



BÁO CÁO TRIỂN VỌNG NĂNG LƯỢNG VIỆT NAM

2021

Hà Nội, tháng 5 năm 2022

Bản quyền

Nội dung thông tin trong báo cáo này có thể được tự do sử dụng, chia sẻ hoặc tái bản, nhưng phải trích dẫn đầy đủ nguồn thông tin, trừ trường hợp có quy định khác. Các trích dẫn cần được ghi chú như sau *Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch: Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021 (2022)*.

Lời cảm ơn

Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021 do Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, 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. Viện Năng lượng, Đại học Bách khoa Hà Nội, Đại học Điện lực, Ea Energy Analysis, Energy Modeling Lab and E4SMA đã đóng góp cho báo cáo này.

Liên hệ

- Nguyễn Hoàng Linh, Chuyên viên chính, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công Thương, linhnh@moit.gov.vn
- Trần Hồng Việt, Quản lý chương trình cao cấp, Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội, thviet@um.dk
- Loui Algren, Cố vấn dài hạn Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch, louialgren.depp@gmail.com
- Stefan Petrović, Cố vấn cao cấp, Cục Năng lượng Đan Mạch, snpc@ens.dk
- Jørgen Søndergård Hvid, Cố vấn cao cấp, Cục Năng lượng Đan Mạch, jghv@ens.dk
- Tabea Louisa Jaenicke, Cố vấn, Cục Năng lượng Đan Mạch, tlin@ens.dk
- Kristian Mehl, Cố vấn, Cục Năng lượng Đan Mạch, knml@ens.dk

Các thông điệp và khuyến nghị chính

Kể từ tháng 11 năm 2021, Việt Nam đã bắt đầu thực hiện lộ trình hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050

Tại hội nghị của Liên Hợp quốc về Biến đổi Khí hậu (COP26) ở Glasgow vào tháng 11 năm 2021, Thủ tướng Phạm Minh Chính đã cam kết Việt Nam sẽ đạt mục tiêu phát thải CO₂ ròng bằng không vào năm 2050. Trong những năm qua, Việt Nam đã thực hiện một loạt các bước đi quan trọng để giảm phát thải CO₂ trong lĩnh vực năng lượng. Tuy nhiên, cam kết mới đánh dấu sự dịch chuyển định hướng quan trọng trong quá trình phát triển của nền kinh tế, trong đó có ngành năng lượng.

Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021 (EOR21) xem xét các định hướng phát triển ngành năng lượng, bao gồm định hướng để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không. Bên cạnh kịch bản đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không với chi phí thấp nhất, báo cáo còn xem xét một số kịch bản khác tập trung vào các lĩnh vực hoặc chủ đề cụ thể.

Dưới đây là tóm tắt các thông điệp và khuyến nghị chính của EOR21:

Con đường hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050

Để đạt mức phát thải ròng bằng không vào năm 2050 với chi phí thấp nhất, nguồn điện từ năng lượng tái tạo cần phải là nguồn thay thế chính cho nhiên liệu hóa thạch, trực tiếp hoặc gián tiếp thông qua sản xuất nhiên liệu điện phân

Theo phân tích hiện tại, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không, hệ thống điện cần đáp ứng hơn 70% tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng bằng nguồn điện năng lượng tái tạo vào năm 2050, tăng gấp đôi tỷ trọng so với kịch bản cơ sở (BSL).

Phần lớn nhiên liệu hóa thạch sẽ được thay thế bằng điện khí hóa trực tiếp. Khoảng 8% nhu cầu năng lượng cuối cùng bao gồm nhu cầu của lĩnh vực hàng không và vận tải biển có thể được điện khí hóa gián tiếp bằng cách sử dụng nhiên liệu điện phân.

Công suất phát điện bao gồm công suất lưu trữ phải đạt ít nhất 2.200 GW vào năm 2050, cao hơn bốn lần so với kịch bản BSL vào năm 2050.

Công suất phát điện và lưu trữ trong kịch bản phát thải ròng bằng không (NZ) của nghiên cứu này vào năm 2050 chủ yếu bao gồm: lưu trữ (47%), điện mặt trời (43%), và điện gió (7%). Các nguồn năng lượng tái tạo (NLTT) chính là mặt trời (75%) và gió (21%).

Cần sớm tăng cường năng lực của lưới điện truyền tải; Hệ thống lưu trữ năng lượng chỉ thực sự cần thiết từ sau năm 2030 để đảm bảo hiệu quả về chi phí

Tỷ trọng NLTT cao dẫn đến yêu cầu đầu tư lớn vào công nghệ cân bằng bao gồm truyền tải và lưu trữ điện năng.

Hiện nay, truyền tải điện, đặc biệt là truyền tải ra miền Bắc đang gặp nhiều thách thức. Dự kiến đến năm 2030, sẽ có thêm 12 GW công suất truyền tải liên vùng được đưa vào vận hành, tương đương với 40% công suất truyền tải liên vùng hiện có và dự kiến đến năm 2050 sẽ có khoảng 160 GW công suất truyền tải liên vùng được đưa vào vận hành. Mức này gấp tương ứng với khoảng 5- 6 lần công suất truyền tải hiện tại và khoảng 3 lần công suất trong kịch bản BSL. Để thực hiện được điều này, Việt Nam cần sớm đầu tư nâng cao năng lực lưới điện truyền tải.

Công suất lưu trữ sẽ tăng từ gần như không có vào năm 2030 lên 460 GW vào năm 2050. Công suất lưu trữ cần thiết chủ yếu sử dụng công nghệ pin tích năng với thời gian lưu trữ là 2-4 giờ nhưng cũng có thể có thêm đến 9 GW thủy điện tích năng với khoảng 10 giờ lưu trữ.

Mục tiêu phát thải ròng bằng không là khả thi, với mức chi phí lũy kế chuyển đổi hệ thống năng lượng xanh tăng 10% trong cả giai đoạn 2020-2050

Tổng chi phí hệ thống điện trong kịch bản BSL và kịch bản NZ khá tương đồng cho đến năm 2030. Chi phí đầu tư hệ thống điện vào năm 2050 trong kịch bản NZ cao hơn 5 - 6 lần kịch bản BSL, trong khi tổng chi phí hệ thống điện chỉ cao hơn 3,2 lần so với kịch bản BSL do không còn chi phí nhiên liệu. Tuy nhiên, hệ thống điện chỉ là một phần của hệ thống năng lượng. Kết quả phân tích mô hình cho thấy, chi phí hệ thống năng lượng khá tương đồng trong tất cả các kịch bản cho đến năm 2040, sau đó tăng lên 45% vào năm 2050 trong kịch bản NZ. Với giả định tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 10%, giá trị hiện tại ròng của tổng chi phí hệ thống năng lượng lũy kế trong giai đoạn 2020-2050 trong kịch bản NZ chỉ cao hơn kịch bản BSL là 10%.

Mức phát thải cần đạt đỉnh muộn nhất vào năm 2035 để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không và duy trì giới hạn phát thải các-bon cũng như để tránh chi phí quá cao

Để đóng góp vào mục tiêu duy trì mức tăng nhiệt độ dưới 2°C (Thỏa thuận Paris), lượng phát thải sẽ phải nằm trong giới hạn là 11 tỷ tấn và phải đạt đỉnh vào năm 2035. Nếu mức phát thải đạt đỉnh muộn hơn thì chi phí để đạt đến phát thải ròng bằng không có thể tăng rất cao.

Để có thể thực hiện được mục tiêu này, cần ngừng đưa vào vận hành các nhà máy điện than mới ngoài các nhà máy đã cam kết và không có thêm nhà máy điện khí mới sau năm 2035. Ngoài ra, cần tập trung mạnh vào các thiết bị công nghiệp mới có tuổi thọ cao để có mức phát thải các-bon thấp. Đồng thời việc đầu tư vào các công nghệ dựa trên nhiên liệu hóa thạch cần kết thúc đúng hạn để tránh tài sản bị mắc kẹt vào năm 2050.

Điện hạt nhân chi hiệu quả về chi phí nếu việc triển khai điện năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời bị hạn chế đáng kể

Phân tích cho thấy rằng các công nghệ điện hạt nhân hiện tại không cạnh tranh về chi phí so với việc áp dụng kết hợp nguồn điện mặt trời, điện gió, công nghệ lưu trữ và truyền tải. Chỉ khi những công nghệ này không được khai thác tối đa, ví dụ vì những hạn chế về đất đai, thì điện hạt nhân mới có thể cạnh tranh khi hướng tới phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Ví dụ, nếu chỉ một nửa trong số diện tích đất 11.000 km² được dành cho điện mặt trời ở kịch bản NZ thì sẽ cần 35 GW điện hạt nhân.

Cần giảm tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội xuống dưới 10%

Đối với việc lập kế hoạch đầu tư, tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội được sử dụng để so sánh chi phí hiện tại với chi phí trong tương lai. Tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội cao có lợi cho các dự án có chi phí trả trước (đầu tư) tương đối thấp và chi phí vận hành tương đối cao, chẳng hạn như công nghệ nhiên liệu hóa thạch, so với các công nghệ tái tạo.

Việc giảm tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội đang áp dụng từ 10% xuống còn 6,3% sẽ thay đổi cơ cấu nguồn năng lượng tối ưu để tăng đầu tư vào điện mặt trời lên 60%, vào điện gió lên 23% và công nghệ lưu trữ lên 30%, chủ yếu để thay thế cho các nhà máy điện khí.

