòi hỏi quy hoạch tập trung vào điện gió và điện mặt trời là những nguồn điện cần phải được đưa vào QHĐ8:

- Đảm bảo **đầu tư vào lưới điện** là hết sức cần thiết để cho phép tích hợp nhiều hơn NLTT và tránh tốn kém do phải cắt giảm công suất phát của điện gió và điện mặt trời.
- Điện mặt trời đang bùng nổ ở Việt Nam, **do đó cần chú ý đặc biệt vào phát triển điện gió.** Xét theo quan điểm chi phí cực tiểu, điện gió cần phát triển để cung cấp điện nhiều hơn so với điện mặt trời trong 10 năm tới. Điện gió có ưu thế mạnh là sử dụng diện tích đất ít hơn so với điện mặt trời và kết hợp giữa điện gió và nông nghiệp là một giải pháp phổ biến ở các quốc gia khác, ví dụ như ở Đan Mạch.
- Một mục tiêu NLTT tham vọng trong cơ cấu nguồn điện vào năm 2030 dựa trên phân tích kịch bản chi tiết cần được đưa vào quy hoạch để có tầm nhìn rõ ràng và ổn định cho phát triển mở rộng NLTT.

Để phát triển điện gió và điện mặt trời thành công tại Việt Nam, cần có các điều kiện khung pháp lý ổn định, đơn giản, minh bạch và tăng cường tính cạnh tranh đối với các dự án NLTT.

Khung pháp lý này cần:

- **Đơn giản:** Cơ chế **một cửa**, là nơi các đơn vị phát triển dự án NLTT có một đầu mối liên hệ duy nhất, và là nơi giải quyết tất cả những vấn đề liên quan đến thông tin, phê duyệt, đánh giá tác động môi trường, đấu nối lưới điện và cấp phép.

- **Ổn định**: Các **kế hoạch và mục tiêu phát triển NLTT ổn định và dài hạn**, giúp giảm rủi ro cho các nhà đầu tư và hỗ trợ xây dựng một chuỗi cung ứng địa phương.

- **Minh bạch:** Xây dựng **quy trình minh bạch** về phát triển các dự án NLTT và **đối thoại chặt chẽ** với các bên tham gia thị trường cùng với **hợp đồng mua bán điện tiêu chuẩn quốc tế,** giúp tạo dựng niềm tin và giảm rủi ro, từ đó thu hút thêm nhiều nhà đầu tư cho các dự án NLTT quy mô lớn.

- **Cạnh tranh**: Cần tạo ra **sự cạnh tranh giữa các nhà phát triển dự án**, đặc biệt đối với các dự án điện gió và điện mặt trời quy mô lớn, nhằm giảm giá thành dựa trên kinh nghiệm quốc tế với hoạt động đấu giá NLTT (IRENA, 2017). Hệ thống giá FiT rất phù hợp để khởi động thị trường NLTT nhưng cũng có những hạn chế là khó điều chỉnh giá FiT theo các điều kiện thị trường năng động. Bản chất cạnh tranh của đấu giá là giải pháp tốt nhất để khai thác NLTT quy mô lớn có hiệu quả.

Cần thiết lập khung pháp lý hỗ trợ cho phát triển điện gió ngoài khơi ngay trong thời gian tới do điện gió ngoài khơi là công nghệ đòi hỏi kiến thức chuyên sâu và chi phí đầu tư ban đầu lớn.

Đánh giá các địa điểm tiềm năng cho phát triển điện gió ngoài khơi ở gần Ninh Thuận trong Báo cáo EOR19 cho thấy rằng công nghệ này hấp dẫn đầu tư vào năm 2040, và thậm chí ngay từ năm 2030 tùy theo sự phát triển của hệ thống điện. Điện gió ngoài khơi có số giờ vận hành công suất cực đại quy đổi cao hơn nên dẫn tới sản lượng điện cao hơn so với điện mặt trời cũng như chiếm dụng ít diện tích đất, nhưng đây là một ngành công nghiệp đòi hỏi chi phí đầu tư cao, công nghệ và kiến thức chuyên sâu. Để phát triển điện gió ngoài khơi cần có một khung cơ sở vững chắc ngay trong những năm tới, bao gồm:

- Thí điểm các dự án điện gió ngoài khơi;
- Những mục tiêu chính thức cho phát triển mở rộng điện gió ngoài khơi;
- Có các dữ liệu bao gồm tốc độ gió, các điều kiện đáy biển và đánh giá tác động môi trường;
- Chuẩn bị đào tạo lực lượng lao động có khả năng thực hiện các dự án;
- Tiếp tục chế độ giá FiT để hỗ trợ thị trường mới cho đến khi thị trường sẵn sàng cho cạnh tranh.

Cần nâng cao nhận thức của chính quyền, người dân địa phương và các bên liên quan nhằm đảm bảo sự đồng thuận và tạo điều kiện cho người dân địa phương được hưởng các ưu đãi từ các dự án NLTT.

Báo cáo EOR19 cho thấy việc phát triển mở rộng công suất điện mặt trời lên đến gần 75 GW ở miền Nam Việt Nam trong viễn cảnh dài hạn (2050) có hiệu quả về chi phí. Để thực hiện mục tiêu này không chỉ cần quy hoạch năng lượng quốc gia mà còn cần sự vào cuộc của cấp tỉnh. Luật Quy hoạch[26] đã quy định tăng cường sự tham gia của các cấp chính quyền địa phương trong quá trình lập quy hoạch, nhưng cũng cần nâng cao nhận thức, sự đồng thuận và vai trò sở hữu dự án của người dân, khu vực tư nhân và các tổ chức phi chính phủ để đảm bảo chuyển đổi thành công và để cộng đồng địa phương có các cơ hội học hỏi, tạo công việc làm và chuyển giao công nghệ. Ví dụ về biện pháp tăng quyền sở hữu là đảm bảo những người dân sống gần nhà máy NLTT cùng hưởng lợi ích từ dự án, chẳng hạn như cho họ cổ phần của nhà máy NLTT.

[26] Luật số 21/2017/QH14 do Quốc hội ban hành ngày 24/11/2017.

7

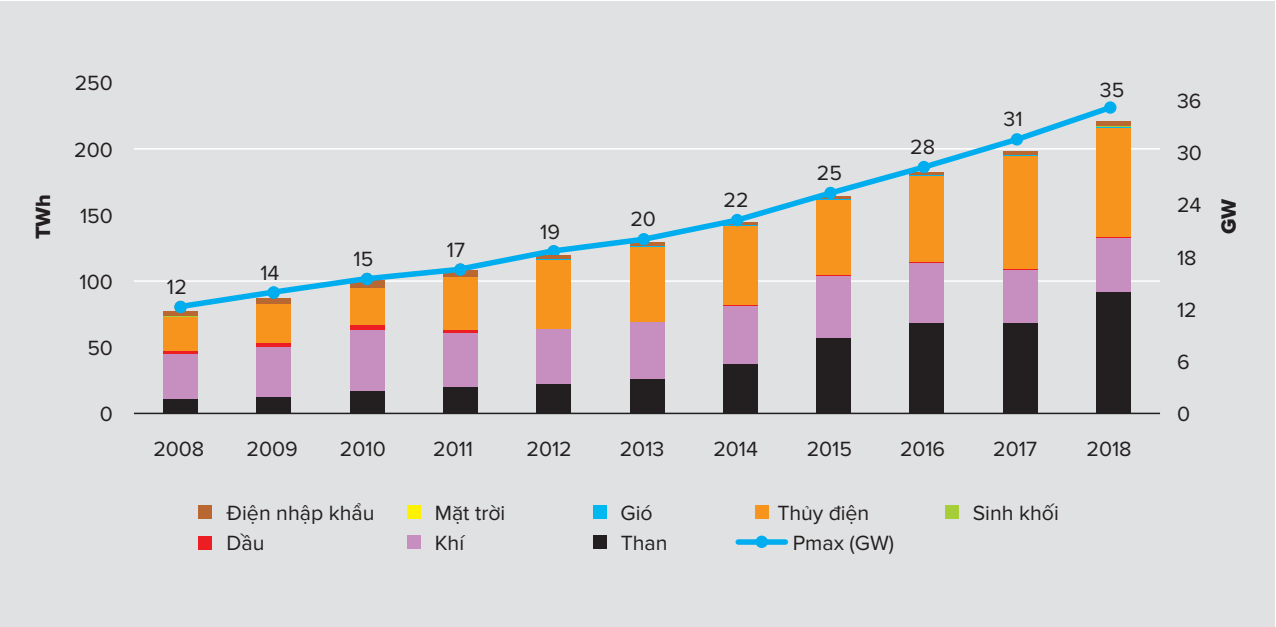
Cân bằng hệ thống điện

7. Cân bằng hệ thống điện

7.1 Hiện trạng và các xu hướng

Hệ thống điện phải được cân bằng theo thời gian, tức là nhu cầu phụ tải điện và điện năng phát ra phải tương thích với nhau. Theo truyền thống, thách thức chính là cân bằng sự biến động trong nhu cầu phụ tải. Ở Việt Nam, các nhà máy nhiệt điện than được sử dụng để cấp điện cho phụ tải đáy; nhà máy điện khí thiên nhiên làm việc ở dải phụ tải lưng và thủy điện cung cấp điện cho phụ tải đỉnh. Nhiều nhà máy nhiệt điện than hiện đang hoạt động tại Việt Nam có độ linh hoạt thấp, ví dụ như công suất phát tối thiểu là 70% công suất định mức. Điều này phù hợp với chức năng cấp điện cho phụ tải đáy. Tuy nhiên, vai trò chạy đáy có thể thay đổi khi các nguồn điện NLTT không ổn định mà chủ yếu là điện mặt trời và điện gió được tích hợp vào hệ thống năng lượng. Các nhà máy nhiệt điện than trên thế giới có thể có phụ tải thấp nhất ở mức 25%[27].

Đến năm 2018, hệ thống điện của Việt Nam có tổng công suất lắp đặt của các nguồn điện là khoảng 49 GW, trong đó các nhà máy thủy điện lớn chiếm 35%, nhiệt điện than chiếm 38%, tua bin khí chiếm 15%, thủy điện nhỏ chiếm 6% và những nguồn khác bao gồm nhiệt điện dầu, điện nhập khẩu và điện năng lượng tái tạo chiếm gần 6%. Phụ tải đỉnh của toàn bộ hệ thống điện vào năm 2018 là 35 GW (NLDC, 2018), với tỷ lệ dự phòng thô của hệ thống điện là 40,7%. Tổng điện năng phát ra từ hệ thống là khoảng 220 TWh vào năm 2018, trong đó sản lượng của nhiệt điện than (91,6 TWh) chiếm tỷ trọng lớn nhất (42%), thủy điện chiếm 38% và nhiệt điện chạy khí chiếm 19% (Hình 24).



Hình 24: Điện sản xuất (trục trái) theo loại nhiên liệu và phụ tải đỉnh (Pmax, trục phải) trong giai đoạn 2008-2018. Dữ liệu dựa trên (NLDC, 2018).

Tỷ trọng cao của thủy điện ở Việt Nam cho thấy đây là nguồn năng lượng chính để đảm bảo tính linh hoạt trong hệ thống điện, là điều kiện thuận lợi để tích hợp các nguồn điện NLTT có sản lượng biến động vào hệ thống. Trong khi đó, những nhà máy nhiệt điện hiện có lại có tính linh hoạt thấp.

Công suất lắp đặt ở khu vực miền Bắc và Bắc Trung Bộ dần trở nên dư thừa do các nhà máy nhiệt điện than lớn sẽ đi vào hoạt động trong những năm tới, trong khi đó miền Nam có xu hướng thiếu công suất điện cục bộ do việc xây dựng của một loạt các nhà máy điện đang bị chậm tiến độ. Ở miền Bắc, có hai loại nguồn điện chính là than và thủy điện, trong khi đó ở miền Trung thủy điện là nguồn điện chính. Miền Nam có ba loại nguồn điện chính là nhiệt điện khí, nhiệt điện than và thủy điện. Các nhà máy nhiệt điện khí hiện nay có sản lượng điện lớn nhất.

[27] Tham khảo báo cáo về độ linh hoạt của nhà máy điện: *Tính linh hoạt trong nhà máy nhiệt điện, tập trung vào các nhà máy nhiệt điện đốt than* (Agora Energiewende, 2017); *Tính linh hoạt trong hệ thống điện. Kinh nghiệm của Đan Mạch và Châu Âu* (Cục Năng lượng Đan Mạch, 2015); và *Tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện* (Hội nghị Bộ trưởng Năng lượng sạch, 2018).

Nhìn sâu vào sự phát triển các nguồn điện cho miền Bắc, miền Trung và miền Nam của Việt Nam, có thể thấy hệ thống điện có thể phải đối mặt với một số trở ngại. Sự phát triển các nhà máy điện không cân bằng với nhu cầu phụ tải ở từng miền, do đó tạo ra áp lực lớn lên hệ thống truyền tải. Ngoài ra, vì thủy điện chiếm tỷ trọng lớn trong sản lượng điện phát ra nên tính chất mùa của các nguồn nước có thể ảnh hưởng đến vận hành của hệ thống điện.

QHĐ7 điều chỉnh lập một danh sách các nguồn điện dự kiến phát triển trong giai đoạn đến năm 2030, được Thủ tướng phê duyệt vào tháng 3/2016. Tuy nhiên, đến đầu năm 2019, đã có nhiều thay đổi trong bối cảnh năng lượng và quan điểm của Chính phủ Việt Nam về phát triển hệ thống điện trong giai đoạn tới.

Thay đổi lớn nhất là hủy bỏ các nhà máy điện hạt nhân Ninh Thuận đã được quy hoạch[28] (tổng công suất là 4.600 MW) và đầu tư vào "đường dây truyền tải 500kV thứ ba" Quảng trị - Dốc Sỏi - Pleiku 2. Để bù vào công suất bị thiếu của nhà máy điện hạt nhân, các nhà máy điện Nhơn Trạch 3 và 4 sử dụng LNG đã được bổ sung vào quy hoạch[29] (cùng với nhiều nhà máy khác đang được xem xét bao gồm Cà Ná, Long Sơn, Bạc Liêu...); điện NLTT đang tăng trưởng mạnh do cơ chế khuyến khích của chính phủ cho điện gió và điện mặt trời[30] và tăng mạnh nhập khẩu điện từ Lào và Trung Quốc. Theo thỏa thuận chính thức có hiệu lực đến năm 2030, công suất điện được phép nhập khẩu từ Lào là 5 GW[31].

Ngoài ra, tiềm năng điện gió và điện mặt trời ở Nam Trung Bộ và Tây Nguyên, là những khu vực có nhu cầu thấp, dẫn tới phải bổ sung thêm các đường dây truyền tải và các trạm biến áp mới để tiếp nhận công suất từ các nhà máy đó như trạm 500kV Thuận Nam ở Ninh Thuận và đường dây truyền tải 500kV Thuận Nam – Chơn Thành[32].

Về cân bằng hệ thống điện, Việt Nam có tiềm năng thủy điện tích năng tương đối lớn với 8 địa điểm đã được khảo sát với tổng công suất 8.900 MW (EVN & JICA, 2004). Tiềm năng tại các khu vực miền Bắc, miền Trung và miền Nam lần lượt là 4.100 MW, 2.400 MW, và 2.400 MW, trong đó 2.400 MW đã được đưa vào QHĐ7 điều chỉnh.

7.2 Triển vọng cân bằng hệ thống điện

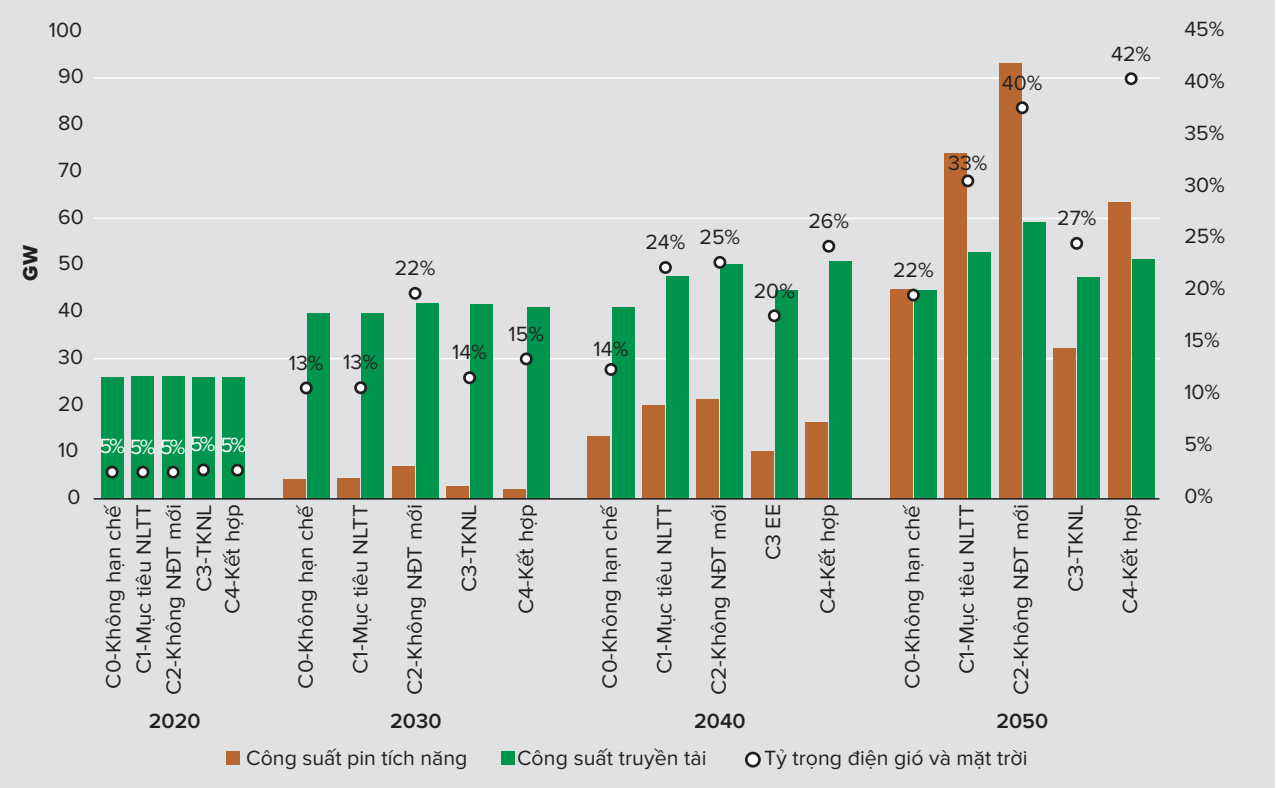
Báo cáo EOR19 nghiên cứu cân bằng hệ thống điện thông qua tập trung vào *tính biến đổi* của hệ thống. Đó là cân bằng hệ thống có mức độ biến đổi như thế nào? Mức thay đổi trung bình và thay đổi gần tối đa trong cân bằng hệ thống từng giờ là bao nhiêu? Mức thay đổi gần tối đa được sử dụng làm chỉ số đơn giản về tính biến đổi và có thể dựa vào nhu cầu điện hoặc nhu cầu điện dư (là nhu cầu điện năng trừ lượng điện năng phát ra từ điện gió và điện mặt trời).

Việt Nam có thể cân bằng hệ thống điện tương lai như thế nào?

Trong tất cả các kịch bản đã được phân tích cho ngành điện của Việt Nam, công suất điện mặt trời và điện gió được kỳ vọng có sự gia tăng đáng kể. Như thể hiện trong Hình 23, sản lượng điện gió vượt trội so với điện mặt trời ở giai đoạn đầu nhưng xu hướng này sẽ bị đảo ngược về dài hạn khi điện mặt trời chiếm ưu thế trong sản xuất điện NLTT.

Phân tích các kịch bản theo tiêu chí chi phí cực tiểu của Báo cáo EOR19 cho thấy tổ hợp chính của hệ thống điện dài hạn là điện mặt trời kết hợp với pin lưu trữ điện năng chu kỳ ngắn (vài giờ). Khi so sánh các kịch bản cho một năm cụ thể, thì có thể thấy rõ tỷ trọng điện gió và điện mặt trời càng cao thì càng cần nhiều công suất pin và công suất truyền tải để cân bằng hệ thống điện (Hình 25). Ví dụ, từ tỷ trọng điện gió và điện mặt trời là 33% vào năm 2050 trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* đến tỷ trọng 40% trong *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới* thì cần mở rộng thêm công suất của pin là 19 GW và mở rộng thêm công suất truyền tải là 6 GW. Những phần tiếp theo sẽ trình bầy ky hơn về vấn đề này.

[28] Nghị quyết số 31/2016/QH14 của Quốc hội ngày 22/11/2016.
[29] Quyết định số 212/TTg-CN ngày 13/02/2017 của Thủ tướng.
[30] Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/4/2017 và Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/09/2018 của Thủ tướng.
[31] Bộ Công Thương của Việt Nam và Bộ Năng lượng và Mỏ của Lào đã ký bản ghi nhớ ngày 16/9/2016 về khả năng hợp tác trao đổi và mua bán điện giữa Việt Nam và Lào.
[32] Quyết định số 1891/TTg-CN ngày 27/12/2018 của Thủ tướng.



Hình 25: Công suất pin và công suất truyền tải trong các kịch bản được phân tích. Tỷ trọng điện gió và điện mặt trời trong cơ cấu nguồn điện được thể hiện trong hình.

Tính biến đổi và ổn định hệ thống điện

Với sản lượng điện đáng kể từ các nguồn điện gió và điện mặt trời (tỷ trọng là 20% và cao hơn), thì thách thức của cân bằng hệ thống điện có thể được minh họa bằng *nhu cầu dư*, được tính là tổng nhu cầu trừ đi phần điện năng đã được điện gió và điện mặt trời cung cấp. Một cách đơn giản hóa để mô tả tính ổn định của hệ thống điện khi tăng tỷ trọng điện gió và điện mặt trời là so sánh sự biến đổi theo giờ trong tổng nhu cầu và nhu cầu dư. Báo cáo EOR19 chỉ ra rằng, với điều kiện tỷ trọng của điện gió và điện mặt trời dưới 20%, thì tính ổn định của nhu cầu dư không khác nhiều so với tổng nhu cầu và ảnh hưởng do tính biến đổi của điện gió và điện mặt trời là thấp (Bảng 6). Trong những năm về sau (năm 2040 và 2050), tỷ trọng của điện gió và điện mặt trời chiếm hơn 20% của tổng công suất nguồn phát điện, sẽ làm ảnh hưởng đáng kể tới tính cân bằng của hệ thống. Điều này phù hợp với các nghiên cứu khác, như (IEA, 2017). Như được minh họa trong Hình 25 ở trên, tỷ trọng điện gió và điện mặt trời tăng lên từ đó làm ảnh hưởng tới tính cân bằng của hệ thống điện, dẫn đến mở rộng công suất pin lưu trữ điện năng và công suất truyền tải.

Bảng 6: Những giá trị chính về tính ổn định của hệ thống điện – *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*

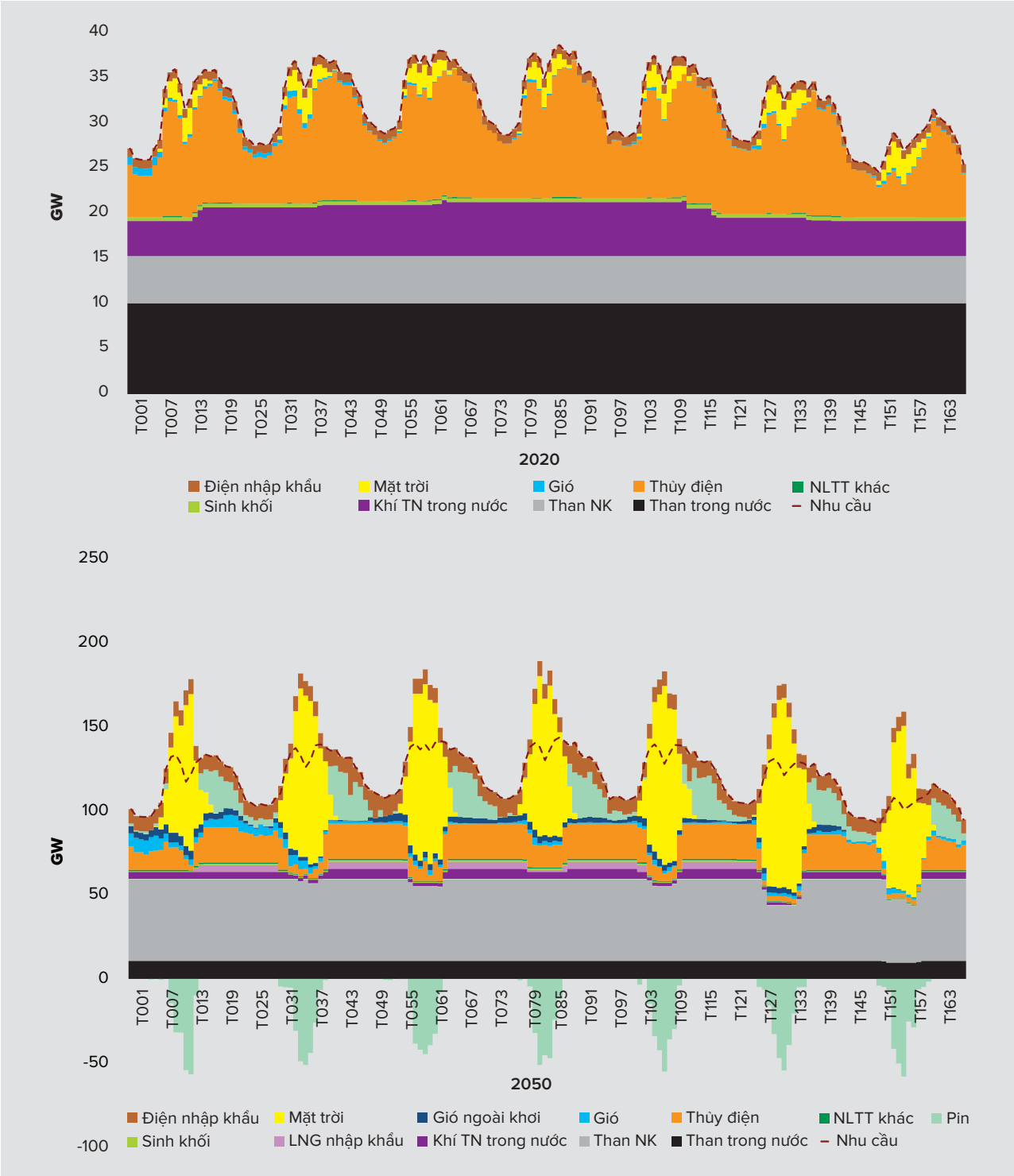
	2020	2030	2040	2050
Nhu cầu điện trung bình hàng giờ theo năm (GW)	30	61	92	113
Sản lượng điện hàng năm từ NLTT* so với nhu cầu[33]	5%	12%	23%	31%
Mức thay đổi tuyệt đối trung bình của nhu cầu (GW/h)[34]	1,2	2,4	3,6	4,3
Mức thay đổi tuyệt đối trung bình của nhu cầu dư (GW/h)	1,2	2,6	5,4	8,6

**Điện gió và điện mặt trời*

[33] Lưu ý rằng tỷ trọng này khác với tỷ trọng của các nguồn NLTT biến động khác được đề cập trong báo cáo này. Tỷ trọng của các nguồn NLTT biến động khác được tính toán so với sản lượng điện trong nước và không phải nhu cầu.

[34] Tính toán sự thay đổi theo giờ cho từng giờ trong năm cho từng khu vực. Trong Báo cáo EOR19, thông tin chi tiết về nhu cầu theo giờ trong từng khu vực của sáu khu vực truyền tải được sử dụng. Tuy nhiên bộ số liệu này được áp dụng cho tất cả các năm. Do đó giá trị thay đổi trung bình tuyệt đối của nhu cầu tỷ lệ thuận với nhu cầu (4% của nhu cầu trung bình).

Hình 26 minh họa cân bằng hệ thống từng giờ trong một tuần vào năm 2020 và năm 2050 cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*. Trong khi thủy điện cân bằng sự biến đổi của nhu cầu điện vào năm 2020 thì sự biến đổi của sản lượng điện mặt trời lại lớn hơn sự biến đổi của nhu cầu điện vào năm 2050. Vì cân bằng hệ thống bằng thủy điện là không đủ nên sẽ có sự chuyển dịch dần vai trò cân bằng hệ thống từ các nhà máy thủy điện sang công nghệ pin lưu trữ điện năng trong dài hạn. Các nhà máy nhiệt điện than sẽ vẫn có chức năng cung cấp công suất phục vụ phụ tải đáy, đồng thời cũng đáp ứng một phần chênh lệch công suất của nhu cầu dư.

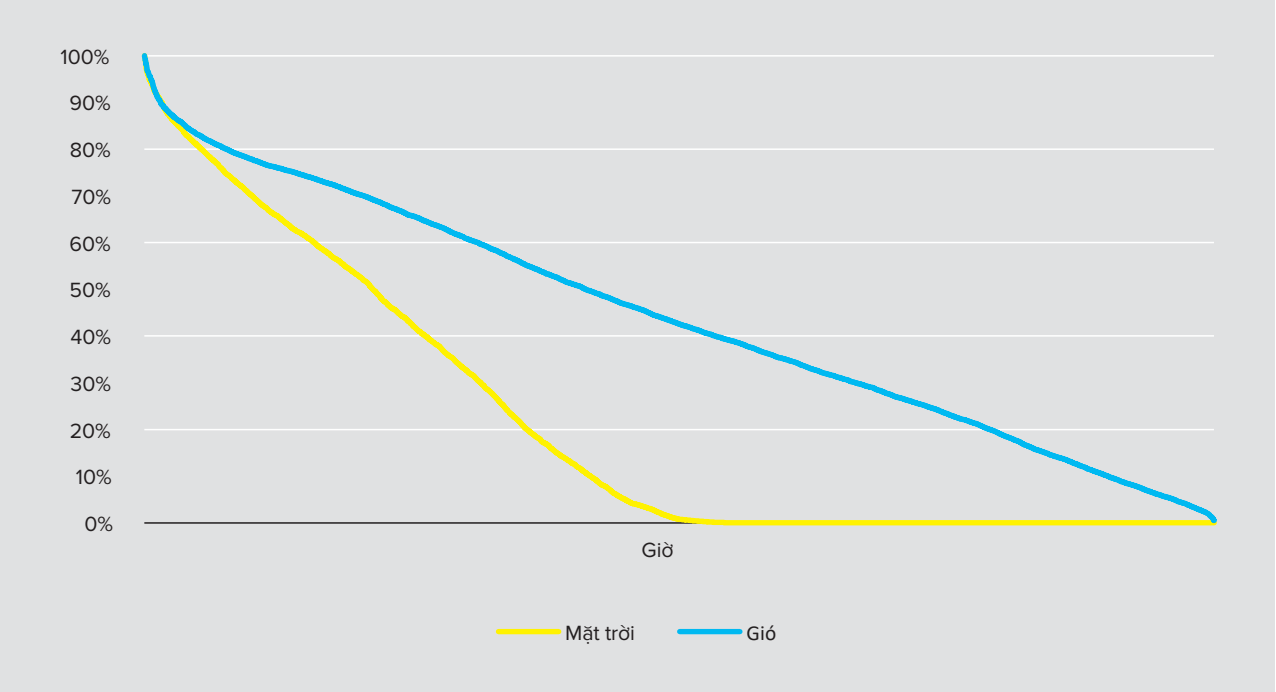


Hình 26. Điều độ hệ thống hàng giờ trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* trong tuần 39 (nhu cầu cao). Hình trên là cho năm 2020 và hình dưới là cho năm 2050.

Nhu cầu cân bằng cho điện gió và điện mặt trời

Cả điện gió và điện mặt trời đều cần cân bằng công suất để tích hợp sản lượng điện có tính chất biến đổi, mặc dù nhu cầu cân bằng của các nguồn điện này là khác nhau do sự khác nhau trong biểu đồ phát điện. Hình 27 trình bày đồ thị phát điện kéo dài trong năm của điện gió và điện mặt trời. Cả 2 đường cong đồ thị đều có đỉnh khá nhọn ở mức công suất cực đại. Tuy nhiên, trong khi điện mặt trời không sản xuất điện trong khoảng một nửa số giờ của cả năm, thì biểu đồ điện gió sẽ có hình dạng như một đường tuyến tính. Ngoài ra, sản lượng điện từ điện mặt trời thường tập trung vào buổi trưa, trong khi sản lượng điện từ điện gió không phụ thuộc nhiều vào bất kỳ khung giờ nào trong ngày. Biểu đồ sản lượng điện gió cũng phụ thuộc vào vị trí địa lý nhiều hơn là biểu đồ sản lượng điện mặt trời.

Do có những sự khác nhau như trên, nguồn điện mặt trời có nhu cầu công suất lưu điện trong thời gian ngắn (VD: pin), để có thể chuyển sản lượng điện từ buổi trưa sang những giờ có nhu cầu dư cao. Báo cáo EOR19 cho thấy pin lưu trữ điện năng được nạp vào buổi trưa khi phát điện từ điện mặt trời đạt đỉnh và pin phát điện vào buổi tối khi nhu cầu cao. Mặc dù cũng được tích hợp với sự hỗ trợ của hệ thống lưu trữ điện năng ngắn hạn, điện gió cũng hưởng lợi từ việc mở rộng đường dây truyền tải để ổn định sản lượng phát điện trong khu vực lớn với các điều kiện tốc độ gió khác nhau.



Hình 27: Đồ thị thời gian cho tổng sản lượng phát của nguồn điện gió và điện mặt trời trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* (2030). Trục X thể hiện tất cả số giờ trong năm.

Nhu cầu tích trữ điện năng

Giải pháp tích trữ điện sẽ đóng góp nhiều hơn vào việc cân bằng hệ thống điện trong tương lai. Trong các kịch bản được phân tích, có hai công nghệ đã được kiểm tra là pin Lithium-Ion và thủy điện tích năng. Trong tất cả các kịch bản (xem các giá trị chính của *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* trong Bảng 7), việc tăng sản lượng của điện mặt trời sẽ kéo theo đầu tư nhiều hơn vào pin lưu trữ điện năng. Do đó, tích trữ điện năng là chìa khóa để cân bằng điện gió và đặc biệt là điện mặt trời về dài hạn – với khoảng 0,5 MW pin cho 1 MW điện gió và điện mặt trời vào năm 2050. Pin được kỳ vọng tiếp tục giảm giá mạnh theo xu hướng hiện nay[35], điều này làm cho pin trở thành giải pháp đầu tư chi phí thấp nhất cho cân bằng phụ tải đỉnh của điện mặt trời khi chuyển sản lượng điện dư thừa sang những giờ có nhu cầu dư cao.

[35] Chi phí đầu tư dự kiến giảm 69 % từ năm 2020 đến năm 2050 (EREA & DEA, 2019f).

Bảng 7: Những giá trị chính của điện mặt trời và công nghệ pin lưu trữ điện năng trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*

	2020	2030	2040	2050
Điện mặt trời (GW)	4	14	59	117
Pin (GW)	0	4	20	74
Công suất pin/công suất điện mặt trời (GW/GW)	0,00	0,31	0,34	0,63
Tỷ trọng của điện gió và điện mặt trời trong cơ cấu nguồn phát điện	5%	13%	24%	33%

Trong Báo cáo EOR19, pin được tối ưu hóa riêng rẽ cho công suất (MW) và điện năng tích trữ (GWh). Trong hầu hết các trường hợp, mức tối ưu nằm trong khoảng 1,5 và 2,5 MWh/MW. Ngược lại, các dự án thủy điện tích năng thường có tỷ số tương đối lớn giữa năng lượng tích năng và công suất (9 MWh/MW), dựa trên số liệu của 8 trường hợp cụ thể của thủy điện tích năng. So sánh với thủy điện tích năng, pin có chi phí đầu tư/MWh cao hơn, nhưng chi phí đầu tư/MW thấp hơn và hiệu suất nạp-xả (nạp và phát điện) cao hơn. Do đó, đối với thời gian ngắn (vài giờ) thì pin sẽ là giải pháp lưu điện chi phí thấp nhất được ưu tiên.

Kết quả tính toán trong Báo cáo EOR19 cho thấy công suất đặt của pin Lithium-Ion chịu ảnh hưởng lớn bởi chi phí đầu tư: nếu giá pin không giảm như dự báo, thì điện gió và thủy điện tích năng sẽ có tỷ trọng cao hơn trong tương lai. Tuy vậy điện mặt trời và pin lưu trữ điện năng vẫn sẽ là các trụ cột chính trong cơ cấu nguồn NLTT. Điều này được thể hiện thông qua việc áp dụng cố định giá trị chi phí năm 2020 cho chi phí đầu tư của pin cho đến năm 2050 (không giảm sau năm 2020), từ đó dẫn tới 3 thay đổi sau (*Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*):

- Giảm 1/3 công suất pin vào năm 2050 (-20 GW);
- Đầu tư vào thủy điện tích năng năm 2050 (+6 MW);
- Mục tiêu NLTT sẽ được hoàn thành với điện gió nhiều hơn (+7GW) và điện mặt trời ít hơn (-10 GW). Điện mặt trời đòi hỏi tích năng nhiều hơn điện gió vì nguồn điện mặt trời có sản lượng tập trung (công suất đạt đỉnh vào buổi trưa và không phát điện vào ban đêm).

Những công nghệ khác ngoài pin và thủy điện tích năng cũng có thể cung cấp sự linh hoạt cần thiết cho hệ thống điện. Công nghệ điện mặt trời tập trung (CSP) chưa được nghiên cứu nhưng có thể đưa vào nghiên cứu trong tương lai. Với CSP, năng lượng mặt trời thu được là nhiệt và tích trữ ở nhiệt độ cao có thể kéo dài thời gian phát điện ngoài thời gian ban ngày, do đó giảm tích trữ điện năng. Ngoài ra, sự đáp ứng theo nhu cầu (VD: nhu cầu điện có thể được kiểm soát bằng hệ thống giá động) có thể đóng vai trò tích trữ ảo, từ đó đáp ứng một phần mức độ linh hoạt cần thiết của hệ thống. Điều này có thể bao gồm nhu cầu công nghiệp hoặc nạp điện cho các xe điện.

Công suất truyền tải

Tăng cường công suất truyền tải sẽ giúp cân bằng hệ thống. Công suất truyền tải lớn hơn có thể đem lại một số lợi thế như:

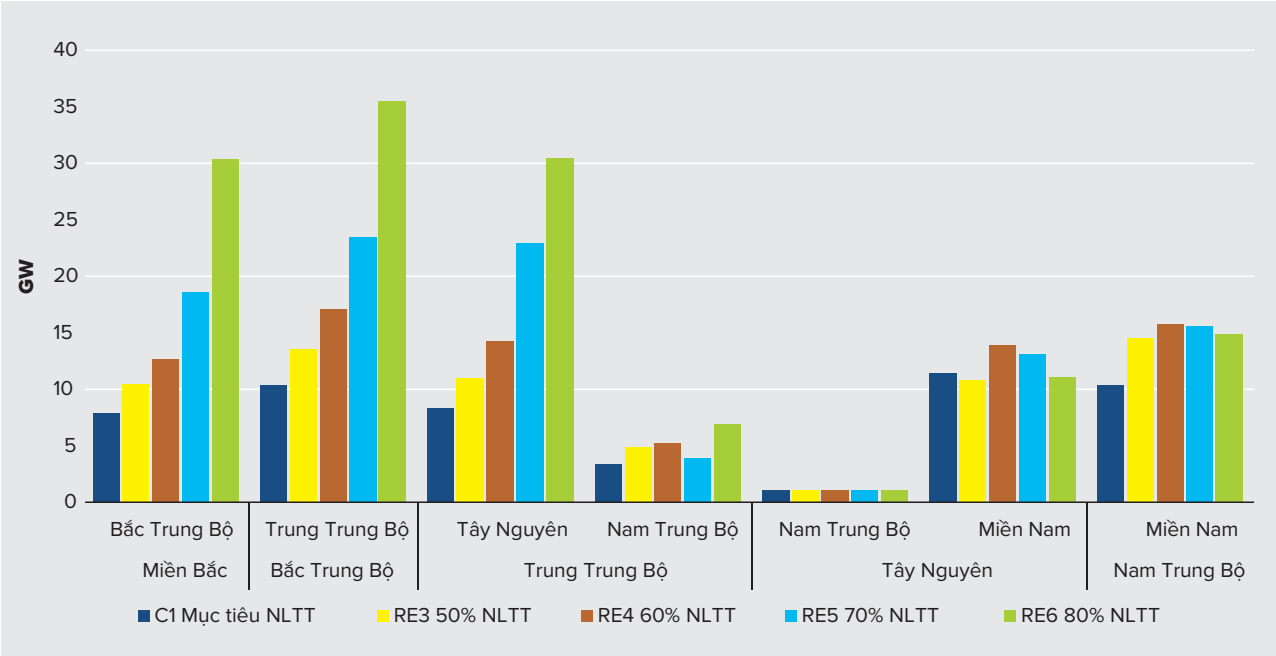
- Có thể sử dụng nhiều nhà máy điện hơn cho cân bằng hệ thống. Với số lượng nhiều hơn các nhà máy điện đang hoạt động, có thể đạt được sự cân bằng ở mức độ cao hơn nhờ điều chỉnh đầu ra công suất thay vì phải khởi động/dừng các nhà máy điện. Việc điều chỉnh này có thể thực hiện nhanh và với chi phí thấp hơn;
- Cân bằng hệ thống trên một khu vực địa lý rộng sẽ có lợi ích san phẳng đáng kể phụ tải, vì sự biến đổi trong cả điện gió và điện mặt trời (ở mức độ ít hơn) sẽ giảm trong khu vực lớn, đặc biệt hiệu quả về làm phẳng biểu đồ phát của điện gió;
- Liên quan đến việc làm phẳng biểu đồ phát, dự báo điện năng phát điện của điện gió và điện mặt trời sẽ dễ thực hiện hơn đối với khu vực rộng;
- Tránh cắt giảm công suất phát của các nguồn điện NLTT biến đổi với chi phí tốn kém. Công suất truyền tải lớn hơn sẽ làm giảm các vấn đề về tắc nghẽn và làm cho đầu tư NLTT có tính khả thi hơn.

Với công suất điện gió và điện mặt trời lớn hơn, đầu tư vào truyền tải trở lên hấp dẫn hơn, mặc dù không cùng một tỷ lệ (*tỷ lệ công suất truyền tải/công suất điện gió và điện mặt trời* sẽ giảm dần, xem Bảng 8).

Bảng 8: Những giá trị chính cho các công nghệ điện gió, điện mặt trời và truyền tải trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*

	2020	2030	2040	2050
Công suất truyền tải (GW)	26	40	48	53
Công suất điện mặt trời (GW)	4,1	14	59	117
Công suất điện gió (GW)	1,4	10	19	25
CS truyền tải/CS điện gió và mặt trời (GW/GW)	4,80	1,65	0,61	0,37
CS truyền tải/CS điện gió (GW/GW)	18,73	3,92	2,49	2,13

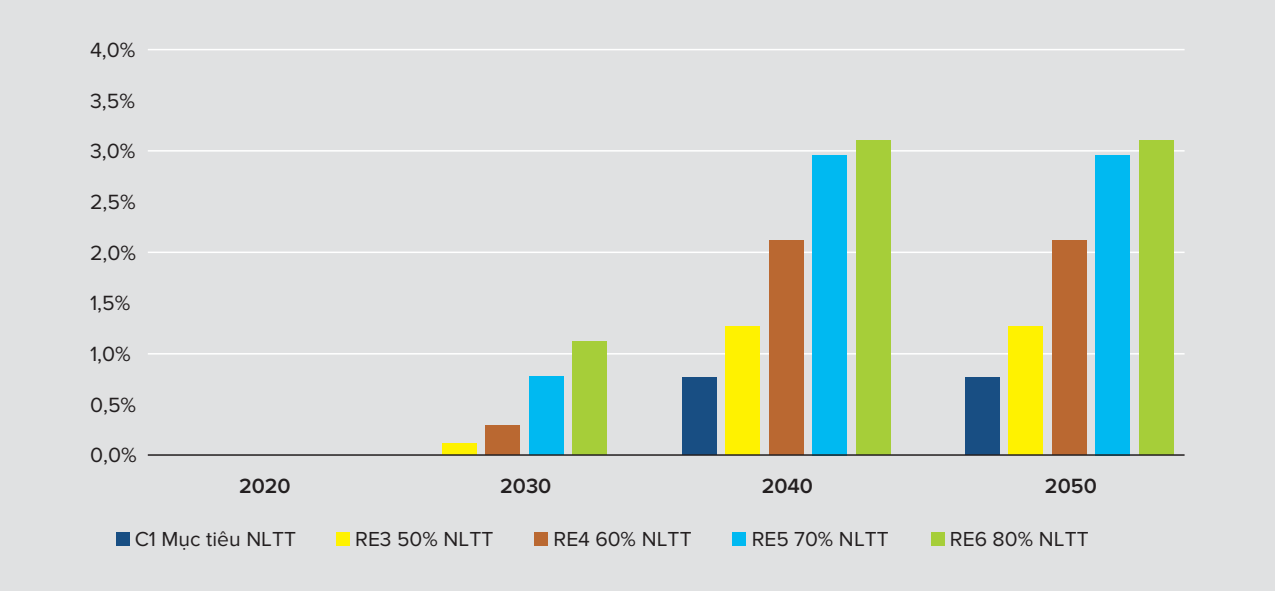
Để kiểm tra xem việc mở rộng công suất truyền tải khu vực phụ thuộc vào tỷ trọng NLTT như thế nào, Hình 28 minh họa các kết quả của việc gia tăng tỷ trọng NLTT vào năm 2050 cao hơn mục tiêu NLTT 43% (gồm cả thủy điện lớn) trong REDS. Kết quả cho thấy sự mở rộng lưới điện chủ yếu xảy ra ở ba liên kết trong số bảy liên kết được xem xét; có sự liên kết giữa Tây Nguyên và miền Trung Trung Bộ, Bắc Trung Bộ và miền Bắc, Bắc Trung Bộ và Trung Trung Bộ. Điều này là do việc mở rộng nguồn điện NLTT ở quy mô lớn diễn ra ở khu vực miền Trung và miền Nam, những khu vực này sẽ cần thêm công suất truyền tải để phân phối điện cho miền Bắc.



Hình 28: Công suất truyền tải khi tỷ trọng NLTT tăng lên (*Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* (43%), 50%, 60%, 70% và 80%) cho năm 2050

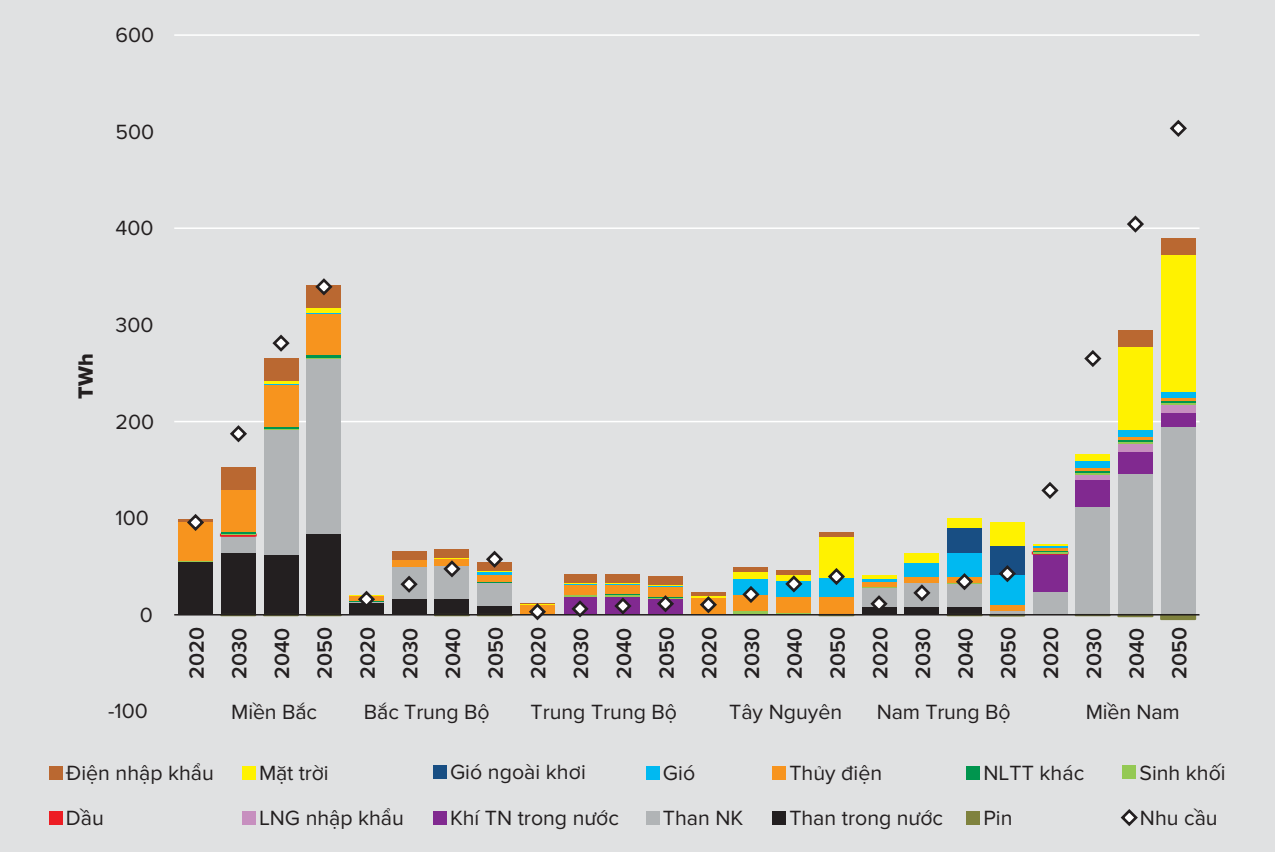
Trong một số trường hợp, việc cắt giảm sản lượng điện từ điện gió và điện mặt trời là phù hợp thay vì đầu tư vào mở rộng công suất truyền tải và tích trữ điện – đặc biệt nếu việc cắt giảm này chỉ cần trong một vài giờ. Về mặt kinh tế xã hội, cần so sánh chi phí cắt giảm sản lượng phát với chi phí đầu tư vào các đường dây truyền tải và pin. Tuy nhiên – tùy theo hợp đồng mua bán điện – vấn đề cắt giảm công suất phát có thể cản trở đầu tư tư nhân vào điện gió và điện mặt trời, mặc dù điều này là khả thi đối với xã hội.