An ninh năng lượng có thể được cải thiện đáng kể

Tỷ lệ nhập khẩu nhiên liệu có thể tăng từ 36% vào năm 2020 lên 60% vào năm 2030 và 70% vào năm 2050

Theo dự kiến, sự phụ thuộc vào nhập khẩu của Việt Nam sẽ tăng lên đáng kể trong thập kỷ tới. Tỷ trọng nhiên liệu nhập khẩu đạt 53% - 60% vào năm 2030 theo các kịch bản phân tích (Chương 2. Các kịch bản). Các sản phẩm than và dầu nhập khẩu vào Việt Nam sẽ tăng gần gấp ba lần nhập khẩu hiện nay vào năm 2030 và khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) sẽ trở thành mặt hàng nhập khẩu mới tại Việt Nam. Đến năm 2050, tỷ trọng nhập khẩu có thể đạt 70% trong kịch bản BSL với chi phí nhiên liệu nhập khẩu tương đương 53 tỷ USD.

Sự phụ thuộc vào nhập khẩu đồng nghĩa với việc dễ bị ảnh hưởng trước các biến động của giá nhiên liệu quốc tế

Giảm nhập khẩu nhiên liệu hướng tới mức phát thải ròng bằng không đồng nghĩa với việc hệ thống năng lượng cũng sẽ giảm thiểu rủi ro liên quan đến biến động giá nhiên liệu. Đặc biệt, việc sử dụng LNG với chi phí tối ưu rất nhạy cảm với các biến động về giá nhiên liệu. Mức tăng giá 20% của LNG sẽ dẫn đến giảm 50% nhu cầu LNG của ngành điện trong kịch bản BSL. Nhu cầu sử dụng LNG thậm chí còn thấp hơn mức này nếu giá LNG tăng cao hơn nữa.

Hướng tới đạt được mức phát thải ròng bằng không sẽ giúp Việt Nam không phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu

Khi Việt Nam hướng tới phát thải ròng bằng không vào năm 2050, an ninh năng lượng dài hạn có thể được tăng cường đáng kể nhờ việc giảm nhập khẩu nhiên liệu trong những thập kỷ tới và giảm chi phí nhập khẩu. Kịch bản NZ đạt được cơ cấu nguồn cung năng lượng gần như tự cung tự cấp vào năm 2050 bằng cách điện khí hóa các lĩnh vực sử dụng năng lượng cuối cùng với một hệ thống điện hoàn toàn dựa vào NLTT và năng lượng sinh khối trong nước. Chi phí cho nhiên liệu nhập khẩu giảm 42 tỷ USD vào năm 2050 so với kịch bản BSL.

Nguồn điện

Ngành điện sẽ thúc đẩy quá trình chuyển đổi xanh của toàn bộ hệ thống năng lượng với sản lượng điện cao hơn gấp đôi so với kịch bản cơ sở

Vì NLTT đã và sẽ sớm trở thành nguồn năng lượng tối ưu nhất về chi phí và do chi phí NLTT đang giảm dần theo thời gian nên mức độ điện khí hóa cao là lộ trình hiệu quả nhất về chi phí để hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.

Do đó sản lượng điện dự kiến sẽ tăng gấp đôi vào năm 2030 so với năm 2020 và tăng lên hơn 8 lần so với sản lượng điện hàng năm hiện tại vào năm 2050, cao hơn gấp đôi so với sản lượng của kịch bản BSL. Lượng điện tăng thêm này sẽ được sử dụng để điện khí hóa và khử các-bon cho các khu vực còn lại của hệ thống năng lượng. Đặc biệt lĩnh vực giao thông vận tải và lĩnh vực công nghiệp có tiềm năng điện khí hóa rất lớn.

Theo phân tích hiện tại, kịch bản tối ưu hóa chi phí trong đó Việt Nam đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 sẽ bao gồm 38 GW công suất điện mặt trời và 21 GW điện gió vào năm 2030. Năm 2050, công suất điện mặt trời đạt khoảng 950 GW.

Ngay cả trong kịch bản không có các mục tiêu về khí hậu (kịch bản BSL), công suất đặt điện mặt trời tối thiểu là 22 GW vào năm 2030 sẽ tối ưu về chi phí cho toàn bộ hệ thống năng lượng của Việt Nam. Do đó, các chính sách mới nhằm khuyến khích đầu tư vào dự án điện mặt trời nên được thực hiện càng sớm càng tốt để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.

Điện gió trên bờ và điện mặt trời trang trại đã và sẽ là nguồn điện rẻ nhất, nhưng điện mặt trời trang trại phụ thuộc nhiều vào quỹ đất sẵn có. Với 840 GW điện mặt trời trang trại sử dụng công nghệ hiện tại, sẽ cần diện tích đất bằng 3,3% tổng diện tích của Việt Nam, tuy nhiên việc phát triển công nghệ theo hướng hiệu quả cao hơn có thể làm giảm nhu cầu diện tích đất. Nếu chỉ có một nửa diện tích đất được dành cho điện mặt trời, 420 GW điện mặt trời có thể được thay thế bằng 77 GW điện gió trên bờ, 56 GW điện gió ngoài khơi và 35 GW điện hạt nhân với chi phí tăng thêm là 27 tỷ USD/năm vào năm 2050, tương đương 13% tổng chi phí hệ thống điện.

Không quy hoạch xây dựng các nhà máy nhiệt điện than mới và cần cải tạo các nhà máy đang vận hành để tăng mức độ linh hoạt và hỗ trợ tích hợp hiệu quả hơn các nguồn năng lượng tái tạo

Hiện có khoảng 24 GW nhà máy nhiệt điện than đang hoạt động, thêm 6 GW đang được xây dựng hoặc dự kiến sẽ được xây dựng vào năm 2030 và hơn 7 GW điện than đã được ký hợp đồng nhưng do những khó khăn về tài chính, nên những dự án này không được coi là dự án đã cam kết trong báo cáo.

Phân tích cho thấy Việt Nam không cần có thêm nhà máy nhiệt điện than mới nào cho đến năm 2030. Ngoài ra, không nên xây dựng thêm nhà máy nhiệt điện than mới nào sau năm 2030 để duy trì lộ trình phát thải ròng bằng

không vào năm 2050. Cuối cùng, nên dừng các nhà máy nhiệt điện than hiện tại trước khi kết thúc vòng đời kỹ thuật và các nhà máy này cần chuyển từ vai trò chạy nền sang vận hành với hệ số công suất giảm dần vào năm 2050.

Để đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế xã hội đồng thời vẫn hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không, cần hạn chế mở rộng các nhà máy điện khí và LNG

Hiện nay có khoảng 7 GW các nhà máy nhiệt điện khí tự nhiên trong nước đang vận hành, tuy nhiên chưa có nhà máy nhiệt điện LNG nào đi vào hoạt động. Đến năm 2030 sẽ có thêm 3 GW nhiệt điện khí nội và 15 GW nhiệt điện LNG mới được xây dựng.

Từ năm 2035 đến năm 2050, hệ thống sẽ có thêm 3 GW nhiệt điện khí nội và 20-45 GW nhiệt điện LNG mới được lắp đặt trong tất cả các kịch bản, trừ kịch bản NZ với tổng công suất đặt của các nhà máy nhiệt điện khí không vượt quá 25 GW đã cam kết và giảm dần đến năm 2050. Do đó, khuyến nghị không đầu tư mới các nhà máy nhiệt điện khí nội và giữ số lượng các nhà máy điện LNG mới ở mức tối thiểu. Tuy nhiên điện khí vẫn là công nghệ được lựa chọn cho mục đích dự phòng/phủ đỉnh do mức phát thải CO₂ thấp và có ưu điểm về khả năng vận hành linh hoạt.

Quá trình chuyển đổi xanh của hệ thống điện sẽ cần rất nhiều vốn với mức đầu tư hàng năm có thể lên đến 167 tỷ USD vào năm 2050 trong kịch bản NZ, tương đương với 11% GDP dự kiến năm 2050 và gấp 5 - 6 lần kịch bản BSL ở năm này

Chi phí hệ thống điện sẽ chuyển dịch theo hướng giảm chi phí nhiên liệu và tăng chi phí đầu tư xây dựng cơ bản. Trong kịch bản NZ vào năm 2050, tổng chi phí đầu tư vào hệ thống điện dự kiến là 167 tỷ USD, trong đó chi phí đầu tư nguồn điện NLTT là 106 tỷ USD, hệ thống lưu trữ điện năng là 54 tỷ USD, và hệ thống truyền tải liên vùng là 7 tỷ USD. Chi phí này tương đương 11% GDP của năm 2050. Chi phí đầu tư xây dựng cơ bản chiếm khoảng 50% tổng chi phí hệ thống điện vào năm 2030 trong tất cả các kịch bản và sẽ tăng lên đến 90% tổng chi phí hệ thống điện trong kịch bản NZ vào năm 2050.

Với yêu cầu vốn đầu tư cao của lĩnh vực NLTT, Việt Nam cần có các biện pháp giảm thiểu rủi ro cho các nhà đầu tư, từ đó giúp giảm giá điện cho người dùng cuối.

Cần củng cố khung pháp lý để hỗ trợ triển khai các nhà máy điện gió ngoài khơi

Việt Nam có tiềm năng điện gió ngoài khơi khá phong phú, tuy nhiên đến nay vẫn chưa có nhà máy điện gió ngoài khơi nào được xây dựng và vận hành, nguyên do một phần liên quan đến các vướng mắc trong quá trình đề xuất dự án như: (i) thủ tục cấp phép tương đối phức tạp và liên quan đến nhiều cơ quan chức năng khác nhau; (ii) các chính sách và hướng dẫn cụ thể liên quan đến tài chính và các cơ chế hỗ trợ đầu tư chưa được ban hành; (iii) chưa có chính sách ổn định và cơ chế giá cụ thể cho loại hình điện gió ngoài khơi; (iv) chưa có hướng dẫn về các dự án phát triển điện gió ngoài khơi kết hợp với sản xuất nhiên liệu điện phân (như hydro, amoniac...).