Trong Báo cáo EOR19, vấn đề cắt giảm công suất có tính chất biên; tỷ lệ cắt giảm vào năm 2050 là dưới 1% trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* trong điều kiện bình thường và dưới 3% nếu tỷ trọng NLTT tăng đến 80% (Hình 29). Điều này cho thấy nếu đầu tư đúng vào truyền tải và tích trữ điện thì việc cắt giảm công suất phát của điện gió và điện mặt trời sẽ không còn là vấn đề lo ngại nữa.



Hình 29. Mức độ cắt giảm công suất phát của điện gió và điện mặt trời với tỷ trọng nguồn điện NLTT tăng dần (*Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* (43%), 50%, 60%, 70% và 80%)

Hình 30 thể hiện điện năng phát theo loại nhiên liệu và nhu cầu điện năm cho từng khu vực truyền tải. Ở đây có thể thấy lưới truyền tải có thể chuyển sản lượng điện phát từ những nơi có tỷ trọng điện gió và điện mặt trời cao đến các trung tâm phụ tải ở miền Bắc và miền Nam.



Hình 30: Điện năng phát, điện năng nhập khẩu từ các nước láng giềng và nhu cầu điện năm theo khu vực cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*

Đánh giá chi tiết lưới điện sử dụng mô hình PSS/E

Phân tích trên về mở rộng công suất truyền tải chỉ bao gồm ước tính sơ bộ lưới truyền tải cần thiết để kết nối 6 khu vực, dẫn đến ước tính thấp hơn chi phí thực của mở rộng truyền tải. Những mô phỏng thêm sử dụng mô hình PSS/E trong Báo cáo EOR19 cung cấp phân tích chi tiết hơn và thực tế hơn, có tính đến cả các mức phụ tải và yêu cầu điện áp (xem Phụ lục 4 và báo cáo *Mô hình hóa chi tiết lưới điện của hệ thống điện Việt Nam* (EREA & DEA, 2019d). Những kết quả của Báo cáo EOR19 cho thấy tổng chi phí hệ thống điện sẽ tăng 5% trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, khi đưa vào chi phí tăng cường lưới điện cần thiết, theo tính toán trong mô hình PSS/E. Nhìn chung, chi phí đầu tư cần thiết vào công suất lưới điện năm 2030 chiếm khoảng 30% tổng chi phí đầu tư hệ thống[36].

7.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị

Việc gia tăng nhu cầu điện và tăng tỷ trọng điện mặt trời và điện gió đã bộc lộ thách thức chính cho Việt Nam là đảm bảo cung cấp năng lượng ổn định trong khi tích hợp điện gió và điện mặt trời với sản lượng biến động vào hệ thống điện. Quy hoạch hệ thống điện tương lai cho Việt Nam phải đảm bảo rằng công nghệ và những thành phần cần thiết của thị trường phải sẵn sàng để đảm bảo cân bằng hệ thống điện. Đặc biệt, ngoài đáp ứng những biến động thông thường hàng ngày của nhu cầu điện, hệ thống điện trong tương lai còn phải ứng phó với các mức sản lượng điện tăng lên của các nguồn điện NLTT luôn biến đổi.

> Áp dụng cách tiếp cận từng bước đối với tích hợp điện gió và mặt trời: Trong ngắn hạn, cần tập trung vào đầu tư mở rộng công suất truyền tải. Trong dài hạn, cần tích trữ điện năng.

Cần phát triển lưới truyền tải để tích hợp tỷ trọng đang tăng lên của các nguồn điện NLTT, vì cân bằng trên một khu vực diện tích địa lý rộng hơn sẽ mang lại lợi ích là san phẳng hiệu quả hơn sản lượng từ các nguồn điện có công suất biến đổi. Do đó, đầu tư vào tăng cường và bổ sung các đường dây truyền tải giữa các vùng cần được coi là một phần của quy hoạch điện, từ đó thực hiện phân bổ các nguồn tài chính cả ở cấp quốc gia và cấp vùng. Ngoài ra, khung tiến độ thời gian của các dự án phát triển lưới điện không được tính quá thấp, vì hoàn thành mở rộng lưới điện đúng thời điểm là cần thiết để đảm bảo hiệu quả chi phí của các dự án năng lượng. Ngoài ra, vấn đề phân bổ đất cho hành lang các đường dây truyền tải mới cũng cần được tính đến. Đánh giá toàn bộ lưới truyền tải chỉ ra rằng vào năm 2030 chi phí đầu tư lưới truyền tải cần thiết sẽ chiếm 30% tổng chi phí đầu tư hệ thống.

Về dài hạn, việc tăng mạnh công suất điện mặt trời trong Báo cáo EOR19 sẽ tạo ra động lực đầu tư vào hệ thống pin lưu trữ điện năng chu kỳ ngắn (vài giờ) để cân bằng sự biến đổi hàng ngày. Tuy nhiên, có thể cân bằng hệ thống điện đảm bảo tính khả thi về kỹ thuật và kinh tế, ngay cả với mức tỷ trọng NLTT cao.

> Nghiên cứu và tiến hành gỡ bỏ các rào cản thị trường nhằm đảm bảo việc tích trữ điện năng được đưa vào ứng dụng nhanh chóng kịp thời, từ đó thiết lập các điều kiện thị trường thuận lợi.

Tích trữ năng lượng bằng pin là một giải pháp chắc chắn cho cân bằng hệ thống điện trong dài hạn, có xét đến dự báo xu hướng giảm chi phí đối với công nghệ pin lưu trữ điện năng và tăng các hệ thống điện mặt trời, với tỷ lệ công suất pin là khoảng 0,5 MW cho mỗi MW công suất lắp đặt của điện gió và điện mặt trời vào năm 2050. Nếu giá pin không giảm như mong đợi, thì điện gió và thủy điện tích năng sẽ có tỷ trọng cao hơn trong tương lai, nhưng điện mặt trời và pin lưu trữ điện năng vẫn là các thành phần chính trong cơ cấu NLTT.

Về khía cạnh này, tất cả những rào cản thị trường đối với việc đảm bảo đưa vào kịp thời các hệ thống pin lưu trữ điện năng cũng như công nghệ tích trữ điện năng nói chung cần được khảo sát và giải quyết, từ đó tạo ra các điều kiện thuận lợi cho thị trường. Ví dụ, quy mô công suất và mức độ nội địa hóa của pin là các khía cạnh quan trọng cần được xem xét, đặc biệt trong bối cảnh cần giảm áp lực cho lưới truyền tải. Theo hướng này, giải pháp gói công nghệ (điện mặt trời + pin) có thể phù hợp. Ngoài ra, một số lưu ý khác bao gồm: cần thực hiện đánh giá tuổi thọ của pin để đưa ra một bức tranh toàn diện hơn về ảnh hưởng của pin đến môi trường và các nguồn tài nguyên, đặc biệt ở giai đoạn sản xuất và khi pin hết tuổi thọ. Trước khi đầu tư vào các hệ thống tích năng công suất lớn, có thể tích lũy những kinh nghiệm kỹ thuật quan trọng thông qua việc khuyến khích các hoạt động nghiên cứu và phát triển.

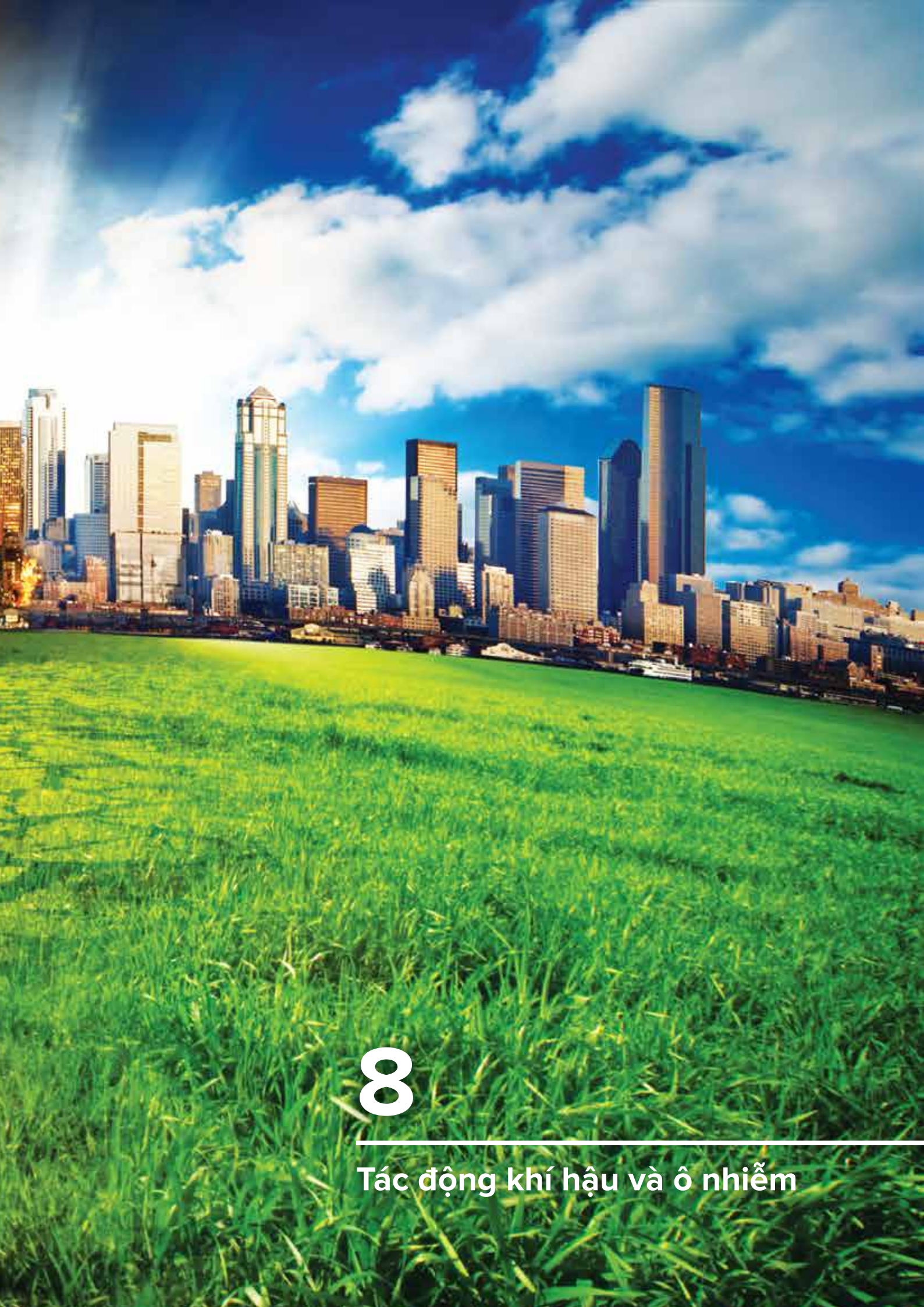
[36] Chỉ có số liệu ước tính xấp xỉ do trong các tính toán chỉ xem xét chi phí đầu tư nội sinh.

Cần nghiên cứu những biện pháp khác để cân bằng hệ thống điện và giảm nhu cầu lưu trữ điện năng chưa được phân tích trong Báo cáo EOR19, như mua bán điện dựa trên thị trường với các quốc gia láng giềng và tăng tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện.

Hoạt động mua bán điện dựa trên thị trường với các nước láng giềng có thể làm giảm nhu cầu tích trữ điện trong nước. Do đó, những phương án hội nhập thị trường và đảm bảo các điều kiện thị trường cần được nghiên cứu tìm hiểu cho Việt Nam (VD: thị trường điện NordPool Bắc Âu hay các thị trường điện khu vực khác). Hội nhập thị trường cũng có thể mang lại những lợi ích khác, bao gồm cải thiện tính cạnh tranh, an ninh cung cấp điện, chia sẻ dự phòng, giảm nhu cầu tích trữ điện, cải thiện cân bằng liên quan đến thủy điện (năm nhiều nước/ít nước), điện gió và điện mặt trời.

Tăng tính linh hoạt của nhà máy điện thông qua nâng cấp nhà máy cũng có thể giúp giảm nhu cầu tích trữ điện. Ngoài ra, hiệu quả tiềm năng của chương trình quản lý nhu cầu phụ tải có thể giúp cân bằng hệ thống, đặc biệt trong thời gian ngắn (ví dụ như vài giờ).

Nhìn chung, xây dựng hệ thống dự báo đầy đủ là chìa khóa cho tích hợp các nguồn điện NLTT có tính biến đổi với tỷ trọng đang tăng lên vào hệ thống điện. Việc thực hiện các hệ thống dự báo tập trung, tiên tiến, thu thập dữ liệu thời gian thực từ các nhà máy điện NLTT có công suất thay đổi sẽ hỗ trợ công việc lập lịch huy động các nhà máy điện và ra những quyết định vận hành hiệu quả.



8

Tác động khí hậu và ô nhiễm

8. Tác động khí hậu và ô nhiễm

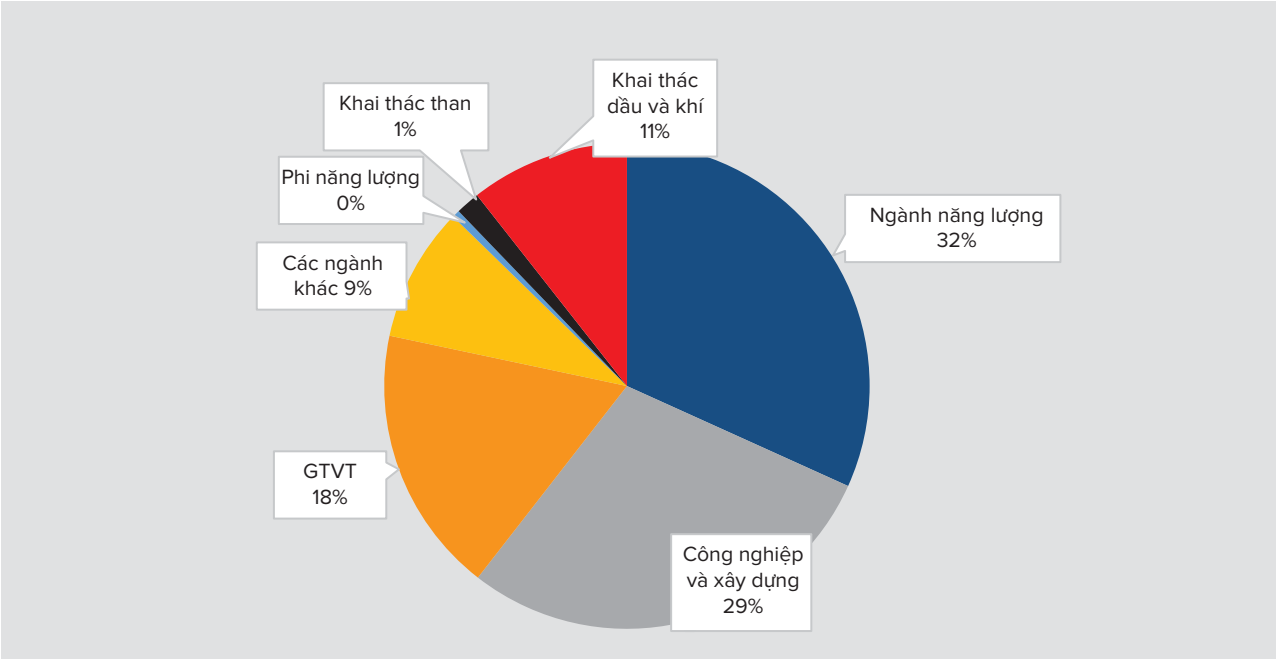
8.1 Hiện trạng và các xu hướng

Năm 2014, tổng phát thải khí nhà kính (KNK) tại Việt Nam lên đến 283,9 triệu tấn CO_2 quy đổi, trong đó ngành năng lượng chiếm 60% lượng phát thải. Các quá trình sản xuất nông nghiệp và công nghiệp lần lượt chiếm 31,6% và 13,6% trong tổng phát thải KNK. Bảng 9 mô tả xu hướng phát thải KNK tại Việt Nam trong giai đoạn 1994-2014.

Bảng 9: Thống kê phát thải KNK tại Việt Nam trong giai đoạn 1994-2014 (triệu tấn CO_2 quy đổi). Nguồn: (BTNMT, 2014).

Lĩnh vực	1994	2000	2010	2014
Năng lượng	25,6	52,8	141,2	171,6
Các hoạt động công nghiệp	3,8	10	21,2	38,6
Các hoạt động sản xuất nông nghiệp	52,5	65,1	88,4	89,8
Sử dụng đất, thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp (LULUCF)	19,4	15,1	-19,2	-37,5
Chất thải	2,6	7,9	15,4	21,5
Tổng	104	151	247	284

Tiêu thụ năng lượng trong những năm gần đây đã gia tăng nhanh chóng nhằm đáp ứng sự phát triển kinh tế - xã hội. Hậu quả là phát thải KNK từ sử dụng năng lượng và khai thác năng lượng đã tăng từ 141,2 triệu tấn CO_2 quy đổi vào năm 2010 lên đến 171,6 triệu tấn CO_2 quy đổi vào năm 2014 (BTNMT, 2014), trong đó 1/3 lượng phát thải liên quan đến hoạt động sản xuất điện trong năm 2014 (Hình 31). Nhu cầu năng lượng tăng trưởng ở mức cao và sự gia tăng phụ thuộc vào than nhập khẩu đã tạo ra nhiều thách thức đối với việc giảm phát thải KNK tại Việt Nam trong các năm tới.



Hình 31: Phát thải KNK trong ngành năng lượng năm 2014.

Hiện nay, ô nhiễm không khí tại các thành phố lớn của Việt Nam dẫn tới các rủi ro sức khỏe lớn. Dữ liệu thống kê từ Tổ chức Y tế thế giới (WHO) cho thấy hơn 60.000 trường hợp tử vong tại Việt Nam có liên quan đến ô nhiễm không khí (WHO, 2018). Năm 2016, tại Hà Nội, giá trị trung bình về mật độ bụi siêu mịn PM2.5, loại bụi được xem là một trong những dạng ô nhiễm nguy hiểm nhất, cao gần gấp 5 lần so với các mức khuyến nghị của WHO. Mối liên kết chặt chẽ giữa tiêu thụ năng lượng và ô nhiễm không khí khiến cho vấn đề này có tính liên quan cao đối với quy hoạch hệ thống năng lượng.

Chính sách và các mục tiêu về khí hậu và ô nhiễm

Theo dự báo của Bộ Tài nguyên và Môi trường, phát thải KNK từ ngành năng lượng sẽ tăng lên đến 320 triệu tấn CO_2 quy đổi vào năm 2020 và 643 triệu tấn CO_2 quy đổi vào năm 2030 (GIZ, 2018b). Việt Nam đã đặt ra một số mục tiêu về giảm phát thải KNK như sau:

- *Chiến lược Tăng trưởng xanh Việt Nam:* giảm 10-20% năm 2020 và 20-30% năm 2030 so với kịch bản phát triển bình thường;
- *Các cam kết tự nguyện trong việc cắt giảm phát thải KNK (INDC – Đóng góp dự kiến do quốc gia tự quyết định):* Đã trình lên Ban thư ký của Công ước khung của Liên hợp quốc về Biến đổi khí hậu (UNFCCC), và tuyên bố của Việt Nam tại hội nghị COP21 tại Paris: Việt Nam sẽ giảm 8% phát thải KNK so với kịch bản phát triển cơ sở vào năm 2030. Việt Nam có thể giảm phát thải KNK ở mức 25% nếu có sự hỗ trợ của các tổ chức quốc tế;
- *Chiến lược phát triển NLTT:* 25% (cho ngành năng lượng) vào năm 2030, và 45% vào năm 2050 so với kịch bản phát triển bình thường.

Năm 2015, Việt Nam đã trình Cam kết tự nguyện trong việc cắt giảm phát thải KNK (INDC hay NDC1) lên Ban thư ký của UNFCCC. NDC1 của Việt Nam đã được triển khai ở cấp quốc gia trong các ngành liên quan, bao gồm năng lượng, nông nghiệp, sử dụng đất, thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp (LULUCF) và chất thải. Hiện tại, mục tiêu NDC hiện đang được rà soát và cập nhật tại Việt Nam với sự tham gia của các Bộ ngành liên quan (Bộ Tài nguyên và Môi trường, Bộ Công Thương, Bộ Giao thông vận tải, v.v.) cho lần đệ trình tiếp theo lên UNFCCC vào năm 2020.

Một số chính sách quan trọng về ô nhiễm bao gồm:

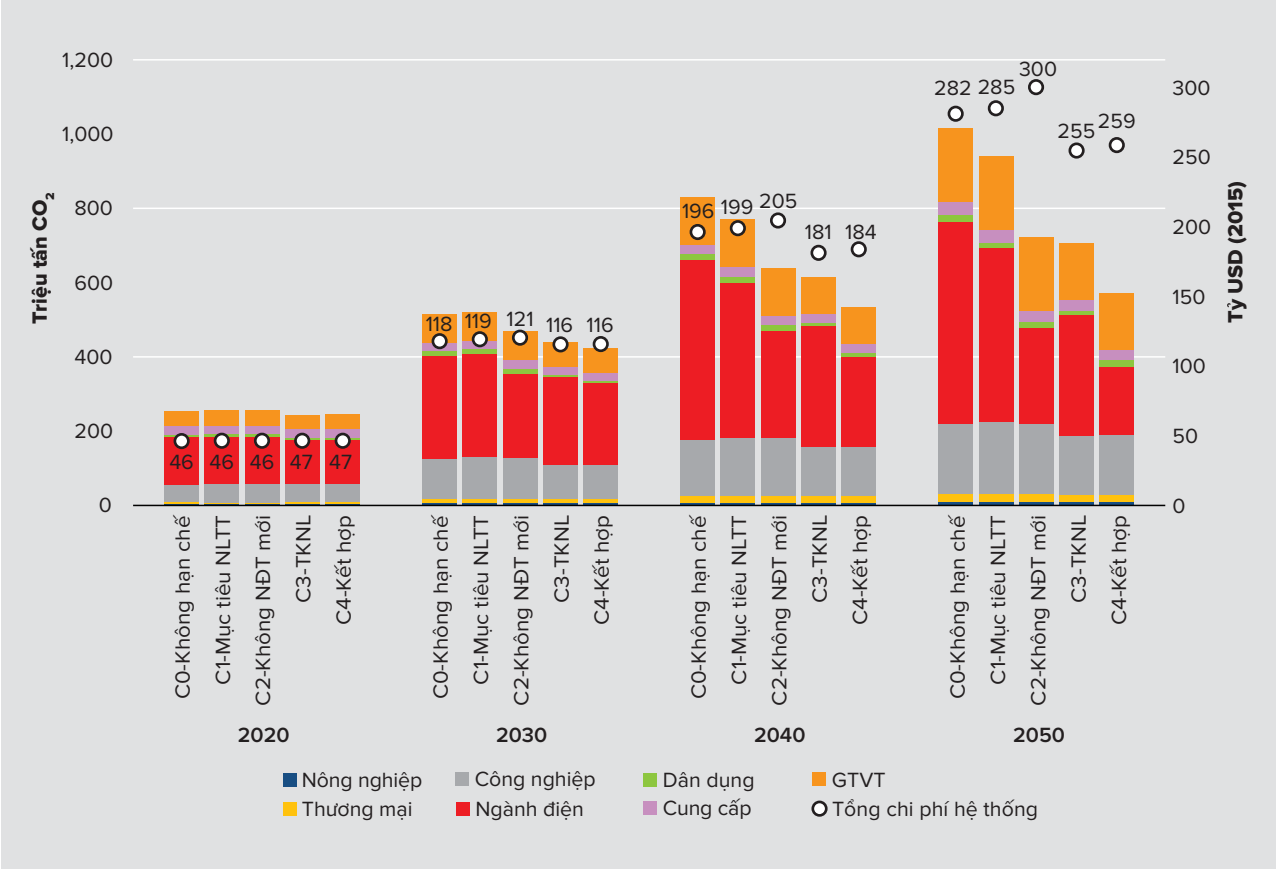
- Chiến lược sử dụng công nghệ sạch trong giai đoạn đến năm 2020, với tầm nhìn đến năm 2030[37].
- Chiến lược quốc gia về Bảo vệ môi trường đến năm 2020, với tầm nhìn đến năm 2030[38]: Mục tiêu của năm 2020 là hạn chế gia tăng ô nhiễm môi trường và đảo ngược xu hướng gia tăng ô nhiễm vào năm 2030.

8.2 Triển vọng khí hậu và ô nhiễm

Tác động của hệ thống năng lượng trong tương lai đối với phát thải khí nhà kính?

Trong *Kịch bản C1 về mục tiêu NLTT*, phát thải CO_2 từ ngành năng lượng sẽ gia tăng nhanh chóng ở mức 7,4%/năm trong giai đoạn 2020-2030 và 4,4%/năm trong cả giai đoạn 2020-2050. Hoạt động sản xuất điện đóng góp chính vào việc gia tăng phát thải CO_2, tiếp đến là các ngành công nghiệp và GTVT. Hình 32 thể hiện các xu hướng về phát thải CO_2 từ ngành năng lượng trong các kịch bản được phân tích.

[37] Quyết định số 2612/QĐ-TTg ngày 30/12/2013 của Thủ tướng.
[38] Quyết định số 1216/QĐ-TTg ngày 05/9/2012 của Thủ tướng.

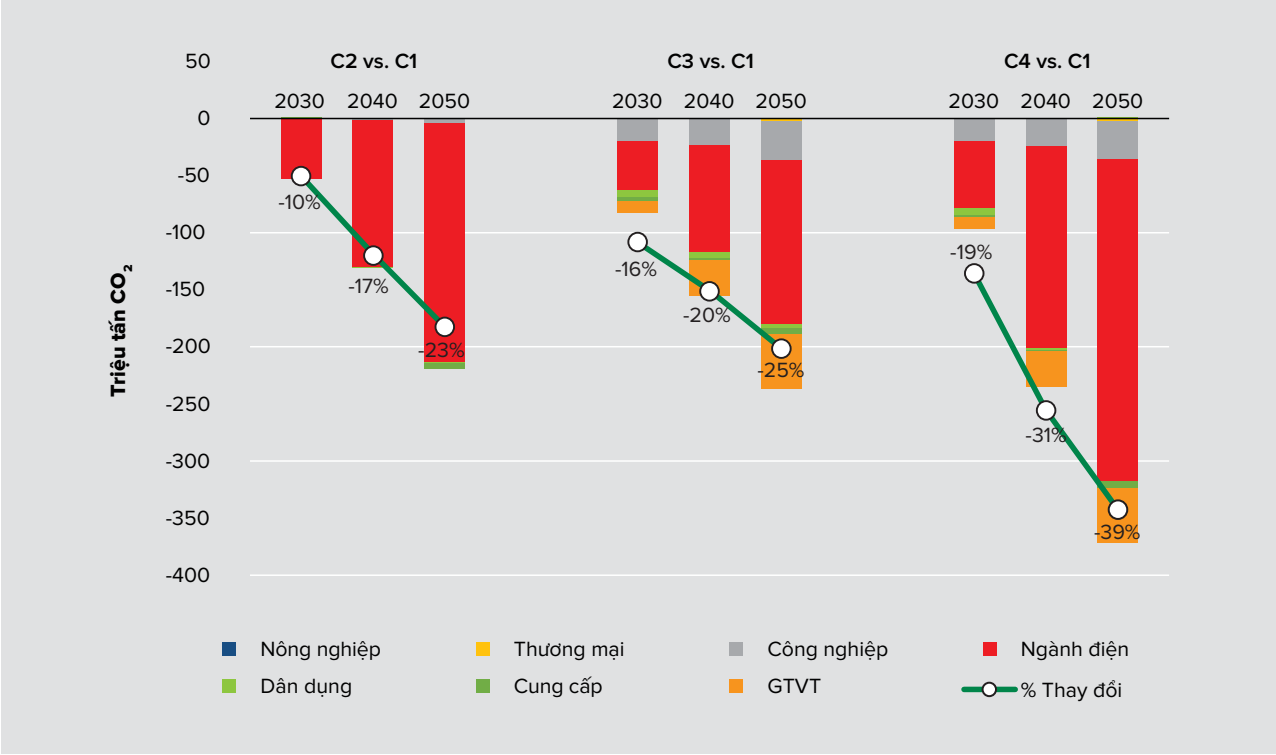


Hình 32: Các xu hướng phát thải CO_2 (trục bên trái) theo ngành và tổng chi phí hệ thống (trục bên phải) trong 5 kịch bản

Trong Báo cáo EOR19, sử dụng than đóng góp từ 65%-75% tổng phát thải CO_2 của cả hệ thống năng lượng trong các kịch bản khác nhau. Phát thải CO_2 trong *Kịch bản C0 Không hạn chế* tương tự với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* vào năm 2020 và 2030 nhưng cao hơn 8% trong các năm 2040 và 2050. Điều này cho thấy Chiến lược phát triển NLTT không có tác động đến phát thải CO_2 theo mục tiêu chi phí tối thiểu trong ngắn hạn và trung hạn, do khả năng phát triển của NLTT có thể vượt quá so với các mục tiêu của Chiến lược. Sau năm 2030, các mục tiêu của Chiến lược sẽ dẫn tới giảm nhẹ phát thải CO_2.

Việc ngừng đầu tư vào nhiệt điện than mới (từ *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* cho đến *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới*) dẫn tới gia tăng tiêu thụ LNG. Cùng với tỷ trọng NLTT tăng lên, phát thải CO_2 sẽ giảm 10% vào năm 2030, chủ yếu do giảm đáng kể phát thải (53 triệu tấn CO_2) trong ngành điện. Đồng thời, tổng chi phí hệ thống điện tăng khoảng 01 tỷ USD do thay thế than bằng LNG. Năm 2050, phát thải CO_2 giảm 23% với chi phí hệ thống tăng 5 tỷ USD.

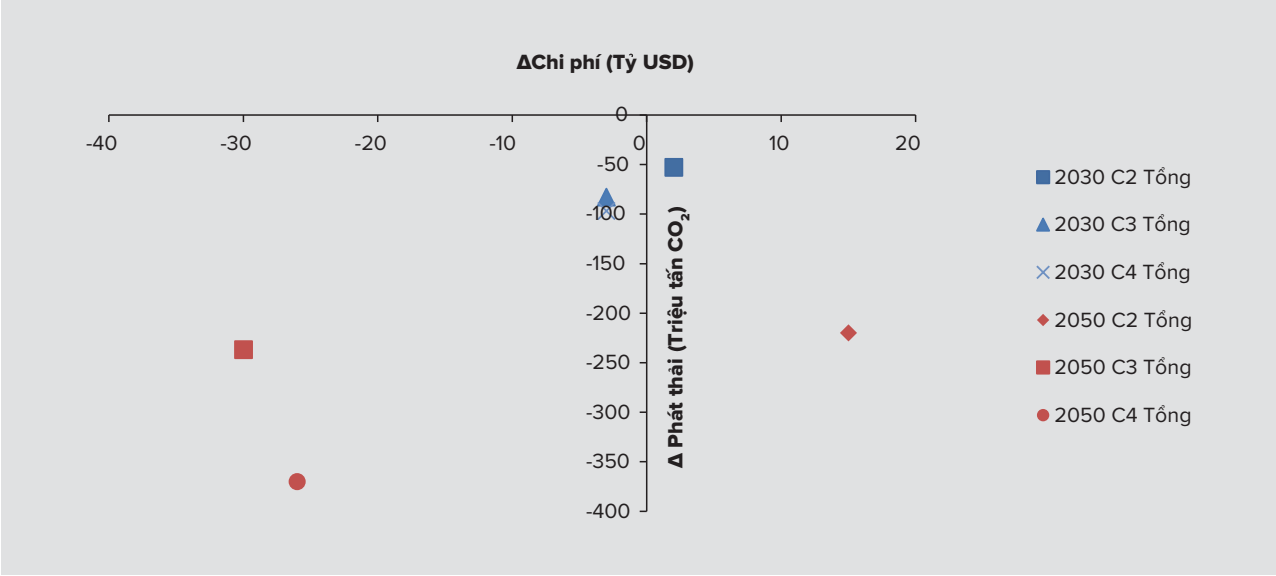
Trong *Kịch bản C3 về TKNL*, các biện pháp TKNL có thể giúp giảm tốc độ tăng phát thải CO_2 trong giai đoạn 2020-2050 từ 4,4%/năm trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* xuống 3,6%/năm. Mức giảm phát thải CO_2 chủ yếu đạt được trong ngành điện (chuyển đổi từ than sang NLTT và khí tự nhiên), công nghiệp và giao thông (nếu các biện pháp TKNL được triển khai thành công). Tác động kết hợp của TKNL, NLTT và LNG (*Kịch bản kết hợp C4*) nhằm giảm tiêu thụ than và dầu có thể giúp giảm 19% tổng phát thải CO_2 vào năm 2030 và 39% vào năm 2050. Mức giảm chủ yếu đạt được trong ngành điện (Hình 33).



Hình 33: Mức giảm phát thải CO_2 theo ngành trong các kịch bản C2, C3 và C4 so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*. C2 so với C1 (bên trái) – C3 so với C1 (ở giữa) – C4 so với C1 (bên phải).

Khi so sánh sự thay đổi về tổng chi phí hệ thống trong các kịch bản, *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới* là kịch bản duy nhất có chi phí tăng so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*. Cả *Kịch bản C3 về TKNL* và *Kịch bản kết hợp C4* đều có chi phí hệ thống thấp hơn so với *Kịch bản C1* do các lợi ích kinh tế của TKNL. Đồng thời, các kịch bản này cũng giảm phát thải CO_2, điều đó cho thấy khả năng đạt được đồng thời lợi ích về tiết kiệm chi phí và giảm phát thải CO_2.

Năm 2030, các chi phí hệ thống trong *Kịch bản C3* và *C4* tương tự nhau, trong khi mức giảm phát thải CO_2 trong C4 cao hơn 17% so với C3. Năm 2050, mức tiết kiệm chi phí đạt được trong C3 cao hơn C4. Trong khi đó mức giảm phát thải CO_2 trong C4 cao hơn 133 triệu tấn so với C3. Điều này chứng tỏ rằng để đạt được mức giảm phát thải CO_2 có hiệu quả tối ưu về chi phí, cần kết hợp các biện pháp can thiệp cả ở phía cung và cầu.



Hình 34: Thay đổi trong tổng chi phí hệ thống (trục hoành) và tổng phát thải CO_2 (trục tung) so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*.

Trong dự thảo cập nhật kịch bản NDC-BAU của Bộ Tài nguyên và Môi trường (GIZ, 2018b), tổng mức phát thải KNK từ ngành năng lượng tương đương 643 triệu tấn CO_2 quy đổi vào năm 2030. NDC-BAU là kịch bản cơ sở trong đó các cam kết NDC có điều kiện và không có điều kiện được so sánh với nhau. Mức giảm phát thải CO_2 trong ngành năng lượng trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* đạt 19% vào năm 2030 so với[39] kịch bản NDC-BAU (mục tiêu NDC quốc gia *không kèm điều kiện* là giảm 8% phát thải vào năm 2030), xem Bảng 10. Các kịch bản còn lại (C2, C3 và C4) đều có mức giảm cao hơn 25% (mục tiêu NDC quốc gia *có điều kiện* là 25%) với mức giảm cụ thể lần lượt là 27%, 32% và 34%.

Bảng 10: Phát thải CO_2 trong các kịch bản so sánh với các kịch bản NDC-BAU và giảm nhẹ tác động môi trường

Kịch bản	Phát thải năm 2030 (triệu tấn)	Mức giảm so với kịch bản NDC-BAU (triệu tấn)	Tỷ lệ % giảm so với kịch bản NDC-BAU (%)
C1-Mục tiêu NLTT	520	123	19%
C2-Không NĐ than mới	468	175	27%
C3-TKNL	438	205	32%
C4-Kết hợp	424	219	34%
NDC-BAU	643	0	0%
NDC-Không kèm điều kiện 8%	592	51	8%
NDC-Có điều kiện 25%	482	161	25%

Tác động của hệ thống năng lượng trong tương lai đối với ô nhiễm môi trường và sức khỏe

Bên cạnh các tác động tới khí hậu của phát thải KNK, việc đốt nhiên liệu hóa thạch cũng gây ra ô nhiễm không khí tại địa phương và tổn hại đến sức khỏe của con người. Quá trình đốt than, khí và dầu giải phóng SO_2, NO_x và các hạt PM2.5 có thể gây bệnh và tăng nguy cơ tử vong sớm. Các tác động tiêu cực đối với sức khỏe gây ra thiệt hại kinh tế đối với xã hội và có thể được xem là các yếu tố kinh tế ngoại lai. Trong báo cáo EOR19, các yếu tố ảnh hưởng ngoại lai không nằm trong phạm vi tối thiểu hóa chi phí nhưng được tính toán sau[40], sử dụng số liệu về tiêu thụ nhiên liệu từ kết quả đầu ra của mô hình. Phương pháp tính toán các yếu tố ảnh hưởng ngoại lai dựa trên cơ sở đơn giản hóa và các giá trị đưa ra chỉ nên xem là số liệu có tính chỉ dẫn.

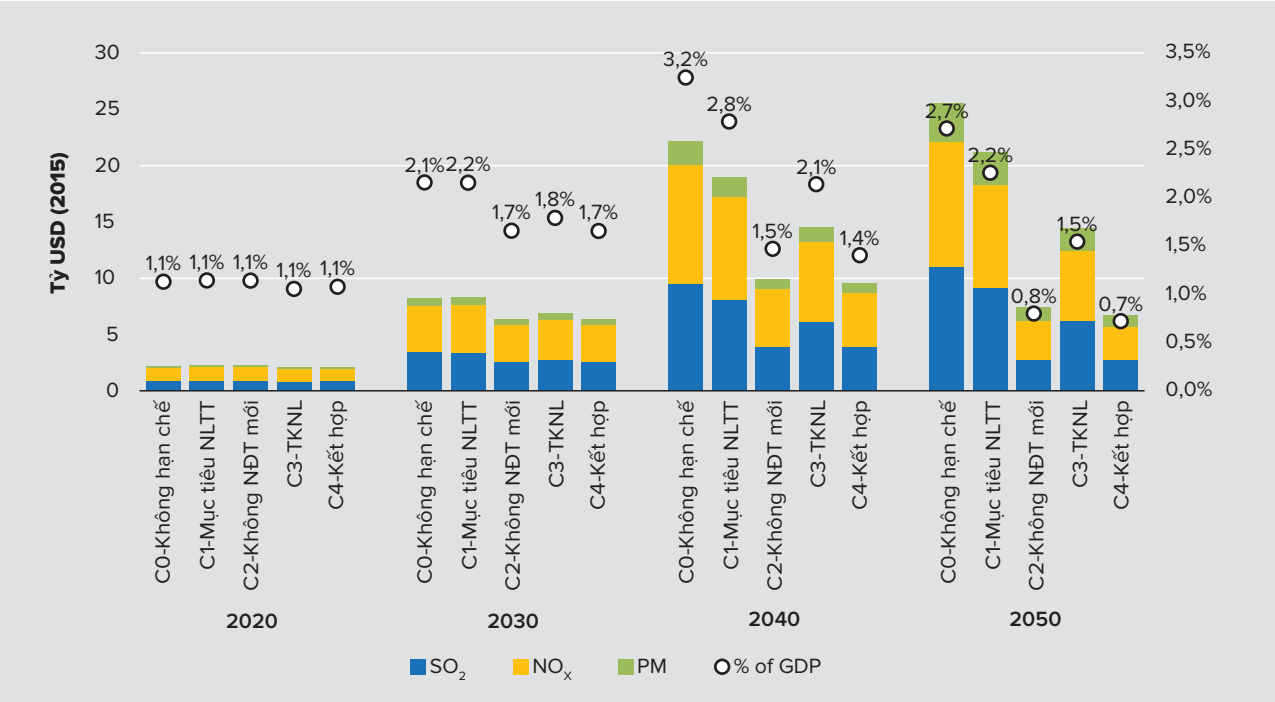
Hình 35 mô tả chi phí ô nhiễm không khí trong tất cả các kịch bản cho riêng ngành điện, không bao gồm tiêu thụ nhiên liệu trong các lĩnh vực công nghiệp, dân dụng và thương mại. Vào năm 2030, tất cả các kịch bản đều có chi phí kinh tế - xã hội gây ra bởi ô nhiễm được ước tính nằm trong khoảng 7–9 tỷ USD/năm, tương đương với xấp xỉ 2% GDP. Trong các kịch bản không giới hạn về sử dụng than, chi phí ô nhiễm tăng cho đến năm 2050 do mở rộng nhiệt điện than và tổn thất kinh tế đối với xã hội trên một đơn vị phát thải tăng khi GDP trên đầu người tăng. Trong các kịch bản có giới hạn về sử dụng than (*Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới* và *Kịch bản kết hợp C4*), chi phí ô nhiễm ở mức thấp hơn so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, đặc biệt là giai đoạn sau năm 2030 do than được tiêu thụ ít hơn.

[39] Để đơn giản hóa, Báo cáo EOR19 so sánh các mục tiêu giảm phát thải CO_2 quy đổi với mức giảm phát thải CO_2 thuần. Do phần đóng góp của các loại KNK không phải CO_2 được xem là nhỏ so với CO_2, giả định đặt ra là không có tác động nào lớn đến các kết luận cuối cùng.

[40] Phương pháp ước tính các yếu tố ảnh hưởng ngoại ứng dựa trên ấn bản của IMF về *Xác định đúng giá năng lượng: Từ nguyên tắc đến thực hành* (IMF, 2014). Ở đây các chi phí ngoại ứng của Việt Nam được ước tính như sau: đối với khí tự nhiên là 2027 USD/tấn (NO_x), 3274 USD/tấn (SO_2) và 3988 USD/tấn (PM2.5) và đối với than là 4060 USD/tấn (NO_x), 5823 USD/tấn (SO_2) và 7243 USD/tấn (PM2.5) (tất cả các mức giá là giá trị năm 2010). Các chi phí này dựa trên giá trị rủi ro sống/chết được thống kê (ký hiệu là V) được giả định là thay đổi trong các nền kinh tế khác nhau theo quan hệ $V_1 = V_2.(I_1/I_2)^{0.8}$, trong đó I là GDP trên đầu người quy đổi theo sức mua tương đương (PPP) tại hai nền kinh tế khác nhau 1 và 2. Công thức này cũng được dùng để ngoại suy chi phí ngoại ứng từ năm 2010 đến năm 2020, 2030, 2040 và 2050 bằng cách sử dụng tăng trưởng GDP (PPP) trong tương lai lấy từ *Tầm nhìn dài hạn: trật tự kinh tế toàn cầu sẽ thay đổi như thế nào vào năm 2050?* (PWC, 2017) và dự báo dân số đến năm 2050 theo dự báo dân số của Tổng cục Thống kê và GDP theo QHĐ7 điều chỉnh. Những biến động cụ thể về mật độ dân số theo khu vực địa lý tại Việt Nam không được xem xét trong trường hợp này.

Giả sử không tăng cường mức độ làm sạch khí thải, trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, chi phí ô nhiễm không khí từ ngành điện đạt mức 23 tỷ USD/năm vào năm 2050 (2,2% GDP). Cho đến nay than vẫn là nhiên liệu gây ô nhiễm nhiều nhất và thải ra một lượng các hạt gây ô nhiễm lớn hơn nhiều so với khí tự nhiên. Mặc dù khí tự nhiên chiếm 15% tổng tiêu thụ năng lượng từ các nhà máy nhiệt điện năm 2050 (*Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*), khí chỉ chiếm 0,4% tổng chi phí ngoại ứng cho ngành điện.

Trong giai đoạn trung hạn (2030), việc hạn chế nhiệt điện than và tăng cường triển khai TKNL có tác động lớn nhất trong việc giảm chi phí ô nhiễm. Trong giai đoạn dài hạn (2040 và 2050), việc hạn chế nhiệt điện than là biện pháp đơn lẻ quan trọng nhất nhằm giảm ô nhiễm. Trong *Kịch bản C2 về Không xây dựng nhiệt điện than mới*, tiêu thụ LNG là nhiên liệu ít gây ô nhiễm hơn sẽ thay thế than ở mức độ nhất định. Điều này làm giảm chi phí ô nhiễm từ ngành điện ở mức 15 tỷ USD/năm vào năm 2050, so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*. Nếu bổ sung thêm việc triển khai TKNL tối đa, mức tiết kiệm chi phí sẽ tăng lên 16 tỷ USD/năm.



Hình 35: Chi phí ô nhiễm của các loại khí thải trong 5 kịch bản cho riêng ngành điện

Các chi phí ngoại ứng thường không được xem xét trong đánh giá kinh tế của quy hoạch năng lượng tương lai. Các con số trên cho thấy xã hội có thể tiết kiệm được 15 tỷ USD/năm về chi phí ô nhiễm vào năm 2050 nếu không có nhà máy nhiệt điện than mới được xây dựng sau năm 2025. Con số này cần được so sánh với chi phí hệ thống tăng thêm do thay thế than bằng khí tự nhiên và các nguồn điện khác, được ước tính ở mức xấp xỉ 5 tỷ USD/năm (Bảng 3). Tổng hợp lại, điều này cho thấy các tác động về cải thiện sức khỏe khi giới hạn tiêu thụ than lớn hơn nhiều so với chi phí gia tăng khi thay thế phương án sản xuất điện, từ đó chỉ ra thực tế rằng nhiệt điện than không phải là công nghệ rẻ nhất nếu tính đến các tác động đối với sức khỏe. Như đã đề cập, các chi phí ngoại ứng không được đưa vào mô hình tối thiểu hóa chi phí và việc bổ sung chi phí này sẽ làm cho nhiệt điện than giảm hấp dẫn trong tất cả các kịch bản.

8.3 Triển vọng chính sách và các khuyến nghị

Cho đến nay, 185 quốc gia – bao gồm Việt Nam – đã tham gia ký Thỏa thuận Paris nhằm hạn chế sự nóng lên toàn cầu ở mức giới hạn nhiệt độ tăng 1,5 độ so với các mức của thời kỳ tiền công nghiệp. Trên phạm vi toàn cầu, việc triển khai thành công Thỏa thuận Paris phụ thuộc chủ yếu vào mức giảm phát thải CO_2 cao tại các nền kinh tế mới nổi như Việt Nam. Trong nước, ô nhiễm không khí, đặc biệt do sử dụng than đang gia tăng, điều này không chỉ đặt ra các chi phí lớn đối với xã hội mà còn khuấy động sự phản đối của cộng đồng đối với các nhà máy nhiệt điện than. Phát thải CO_2 và các chất ô nhiễm khác dự kiến sẽ gia tăng nhanh chóng trong tương lai, tuy nhiên tác động kết hợp của TKNL, NLTT và hạn chế tiêu thụ than có thể giúp làm giảm đồng thời tác động khí hậu và ô nhiễm không khí tại địa phương.

Cần áp dụng các chính sách khuyến khích nhằm giảm phát thải CO_2 và các chất ô nhiễm không khí khác, bao gồm thuế, các chương trình mua bán phát thải hoặc các hình thức hệ thống thị trường khác.