Trên đây là một số rào cản mà Việt Nam cần sớm tìm giải pháp tháo gỡ để mang lại niềm tin cho các nhà đầu tư, thúc đẩy mạnh đầu tư phát triển các dự án điện gió ngoài khơi nhằm đảm bảo an ninh năng lượng, mang lại hiệu quả kinh tế- xã hội cũng như hiện thực hóa các cam kết của Việt Nam với quốc tế về biến đổi khí hậu.

Cân bằng hệ thống điện

Cần sớm có biện pháp tăng cường và phát triển hệ thống truyền tải điện

Theo số liệu hiện có, nguồn tài nguyên NLTT tốt nhất nằm ở các khu vực phía Nam trong khi các trung tâm phụ tải lại nằm xung quanh Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh. Do đó để đạt các cam kết về phát thải, cần phát triển toàn diện hệ thống truyền tải. Công suất truyền tải liên vùng tăng thêm 12 GW vào năm 2030 là cần thiết trong tất cả các kịch bản, tương ứng với khoảng 40% công suất truyền tải vào năm 2020. Hơn nữa, để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, tổng công suất truyền tải liên vùng cần có của hệ thống là khoảng 160 GW, gấp 5-6 lần công suất năm 2020. Các đường dây truyền tải cần có bao gồm đường dây truyền tải cao áp

một chiều (HVDC) từ Trung Trung Bộ và Nam Trung Bộ đến Bắc Bộ, với khả năng truyền tải công suất lần lượt là 39 GW và 18 GW.

Chuẩn bị sẵn sàng cho hệ thống lưu trữ đóng vai trò quan trọng từ năm 2035

Để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, hệ thống cần khoảng 450 GW công suất lưu trữ, nhưng chỉ sau năm 2030 mới cần đến pin lưu trữ quy mô lớn và giải pháp này mới hiệu quả về chi phí. Chi phí pin trong tương lai có tính bất định và nếu cao hơn 150% so với dự kiến, lượng pin lưu trữ cần thiết sẽ vào khoảng 270 GW và cơ cấu nguồn tối ưu sẽ là khoảng 150 GW điện mặt trời được thay thế bằng 50 GW điện gió và 23 GW điện hạt nhân.

Đảm bảo các nhà máy nhiệt điện mới và đang vận hành có thể vận hành linh hoạt

Các nhà máy nhiệt điện sẽ đóng một vai trò khác trong quá trình chuyển đổi sang hệ thống điện phát thải ròng bằng không, không còn chạy tải nền mà là vai trò để tích hợp NLTT với hệ số công suất thấp hơn nhiều. Do đó, các nhà máy nhiệt điện mới và nhà máy được cải tạo phải trở nên linh hoạt hơn về tốc độ tăng giảm công suất, tải tối thiểu và thời gian khởi động.

Cơ chế huy động theo giá chào tối ưu theo giờ được giả định trong các phân tích. Điều này thường đạt được với thị trường điện bán buôn. Do đó, cần tránh ký mới các hợp đồng giá cố định với các thỏa thuận sản lượng phát tối thiểu. Thay vào đó, các nhà máy điện cần bán điện và dịch vụ trên thị trường điện.

Điều chỉnh nhu cầu phụ tải linh hoạt

Việc tích hợp hiệu quả các nguồn NLTT biến đổi cũng cần bao gồm giải pháp điều chỉnh nhu cầu phụ tải, đặc biệt là từ xe điện trong ngắn hạn và nhiên liệu điện phân trong dài hạn. Xe điện có thể sạc linh hoạt mà không ảnh hưởng đến sự thuận tiện và có thể có tổng công suất sạc/xả là 5-600 GW, do đó, vượt xa so với các loại pin tích năng quy mô lớn.

Nếu không thực hiện được cơ chế sạc linh hoạt sẽ dẫn đến nguy cơ quá tải lưới điện cục bộ và tăng nhu cầu về các biện pháp cân bằng hệ thống khác. Hơn nữa, cơ sở hạ tầng và tiêu chuẩn liên lạc và điều khiển là những điều kiện tiên quyết và phải có khi bắt đầu quá trình chuyển đổi nhiên liệu của ngành giao thông vận tải.

Thị trường dịch vụ phụ trợ

Để đảm bảo cân bằng hệ thống điện có hiệu quả về chi phí, thị trường dịch vụ phụ trợ phải được triển khai càng sớm càng tốt. Thị trường dịch vụ phụ trợ nên có tính trung lập về công nghệ và cho phép sự tham gia của tất cả các loại công nghệ sản xuất điện cũng như các hệ thống lưu trữ và điều chỉnh nhu cầu. Chế độ chi trả phải đảm bảo hấp dẫn, ví dụ như dựa vào cấu phần chi phí trong khoản thanh toán công suất và kích hoạt trên cơ chế lựa chọn theo giá chào.

Ngành giao thông

Cần sớm hành động chuyển đổi nhiên liệu và điện khí hóa lĩnh vực giao thông vận tải để có thể đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Điều này sẽ mang lại lợi ích kép bao gồm giảm ô nhiễm không khí và giảm phụ thuộc vào nhập khẩu

Nhu cầu vận tải dự kiến sẽ tăng đáng kể lên 3,5 lần đối với vận tải hành khách và 7 lần đối với vận tải hàng hóa trong giai đoạn 2020-2050. Điện khí hóa trực tiếp là giải pháp chính với khoảng 80% nhu cầu vận tải hành khách và 50% nhu cầu vận tải hàng hóa được điện khí hóa trong kịch bản NZ vào năm 2050. Vận tải đường bộ cần được điện khí hóa gần như hoàn toàn.

Với sự chuyển đổi nhanh chóng của ngành giao thông vận tải, cần nhanh chóng mở rộng và nâng cấp cơ sở hạ tầng sạc điện và phân phối điện. Xe ô tô, xe tải lớn và xe tải nhỏ chạy điện sẽ xuất hiện trước (từ năm 2025), xe máy, xe buýt và đường sắt đô thị sử dụng điện sẽ bắt đầu từ năm 2030. Tất cả các xe tải nhỏ mới sẽ chạy điện từ năm 2030, tất cả xe buýt và xe tải lớn mới sẽ là xe điện từ năm 2040 để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không.

Số lượng ô tô dự kiến sẽ tăng lần lượt là 3 lần vào năm 2030 và 8,5 lần vào năm 2050 so với năm 2020. Do đó, cần chuyển từ vận tải hành khách cá nhân sang công cộng để tránh ùn tắc, ô nhiễm và tiêu hao thêm nhiên liệu.

Hiệu quả kết hợp của quá trình điện khí hóa và dịch chuyển sang sử dụng nhiên liệu sinh học trong lĩnh vực giao thông vận tải trong kịch bản phát thải ròng bằng không sẽ giúp giảm 100 triệu tấn phát thải CO₂ vào năm 2050 so với kịch bản BSL.

1/3 nhu cầu giao thông vận tải cần được đáp ứng bằng những giải pháp tốn kém hơn so với điện khí hoá trực tiếp

Nhiên liệu sinh học và nhiên liệu điện phân được sử dụng vào cuối giai đoạn phân tích theo lộ trình hướng tới phát thải ròng bằng không trong trường hợp không thể thay thế bằng điện. Điện khí hóa trực tiếp có khả năng đáp ứng gần 2/3 nhu cầu vận tải vào năm 2050 trong kịch bản phát thải ròng bằng không. Phần còn lại cần được đáp ứng bằng nhiên liệu điện phân và nhiên liệu sinh học.

Đối với vận tải biển và hàng không, do hiện vẫn chưa có giải pháp thay thế điện khí hóa khả thi, nên nhiên liệu sinh học và nhiên liệu điện phân hiện là lựa chọn tốt nhất để đáp ứng nhu cầu vận chuyển hàng hóa trên 1.000 tỷ tấn-km vào năm 2050 trong kịch bản phát thải ròng bằng không.

Việc chuyển đổi phương thức vận tải hàng hóa với nhu cầu trên 700 tỷ tấn-km từ xe tải sang đường sắt do dễ điện khí hóa giúp đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không.

Bắt đầu loại bỏ dần các phương tiện sử dụng động cơ đốt trong sử dụng nhiên liệu hóa thạch từ năm 2025 và chuyển sang vận tải công cộng từ năm 2030

Lộ trình cho ngành giao thông vận tải trong tương lai ở Việt Nam cần bao gồm các chính sách cải cách mạnh mẽ, các biện pháp quyết liệt và cơ chế khuyến khích để loại bỏ dần các phương tiện sử dụng động cơ đốt trong, chuyển dần sang các phương thức vận tải công cộng, phát triển cơ sở hạ tầng sạc điện và phân phối điện, đồng thời chuyển sang vận tải hàng hóa bằng đường sắt chạy điện.

Nhu cầu năng lượng

Tuân thủ và áp dụng các biện pháp SDNLHQ ở mức thấp gây tốn kém

Trong kịch bản có mức độ áp dụng các biện pháp SDNLHQ thấp, tổng chi phí hệ thống sẽ tăng khoảng 5% trong suốt giai đoạn phân tích. Do đó, SDNLHQ là một giải pháp có thể thực hiện ngay nếu có chính sách, cơ chế khuyến khích phù hợp để thúc đẩy việc áp dụng các giải pháp SDNLHQ.

Cải thiện dữ liệu mô hình nhu cầu năng lượng và SDNLHQ

Chính sách sử dụng năng lượng hiệu quả đòi hỏi phải có thông tin chi tiết về việc sử dụng năng lượng thực tế cũng như các phương án khả thi để nâng cao hiệu quả. Hiện tại, những thông tin này vẫn còn hạn chế. Điều này đặc biệt đúng trong một số lĩnh vực như công nghiệp và tòa nhà. Vì vậy, có những khó khăn trong quá trình mô hình hóa các lĩnh vực này, dẫn đến thách thức trong việc xác định tiềm năng cải thiện hiệu quả năng lượng và thiết kế các giải pháp chính sách phù hợp.

Do đó, cần nhanh chóng triển khai các hoạt động của Chương trình quốc gia về Sử dụng Năng lượng Tiết kiệm và Hiệu quả (VNEEP) về thu thập dữ liệu năng lượng làm cơ sở phân tích cho các chính sách về SDNLHQ. Cần có dữ liệu tin cậy ở cả cấp độ ngành và cấp độ người dùng cuối, bao gồm tiềm năng tiết kiệm và chi phí. Đối với các công nghệ sử dụng nhiều năng lượng, cần có các phân tích chi tiết về lợi ích - chi phí của các giải pháp công nghệ thay thế. Bên cạnh đó, cần xây dựng các mô hình phía cầu như một công cụ để đánh giá tác động của các chính sách cụ thể đối với các lĩnh vực sử dụng năng lượng.

Tăng cường giám sát thực thi chính sách pháp luật trong lĩnh vực SDNLHQ

Bước đầu tiên hướng tới nền tảng dữ liệu vững chắc và thực hiện giải pháp SDNLHQ cho các cơ sở sử dụng nhiều năng lượng là tăng cường thực thi Thông tư 25 về quy định việc báo cáo và kiểm toán năng lượng đối với cơ sở

sử dụng năng lượng trọng điểm (mức tiêu thụ hàng năm lớn hơn 100.000 kWh). Điều này sẽ trực tiếp giúp tăng cường SDNLHQ cũng như hỗ trợ các nghiên cứu quy hoạch năng lượng dài hạn.

Ô nhiễm không khí

Tác động của ô nhiễm không khí từ lĩnh vực năng lượng đến sức khỏe con người có thể tăng gấp ba lần vào năm 2050 trong kịch bản cơ sở

Tổng chi phí do ảnh hưởng của ô nhiễm không khí, bao gồm các chất ô nhiễm chính là NO_x, SO₂ và PM_{2.5} từ hệ thống năng lượng đến sức khỏe con người, dự kiến sẽ tăng từ 4,6 tỷ USD vào năm 2020 lên 13,3 tỷ USD vào năm 2050 trong kịch bản BSL. Hơn nữa, có thể thấy sự thay đổi về tỷ trọng ô nhiễm không khí của các ngành. Vào năm 2020, ngành giao thông đường bộ chiếm tỷ trọng chi phí ô nhiễm không khí cao nhất, với 1,9 tỷ USD. Đến năm 2030, lĩnh vực công nghiệp sẽ chiếm tỷ trọng cao nhất về chi phí ô nhiễm không khí (47%), tiếp theo là ngành điện (24%) và lĩnh vực giao thông (19%) trong kịch bản BSL.

Các giải pháp có hiệu quả cao nhất về chi phí nhằm giảm ô nhiễm không khí đến từ ngành giao thông và ngành điện

Trong lĩnh vực giao thông vận tải, việc thay thế các động cơ diesel gây ô nhiễm cao, đặc biệt là các loại xe hạng nặng như xe buýt và xe tải, bằng các động cơ điện tương đương vào năm 2030 có thể giảm chi phí ô nhiễm không khí khoảng 0,35 tỷ USD mỗi năm. Điện khí hóa ô tô và xe máy sẽ tiếp tục làm giảm chi phí ô nhiễm không khí.

Trong ngành điện, các khoản đầu tư vào điện than không còn cạnh tranh về chi phí so với LNG và NLTT khi có tính đến chi phí ô nhiễm và chăm sóc sức khỏe. Phân tích cho thấy nếu không có nhà máy điện than mới nào sau năm 2030, có thể giảm chi phí ô nhiễm không khí ít nhất 0,7 tỷ USD mỗi năm so với kịch bản BSL.

Trong cả hai lĩnh vực nói trên, có thể giảm thiểu ô nhiễm không khí mà không phải trả thêm chi phí vì chi phí phát sinh đối với hệ thống năng lượng sẽ được bù đắp bằng mức giảm chi phí chăm sóc sức khỏe.

Giảm thiểu ô nhiễm không khí và giảm phát thải CO₂ có thể đạt được đồng thời

Các biện pháp giảm phát thải CO₂ như giảm điện than và tăng cường điện khí hóa các lĩnh vực sử dụng năng lượng sẽ giúp cải thiện trực tiếp tình trạng ô nhiễm không khí. Trong kịch bản Việt Nam đạt mức phát thải ròng bằng không vào năm 2050, chi phí ô nhiễm không khí có thể giảm ít nhất 87% so với kịch bản BSL.

Tăng cường tích hợp vấn đề ô nhiễm không khí trong quy hoạch của chính phủ

Để cải thiện phương pháp luận hiện có, cần 1) Xây dựng cơ chế kiểm kê phát thải chi tiết cho Việt Nam và xây dựng mạng lưới giám sát chất lượng không khí/hệ thống MRV (đo lường, báo cáo, thẩm định), 2) Áp dụng và hỗ trợ nghiên cứu đánh giá các tác động đối với sức khỏe do ô nhiễm không khí, và 3) Xác định hệ số phát thải quốc gia đối với tất cả các công nghệ sử dụng năng lượng. Điều này có thể được tích hợp trong quy hoạch đô thị, bao gồm lĩnh vực giao thông công cộng, v.v.

Mục lục

Bản quyền.....	1
Lời cảm ơn.....	1
Liên hệ	1
Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	3
Mục lục	10
Danh mục biểu đồ.....	11
Danh mục bảng.....	12
Danh mục từ viết tắt	13
1. Giới thiệu.....	18
1.1 Mục đích của báo cáo.....	18
1.2 Cấu trúc của báo cáo	18
2. Các kịch bản	22
2.1 Các kịch bản phân tích	22
2.2 Tiền đề phân tích.....	22
2.3 Các kịch bản chính	23
2.4 Các kịch bản độ nhạy.....	24
3. Con đường hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không.....	28
3.1 Tổng quan.....	28
3.2 Triển vọng ngành năng lượng	28
3.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	38
4. An ninh năng lượng	42
4.1 Hiện trạng và xu hướng	42
4.2 Triển vọng an ninh năng lượng	44
4.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	48
5. Nguồn điện.....	52
5.1 Hiện trạng và xu hướng	52
5.2 Triển vọng phát điện.....	55
5.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	64
6. Cân bằng hệ thống điện	70
6.1 Hiện trạng và xu hướng	70
6.2 Triển vọng cân bằng hệ thống điện	70
6.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	78
7. Giao thông	82
7.1 Hiện trạng và xu hướng	82
7.2 Triển vọng chuyển đổi nhiên liệu trong lĩnh vực giao thông.....	83
7.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	90
8. Nhu cầu năng lượng.....	94
8.1 Hiện trạng và xu hướng	94
8.2 Triển vọng nhu cầu năng lượng	95
8.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	100
9. Ô nhiễm không khí.....	104
9.1 Hiện trạng và xu hướng	104
9.2 Dự báo về tình trạng ô nhiễm không khí.....	104
9.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	109
Tài liệu tham khảo	111