Phát thải CO_2 từ ngành năng lượng đang gia tăng nhanh chóng ở mức 7%/năm trong giai đoạn 2020-2030 và 4%/năm trong cả giai đoạn 2020-2050 trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*. Để ứng phó với xu hướng phát triển này, tác động kết hợp của TKNL, NLTT và hạn chế sử dụng than có thể giúp giảm 39% phát thải CO_2 vào năm 2050.

Điều này đòi hỏi sự chuyển đổi toàn bộ hệ thống năng lượng với những thay đổi trong ngành điện và các ngành tiêu thụ. Các biện pháp chính sách tập trung vào các ngành cụ thể có thể triển khai đã được nhấn mạnh trong các chương trước, nhưng cũng cần xem xét các chính sách khuyến khích kinh tế chung nhằm giảm phát thải CO_2. Một biện pháp xuyên suốt tất cả các ngành trong nền kinh tế đó là áp dụng từng bước các chính sách khuyến khích nhằm giảm phát thải CO_2, bao gồm thuế, các chương trình mua bán phát thải tập trung vào CO_2 hoặc các hình thức hệ thống thị trường khác, sẽ hỗ trợ cho các dự án đầu tư vào NLTT và thúc đẩy quá trình đóng cửa các nhà máy phát điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch giàu carbon.

Hài hòa tất cả các mục tiêu NLTT và mục tiêu phát thải của chính phủ cho quy hoạch trong tương lai.

Quy định trong ngành năng lượng rất phức tạp và bao gồm những mối quan hệ phụ thuộc lẫn nhau trong hệ thống giữa một số bộ ngành. Điều quan trọng là cần xem xét sự hài hòa và liên kết của các chính sách giữa các ngành nhằm đảm bảo một nỗ lực hiệu quả nhằm giảm phát thải. Điều này bao gồm liên tục so sánh các mục tiêu NLTT, hiệu suất của hệ thống năng lượng và các mục tiêu phát thải. Cụ thể, QHĐ8 và Quy hoạch phát triển năng lượng quốc gia được xây dựng trong thời gian tới cần phù hợp với các mục tiêu của chính phủ về phát thải CO_2, như trong cam kết NDC hoặc phù hợp với Thỏa thuận Paris.

Cần thắt chặt các biện pháp kiểm soát ô nhiễm không khí trong sản xuất điện và công nghiệp và bổ sung các chi phí y tế do ô nhiễm môi trường trong mô hình hóa hệ thống năng lượng và lập quy hoạch, trong đó có QHĐ8.

Sử dụng than đang gia tăng và đóng góp từ 65% đến 75% tổng phát thải CO_2 của cả hệ thống năng lượng trong các kịch bản khác nhau và qua các năm theo Báo cáo EOR19. Đồng thời, nhận thức về các tác động tiêu cực đối với sức khỏe của ô nhiễm tại địa phương đã dẫn tới sự phản đối[41] của cộng đồng đối với việc mở rộng phát triển các nhà máy nhiệt điện than. Các nhà quản lý về quy hoạch năng lượng cần lưu ý đến những yếu tố này.

Các chi phí y tế liên quan đến ô nhiễm không khí tại địa phương do sử dụng nhiên liệu hóa thạch ở mức cao và các tác động tiêu cực đối với sức khỏe cần được khắc phục. Điều này có thể thực hiện thông qua thắt chặt các biện pháp kiểm soát ô nhiễm không khí tại các cơ sở tập trung và phân tán (sản xuất điện và công nghiệp) và sớm ngừng đầu tư xây dựng các nhà máy nhiệt điện than mới, từ đó sẽ giúp giảm đáng kể tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch.

[41] Ví dụ tham khảo (MekongEye, 2019).

Ngoài ra, nên áp dụng cách tiếp cận rộng hơn khi đánh giá kinh tế cho quy hoạch năng lượng, trong đó không chỉ đưa vào các chi phí vốn và vận hành mà cả chi phí y tế do ô nhiễm không khí. Việc bổ sung các biện pháp này, chẳng hạn như trong QHĐ8, sẽ làm nổi bật chi phí thực của năng lượng, đặc biệt phù hợp trong trường hợp nhiệt điện than.

Xem xét điều chỉnh mục tiêu CO_2 năm 2030 để phù hợp hơn với việc hạn chế sử dụng than, thực hiện các giải pháp TKNL có chi phí hiệu quả và mở rộng ứng dụng công nghệ NLTT.

Chỉ cần đáp ứng các mục tiêu NLTT đối với ngành điện của Chiến lược phát triển NLTT, mức phát thải CO_2 sẽ giảm 19% vào năm 2030 so với kịch bản NDC-BAU (mục tiêu NDC quốc gia không kèm điều kiện là 8%). Nếu không đầu tư thêm nhà máy nhiệt điện than mới sau năm 2025 và thực hiện áp dụng 50% các công nghệ TKNL hiệu quả về chi phí (*Kịch bản kết hợp C4*) thì tổng lượng giảm phát thải CO_2 sẽ đạt hơn 30% vào năm 2030 (mục tiêu NDC quốc gia có điều kiện là 25%). Điều này cho thấy tiềm năng lớn về đẩy mạnh các mục tiêu CO_2, từ đó có thể đem lại cho Việt Nam những lợi ích trực tiếp trong việc giảm phụ thuộc vào nhập nhẩu nhiên liệu, giảm ô nhiễm không khí và thậm chí là giảm tổng chi phí hệ thống năng lượng.

Ngoài ra, việc theo đuổi các chính sách tham vọng về giảm nhẹ CO_2 cũng đem lại các lợi ích đồng thời cho các ngành. Một báo cáo của Chương trình Phát triển Liên hiệp quốc (UNDP) tổng hợp các tác động kinh tế vĩ mô được dự báo đối với các chính sách khác nhau về giảm nhẹ KNK của Việt Nam đã cho thấy tăng trưởng kinh tế và tăng tỷ lệ việc làm có mối tương quan tích cực với tăng cường giảm nhẹ KNK (UNDP, 2018).

Trong bối cảnh toàn cầu và nhằm đạt được mục tiêu giới hạn mức tăng nhiệt độ ở 1,5 độ C đề ra trong Thỏa thuận Paris, phát thải toàn cầu cần phải đạt mức 0 vào khoảng năm 2050. Điều này đòi hỏi một nỗ lực không ngừng nghỉ từ tất cả các quốc gia, bao gồm các nền kinh tế mới nổi như Việt Nam. Các lộ trình phát triển được mô tả trong Báo cáo EOR19 đều cho thấy xu hướng tăng phát thải CO_2 cho đến năm 2050. Bước đầu tiên để đảo ngược xu hướng này đó là tăng cường mục tiêu cắt giảm CO_2 trong lần đệ trình cam kết NDC tiếp theo vào năm 2020. Các nghiên cứu bổ sung và tiếp tục cập nhật các mô hình năng lượng, dữ liệu công nghệ và tiêu thụ năng lượng sẽ định hướng cho Việt Nam trong quá trình tiếp tục chuyển đổi bền vững và đóng góp vào việc đạt được các mục tiêu khí hậu toàn cầu dài hạn.

Phụ lục: Khung mô hình hóa và những giả thiết chính

A.1. Khung mô hình hóa năng lượng và những giả thiết chính

Phụ lục này cung cấp thêm cơ sở về khung mô hình hóa áp dụng trong Báo cáo EOR19, với một tổng quan về các đặc tính, phạm vi và các liên kết của mô hình. Ngoài ra, những giả thiết chính sẽ được trình bày trong phần này (mời độc giả tham khảo những báo cáo cơ sở của EOR[42] để có thông tin toàn diện hơn về dữ liệu đầu vào, phương pháp luận và các kết quả chi tiết về các kịch bản đã được phân tích). Thu thập, hài hòa dữ liệu và tư liệu hóa dữ liệu đầu vào cho mô hình Balmorel và mô hình TIMES là trọng tâm trong xây dựng Báo cáo EOR19. Cẩm nang công nghệ sản xuất điện của Việt Nam (EREA & DEA, 2019f) cũng như một báo cáo dự báo giá nhiên liệu của Việt Nam (EREA & DEA, 2019e) đã được xây dựng. Tổng quan chi tiết dữ liệu đầu được trình bày trong các báo cáo dữ liệu (EREA & DEA, 2019b) và (EREA & DEA, 2019c) tương ứng cho mô hình Balmorel và mô hình TIMES.

Mô hình hóa hệ thống năng lượng tạo ra cơ sở cho những kết luận và khuyến nghị chi tiết trong báo cáo này. Năm kịch bản cốt lõi được thiết kế để thăm dò những tương lai khác nhau cho hệ thống năng lượng của Việt Nam. Như vậy, các kịch bản này không nhằm mục đích đưa ra những lộ trình phát triển hệ thống năng lượng "được khuyến nghị", mà chỉ là những kịch bản có tính chỉ dẫn "nếu - thì" để từ đó đưa ra những đánh giá sâu hơn về những chủ đề phù hợp cho bối cảnh của Việt Nam. Năm kịch bản minh họa những lộ trình phát triển khác nhau cho hệ thống năng lượng của Việt Nam bao gồm:

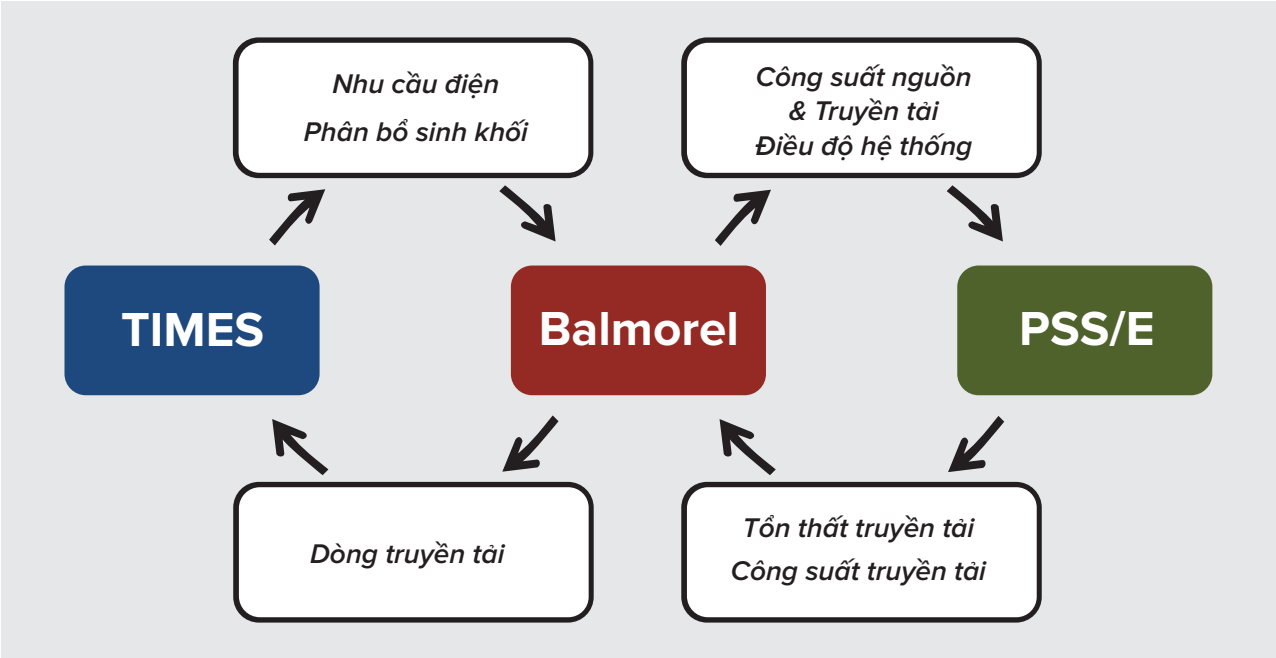
- ***C0 Không hạn chế:*** Kịch bản lý thuyết này mô phỏng một tương lai không đạt được các mục tiêu về NLTT hoặc không hạn chế nguồn điện đốt than và không triển khai các công nghệ TKNL ở phía cầu.
- ***C1 Mục tiêu NLTT:*** Kịch bản này áp dụng mục tiêu NLTT đối với ngành điện, như được đặt ra trong Chiến lược phát triển NLTT hiện tại và không triển khai các công nghệ TKNL ở phía cầu.
- ***C2 Không xây dựng nhiệt điện than mới***: Bổ sung cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, kịch bản này thực hiện hạn chế đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện than mới bắt đầu từ năm 2025, trong khi vẫn giữ nguyên công suất nhiệt điện than trong nước.
- ***C3 Tiết kiệm năng lượng:*** Bổ sung cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, kịch bản này cho phép đầu tư vào các công nghệ TKNL, với tỷ lệ 50% công nghệ TKNL trong giải pháp chi phí tối thiểu vào năm 2030 và 100% vào năm 2050[43].
- ***C4 Kết hợp:*** Kịch bản này kết hợp cả ba kịch bản trên, tức là bao gồm mục tiêu NLTT trong Chiến lược phát triển NLTT, hạn chế nhiệt điện than từ năm 2025 và áp dụng với tỷ lệ cao các công nghệ TKNL.

Năm kịch bản trình bày trong báo cáo này đã được tính toán dựa trên sự kết hợp chặt chẽ của ba mô hình năng lượng (Hình 36), để tổng hợp và bao trùm cả hệ thống:

- Mô hình TIMES (Mục A.2), bao trùm toàn bộ hệ thống năng lượng, bao gồm cả phía cung và cầu;
- Mô hình Balmorel (Mục A.3), mô tả chi tiết ngành điện của Việt Nam;
- Mô hình PSS/E (Mục A.4), thể hiện lưới truyền tải điện chi tiết của Việt Nam.

[42] Các báo cáo này bao gồm Báo cáo kỹ thuật (EREA & DEA, 2019a), Báo cáo dữ liệu mô hình Balmorel (EREA & DEA, 2019b), Báo cáo dữ liệu mô hình TIMES (EREA & DEA, 2019c), Báo cáo dự báo giá nhiên liệu (EREA & DEA, 2019e), Cẩm nang Công nghệ (EREA & DEA, 2019f), và Báo cáo mô hình PSS/E: Mô hình hóa lưới điện chi tiết cho hệ thống điện Việt Nam (EREA & DEA, 2019d).

[43] Đối với ngành giao thông, tỷ lệ áp dụng công nghệ TKNL được đề cập không được thực hiện; thay vào đó, các biện pháp trong *Kịch bản C3 về TKNL* dựa trên thông tin đầu vào của Bộ GTVT (thông tin chi tiết trong Phụ lục).



Hình 36. Khung mô hình hóa năng lượng cho Báo cáo EOR19

Cả mô hình TIMES và mô hình Balmorel đều thực hiện tối thiểu hóa chi phí theo các giả thiết và ràng buộc đã xác định. Sự kết nối giữa hai mô hình này sẽ cải thiện chất lượng và độ tin cậy của kết quả mô hình, bằng cách khai thác các điểm mạnh của từng mô hình, độ bao phủ ngành, phân giải thời gian và địa lý. Hơn nữa sự tương tác giữa mô hình Balmorel và PSS/E đảm bảo nâng cao chất lượng mô tả lưới truyền tải trong mô hình Balmorel, như vậy sẽ đảm bảo chất lượng kết quả của các kịch bản.

Kết quả trình bày trong báo cáo EOR19 (VD: công suất nhà máy điện, tiêu thụ năng lượng, tỷ trọng NLTT, chi phí hệ thống và phát thải CO_2) được tính từ mô hình TIMES và mô hình Balmorel: kết quả về các ngành phía cầu được lấy từ mô hình TIMES còn những kết quả cụ thể về điện được tính từ mô hình Balmorel. Nhờ đó, các kết quả về toàn bộ hệ thống năng lượng được tổng hợp và hài hòa giữa hai mô hình.

A.2. TIMES – Mô hình hệ thống năng lượng

Phương pháp luận của mô hình TIMES (Hệ thống MARKAL-EFOM hợp nhất) là tối thiểu hóa chi phí, được sử dụng rộng rãi để cung cấp thông tin cho quá trình lập quy hoạch và hoạch định chính sách năng lượng. Chương trình được phát triển, duy trì và thúc đẩy bởi liên danh IEA-ETSAP, là thỏa thuận thực hiện hoạt động có thời hạn dài nhất của IEA (Tổ chức Năng lượng Quốc tế). Hiện nay, có 19 quốc gia, Liên minh Châu Âu (EU) và hai nhà tài trợ tư nhân đang tham gia đảm bảo nâng cấp liên tục chương trình này. Các tài liệu về mô hình TIMES có tại iea-etsap.org.

Mô hình TIMES là mô hình tối ưu hóa đa ngành, được áp dụng để nghiên cứu lập quy hoạch năng lượng dài hạn cho Việt Nam. Mô hình TIMES-Việt Nam được phát triển trong dự án do Ngân hàng thế giới (WB) tài trợ "Đưa Việt Nam vào lộ trình năng lượng carbon thấp để đạt mục tiêu NDC" (DWG, 2018). Mô hình bày đã được điều chỉnh phù hợp để hỗ trợ phân tích các kịch bản của Báo cáo EOR19.

Mô hình TIMES Việt Nam bao trùm tất cả các thành phần của hệ thống năng lượng, từ nguồn năng lượng sơ cấp đến các nhà máy điện và các nhà máy xử lý nhiên liệu khác, và cuối cùng đến các thiết bị tiêu thụ ứng với 5 lĩnh vực phụ tải.

Năng lượng sơ cấp, ở dạng nhiên liệu trong nước và nhập khẩu, và các loại nguồn năng lượng tái tạo trong nước khả dụng để đáp ứng nhu cầu năng lượng của đất nước. Các nhà máy điện và các nhà máy chế biến nhiên liệu thực hiện biến đổi những nguồn năng lượng sơ cấp thành các sản phẩm năng lượng cuối cùng, như điện năng, các sản phẩm dầu và khí thiên nhiên, được sử dụng trong các lĩnh vực phụ tải. Các nhà máy hiện có và nhà máy tiềm năng tương lai được phân nhóm theo loại nhiên liệu và loại nhà máy đặc trưng bởi công suất hiện có hoặc chi phí đầu tư, chi phí vận hành, hiệu suất và những thông số hoạt động khác. Các sản phẩm năng lượng cuối cùng được tiêu thụ trong những thiết bị sử dụng cụ thể, nhằm thỏa mãn những nhu cầu dịch vụ năng lượng của từng lĩnh vực phụ tải.

Mô hình mô tả năm lĩnh vực phụ tải, bao gồm: nông nghiệp, thương mại, công nghiệp, dân dụng và GTVT. Mỗi lĩnh vực phụ tải có đặc trưng là một tập hợp các thiết bị sử dụng năng lượng cuối cùng phục vụ các nhu cầu sử dụng năng lượng khác nhau (như chiếu sáng, làm mát, đun nấu, quá trình nhiệt trong công nghiệp, chạy động cơ, vận chuyển hành khách và hàng hóa). Những thiết bị sử dụng cuối cùng hiện có và tiềm năng có đặc trưng về công suất hiện có hoặc chi phí đầu tư, chi phí vận hành, hiệu suất và những thông số hoạt động khác. Nhu cầu GTVT bao gồm vận chuyển hành khách đường bộ, hàng hóa đường bộ, hành khách đường sắt, hàng hóa đường sắt, hành khách hàng không, hàng hóa hàng không và hàng hóa đường thủy. Nhu cầu GTVT được đáp ứng bởi các phương tiện vận tải khác nhau mà công suất và hoạt động của chúng là ngoại sinh trong mô hình TIMES Việt Nam và dựa trên số liệu của Bộ GTVT trong các kịch bản khác nhau. Những thiết bị này có các đặc trưng về chi phí đầu tư và chi phí vận hành cho phép mô hình tính chi phí cho ngành GTVT. Những nhu cầu về các dịch vụ năng lượng được xác định bằng dự báo các nhu cầu năng lượng năm cơ sở, lấy từ cân bằng năng lượng 2014 (Viện Năng lượng, 2017) là một phần của quá trình điều chỉnh, theo những yếu tố tác động riêng của từng ngành, như tỷ lệ tăng trưởng GDP, GDP/đầu người, dự báo sản xuất công nghiệp, và dự báo tăng trưởng nhu cầu làm mát không gian.

Ngành điện

Trong ngành điện, các nguồn năng lượng sơ cấp được tiêu thụ bởi các loại công nghệ phát điện khác nhau để sản xuất điện năng truyền tải lên lưới điện, chủ yếu cung cấp cho các ngành phía phụ tải. Nhập khẩu và xuất khẩu năng lượng từ các nước láng giềng cũng được mô hình hóa. Ngành điện được tổ chức thành những nhà máy điện hiện có theo báo cáo Cân bằng năng lượng và số liệu của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), và các phương án nhà máy điện mới khả dụng để đáp ứng nhu cầu điện tương lai.

Một số loại công nghệ nhà máy điện đã được mô hình hóa, bao gồm bốn (4) loại nhà máy thủy điện – cực lớn, lớn, vừa và nhỏ; các loại nhà máy nhiệt điện than, diesel, khí thiên nhiên, nhà máy điện sinh khối, điện mặt trời tập trung và điện mặt trời áp mái của các tòa nhà dân dụng và thương mại, và sáu loại nhà máy điện gió dựa vào các cấp gió và khoảng cách đến lưới truyền tải. Ba vùng được mô hình hóa (bao gồm miền Bắc, miền Trung, miền Nam) được liên kết bằng các đường dây truyền tải trong mô hình TIMES Việt Nam. Có hai liên kết hai chiều cho truyền tải điện giữa các vùng: (i) miền Bắc đến miền Trung, (ii) miền Trung đến miền Bắc, (iii) miền Trung đến miền Nam và (iv) miền Nam đến miền Trung.

Dữ liệu kinh tế và kỹ thuật của các công nghệ phát điện dựa trên (EREA & DEA, 2019f) cũng như một số nguồn dữ liệu khác của Việt Nam và quốc tế. Những giả thiết về công nghệ phát triển cho giai đoạn 2020 - 2050, điều đó có nghĩa rằng chi phí và hiệu suất được giả định sẽ thay đổi dựa trên đường cong lĩnh hội của các công nghệ cụ thể.

Các lĩnh vực phụ tải

Nông nghiệp

Ngành nông nghiệp và ngư nghiệp chiếm 3,3% của tổng nhu cầu năng lượng năm cơ sở và bao gồm bốn dịch vụ sử dụng cuối cùng. Dầu diesel, xăng và điện năng là các nhiên liệu chính cung cấp cho ngành này. Dầu diesel sinh học và xăng sinh học có thể được cung cấp cho ngành này dưới dạng nhiên liệu hỗn hợp với dầu diesel và xăng để sử dụng trong tương lai. Dữ liệu để xác định tỷ trọng các nhu cầu dịch vụ và đặc tính các công nghệ chủ yếu được lấy từ *Calculator 2050 Việt Nam*[44]. Những thiết bị tiêu thụ năng lượng trong ngành nông nghiệp được phân thành các loại: hiện có (năm cơ sở), tiêu chuẩn và cải tiến, mỗi loại có đặc điểm chi phí và hiệu suất khác nhau.

Công nghiệp

Ngành công nghiệp chiếm 49% tổng nhu cầu năng lượng năm cơ sở, bao gồm mười hai tiểu ngành công nghiệp. Ngành công nghiệp không thể được mô hình hóa ở mức quá trình, do có sự biến đổi lớn và chi tiết trong các dây chuyền chế biến công nghiệp và thiếu dữ liệu xuất phát từ lo ngại thông tin về quyền sở hữu. Thay vì đó, mỗi tiểu ngành được mô tả bởi bốn dịch vụ năng lượng chính là: nhiệt xử lý, chạy máy, các trang thiết bị/khác, và nguyên liệu cần thiết để sản xuất các sản phẩm đầu ra.

Ngành công nghiệp có đặc trưng là sử dụng đa dạng các loại nhiên liệu và năng lượng để cung cấp cho bốn dịch vụ năng lượng thành phần. Nhiên liệu sinh khối bao gồm bã mía, vỏ cà phê, gỗ củi, rơm rạ và những phụ phẩm hữu cơ khác. Khí sinh học có sẵn từ một số nguồn. Phát điện tự động và đồng phát điện-nhiệt hiện đang được triển khai và tiếp tục là lựa chọn trong tương lai cho nhiều tiểu ngành công nghiệp khác nhau. Cũng như với các lĩnh vực phụ tải khác, dầu diesel sinh học và xăng sinh học có thể được cung cấp cho ngành này dưới dạng nhiên liệu hỗn hợp với dầu diesel và xăng truyền thống để sử dụng trong tương lai. Những thiết bị tiêu thụ năng lượng công nghiệp được phân thành các loại: hiện có (năm cơ sở), tiêu chuẩn và cải tiến, mỗi loại có đặc điểm chi phí và hiệu suất khác nhau.