Danh mục biểu đồ

Hình 3.1 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo ngành và kịch bản giai đoạn 2020-2050	28
Hình 3.2 Nguồn cung năng lượng sơ cấp và tỷ trọng NLTT theo kịch bản và theo năm trong giai đoạn 2020-2050.....	29
Hình 3.3 Phát thải CO ₂ theo ngành trong từng kịch bản giai đoạn 2020-2050.....	30
Hình 3.4 Phát thải trong kịch bản NZ theo ngành và theo năm.....	31
Hình 3.5 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng (FEC) của các ngành công nghiệp trong các kịch bản BSL và NZ	32
Hình 3.6 Lượng phát thải CO ₂ (triệu tấn) còn lại vào năm 2050 theo ngành	33
Hình 3.7 Dự báo dài hạn về chi phí nhiên liệu điện phân, DKK/GJ.....	34
Hình 3.8 Ước tính tiềm năng dài hạn của các nguồn NLTT trong ngành giao thông và công nghiệp.....	35
Hình 3.9 Tổng chi phí ngành năng lượng hàng năm theo loại chi phí, kịch bản và năm, giai đoạn 2020-2050.....	36
Hình 3.10 Đầu tư vào công suất phát điện và công suất lưu trữ trong kịch bản BSL với tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 10% và với tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 6,3%.....	37
Hình 4.1 Tỷ trọng nhiên liệu trong cơ cấu nguồn cung năng lượng sơ cấp, 2015-2020 (VNEEP, 2021).....	42
Hình 4.2 Mức nhập khẩu/xuất khẩu nhiên liệu tổng và ròng, 2010-2020	43
Hình 4.3 Lượng năng lượng sơ cấp nhập khẩu và tỷ trọng nhập khẩu trong tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp.....	44
Hình 4.4 Nhập khẩu than và khí đốt, và tỷ trọng nhiên liệu nhập khẩu trong ngành điện.....	45
Hình 4.5 Chi phí nhiên liệu và tỷ trọng chi phí nhiên liệu trong tổng chi phí	46
Hình 4.6 Sự đa dạng hóa nhiên liệu và tỷ trọng nhập khẩu.....	47
Hình 5.1 Công suất đặt của hệ thống điện Việt Nam theo thời gian.	53
Hình 5.2 Tiềm năng NLTT và thuỷ điện tích năng (PHS) quy mô lớn.....	54
Hình 5.3 Bã mía, chất thải rắn đô thị và các nguồn sinh khối khác được phân bổ cho ngành điện theo các kịch bản.....	54
Hình 5.4 LCOE của các công nghệ sản xuất điện	55
Hình 5.5 Công suất phát điện trong các kịch bản được phân tích.....	56
Hình 5.6 Công suất đặt trong các kịch bản được phân tích.....	57
Hình 5.7 Chi phí hệ thống điện trên mỗi MWh nhu cầu	62
Hình 5.8 Tác động của tỷ lệ chiết khấu thấp hơn đối với công suất đặt và công suất lưu trữ trong kịch bản BSL 2050.....	62
Hình 5.9 Sản lượng điện vào năm 2050 trong các kịch bản NZ, LowPV và BC	63
Hình 5.10 Công suất đặt vào năm 2050 trong kịch bản NZ, LowPV và BC	63
Hình 6.1 Sản lượng điện theo giờ trong tuần 4 năm 2025.....	71
Hình 6.2 Sản lượng điện theo giờ và sử dụng lưu trữ trong tuần 4 năm 2035	71
Hình 6.3 FLH của các nhà máy điện than và khí trong kịch bản BSL và NZ.....	72
Hình 6.4 Giá điện hàng giờ trong VWEM ngày 28 tháng 3 năm 2022.	73
Hình 6.5 Nhu cầu và sản lượng điện theo vùng và theo công nghệ trong kịch bản NZ vào các năm 2030 và 2050.	73
Hình 6.6 Truyền tải liên vùng trong kịch bản NZ vào năm 2050.	74
Hình 6.7 Công suất truyền tải và công suất pin; công suất điện gió và mặt trời trong kịch bản BSL, GP và NZ.....	75
Hình 6.8 Công suất lưu trữ lắp đặt tại mỗi khu vực trong kịch bản NZ vào năm 2035, 2040 và 2050	76
Hình 6.9 Công suất đặt của điện mặt trời, pin tích năng và công suất truyền tải trong kịch bản NZ so với NZ có chi phí pin tích năng cao hơn (BC).	77

Hình 7.1 Lưu lượng hành khách theo loại hình giao thông (Nguồn: Niên giám thống kê, Tổng cục Thống kê).....	82
Hình 7.2 Lưu lượng hàng hóa theo loại hình vận tải (Nguồn: Niên giám thống kê, Tổng cục Thống kê).....	83
Hình 7.3 Nhu cầu vận tải hành khách và hàng hóa dự kiến trong kịch bản BSL.....	84
Hình 7.4 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng và phát thải CO ₂ (trục tung bên phải) của ngành giao thông vận tải.....	85
Hình 7.5 Nhu cầu vận tải hành khách theo loại nhiên liệu.....	86
Hình 7.6 Chênh lệch nhu cầu vận tải hành khách so với kịch bản BSL theo phương thức vận tải và loại nhiên liệu.....	87
Hình 7.7 Nhu cầu dịch vụ vận chuyển hàng hóa chia theo loại nhiên liệu.....	88
Hình 7.8 Chênh lệch nhu cầu vận tải hàng hóa so với kịch bản BSL, chia theo phương thức vận tải và loại nhiên liệu.....	89
Hình 7.9 Chi phí hàng năm của hệ thống giao thông.....	89
Hình 8.1 Tăng trưởng nhu cầu dịch vụ năng lượng so với năm 2020.....	95
Hình 8.2 Tỷ lệ áp dụng các công nghệ SDNLHQ.....	96
Hình 8.3 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo lĩnh vực sử dụng cuối cùng.....	97
Hình 8.4 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo loại nhiên liệu.....	98
Hình 8.5 Tổng chi phí hệ thống và phát thải CO ₂ hàng năm.....	99
Hình 9.1 Phương pháp luận phân tích mối quan hệ giữa tiêu thụ năng lượng, ô nhiễm không khí và sức khỏe con người.....	105
Hình 9.2 Phát thải PM _{2.5} , NO _x và SO ₂ và chi phí ô nhiễm không khí.....	106
Hình 9.3 Tổng chi phí hệ thống và phát thải CO ₂ hàng năm.....	106
Hình 9.4 Chi phí ô nhiễm không khí theo ngành.....	107
Hình 9.5 Sử dụng nhiên liệu và chi phí ô nhiễm không khí trong vận tải đường bộ và đường sắt.....	108
Hình 9.6 Công suất đặt theo loại nhiên liệu trong ngành điện và chi phí ô nhiễm không khí hàng năm.....	109

Danh mục bảng

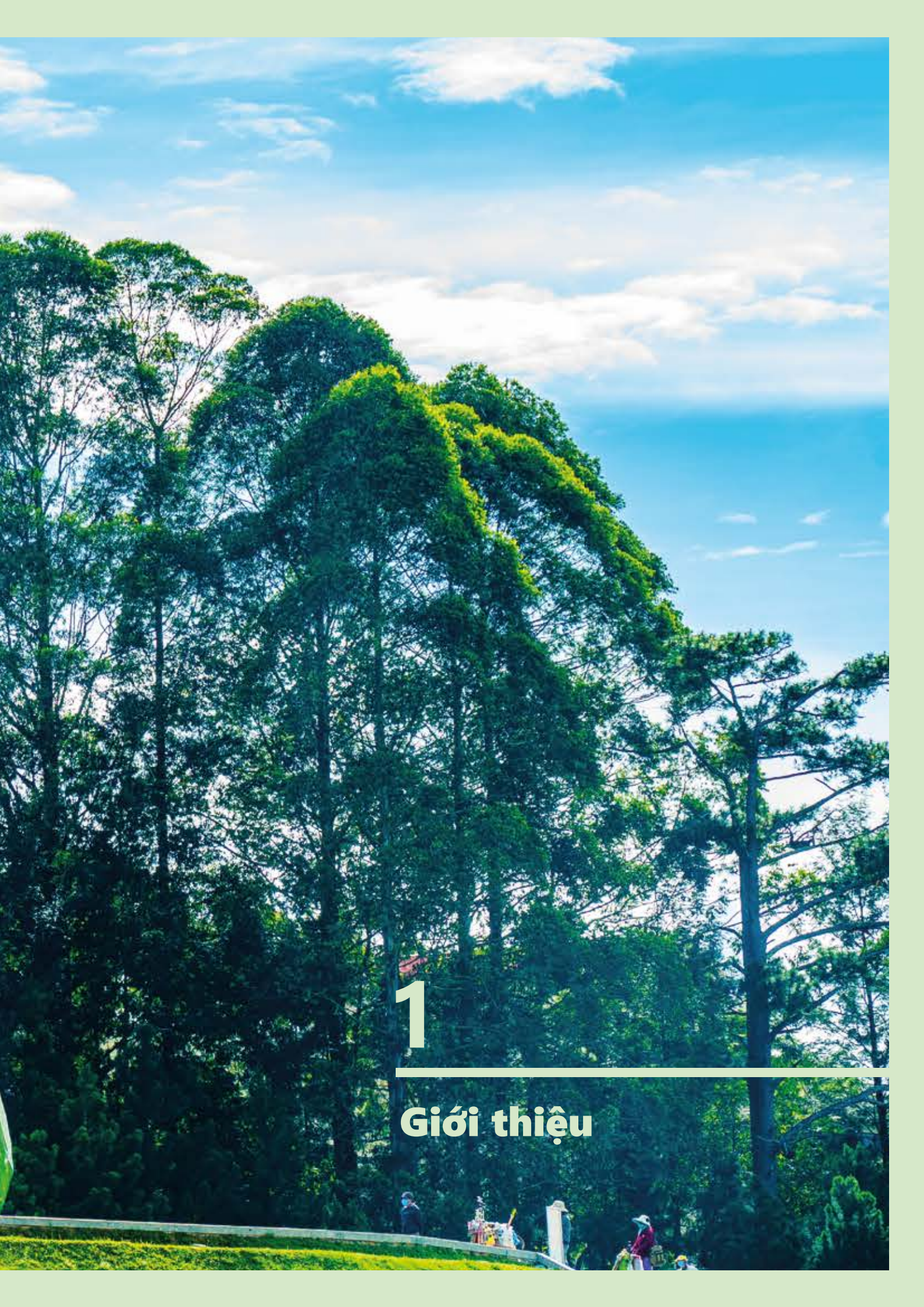
Bảng 2.1 Năm kịch bản chính trong EOR21.....	23
Bảng 3.1 Lượng phát thải CO ₂ còn lại trong kịch bản NZ đến năm 2050 theo loại nhiên liệu và theo ngành.....	33
Bảng 5.1 Tổng tiềm năng điện mặt trời trang trại và tổng diện tích mỗi khu vực, công suất đặt của điện mặt trời trang trại vào năm 2050 và % tiềm năng của từng khu vực, diện tích sử dụng cho công suất đặt điện mặt trời trang trại vào năm 2050 và % tổng diện tích mỗi khu vực trong kịch bản GP và NZ.....	58
Bảng 5.2 Tỷ trọng tiềm năng điện mặt trời trang trại được lắp đặt năm vào 2050.....	59
Bảng 5.3 Tổng tiềm năng điện gió trên bờ và ngoài khơi của từng miền, công suất đặt đến năm 2050 và tỷ trọng tiềm năng đối với kịch bản GP và NZ.....	60
Bảng 6.1 Tỷ lệ sạc cho pin và PHS trong từng kịch bản từ 2035 đến 2050.....	77
Bảng 7.1 Các giả định ngoại sinh trong kịch bản GT.....	84
Bảng 8.1 Triển khai SDNLHQ tối đa trong kịch bản LowEE và các kịch bản khác.....	96

Danh mục từ viết tắt

AP	Kịch bản Ô nhiễm không khí
BaU	Kịch bản thông thường
BC	Kịch bản độ nhạy: Chi phí pin tích năng cao
BSL	Kịch bản cơ sở
CCGT	Tuabin khí chu trình hỗn hợp
CCS	Thu giữ và lưu trữ cacbon
CCU	Thu giữ và sử dụng cacbon
CO ₂	Cacbon điôxit
CO ₂ eq	Cacbon điôxit tương đương
COP26	Hội nghị của Liên Hợp quốc về Biến đổi khí hậu lần thứ 26
CTR	Chất thải rắn đô thị
DAC	Thu giữ khí trực tiếp
DEA	Cục Năng lượng Đan Mạch
DR	Kịch bản độ nhạy: tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội thấp
DSM	Quản lý nhu cầu phụ tải
EOR19	Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019
EOR21	Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021 (báo cáo này)
EREA	Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FEC	Tiêu thụ năng lượng cuối cùng
FIT	Giá điện cố định
FLH	Số giờ vận hành công suất cực đại cao nhất, bằng hệ số công suất nhân với số giờ trong năm là 8760 giờ.
GDP	Tổng sản phẩm quốc nội
GIS	Hệ thống thông tin địa lý
GP	Kịch bản Điện xanh
GT	Kịch bản Giao thông xanh
HD	Kịch bản độ nhạy: nhu cầu cao
HLNG	Kịch bản độ nhạy: giá LNG cao
HVDC	Điện siêu cao áp một chiều
KNK	Khí nhà kính
LCOE	Chi phí sản xuất điện quy dẫn
LNG	Khí tự nhiên hóa lỏng
LowEE	Kịch bản độ nhạy: tuân thủ tiết kiệm năng lượng ở mức thấp
LowPV	Kịch bản độ nhạy: tiềm năng điện mặt trời thấp
MOIT	Bộ Công Thương
MRV	Đo lường, báo cáo và thẩm định
Nhiên liệu điện phân	Nhiên liệu sản xuất từ khí hydro thông qua điện phân
NLDC	Trung tâm Điều độ Hệ thống điện quốc gia
NLTT	Năng lượng tái tạo (không bao gồm điện hạt nhân)
NO _x	Oxit nitơ
NZ	Kịch bản phát thải ròng bằng không
OECD	Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế
O&M	Chi phí vận hành và bảo trì

PHS	Thủy điện tích năng
PM ₁₀	Bụi mịn có kích thước tới 10 micromet
PM _{2.5}	Bụi mịn có kích thước tới 2,5 micromet
PPA	Hợp đồng mua bán điện
QHNLQG	Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050
QHĐ8	Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia VIII thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2045
SDNLHQ	Sử dụng năng lượng hiệu quả
SO ₂	Lưu huỳnh điôxit
TPES	Tổng cung năng lượng sơ cấp
VNEEP	Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả
VWEM	Thị trường bán buôn điện Việt Nam
WHO	Tổ chức Y tế thế giới





1

Giới thiệu

1. Giới thiệu

1.1 Mục đích của báo cáo

Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021 (EOR21) trình bày góc nhìn trung và dài hạn về các kịch bản phát triển tiềm năng của hệ thống năng lượng Việt Nam nhằm cung cấp thông tin đầu vào cho các nhà hoạch định chính sách và quy hoạch năng lượng ở Việt Nam.

EOR21 trình bày và thảo luận những chi tiết mới nhất về các định hướng phát triển trung và dài hạn của hệ thống năng lượng Việt Nam, được minh họa thông qua một số kịch bản so sánh và quy chuẩn. Mục tiêu của báo cáo nhằm tăng cường sự đồng thuận và hiểu biết rộng rãi hơn trong cộng đồng năng lượng Việt Nam về các cơ hội và thách thức của ngành, đồng thời hỗ trợ và thúc đẩy thảo luận về các định hướng này. Điều này được thực hiện thông qua đánh giá định lượng tác động của các lộ trình đối với nền kinh tế, sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu, phát thải khí nhà kính (KNK) và tác động đến sức khỏe do ô nhiễm không khí. Cuối cùng, là các hàm ý chính sách cho tương lai.

Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam (EOR) do Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo và Cục Năng lượng Đan Mạch đồng xuất bản định kỳ 2 năm một lần. Báo cáo được xuất bản lần đầu tiên vào năm 2017, lần thứ hai vào năm 2019 và đây là lần xuất bản thứ ba. Do đó, báo cáo được xây dựng dựa trên khung mô hình và các phân tích trong EOR19, trong đó phân tích năm kịch bản khác nhau: kịch bản mục tiêu NLTT, kịch bản không có nhà máy điện than mới sau năm 2025, kịch bản mục tiêu sử dụng năng lượng hiệu quả và NLTT kết hợp, và cuối cùng là kịch bản kết hợp sử dụng năng lượng hiệu quả, NLTT và không có nhà máy điện than mới. Báo cáo đưa ra phát hiện quan trọng, khi kết hợp ba kịch bản các-bon thấp (Mục tiêu NLTT, Không đầu tư nhiệt điện than mới sau 2025, và Tiết kiệm năng lượng), lượng phát thải KNK sẽ giảm 40% vào năm 2050 so với kịch bản không có nỗ lực giảm phát thải KNK.

Các nội dung mới của EOR21 so với EOR19 là:

1. Kịch bản phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050
2. Nghiên cứu chuyên sâu về giảm phát thải và ô nhiễm trong lĩnh vực giao thông vận tải
3. Cập nhật và bổ sung phân tích về chi phí ô nhiễm không khí: bao gồm chi phí ô nhiễm không khí theo ngành và kịch bản tối ưu hoá chi phí ô nhiễm không khí

Các kịch bản được mô tả chi tiết trong Chương 2. Các kịch bản.

Các ấn phẩm bổ sung và cập nhật kể từ khi phát hành EOR19 bao gồm cập nhật về Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ điện năng Việt Nam, dự báo giá nhiên liệu, tiềm năng tài nguyên năng lượng sơ cấp, được sử dụng làm đầu vào cho mô hình. Cuối cùng, đặc trưng về mức độ linh hoạt về phía cầu hiện đã được đưa vào mô hình Balmorel.

1.2 Cấu trúc của báo cáo

Cấu trúc của Báo cáo xoay quanh bảy chủ đề phản ánh những thách thức chính đối với sự phát triển của hệ thống năng lượng ở Việt Nam, cụ thể là:

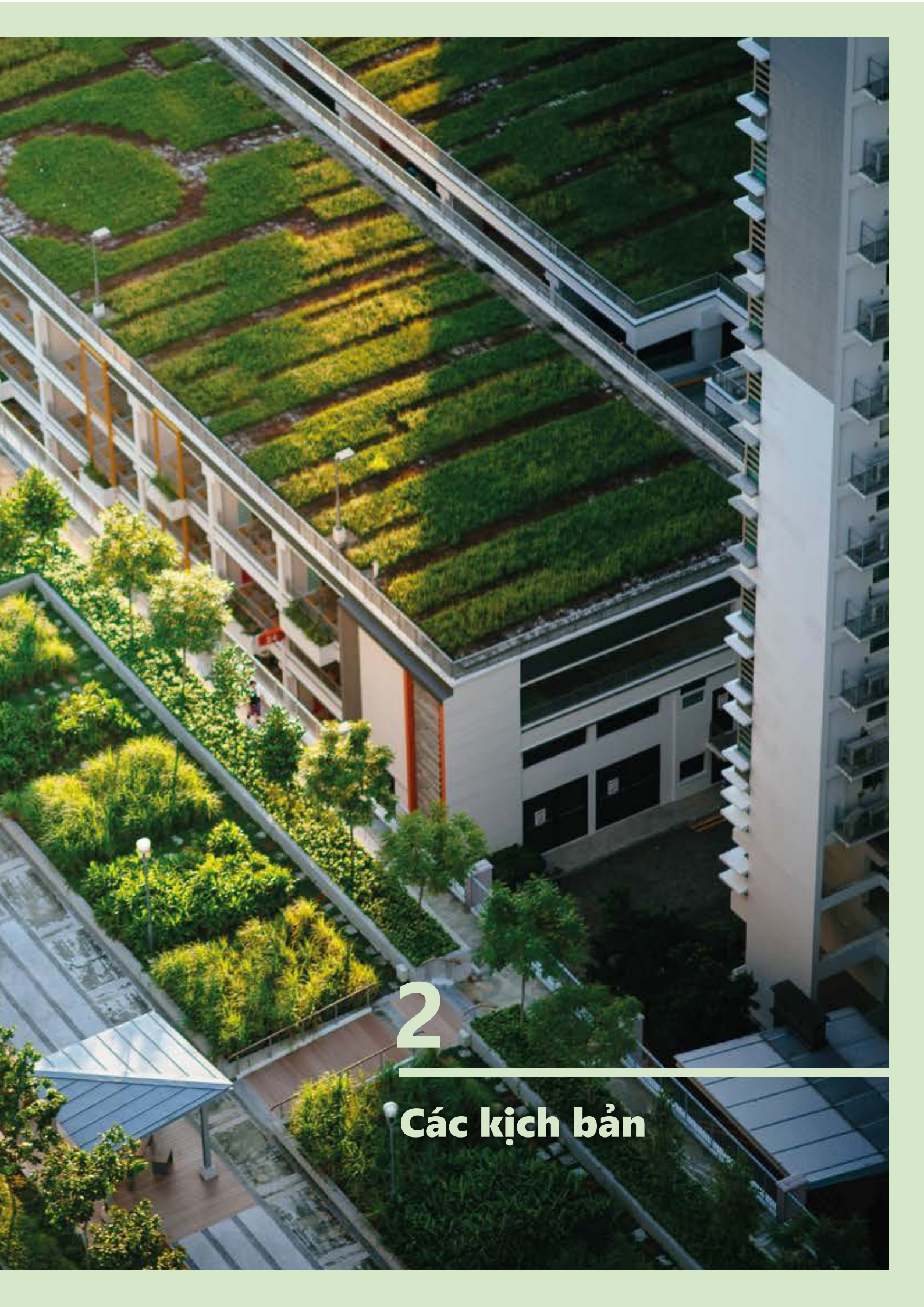
- **Con đường hướng đến mục tiêu phát thải ròng bằng không:** Xem xét kịch bản trong tương lai để Việt Nam đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.
- **An ninh năng lượng:** Đánh giá mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu trong tương lai của Việt Nam, xem xét mức độ phụ thuộc có thể được giảm thiểu như thế nào bằng cách khai thác nguồn NLTT trong nước và mức độ ảnh hưởng của các dự báo nhu cầu.
- **Đầu tư phát triển hệ thống điện:** Đánh giá tiềm năng phát triển trong tương lai của cơ cấu nguồn điện và chi phí liên quan đến các công nghệ năng lượng khác nhau trong hệ thống điện Việt Nam trong các kịch bản.
- **Cân bằng hệ thống điện:** Đánh giá những thay đổi cần thiết đối với hệ thống điện để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.