[44] http://vietnamcalculator2050.atmt.gov.vn

Thương mại

Ngành thương mại chiếm 2,8% tổng nhu cầu năng lượng năm cơ sở và bao gồm tám nhu cầu dịch vụ. Mô hình TIMES Việt Nam cung cấp một tập hợp lớn các lựa chọn công nghệ mới cho từng nhu cầu dịch vụ, tương ứng với các lựa chọn tiêu chuẩn, cải tiến, tốt hơn và tiên tiến, dựa trên nghiên cứu của các tác giả về các trang thiết bị trong nước. Có nhiều loại sản phẩm năng lượng được sử dụng trong ngành này, nhưng điện năng là chủ đạo. Dầu diesel sinh học và xăng sinh học cũng có thể được cung cấp cho lĩnh vực này dưới dạng nhiên liệu hỗn hợp với dầu diesel và xăng truyền thống. Những hệ thống pin mặt trời phân tán cấp điện trực tiếp cho ngành này (để tiêu thụ nội bộ) cũng như bán điện năng thừa lên lưới. Cuối cùng, các phương án cải thiện hiệu suất tòa nhà được mô hình cung cấp giúp giảm nhu cầu năng lượng của tòa nhà, chủ yếu để làm mát, chiếu sáng và đun nước.

Dân dụng

Ngành dân dụng chiếm 21% tổng nhu cầu năng lượng năm cơ sở và bao gồm bảy nhu cầu dịch vụ. Mặc dù có nhiều loại sản phẩm năng lượng sử dụng trong ngành này, điện năng vẫn là sản phẩm năng lượng chủ đạo, tiếp theo là đóng góp quan trọng từ gỗ củi và LPG. Do sự khác nhau cố hữu giữa các xu hướng tiêu thụ năng lượng ở nông thôn và thành thị, cũng như các lựa chọn công nghệ và nhiên liệu, ngành dân dụng được chia thành 2 nhóm thành thị và nông thôn. Cũng giống như ngành thương mại, các hệ thống điện mặt trời phân tán cấp điện trực tiếp cho ngành này (để tiêu thụ nội bộ) cũng như bán điện dư lên lưới. Cuối cùng, các phương án cải thiện hiệu suất tòa nhà được mô hình cung cấp giúp giảm nhu cầu năng lượng của tòa nhà, chủ yếu để làm mát và đun nước. Cũng giống như các ngành khác, những thiết bị tiêu thụ năng lượng dân dụng được phân thành các loại: hiện có (năm cơ sở), tiêu chuẩn và cải tiến, mỗi loại có đặc điểm chi phí và hiệu suất khác nhau.

Giao thông vận tải

Do Bộ GTVT đã đánh giá các biện pháp giảm thiểu KNK cho hoạt động GTVT (GIZ, 2018a), phương thức vận tải và tỷ trọng nhiên liệu là các dữ liệu đầu vào ngoại lai đối với mô hình TIMES Việt Nam, dựa trên những kịch bản được xây dựng thông qua mô hình EFFECT tại Bộ GTVT. Do đó, ngành GTVT trong mô hình TIMES Việt Nam kế thừa các kết quả từ mô hình EFFECT, trong đó bao gồm một số biện pháp giảm thiểu. Điều này cho phép mô hình TIMES Việt Nam phản ánh những tác động hợp nhất của các biện pháp trong ngành GTVT lên các phần khác của toàn bộ hệ thống năng lượng – cụ thể là những tác động lên yêu cầu cung cấp thượng nguồn, phát điện và cạnh tranh nhiên liệu giữa các ngành khác nhau, như mô phỏng trong tối ưu hóa tổng thể.

Những động lực chính tác động lên nhu cầu năng lượng

Những động lực chính tác động đến nhu cầu năng lượng bao gồm tăng trưởng GDP, tăng trưởng dân số, tăng trưởng GDP/đầu người, và số người trong một hộ gia đình. Ngoài ra, các động lực khác tác động lên nhu cầu của từng khu vực như hệ số đàn hồi của sử dụng năng lượng so với tăng trưởng GDP, dự báo sản xuất công nghiệp, và tỷ lệ thâm nhập thị trường của các thiết bị làm mát không gian, thiết bị làm lạnh, thiết bị điện. Bảng 11 mô tả những động lực chính đã được sử dụng để dự báo nhu cầu tương lai cho các dịch vụ năng lượng mà mô hình TIMES Việt Nam phải đáp ứng trong từng giai đoạn.

Bảng 11: Những động lực chính tác động lên nhu cầu năng lượng

Động lực tác động lên nhu cầu	2014	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GDP (tỷ USD)	126,6	145,0	190,1	266,6	373,9	524,4	662,9	798,8	917,0
Dân số (triệu người)	90,7	92,8	96,6	100,9	104,4	107,3	109,7	111,5	112,7
Số người trên hộ	3,80	3,76	3,69	3,60	3,51	3,42	3,34	3,25	3,17
Tăng trưởng GDP		7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	4,80%	3,80%	2,80%
Tăng trưởng dân số		1,11%	1,03%	0,87%	0,69%	0,55%	0,44%	0,33%	0,22%

Nguồn: GDP trong QHĐ7 điều chỉnh (Viện Năng lượng, 2015) và biến động dân số từ dự báo dân số của Tổng cục Thống kê (GSO, 2016).

Các nguồn tài nguyên

Tiềm năng nguồn tài nguyên được mô hình hóa cho ba miền với năng lực cung cấp cho mỗi năm. Tiềm năng cung cấp dựa vào các quy hoạch phát triển ngành đã được phê duyệt. Sau đó năng lực cung cấp được ngoại suy cho những năm tương lai cho đến năm 2050.

Các trầm tích than nội địa tập trung ở miền Bắc, các mỏ dầu thô chủ yếu ở miền Nam với một số mỏ ở nước ngoài, còn các mỏ khí thiên nhiên chủ yếu ở miền Nam với một mỏ lớn trong tương lai nằm ở miền Trung. Việt Nam cũng đang nhập khẩu than, các sản phẩm dầu và điện từ nước ngoài. Trong tương lai, LNG có thể được nhập khẩu cho phát điện và phục vụ những mục đích sử dụng khác. Bên cạnh đó, Việt Nam đang xuất khẩu than, dầu thô, các sản phẩm dầu và điện sang các nước khác. Giá nhiên liệu nhập khẩu được lấy từ báo cáo cơ sở của EOR (EREA & DEA, 2019e). Giá nhập khẩu điện và số lượng nhập khẩu tham khảo từ (EA, 2019).

Tiềm năng thủy điện sẵn có ở cả ba miền. Đến năm 2020 thủy điện lớn (>30MW) gần như được khai thác hết. Tiềm năng công suất lớn nhất cho thủy điện nhỏ đạt 4,088 GW ở miền Bắc, 2,316 GW ở miền Trung và 0,35 GW ở miền Nam. Các loại sinh khối được mô hình hóa trong mô hình TIMES Việt Nam gồm gỗ, bã mía, trấu, rơm rạ và các loại khác (Viện Năng lượng, 2016). Tiềm năng sinh khối theo loại và theo vùng được lấy từ (Viện Năng lượng, 2016), còn giá sinh khối tham khảo từ (EREA & DEA, 2019e).

Bảng 12: Giá nhiên liệu nhập khẩu và xuất khẩu

Nguồn cung cấp	Nhiên liệu	Giá nhiên liệu (USD 2015/GJ)		
	Năm	2020	2030	2050
Nhập khẩu	Than	3,61	3,74	3,90
	Dầu thô	10,20	11,50	10,40
	LPG	33,32	34,32	30,74
	Xăng	23,27	28,54	39,03
	Nhiên liệu máy bay	17,71	23,72	33,54
	Dầu hỏa	17,71	23,72	33,54
	Dầu Diesel	23,38	29,68	40,07
	Dầu nhiên liệu	11,22	17,06	19,91
	Khí thiên nhiên	10,48	11,82	11,91
Xuất khẩu	Than	3,25	3,63	4,30
	Dầu thô	9,69	10,93	9,88
	Xăng	22,11	27,11	37,08
	Nhiên liệu máy bay	16,83	22,53	31,86
	Dầu Diesel	22,21	28,20	38,07
	Dầu nhiên liệu	10,66	16,21	18,91

Bảng 13: Giá điện nhập khẩu và ranh giới

Khu vực	Giá nhiên liệu (USD 2015/GJ)			Tiềm năng cung cấp (PJ)		
	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Trung Quốc – M.Bắc	18,6	19,4	21,1	8,8	37,8	37,8
Lào – M.Trung – M.Bắc	18,7	19,6	21,3	0,0	16,4	16,4
Lào – M.Trung – M.Trung	18,9	19,8	21,5	3,8	27,4	27,4
Lào – M.Trung – T.Nguyên	19,1	20,0	21,7	7,0	24,6	24,6

Bảng 14: Tiềm năng sinh khối, chất thải và giá

Vùng	Nguồn cấp/ Nhiên liệu	Giá nhiên liệu (USD 2015/GJ)			Tiềm năng cung cấp (PJ)		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050
Miền Bắc	Trấu	1,9	2,3	2,3	25,3	25,6	30,7
	Rác thải đô thị	0,0	0,0	0,0	21,2	16,0	29,7
	Khí bãi rác	0,3	0,3	0,3	0,0	0,7	3,9
	Nhiên liệu SH dạng rắn sơ cấp	1,9	2,4	2,4	118,1	144,1	172,9
	Bã mía	0,2	0,2	0,2	5,6	6,1	9,2
	Xăng sinh học	24,6	27,4	35,8	4,5	15,5	52,7
	Rơm rạ	0,6	0,7	0,7	83,3	84,4	101,3
	Diesel sinh học	24,7	28,5	36,0	13,7	46,7	157,5
	Khí sinh học	0,6	0,7	0,7		4,7	23,4
	Sinh khối khác	0,4	0,5	0,5	100,6	100,6	120,8
Miền Trung	Trấu	1,9	2,3	2,3	19,2	19,4	23,3
	Rác thải đô thị	0,0	0,0	0,0	10,9	8,2	15,3
	Khí bãi rác	0,3	0,3	0,3	0,0	0,4	2,0
	Nhiên liệu SH dạng rắn sơ cấp	1,9	2,4	2,4	164,3	196,2	235,5
	Bã mía	0,2	0,2	0,2	21,7	23,6	28,3
	Xăng sinh học	31,2	34,8	45,3	4,5	15,5	52,7
	Rơm rạ	0,6	0,7	0,7	63,2	64,0	76,8
	Diesel sinh học	31,3	36,2	45,6	13,7	46,7	157,5
	Khí sinh học	0,6	0,7	0,7		4,7	23,4
	Sinh khối khác	0,4	0,5	0,5	85,2	101,5	121,8
Miền Nam	Trấu	1,7	2,0	2,0	55,0	55,7	66,9
	Rác thải đô thị	0,0	0,0	0,0	32,2	24,2	45,0
	Khí bãi rác	0,3	0,3	0,3	0,0	1,1	5,9
	Nhiên liệu SH dạng rắn sơ cấp	1,9	2,4	2,4	84,5	98,2	117,8
	Bã mía	0,2	0,2	0,2	24,2	26,4	31,6
	Xăng sinh học	31,2	34,8	45,3	4,5	15,5	52,7
	Rơm rạ	0,6	0,7	0,7	181,3	183,6	220,3
	Diesel sinh học	31,3	36,2	45,6	13,7	46,7	157,5
	Khí sinh học	0,6	0,7	0,7		4,7	23,4
	Sinh khối khác	0,4	0,5	0,5	62,9	73,9	88,6

A.3. Balmorel - Mô hình hệ thống điện

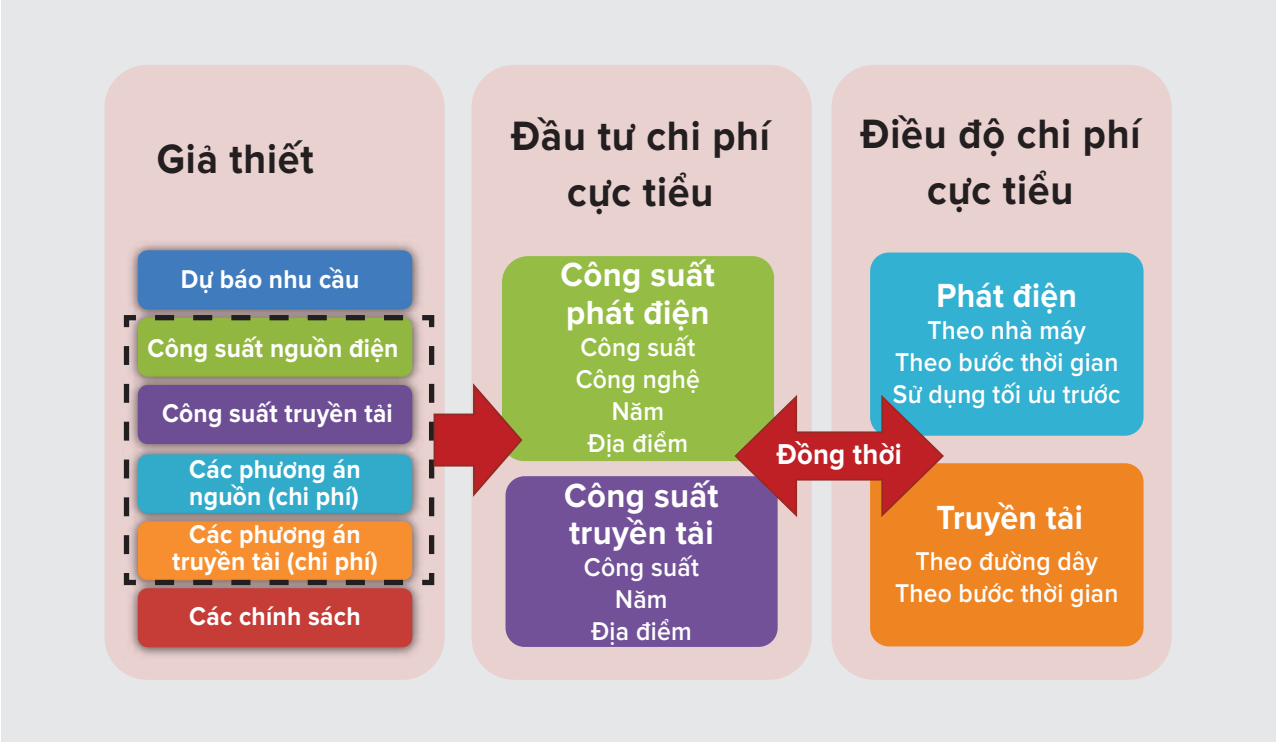
Balmorel là một mô hình cân bằng một phần kinh tế kỹ thuật chi tiết phù hợp cho phân tích các hệ thống điện. Mô hình có thể thực hiện tối ưu hóa cả đầu tư và điều độ với một nhóm các ràng buộc. Thông tin thêm về mô hình Balmorel có trên các website của Balmorel (Ea Energy Analyses, 2018) (Hans Ravn, 2016).

Trong chế độ tối ưu hóa đầu tư, mô hình Balmorel có khả năng xác định mức đầu tư, cải tạo và tháo dỡ tối ưu các công nghệ phát điện và tích trữ điện, cũng như công suất truyền tải giữa các vùng đã được xác định trước.

Trong chế độ tối ưu hóa điều độ, mô hình xác định công suất phát điện khả dụng và công suất truyền tải tối ưu. Mức độ chi tiết về thời gian và địa lý có thể được điều chỉnh theo phạm vi của phân tích, có thể thay đổi độ phân giải thời gian đến từng giờ cũng như cho phép mức cao hơn về chi tiết kỹ thuật và địa lý.

Cơ sở toán học của mô hình Balmorel là dựa vào chi phí cực tiểu, ví dụ tìm giải pháp cho điều độ và đầu tư vào hệ thống điện với mức tổng chi phí hệ thống điện thấp nhất. Để làm được như vậy, mô hình Balmorel tính đến sự phát triển của nhu cầu điện trong khoảng thời gian phân tích, các đặc tính kỹ thuật và kinh tế của tất cả các tổ máy sản xuất điện, giá nhiên liệu, những ràng buộc về lưới, tính khả dụng về mặt thời gian và không gian của NLTT sơ cấp (Hình 37).

Mô hình cho phép mô tả các chính sách ở dạng các ràng buộc trên hệ thống điện, ví dụ như mục tiêu về tỷ trọng NLTT hoặc mục tiêu giảm phát thải KNK trong một năm nhất định.



Hình 37: Cơ chế vận hành của mô hình Balmorel

Mô tả khu vực trong mô hình Balmorel Việt Nam

Mô hình Balmorel Việt Nam bao trùm hệ thống điện của cả nước, bao gồm các nhà máy điện, các công nghệ tích trữ điện và các đường dây truyền tải giữa các khu vực. Nhu cầu điện tập trung ở miền Bắc và miền Nam, hai đầu của đất nước. Phụ tải của miền Nam chiếm gần 50% tổng nhu cầu phụ tải, trong khi miền Bắc chiếm 40% và miền Trung chiếm 10%. QHĐ7 điều chỉnh chia hệ thống điện Việt Nam thành ba vùng: Bắc, Trung và Nam, liên kết với nhau qua hệ thống truyền tải 500kV. Nguyên tắc phân vùng dựa vào khả năng tự cân bằng cung – cầu trong từng vùng, cũng như xem xét công suất truyền tải.

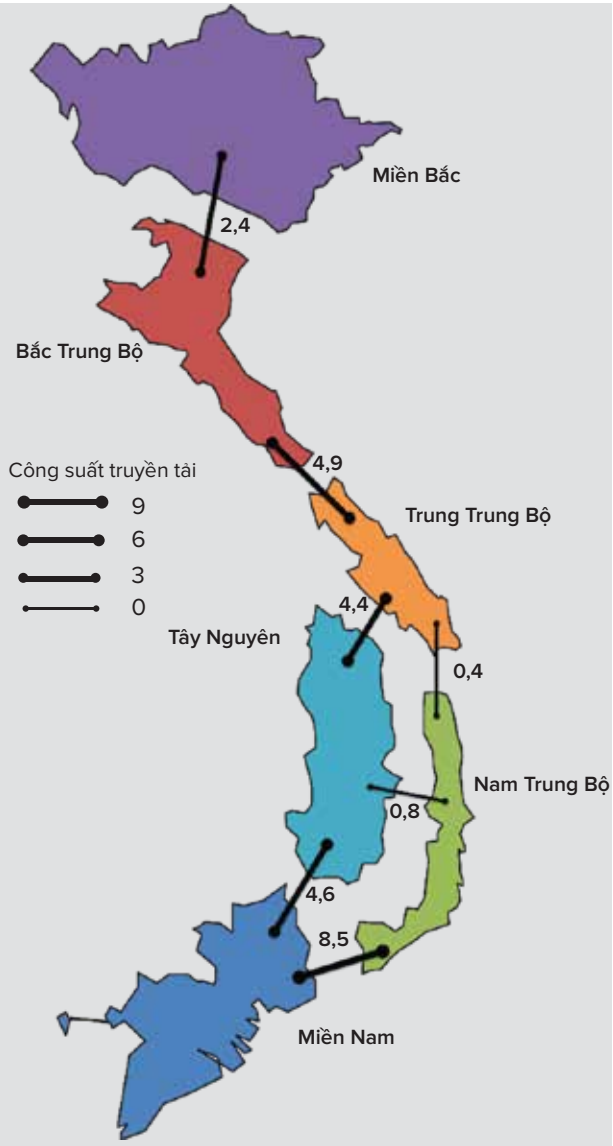
Trong Báo cáo EOR19, hệ thống điện được chia làm sáu vùng công suất điện (Hình 38), để đảm bảo phân tích đúng đắn tình trạng vận hành hiện nay và trong tương lai của hệ thống truyền tải liên vùng. Do đó việc chia vùng của hệ thống điện nhằm mục đích xác định công suất tối ưu của các đường dây truyền tải. Việc chia hệ thống điện thành sáu vùng bao gồm: miền Bắc, Bắc Trung Bộ, Trung Trung Bộ, Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và miền Nam dựa vào những cân nhắc sau:

1. Quy mô công suất nguồn điện trong vùng công suất và chiều dài của đường dây liên kết các vùng lân cận.
2. Vai trò của đường dây truyền tải liên kết đối với độ tin cậy của cân bằng cung-cầu trong khu vực.
3. Sự xuất hiện các đoạn tắc nghẽn trên đường dây liên kết giữa các vùng.
4. Đặc tính của các nhà máy phát điện trong khu vực và kết quả đồ thị phụ tải điện.

Liên quan đến các điểm nêu trên, sự phân bố tiềm năng NLTT ở Việt Nam không đều và tập trung ở phía Nam, chủ yếu ở Nam Trung bộ, Tây nguyên và khu vực Tây Nam bộ với khoảng cách truyền tải đến trung tâm phụ tải dài hơn 200km. Hơn nữa, vì tiềm năng của than trong nước sẽ không đủ cấp cho các nhà máy điện than trong tương lai, miền Trung có thể trở thành điểm vào thuận tiện cho nhập khẩu than đối với các cảng nhập khẩu than và các nhà máy nhiệt điện đốt than nhập khẩu. Đồng thời miền Trung có phụ tải điện thấp và đường dây liên kết truyền tải dài. Ngoài ra, các mỏ khí thiên nhiên ở miền Nam Việt Nam có thể sớm bị khai thác hết, như vậy vị trí tối ưu cho cảng nhận LNG trong tương lai cần được đánh giá, trong đó có xem xét khoảng cách từ các nhà máy điện tương lai đến các trung tâm phụ tải.

Các đường dây truyền tải được được mô tả bằng tổng công suất trao đổi giữa sáu vùng. Công suất khả dụng được đặt trong mô hình là công suất truyền tải tinh, dựa trên kết quả từ mô hình PSS/E. Tổn thất truyền tải cũng được tính cho bảy đường dây ứng với mức mang tải 80% của mỗi đường dây. Ngoài công suất truyền tải cho năm 2020 (Hình 38), mô hình Balmorel cho phép đầu tư thêm để nâng công suất truyền tải trên các giao diện, nếu đảm bảo chi phí cực tiểu.

Liên kết mềm với mô hình lưới PSS/E cũng cho kết quả phản hồi về việc phân chia các nhà máy điện theo vùng xét trên quan điểm đặc tính truyền tải chứ không hoàn toàn phụ thuộc vào vị trí địa lý. Theo mô hình liên kết với PSS/E cho năm 2020, nhiều nhà máy điện được phân chia vào 6 vùng khác với vị trí địa lý thực tế.