- **Chuyển đổi năng lượng ngành giao thông:** Nghiên cứu khả năng giảm phát thải của lĩnh vực giao thông vận tải bằng cách chuyển đổi phương thức vận tải từ nhiên liệu hóa thạch sang vận tải sử dụng điện, nhiên liệu điện phân và nhiên liệu sinh học cũng như chuyển từ phương tiện giao thông cá nhân sang phương tiện công cộng.
- **Nhu cầu năng lượng:** Đánh giá nhu cầu năng lượng trong tương lai ở Việt Nam và cách thức để đáp ứng nhu cầu.
- **Ô nhiễm không khí:** Đánh giá chi phí do tác động ô nhiễm không khí đến sức khỏe con người và xem xét tác động của việc tối ưu hóa các chi phí này.

Mỗi chủ đề được trình bày trong các chương riêng biệt, mỗi chương gồm ba phần:

- Hiện trạng và xu hướng, mô tả bối cảnh hiện tại của Việt Nam.
- Triển vọng năng lượng, trình bày kết quả phân tích.
- Khuyến nghị và triển vọng chính sách, phản ánh cách thức giải quyết những thách thức.





2

Các kịch bản

2. Các kịch bản

2.1 Các kịch bản phân tích

Tương tự như trong EOR19, các kết quả, kết luận và khuyến nghị trình bày trong báo cáo này được dựa trên kết quả mô hình hóa và phân tích hệ thống năng lượng. Năm kịch bản chính được xây dựng để xem xét các tương lai khác nhau của hệ thống năng lượng Việt Nam trong giai đoạn đến năm 2050. Do đó, những kịch bản này sẽ không phải là các định hướng phát triển hệ thống năng lượng “được khuyến nghị”, mà là các phân tích “nếu-thì” trong đó đưa ra các đánh giá theo các chủ đề phù hợp cho bối cảnh Việt Nam. Mỗi chủ đề sẽ tương ứng với một chương của báo cáo này.

2.2 Tiền đề phân tích

Báo cáo dựa trên các phân tích hệ thống năng lượng dài hạn theo nguyên tắc tối ưu hóa chi phí cực tiểu trong đầu tư và vận hành các công nghệ năng lượng, bao gồm tất cả các lĩnh vực của hệ thống năng lượng Việt Nam (cung cấp, chuyển đổi, nhu cầu) đến năm 2050. Các điều kiện cơ bản áp dụng bao gồm:

- Tính toán mô hình được thực hiện cho tất cả các năm trong giai đoạn đến năm 2050. Hai mô hình tính toán được sử dụng bao gồm: Mô hình TIMES bao trùm tất cả các lĩnh vực của hệ thống năng lượng với mục tiêu cung cấp phân tích vĩ mô; Mô hình Balmorel chỉ cho lĩnh vực điện với mức độ chi tiết cao hơn. Mô hình TIMES cung cấp số liệu phân tích cho từng năm trong toàn bộ giai đoạn phân tích, trong khi mô hình Balmorel được chạy với khoảng cách 5 năm trong giai đoạn phân tích từ năm 2020 đến năm 2050.
- Hệ thống điện Việt Nam được chia thành bảy vùng, liên kết động qua các đường dây truyền tải. Tiềm năng kỹ thuật của NLTT được đưa vào mô hình tính toán thay vì tiềm năng kinh tế vì mô hình sẽ quyết định tính kinh tế trong quá trình tối ưu hóa chi phí.
- Công suất điện dự kiến trong dự thảo Quy hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2045 (QHĐ8) được đưa vào mô hình, mức tiêu thụ năng lượng được hiệu chỉnh theo dự thảo Quy hoạch tổng thể về Năng lượng quốc gia (QHNLQG) (Viện Năng lượng, 2021).
- Đây là tài liệu nghiên cứu về quy hoạch năng lượng dài hạn và không tập trung vào việc phát triển hệ thống năng lượng ngắn hạn.
- Do báo cáo là một nghiên cứu nhiều kịch bản, các kết luận được rút ra bằng cách so sánh các kịch bản với nhau và không có ý định đưa ra một kịch bản đề xuất.
- Các kịch bản tập trung vào công nghệ và được xây dựng bằng cách xác định các mục tiêu, nghĩa là các kịch bản sẽ trình bày lộ trình kinh tế xã hội tối ưu với chi phí thấp nhất, trong những điều kiện nhất định, không trực tiếp tính đến khía cạnh thuế và trợ giá. Việc tối ưu hóa chi phí cực tiểu đồng thời được thực hiện trên tất cả các lĩnh vực của hệ thống năng lượng Việt Nam, cụ thể là các lĩnh vực điện, giao thông, công nghiệp, nông nghiệp dân dụng và thương mại.
- Tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 10% được áp dụng với tất cả các công nghệ nhằm tối ưu hóa chi phí thấp nhất, về lâu dài có thể được hiểu đây là một giả định thận trọng không thuận lợi cho các công nghệ đòi hỏi vốn đầu tư ban đầu lớn như điện gió và mặt trời.
- Dữ liệu cho các nghiên cứu dài hạn sẽ luôn có tính bất định. Tuy nhiên, đối với EOR21, đơn vị xây dựng báo cáo đã dành nhiều nỗ lực để phát triển và sử dụng dữ liệu đầu vào hợp lý, đặc biệt là dữ liệu sản lượng điện và giá nhiên liệu. “Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ điện năng Việt Nam” là một ấn phẩm được xuất bản riêng biệt trong khi “Dự báo giá nhiên liệu cho Việt Nam” được xuất bản như một báo cáo cơ sở cho EOR21 (EREA & DEA, 2021).

Tham khảo Phụ lục, Báo cáo kỹ thuật EOR21 và các báo cáo cơ sở của EOR21 để biết thêm chi tiết về mô hình và các giả định và dữ liệu đầu vào chính.

2.3 Các kịch bản chính

Bảng 2.1 trình bày năm kịch bản chính được phân tích trong EOR21.

Bảng 2.1 Năm kịch bản chính trong EOR21

Kịch bản	Mô tả
Cơ sở (BSL)	Kịch bản cơ sở có thể được hiểu là kịch bản tham chiếu. Kịch bản cơ sở bao gồm các chính sách hiện có và kế hoạch đưa vào vận hành các nhà máy mới theo hợp đồng. Định hướng giảm phát thải CO ₂ dựa trên giả định phát thải của hệ thống năng lượng sẽ giảm 15% vào năm 2030 và 20% vào năm 2045 theo kịch bản thông thường (BaU), đồng thời đạt được tỷ trọng NLTT tối thiểu là 15% vào năm 2030 và 25% vào năm 2045. Công suất nguồn điện đã cam kết theo số liệu của dự thảo QHĐ8 đến năm 2026 và không có các nhà máy nhiệt điện than mới từ năm 2035.
Điện xanh (GP)	Kịch bản Điện xanh phân tích một ngành điện xanh với mục tiêu tham vọng, có tỷ trọng NLTT cao (38% vào năm 2030 và 75% vào năm 2050), trong khi tỷ trọng NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp, định hướng giảm phát thải CO ₂ , công suất đã cam kết và hạn chế đầu tư nhà máy nhiệt điện than từ năm 2035 theo kịch bản BSL.
Giao thông xanh (GT)	Kịch bản Giao thông xanh phân tích một tương lai với tỷ trọng điện khí hóa cao hơn trong lĩnh vực giao thông (70% cho ô tô, 90% cho xe buýt, và 90% cho xe tải nặng đến 2050; 30% xe máy chạy điện vào năm 2030; 57% tàu vận chuyển hành khách chạy bằng điện vào 2050), kết hợp với tỷ trọng NLTT cao hơn trong ngành điện và chuyển đổi phương thức sang phương tiện giao thông công cộng (70% xe máy chuyển sang sử dụng đường sắt đô thị chạy điện ở Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh vào 2050 và không có xe máy mới chạy xăng từ năm 2030).
Ô nhiễm không khí (AP)	Kịch bản Ô nhiễm không khí phân tích hệ thống năng lượng Việt Nam trong tương lai sau khi đưa chi phí ô nhiễm không khí vào tính toán. Kịch bản này xét đến các chi phí khác nhau cho từng lĩnh vực theo địa điểm phát thải. Chi phí cho một đơn vị ô nhiễm trong tương lai được tính toán trên mối tương quan trực tiếp giữa chi phí và sự gia tăng dân số. Các chất ô nhiễm không khí được xem xét trong các mô hình hệ thống năng lượng là NO _x , SO ₂ , PM _{2.5} và chi phí ô nhiễm do các chất này.
Lộ trình hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không (NZ)	Kịch bản NZ giả định với 66% độ tin cậy rằng sự phát triển hệ thống năng lượng của Việt Nam sẽ bị hạn chế bởi ngân sách các-bon tương ứng với mức tăng nhiệt độ toàn cầu là 2°C được quy định trong Thỏa thuận Paris. Ngân sách các-bon được phân bổ cho từng quốc gia (trong đó có Việt Nam) theo hệ số tương hỗ giữa dân số ("công bằng") và mức phát thải trong quá khứ ("quán tính"). "Công bằng" đảm bảo đóng góp của mỗi quốc gia được tính theo số dân nhưng mức phát thải trên đầu người của các quốc gia đều như nhau (do vậy nước nào đông dân hơn thì sẽ có ngân sách các-bon lớn hơn). "Quán tính" phân chia ngân sách các-bon theo tốc độ giảm phát thải (nghĩa là quốc gia nào giảm phát thải sớm sẽ có quyền phát thải trong tương lai để đảm bảo quá trình chuyển đổi ít gay gắt và khả thi hơn). Kịch bản NZ cho thấy tầm quan trọng của việc giảm phát thải sớm so với giảm phát thải muộn hơn mặc dù Việt Nam vẫn đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Ngân sách các-bon cho giai đoạn 2020-2050 lên tới 11,2 tỷ tấn CO ₂ và được giả định là đạt đỉnh vào năm 2035.