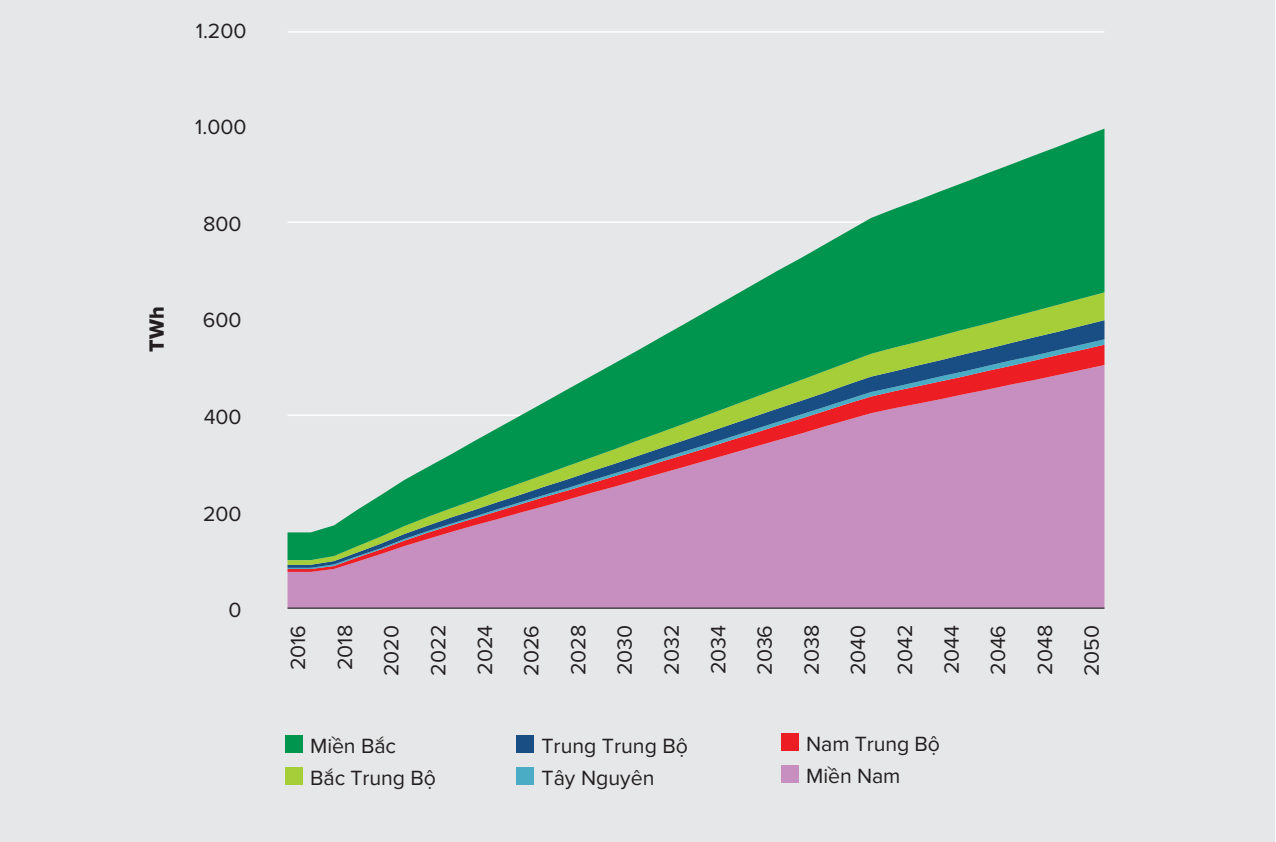
Hình 38: Kết nối điện hiện có và đã cam kết ở Việt Nam, tổng công suất (GW) vào năm 2020

Mô đun đầu tư nguồn điện

Mô hình Balmorel Việt Nam mô tả đầy đủ các công nghệ phát điện mới cho đầu tư trong tương lai dựa trên Cẩm nang Công nghệ sản xuất điện Việt Nam (EREA & DEA, 2019f). Những giả thiết của công nghệ phát triển từ nay đến năm 2050, ví dụ những đặc tính kỹ thuật và chi phí phát triển theo đường cong lĩnh hội kinh nghiệm của công nghệ cụ thể. Mô đun đầu tư cho phép lựa chọn đầu tư các loại công nghệ khác nhau bao gồm các nhà máy điện than, nhiệt điện khí (nhà máy điện chu trình hỗn hợp), nhà máy điện sinh khối, điện gió (trên bờ và ngoài khơi), nhà máy điện mặt trời và các lựa chọn tích trữ điện, như các dự án pin và thủy điện tích năng.

Nhu cầu điện

Nhu cầu điện là đầu ra chính từ mô hình TIMES và được sử dụng trong mô hình Balmorel làm đầu vào cho các kịch bản khác nhau, bằng sự liên kết mềm giữa hai công cụ này. Nhu cầu điện được xác định bởi mô hình TIMES bao gồm tổn thất truyền tải (giả định là 2,5%), sẽ được trừ đi khi đưa vào mô hình Balmorel, tương ứng với tổn thất truyền tải theo trào lưu công suất trên các đường dây truyền tải trong mô hình này. Xuất phát từ nhu cầu điện tổng hợp từ mô hình TIMES, nhu cầu điện quốc gia được chia thành thành 6 vùng dựa vào những dự báo từ QHĐ7.



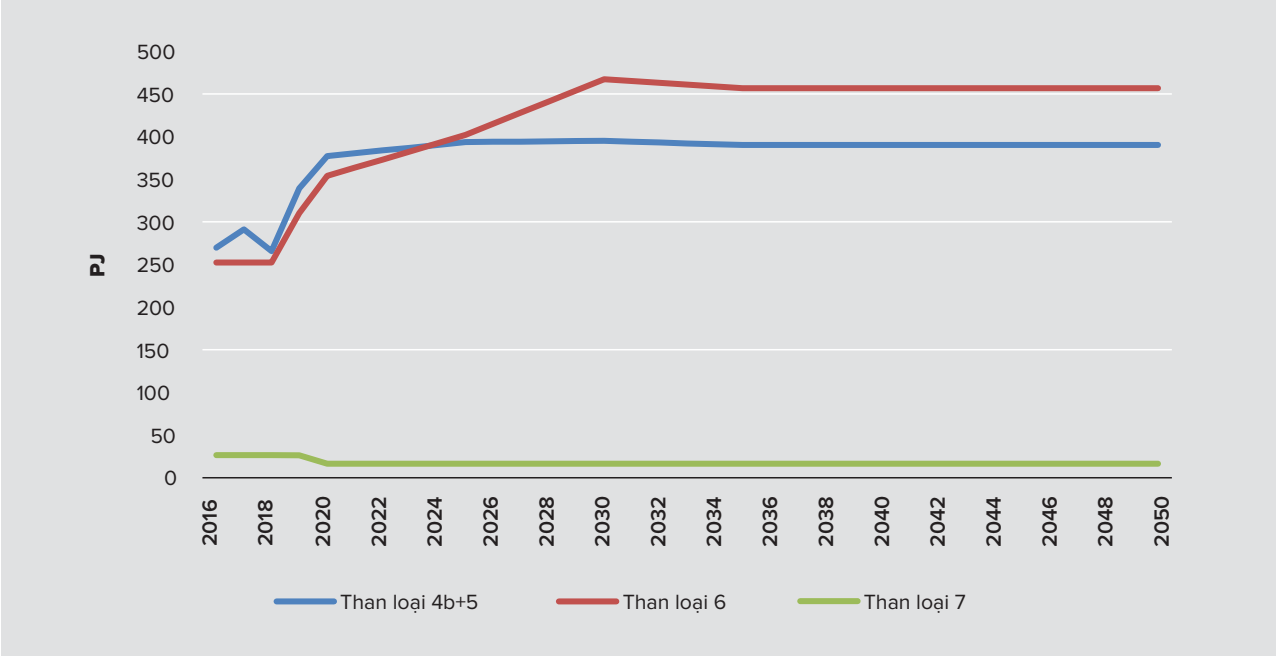
Hình 39: Nhu cầu điện năm theo vùng truyền tải cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT.*

Giá nhiên liệu trong tương lai

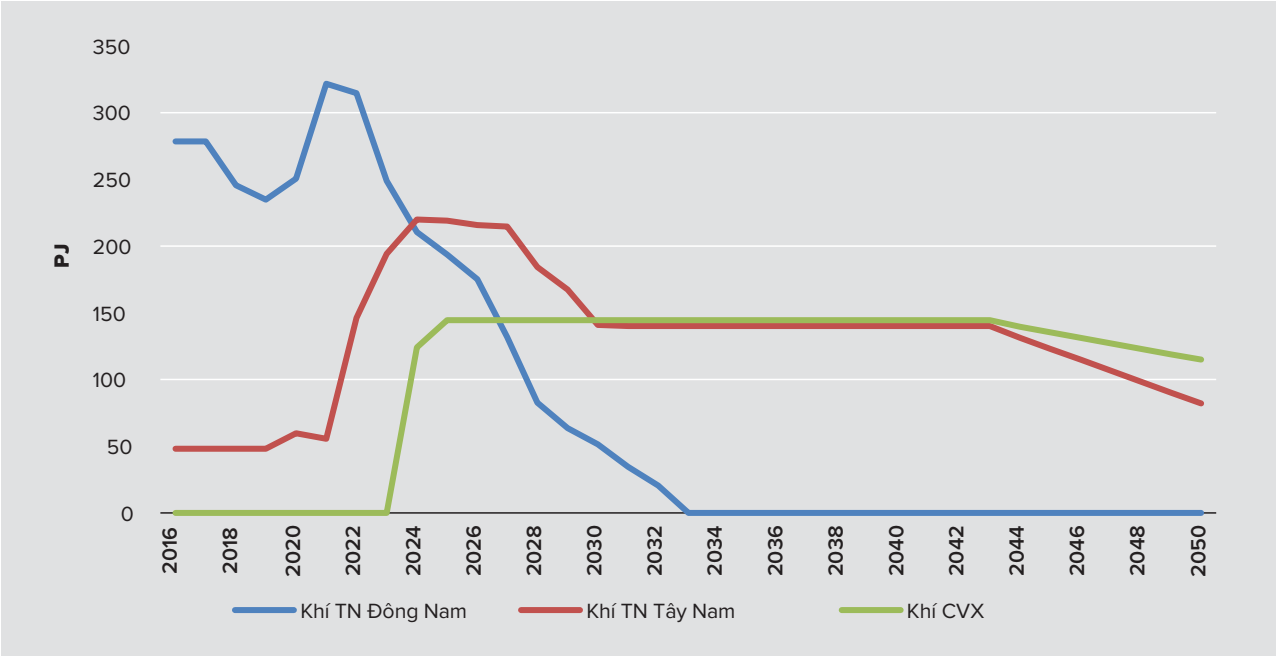
Nhu cầu điện đang tăng nhanh và vài năm trước Việt Nam đi từ nước xuất khẩu nhiên liệu thành nước nhập khẩu nhiên liệu. Do đó, Việt Nam chịu ảnh hưởng trực tiếp từ giá nhiên liệu quốc tế và việc dự báo giá nhiên liệu tương lai là một đầu vào quan trọng cho các phân tích chi phí cực tiểu của hệ thống năng lượng. Nghiên cứu về giá nhiên liệu và phương pháp luận cho dự báo giá nhiên liệu đã được thực hiện như một phần của Báo cáo EOR19, kết quả được trình bày chi tiết trong một báo cáo riêng (EREA & DEA, 2019e).

Tiềm năng năng lượng cho phát điện

Chi tiết về nguồn dữ liệu và những giả thiết về tiềm năng năng lượng được trình bày trong Báo cáo kỹ thuật (EREA & DEA, 2019a) và Báo cáo dữ liệu mô hình Balmorel (EREA & DEA, 2019b).



Hình 40: Sử dụng than trong nước lớn nhất (PJ) theo năm

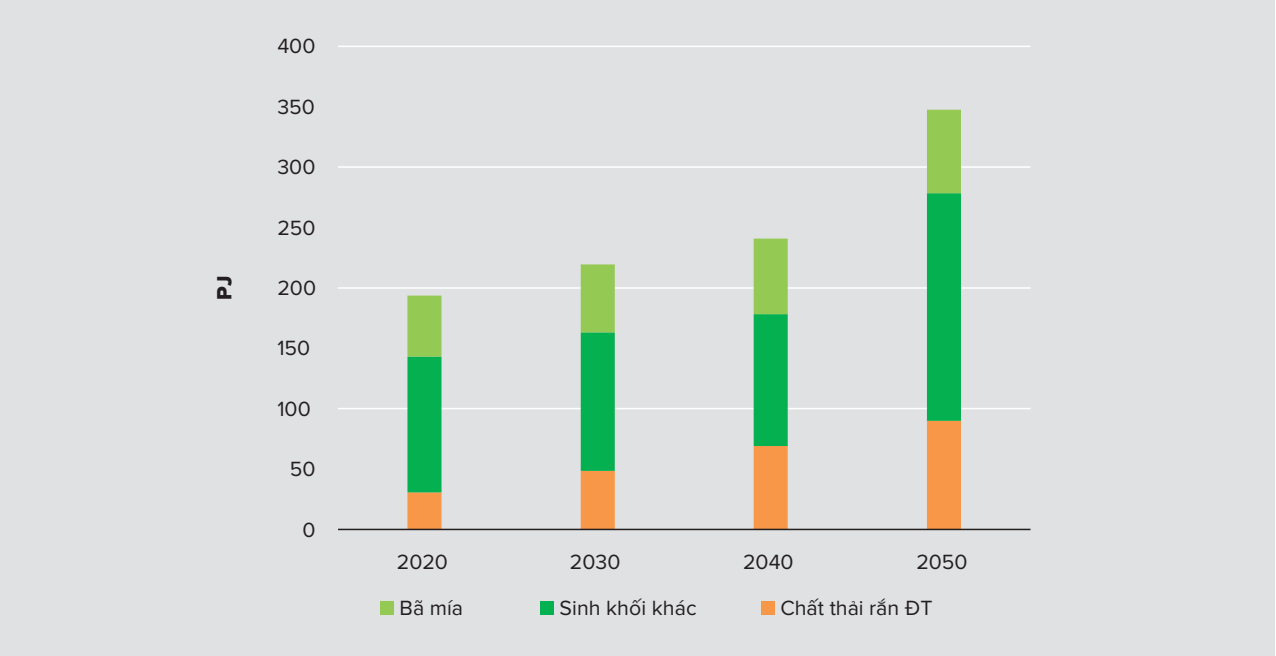


Hình 41: Sử dụng khí thiên nhiên trong nước lớn nhất ở miền Nam (khí tự nhiên ở khu vực Đông Nam và Tây Nam, PJ)

Những hạn chế về công suất của nguồn điện sinh khối đã được làm rõ dựa trên ước tính về khả năng sử dụng các nguồn sinh khối cho các ứng dụng phát điện trong thực tế[45].

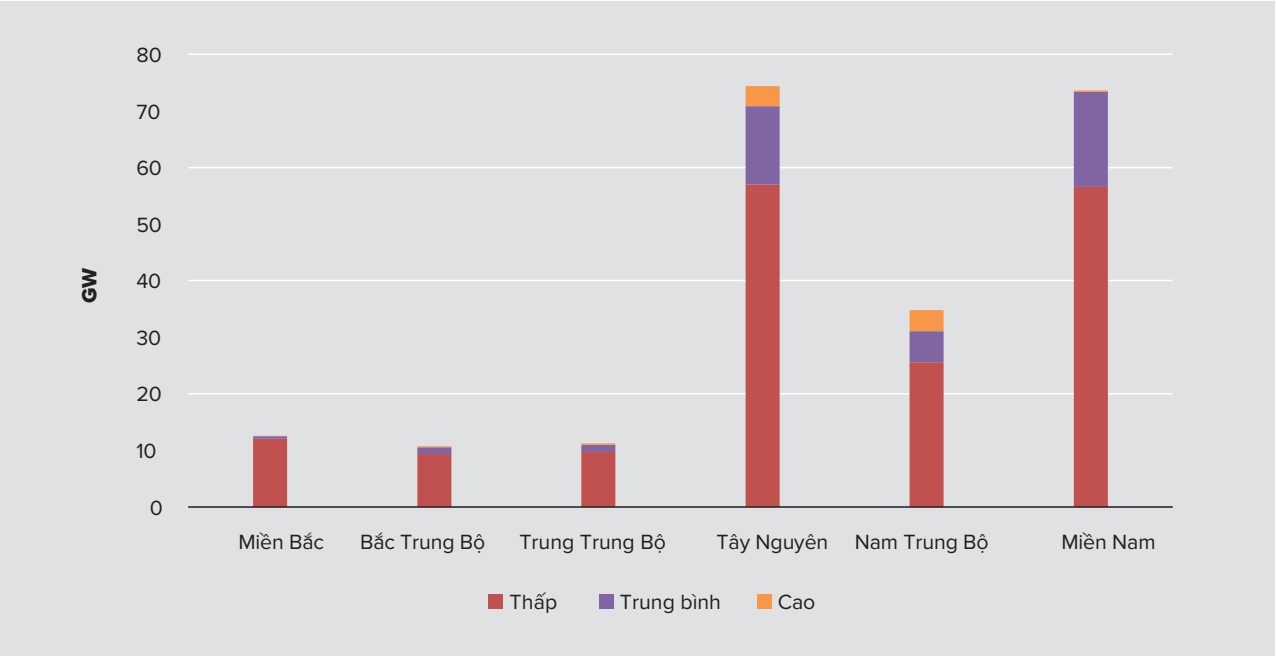
Ngoài những ràng buộc về công suất, tiềm năng năng lượng của bã mía, sinh khối (tất cả các loại) và chất thải rắn đô thị được xác định dựa vào kết quả từ mô hình TIMES (Hình 42).

[45] Quyết định số 2068/2015/QĐ-TTg của Thủ tướng

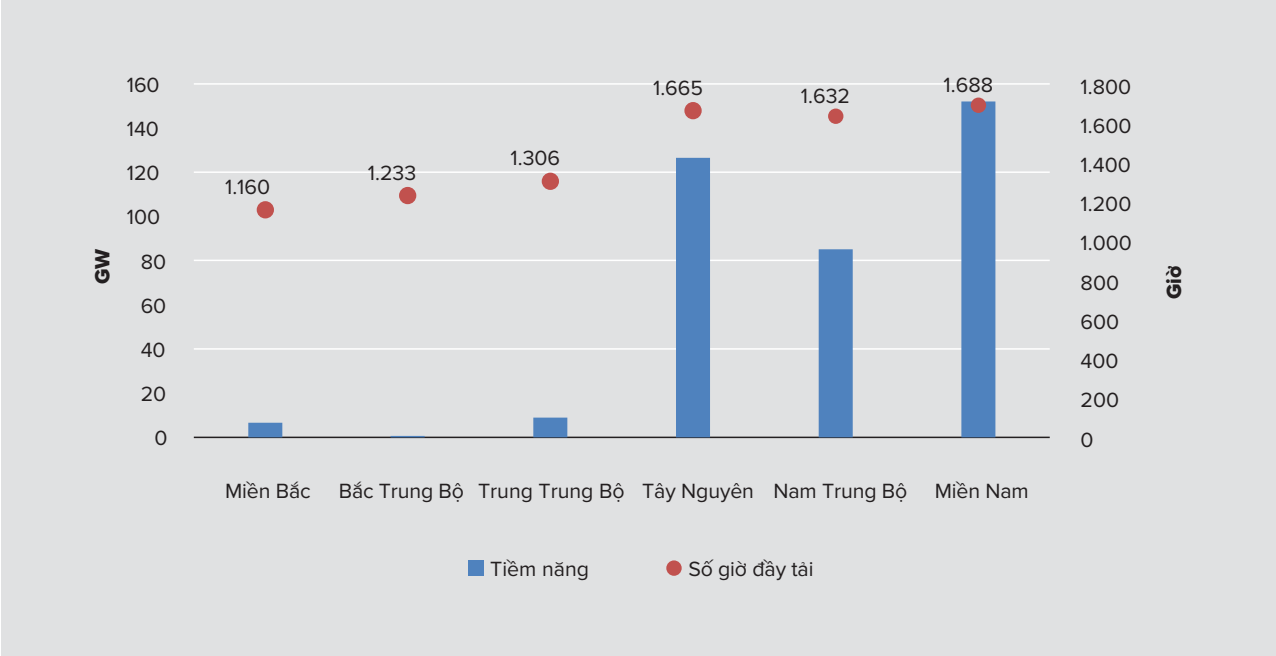


Hình 42: Giới hạn nguồn nhiên liệu sinh khối và chất thải rắn đô thị được thực hiện trong mô hình Balmorel (PJ) cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* – dựa vào kết quả từ mô hình TIMES

Việt Nam là quốc gia có tiềm năng điện gió ngoài khơi. Các vùng điện gió ngoài khơi gần Ninh Thuận (Nam Trung Bộ) đã được xem xét trong mô hình, bao gồm 6 khu vực, mỗi khu vực có tiềm năng 1000 MW với dữ liệu tốc độ gió dựa trên (Van Quang Doan et. Al, 2019). Ngoài khu vực Ninh Thuận, các vị trí tiềm năng cho phát triển điện gió ngoài khơi có thể được khảo sát thêm trong các nghiên cứu trong tương lai. Tiềm năng điện gió trên bờ, theo khu vực và theo tố độ gió, được thể hiện trong Hình 43.



Hình 43: Giới hạn nguồn đối với công suất điện gió trên bờ theo khu vực và cấp tốc độ gió đã thực hiện trong mô hình Balmorel. Thấp: 4,5-5,5 m/s, Trung bình: 5,5-6 m/s, Cao: trên 6 m/s. Tất cả các tua bin gió ở độ cao 80m.



Hình 44: Tiềm năng điện mặt trời và số giờ đầy tải theo khu vực đã thực hiện trong mô hình Balmorel

Các khu vực miền Nam của Việt Nam có các nguồn năng lượng mặt trời tốt, chẳng hạn với số giờ đầy tải là trên 1.600 giờ. Tiềm năng điện mặt trời toàn quốc dựa theo Dự thảo Quy hoạch phát triển năng lượng tái tạo Việt Nam (Bộ Công Thương, 2019). Tổng tiềm năng điện mặt trời toàn quốc đạt 380 GW, chia theo sáu vùng (Hình 44). Nếu khai thác hết tiềm năng thì điện mặt trời sẽ chiếm 1,6% tổng diện tích đất. Đối với các khu vực phía Nam, thì con số này sẽ cao hơn (3,4% cho miền Nam và 3,7% cho Tây Nguyên và Nam Trung Bộ). Đối với các khu vực phía Bắc, dưới 0,5% diện tích đất có tiềm năng cho phát triển điện mặt trời.

Việt Nam có tiềm năng thủy điện tích năng tương đối lớn với 8 địa điểm đã được khảo sát có tổng công suất 8.900 MW (EVN & JICA, 2004). Tiềm năng này cho miền Bắc, miền Trung và miền Nam lần lượt là 4.100 MW, 2.400 MW và 2.400 MW. Nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái ở tỉnh Ninh Thuận đã được đưa vào QHĐ7 điều chỉnh với công suất 1200 MW và dự kiến sẽ đi vào vận hành trong khoảng thời gian 2023 – 2025. Dự án thủy điện tích năng này có đặc điểm là kết hợp với hồ dưới là hồ thủy lợi Tân Mỹ. Dự án kết hợp giữa phát điện và thủy lợi này sẽ giúp giảm đáng kể chi phí đầu tư do chia sẻ đầu tư với ngành nông nghiệp. Trong mô hình Balmorel, nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái đã được đưa vào mô hình như một phương án đầu tư. Tuy nhiên, dự án này không khả thi trong các kịch bản cốt lõi.

A.4. PSS/E – Mô hình lưới truyền tải

Phương pháp luận của mô hình PSS/E

PSS/E (Power System Simulator for Engineering) là phần mềm mô phỏng hệ thống điện được sử dụng để phân tích sự phát triển và quy hoạch điện lực ở Việt Nam. Mô hình này bao gồm nhiều mô đun để đánh giá hệ thống: (i) Tính toán phân bố trào lưu công suất trạng thái tĩnh của lưới điện ; (ii) trào lưu công suất tối ưu; (iii) nghiên cứu các sự cố đối xứng và không đối xứng; (iv) mô phỏng quá trình quá độ điện cơ và phân tích ổn định của hệ thống.

Trong Báo cáo EOR19, kết quả tối ưu hóa của mô hình Balmorel được sử dụng làm đầu vào để mô hình hóa lưới điện trong PSS/E. Mô hình Balmorel tối ưu hóa công suất phát theo giờ của từng nhà máy tại mỗi vùng trong hệ thống và mức truyền tải trên các đường dây liên kết. Các giờ huy động tới hạn (Ví dụ: phụ tải còn lại cực đại hoặc công suất phát điện gió và điện mặt trời cực tiểu) được mô phỏng trong phần mềm PSS/E để kiểm chứng vận hành của lưới điện (công suất và mang tải của các đường dây truyền tải) được mô hình hóa trong Balmorel cho các năm 2020 và 2030.

Những chế độ được xem xét để mô phỏng trào lưu công suất trong PSS/E như sau:

Chế độ phụ tải cực đại (HD): vào lúc 10:00-14:00 hoặc 19:00-21:00 – để kiểm tra khả năng tải của các đường dây truyền tải trong điều kiện phụ tải nặng nề nhất.

Chế độ phụ tải cực tiểu (LD): trạng thái phụ tải thấp nhất (thường vào những ngày đầu năm âm lịch – ngày Tết), với điện áp cao trong lưới truyền tải.

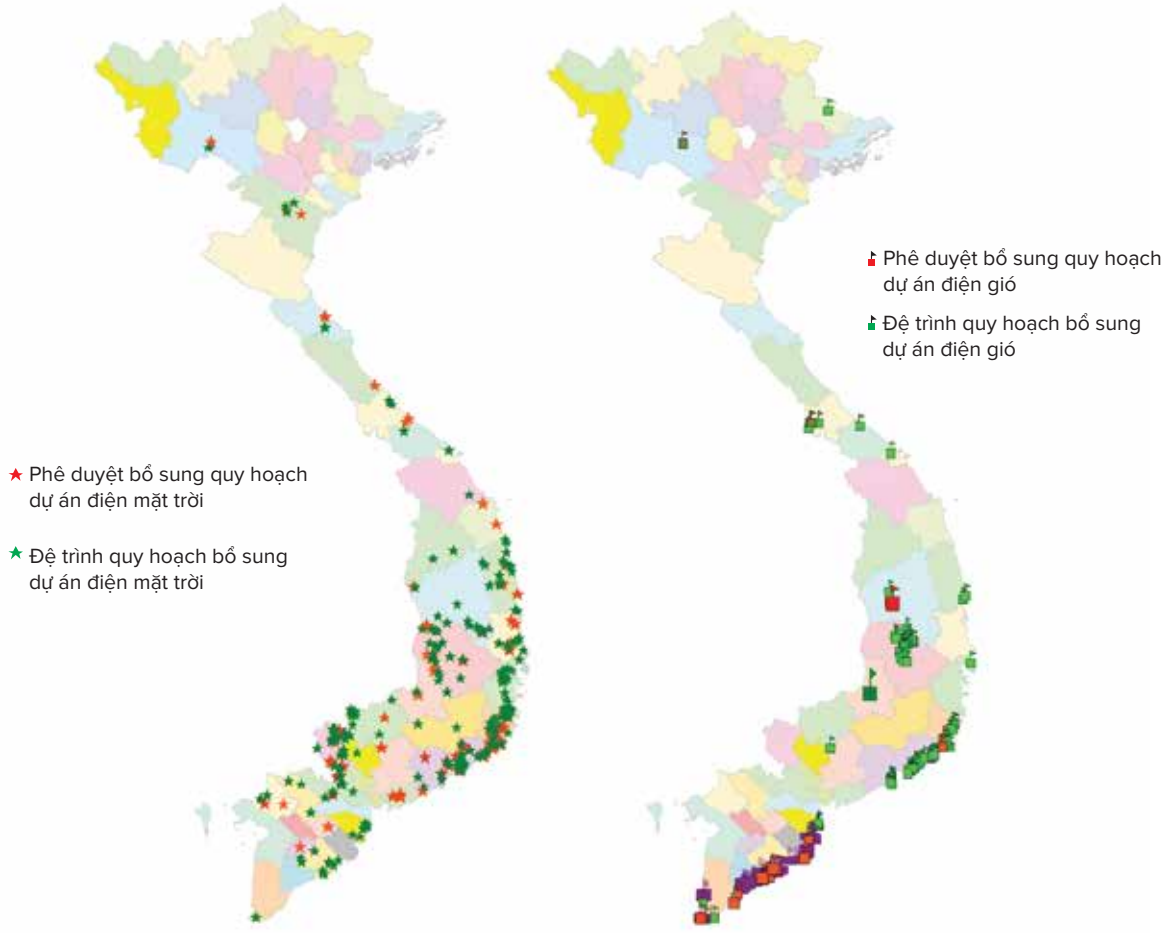
Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện FiT từ NLTT) cao nhất (HRD): vào lúc 19:00-21:00, với phụ tải cao và công suất phát từ điện mặt trời bằng không – để kiểm tra khả năng giải tỏa công suất của các nhà máy điện truyền thống.

Chế độ phụ tải còn lại (sau khi trừ điện FiT từ NLTT) nhỏ nhất (LRD): công suất điện mặt trời và điện gió lớn nhất - để kiểm tra vận hành của lưới điện khi huy động của các nguồn truyền thống là thấp nhất.

Chế độ tổng công suất truyền tải liên vùng cao nhất (HF) và tổng công suất truyền tải liên vùng thấp nhất (LF): trạng thái với phát điện cao nhất từ một khu vực và truyền tải sang các khu vực khác trên khoảng cách truyền tải lớn/mức thấp nhất của truyền tải giữa các khu vực – để kiểm tra sự đáp ứng của lưới truyền tải trong hai trạng thái, bao gồm mức tổn thất truyền tải.

Chế độ công suất điện gió và điện mặt trời phát cao nhất (HWS) và công suất điện gió và điện mặt trời phát thấp nhất (LWS): công suất điện gió và điện mặt trời phát cao nhất và thấp nhất trong khu vực Nam Trung Bộ - để kiểm tra ảnh hưởng của tỷ trọng cao của điện mặt trời và điện gió lên lưới truyền tải.

Đối với mỗi phương thức huy động nguồn được mô hình Balmorel cung cấp, mô hình PSS/E sẽ tính toán mức độ mang tải và điện áp của các phần tử chính trong hệ thống điện, như các đường dây truyền tải và các trạm biến áp. Lưới điện mô phỏng (phụ tải và nguồn điện) được xây dựng trên cơ sở dữ liệu về lưới điện trong QHĐ7 điều chỉnh với các cập nhật mới nhất về các công trình lưới điện truyền tải đã được phê duyệt. Đầu tiên, thực hiện kiểm tra lưới điện ở trạng thái vận hành bình thường (N-0) và sau đó kiểm tra các trường hợp sự cố N-1. Kết quả được đối chiếu với Quy chuẩn lưới điện (ERAV, 2016) để kiểm tra mức độ đáp ứng của lưới điện trong mô hình Balmorel. Đối với các vị trí xuất hiện quá tải – nghẽn mạch, đặc biệt các đường dây truyền tải liên vùng, mô hình có thể khuyến nghị các phương án như nâng cấp và mở rộng lưới điện truyền tải.



Hình 45: Vị trí của các nhà máy điện gió và điện mặt trời (2020)

Như vậy kết quả đầu ra của mô hình PSS/E có giá trị cho:

- Kiểm tra tính khả thi của kịch bản mở rộng nguồn điện được đề xuất trong mô hình Balmorel cho vận hành lưới điện theo quy hoạch đã được phê duyệt.
- Kiểm tra mức tải của các đường dây truyền tải trong các chế độ vận hành nguồn cực đoan và đưa ra những khuyến nghị về nâng cấp và mở rộng các đường dây truyền tải liên vùng.
- Ước tính chi phí đầu tư cho lưới truyền tải để đáp ứng chương trình quy hoạch nguồn điện đã đề xuất.

Những kết quả của mô hình PSS/E

Hai kịch bản phát triển hệ thống điện với tỷ trọng lớn của các nguồn điện NLTT được sử dụng để đánh giá vận hành lưới điện Việt Nam vào năm 2030:

- *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT:* tỷ trọng NLTT là 33% vào năm 2030
- *Kịch bản NLTT 50% năm 2030:* tỷ trọng NLTT là 50% vào năm 2030

Những khuyến nghị về lưới điện được đưa ra dựa vào kết quả mô phỏng lưới điện trong mô hình PSS/E, trong đó bốn giờ huy động nguồn tới hạn (HRD, HF, HWS và LWS) được đánh giá để kiểm tra tính khả thi của cấu hình nguồn và lưới do mô hình Balmorel đề xuất với hàm mục tiêu tối thiểu hóa chi phí. Đối với từng thời điểm, mức tải và điện áp được kiểm tra và đối chiếu với Quy chuẩn lưới điện của Việt Nam (ERAV, 2016). Cả trạng thái vận hành bình thường N-0 và sự cố N-1 đều được xem xét.

Đối với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT*, một số khuyến nghị về vận hành an toàn lưới điện bao gồm: xây dựng mới trạm biến áp 500 KV ở khu vực Tây Nguyên và đầu tư công suất truyền tải 10 GW (ba đường dây 500kV) để có thể truyền tải điện năng từ các nguồn NLTT trực tiếp đến khu vực Đông Nam Bộ. Đối với lưới điện nội vùng, một số trạm biến áp được kiến nghị xây mới để hỗ trợ giải quyết nghẽn mạch (như ở khu vực Điện Biên, Hướng Hóa, Bạc Liêu, Hồng Liêm và Thuận Bắc).

Trong *Kịch bản NLTT 50%* năm 2030, sự phát triển mạnh các nguồn điện mặt trời ở miền Nam dẫn tới nhu cầu mở rộng, cải tạo lưới điện tăng cao. Công suất điện mặt trời mới ở khu vực Tây Nguyên phần lớn được truyền tải đến trung tâm phụ tải ở miền Bắc. Kết quả phân tích lưới cho thấy có thể xem xét phương án đầu tư đường dây truyền tải một chiều HVDC trực tiếp từ Tây Nguyên đến miền Bắc trong trường hợp khó tìm hành lang tuyến. Ngoài các đề xuất cải tạo với lưới điện nội vùng tương tự trong *Kịch bản C1 về mục tiêu NLTT*, cần tăng cường lưới điện liên kết xung quanh Hà Nội.

Bảng 15 thể hiện khối lượng lưới điện đề xuất cần cải tạo, mở rộng thêm so với QHĐ7 điều chỉnh dựa vào kết quả phân tích lưới điện bằng mô hình PSS/E. Có thể thấy rằng trong *Kịch bản NLTT 50% năm 2030,* cần tăng cường lưới điện nhiều hơn so với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT.* Bảng này cũng thể hiện tổng công suất truyền tải được đề xuất trên giao diện giữa các khu vực. Các kết quả này cao hơn mức công suất truyền tải được mô phỏng trong mô hình Balmorel, đặc biệt đối với *Kịch bản NLTT 50% 2030* do đường dây HVDC được khuyến nghị xây mới.

Bảng 15: Lưới điện cải tạo, mở rộng đề xuất thêm từ mô hình PSS/E so với kế hoạch mở rộng lưới điện của QHĐ7 điều chỉnh cho giai đoạn 2020-2030 và tổng công suất truyền tải giới hạn trên giao diện giữa các vùng được khuyến nghị dựa vào mô hình PSS/E so với mô hình Balmorel.

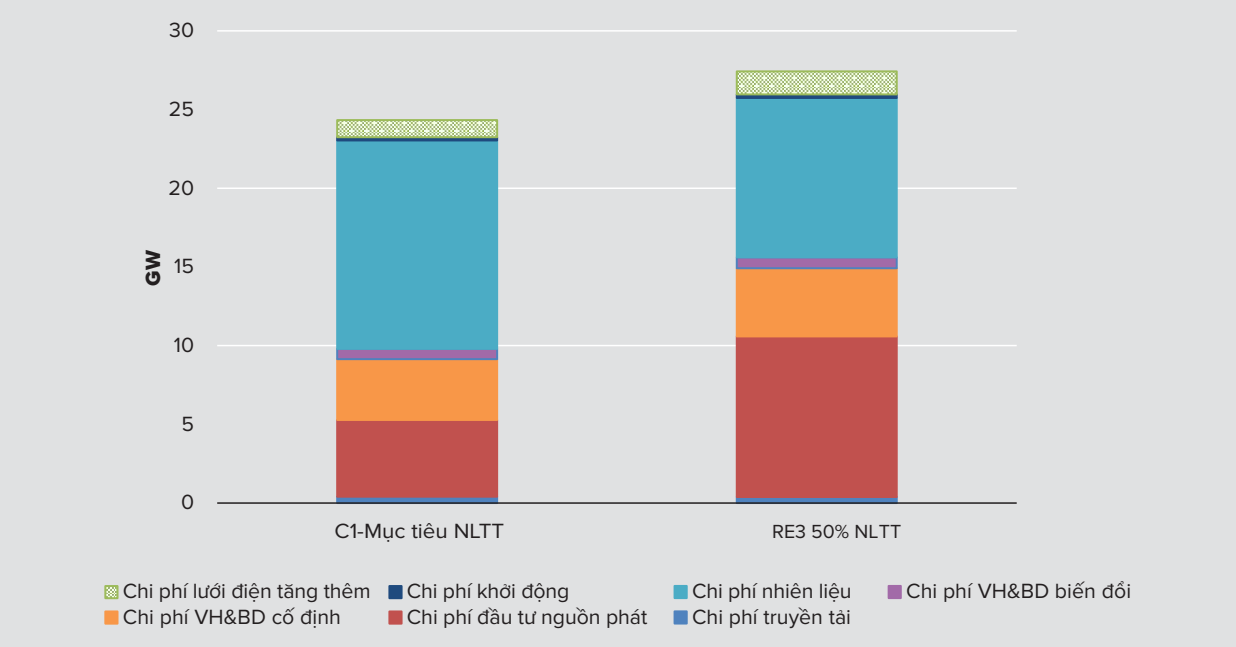
		C1 Mục tiêu NLTT	NLTT 50%
Máy biến áp - 500 kV	*(MVA)*	36.600	38.400
Đường dây truyền tải - 500 kV	*(km)*	3.028	5.989
Máy biến áp - 220 kV	*(MVA)*	17.750	24.000
Đường dây truyền tải - 220 kV	*(km)*	7.009	8.340
Các đường dây TT trên các giao diện dựa vào mô hình PSS/E	*(MW)*	29.373	34.360
Các đường dây TT trên các giao diện dựa vào mô hình Balmorel	*(MW)*	22.037	21.089

Chi phí cho cải tạo, mở rộng lưới điện dựa trên phân tích của mô hình PSS/E được thể hiện trong Bảng 16. Tổng chi phí cải tạo, mở rộng lưới điện là 14,5 và 17,6 tỷ USD lần lượt trong *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* và *Kịch bản NLTT 50% năm 2030*. Vì mô hình Balmorel chỉ mô tả công suất truyền tải tối ưu hóa trên các đường dây liên vùng, chi phí cho mở rộng, cải tạo lưới điện thấp hơn đáng kể. Khi xét đến các chi phí mở rộng lưới điện đã được cam kết đầu tư, khoảng 10,6 đến 14,3 tỷ USD không được đưa vào mô hình Balmorel. Bảng 16 thể hiện tổng chi phí hệ thống năm đối với hai kịch bản. Các chi phí cho lưới điện không được đưa vào mô hình Balmorel làm tăng thêm lần lượt 5% và 6% tổng chi phí hệ thống điện đối với *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* và *Kịch bản NLTT 50% năm 2030*. Cần lưu ý rằng sự so sánh này là tương đối vì chỉ những chi phí vốn đối với nguồn điện được tối ưu hóa chi phí theo mô hình được trình bày trong biểu đồ, trong khi đối với lưới truyền tải cả chi phí vốn đã được tối ưu hóa chi phí theo mô hình và chi phí vốn đã cam kết đầu tư đều được đưa vào. Hình 46 minh họa chi phí đầu tư bổ sung cho lưới truyền tải chiếm khoảng 5% tổng chi phí hệ thống điện vào năm 2030, theo đánh giá lưới truyền tải được thực hiện trong mô hình PSS/E.

Bảng 16: Chi phí cho mở rộng, cải tạo lưới điện đề xuất dựa trên mô hình PSS/E so với chi phí đưa vào mô hình Balmorel trong giai đoạn 2020-2030.

		C1 Mục tiêu NLTT	NLTT 50%
Chi phí lưới điện nội vùng trong QHĐ7ĐC	*(Triệu USD)*	7.843	7.843
Chi phí giao diện liên vùng trong QHĐ7ĐC	*(Triệu USD)*	1.729	1.729
Chi phí lưới nội vùng bổ sung*	*(Triệu USD)*	2.875	3.512
Chi phí giao diện liên vùng bổ sung*	*(Triệu USD)*	2.081	4.553
Tổng chi phí lưới nội vùng	*(Triệu USD)*	10.718	11.355
Tổng chi phí giao diện liên vùng	*(Triệu USD)*	3.810	6.282
Tổng chi phí	*(Triệu USD)*	**14.528**	**17.637**
Chi phí giao diện liên vùng do mô hình Balmorel ** quyết định	*(Triệu USD)*	3.352	3.291
Tổng chi phí giao diện liên vùng trong Balmorel	*(Triệu USD)*	3.880	3.819
Chi phí lưới nội vùng không có trong Balmorel	*(Triệu USD)*	10.718	11.355
Chi phí giao diện liên vùng không có trong Balmorel	*(Triệu USD)*	-70	2.991
Tổng chi phí không có trong Balmorel	*(Triệu USD)*	**10.648**	**14.346**

**** Bổ sung vào QHĐ7 điều chỉnh***
*****Tối ưu hóa theo mô hình***



Hình 46: Tổng chi phí hệ thống điện cho *Kịch bản C1 về Mục tiêu NLTT* và *Kịch bản NLTT 50%* năm 2030, bao gồm chi phí lưới điện bổ sung dựa trên phân tích của mô hình PSS/E.

Tài liệu tham khảo

Agora Energiewende. (2017). *Tính linh hoạt trong các nhà máy nhiệt điện. Tập trung vào các nhà máy nhiệt điện than. (Flexibility in thermal power plants. With a focus on existing coal-fired power plants).* www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf.

BTNMT. (2014). *Báo cáo cập nhật 2 năm một lần lần thứ nhất của Việt Nam cho UNFCCC.* Bộ Tài nguyên và Môi trường.

Chiến lược phát triển năng lượng tái tạo Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050. (2015).

Clean Energy Ministerial. (2018). *Tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện. (Thermal Power Plant Flexibility).* www.ea-energianalyse.dk/reports/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf. Hội nghị Bộ trưởng Năng lượng sạch.

Danish Energy Agency. (2015). *Tính linh hoạt trong hệ thống điện. Kinh nghiệm của Đan Mạch và Châu Âu. (Flexibility in the Power System. Danish and European experiences).* ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/flexibility_in_the_power_system_v23-lri.pdf. Cục Năng lượng Đan Mạch.

DWG. (2018). *Đưa Việt Nam theo lộ trình năng lượng carbon thấp để đạt mục tiêu NDC. (Getting Vietnam on a Low-carbon Energy Path to Achieve NDC Target).*

EA Energy Analyses (2018). *Mô tả mô hình Balmorel. (Balmorel description).* Tham khảo từ http://ea-energianalyse.dk/balmorel/index.html.

EREA & DEA. (2019a). *Báo cáo kỹ thuật. Cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019. (Technical Report. Background to the Vietnam Energy Outlook Report 2019).* Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch.

EREA & DEA. (2019b). *Báo cáo dữ liệu mô hình Balmorel. Cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019. (Balmorel Data Report. Background to the Vietnam Energy Outlook Report 2019).* Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch.

EREA & DEA. (2019c). *Báo cáo dữ liệu mô hình TIMES. Cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019. (TIMES data report. Background to the Vietnam Energy Outlook Report 2019).* Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch.

EREA & DEA. (2019d). *Mô hình hóa lưới điện chi tiết cho hệ thống điện Việt Nam. Cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019. (Detailed grid modelling of the Vietnamese power system. Background to the Vietnam Energy Outlook Report 2019).* Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch.

EREA & DEA. (2019e). *Dự báo giá nhiên liệu cho Việt Nam. Cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019. (Fuel Price Projections for Vietnam. Background to the Vietnam Energy Outlook Report 2019).* Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch.

EREA & DEA. (2019f). *Cẩm nang Công nghệ Việt Nam. Dữ liệu công nghệ phục vụ mô hình hóa hệ thống điện Việt Nam.* Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch.

ERAV. (2016). *Thông tư 12/2016/TT-BCT: Quy chuẩn lưới điện.* Cục Điều tiết điện lực.

ESMAP & Ngân hàng thế giới. (2019). *Xu hướng toàn cầu – Mở rộng phát triển điện gió ngoài khơi tại các thị trường mới nổi. (Going Global - Expanding Offshore Wind to Emerging Markets).*

EVN & JICA. (2004). *Quy hoạch thủy điện tích năng và tối ưu hóa sản lượng phát phụ tải đỉnh tại Việt Nam. (Master plan of pumped hydro storage and optimizing peaking generation in Vietnam).* Tập đoàn Điện lực Việt Nam và Cơ quan Hợp tác quốc tế Nhật Bản.

EVN. (2019). *Thông cáo báo chí: Tình hình hoạt động 6 tháng đầu năm và mục tiêu, nhiệm vụ công tác 6 tháng cuối năm 2019.* https://www.evn.com.vn/d6/news/Tinh-hinh-hoat-dong-6-thang-dau-nam-va-muc-tieu-nhiem-vu-cong-tac-6-thang-cuoi-nam-2019-66-142-24027.aspx. Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

GIZ. (2018a). *Tăng cường các chiến lược khí hậu trong giao thông vận tải tại Việt Nam. (Advancing Transport Climate Strategies in Vietnam).*

GIZ. (2018b). *Đánh giá và Cập nhật cam kết Đóng góp do quốc gia tự quyết định cho ngành năng lượng. (Review and Update of Viet Nam's Nationally Determined Contribution for Energy Sector).*

GSO. (2016). *Dự báo dân số Việt Nam 2014-2049.* Hà Nội: Tổng cục Thống kê. Tham khảo từ Tổng cục Thống kê: http://www.gso.gov.vn/default.aspx?tabid=512&idmid=&ItemID=16078.

GSO. (2019). *Niên giám thống kê. Hà Nội:* Nhà xuất bản Thống kê. Tổng cục Thống kê.

Hans Ravn, E. E. (2016). *Trang chủ Balmorel. (Balmorel homepage).* Tham khảo từ www.balmorel.com

IEA. (2017). *Đưa điện mặt trời và điện gió hòa vào lưới điện. Sổ tay hướng dẫn cho các nhà hoạch định chính sách. (Getting Wind and Sun onto the Grid. A Manual for Policy Makers).* Cơ quan Năng lượng quốc tế.

IEA. (2017). *Số liệu thống kê chính về năng lượng thế giới. (Key world energy statistics)*. Cơ quan Năng lượng quốc tế.

IMF. (2014). *Xác định đúng giá năng lượng: Từ nguyên tắc đến thực hành. (Getting Energy Prices Right: From Principle to Practice).* Quỹ Tiền tệ quốc tế.

IRENA. (2017). *Chi phí và tính cạnh tranh của pin mặt trời. (Cost and competitiveness of solar PV).* Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế.

IRENA. (2017). *Đấu giá năng lượng tái tạo. (Renewable Energy Auctions).* Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế.

MekongEye. (2019). *Các tỉnh của Việt Nam nói "không" với các nhà máy nhiệt điện than – chính phủ và công nghiệp vẫn muốn nhiều hơn. (Vietnamese provinces say "no" to coal plants–government and industry still want more).* Truy cập website ngày 09/7/2019: https://www.mekongeye.com/2019/03/07/vietnamese-provinces-say-no-to-coal-plants-but-the-government-and-industry-build-more/.

NLDC. (2018). *Thống kê vận hành hệ thống điện Việt Nam.* Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Việt Nam.

PWC. (2017). *Tầm nhìn dài hạn: Trật tự y tế toàn cầu thay đổi như thế nào vào năm 2050.* (The Long View: How still the global economic order change by 2050). PricewaterhouseCoopers LLP.

UNDP. (2018). *Cơ hội và động lực giảm phát thải khí nhà kính dài hạn ở Việt Nam. (Long-Term Greenhouse Gas Emissions Mitigation Opportunities and Drivers in Viet Nam).* Chương trình Phát triển Liên hợp quốc.

UNFCCC. (2016). *Báo cáo Hội nghị của các bên liên quan tại phiên họp 21, ngày 30 tháng 11 - 13 tháng 12 năm 2015. Phần 2: Hành động của Hội nghị của các bên liên quan tại phiên họp 21. (Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, 30 November-13 December 2015. Part two: Action taken by the Conference of the Parties at its twenty-first session).* Công ước khung của Liên hợp quốc về Biến đổi Khí hậu.

Van Quang Doan et al. (2019). *Khả năng khai thác và các thách thức đối với điện gió ngoài khơi tại Việt Nam, theo mô phỏng mô hình khí hậu vùng. (Usability and Challenges of Offshore Wind Energy in Vietnam Revealed by the Regional Climate Model Simulation).* (NXB: SOLA).

Viện Năng lượng. (2015). *Quy hoạch phát triển điện điều chỉnh giai đoạn 2011 - 2020, tầm nhìn đến 2030.*

Viện Năng lượng. (2016). *Đánh giá hiệu quả của VNEEP2 giai đoạn 2011-2015.*

Viện Năng lượng. (2016). *Quy hoạch phát triển năng lượng sinh khối quốc gia giai đoạn 2016-2025, tầm nhìn đến 2035.*

Viện Năng lượng. (2017). *Thống kê năng lượng 2015.*

Viện Năng lượng. (2018). *Quy hoạch phát triển năng lượng tái tạo Việt Nam (dự thảo).*

WHO. (2018). Hơn 60.000 người chết ở Việt Nam mỗi năm do ô nhiễm không khí. (More than 60 000 deaths in Viet Nam each year linked to air pollution). Truy cập website ngày 09/7/2019: http://www.wpro.who.int/vietnam/mediacentre/releases/2018/air_pollution_vietnam/en/. Tổ chức Y tế thế giới.