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

- Mô hình TIMES bao trùm toàn bộ hệ thống năng lượng, từ hoạt động nhập khẩu và khai thác nhiên liệu, chuyển đổi đến nhu cầu
- Mô hình Balmorel, thể hiện chi tiết ngành điện
- Mô hình PSS/E, thể hiện chi tiết lưới điện truyền tải

2.4 Các kịch bản độ nhạy

Kết quả của các kịch bản chính cho thấy hoạt động đầu tư và vận hành tối ưu về chi phí của hệ thống năng lượng Việt Nam đến năm 2050. Một số giả định trong các kịch bản chính có tính bất định do tính chất không chắc chắn của số liệu dự báo tương lai (giá nhiên liệu và công nghệ và nhu cầu năng lượng), hoặc do bỏ qua các rào cản phi kinh tế đối với việc đầu tư (tỷ lệ triển khai các thiết bị tiết kiệm năng lượng), hoặc có thể do số liệu được đồng thuận hiện nay có thể thay đổi trong tương lai (chẳng hạn như tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội, tiềm năng kinh tế của điện mặt trời). Do đó, chúng tôi đã áp dụng bảy kịch bản độ nhạy (dựa trên kịch bản BSL) được đặc trưng bởi các thông số đầu vào khác nhau từ các kịch bản chính:

- Kịch bản tỷ lệ chiết khấu thấp (DR): Kịch bản độ nhạy này xác định tỷ lệ chiết khấu xã hội là 6,3% so với 10% trong các kịch bản chính¹.
- Kịch bản tuân thủ SDNLHQ thấp (LowEE): Kịch bản độ nhạy này phân tích hệ quả của việc không đạt được các mục tiêu của VNEEP3 so với đạt được các mục tiêu này cũng như việc tuân thủ các quy định SDNLHQ là thách thức lớn nhất khi triển khai tiết kiệm năng lượng. Giả định chỉ có 50% thiết bị tiết kiệm năng lượng so với kịch bản BSL dẫn đến nhu cầu năng lượng sẽ cao hơn so với kịch bản BSL.
- Kịch bản nhu cầu cao (HD): Tốc độ tăng trưởng của tổng sản phẩm quốc nội (GDP) ở mức cao theo kịch bản tăng trưởng cao trong QHNLQG (Viện Năng lượng, 2021) sẽ được sử dụng để tính toán nhu cầu năng lượng trong mô hình TIMES. Nhu cầu năng lượng trong phân tích độ nhạy này sẽ cao hơn trong kịch bản BSL.
- Kịch bản giá LNG cao (HLNG): Giá nhiên liệu, đặc biệt là giá LNG rất khó dự đoán và do đó có thể tác động lớn đến tổng chi phí hệ thống cũng như kết quả tính chi phí tối ưu. Do đó, một kịch bản độ nhạy với giá LNG cao hơn đã được đưa vào phân tích. Trong kịch bản giá LNG cao, giá LNG nhập khẩu cao hơn trong kịch bản BSL là 20%.
- Kịch bản chi phí pin cao (BC): Phân tích độ nhạy này được thực hiện với giả định chi phí đầu tư cho pin lưu trữ cao, tham khảo từ Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ điện năng Việt Nam 2021 để phân tích tác động đối với hệ thống điện. Phân tích độ nhạy dựa trên kịch bản NZ.
- Kịch bản tiềm năng kỹ thuật điện mặt trời thấp (LowPV): Tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời trang trại trong kịch bản NZ ở mức khoảng 800 GW ảnh hưởng lớn đến việc sử dụng đất, do vậy giả sử chỉ một nửa tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời trang trại được khai thác. Phân tích độ nhạy này dựa trên kịch bản NZ.

¹ Nghiên cứu của OECD ước tính tỷ lệ chiết khấu kinh tế - xã hội của Việt Nam ở mức 6,3% (Coleman, B., 2021).





3

**Con đường hướng tới
mục tiêu phát thải ròng
bằng không**

3. Con đường hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không

3.1 Tổng quan

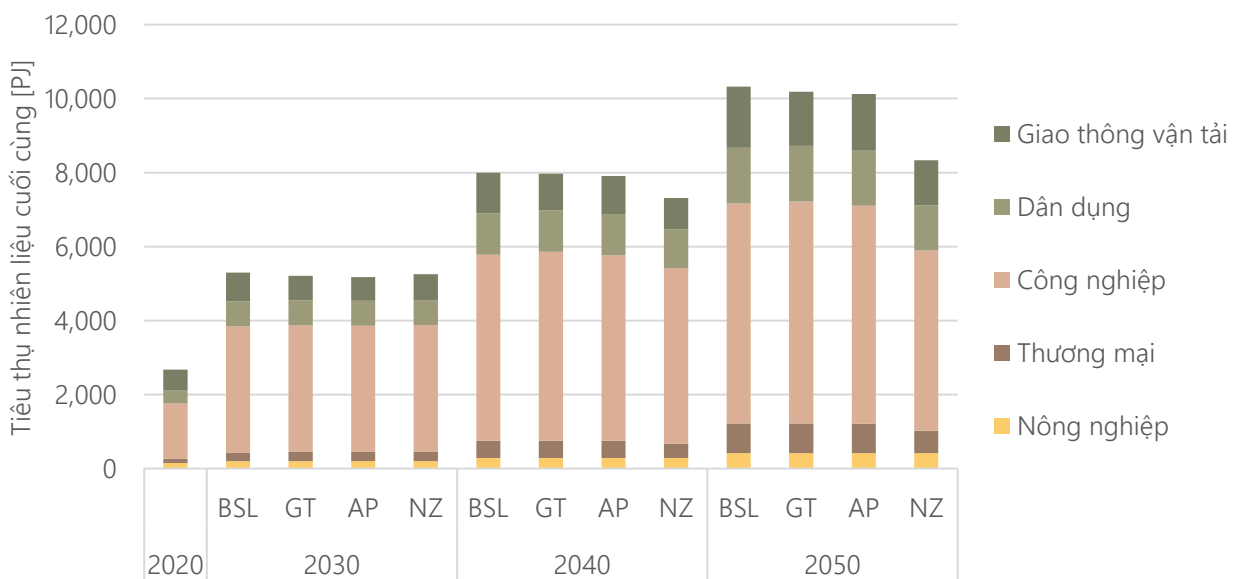
Chương này phân tích các xu hướng phát triển của ngành năng lượng trong kịch bản BSL và bốn kịch bản khác, đặc biệt nhấn mạnh vào kịch bản hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không.

3.2 Triển vọng ngành năng lượng

Trong kịch bản cơ sở (BSL), tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (TPES) tăng 3,9 lần từ năm 2020 đến năm 2050, chủ yếu do tốc độ tăng trưởng kinh tế cao (Hình 3.1).

Phân bố nhu cầu giữa các ngành khá nhất quán theo thời gian trong kịch bản BSL. Ngành công nghiệp hiện đang chiếm tỷ trọng lớn nhất, tăng từ 55% vào năm 2020 lên 63% vào năm 2040. Vào năm 2050, tỷ trọng của ngành này giảm xuống còn 58%. Ngành giao thông đứng thứ hai với tỷ trọng năm 2020 là 21%, giảm xuống 14% năm 2040. Năm 2050, tỷ trọng này tăng lên 16%.

Trong các kịch bản, yếu tố chính dẫn đến thay đổi về tiêu thụ năng lượng cuối cùng (FEC) là tốc độ điện khí hóa. Trong kịch bản NZ với tỷ lệ nhu cầu điện cao hơn nhiều so với kịch bản BSL (71% so với 30%), nhu cầu năng lượng cuối cùng giảm 19%. Điều này chủ yếu là do tổn thất năng lượng trong các quá trình điện năng thường thấp hơn nhiều so với quá trình nhiệt trong khi xe điện sử dụng năng lượng hiệu quả hơn xe động cơ đốt trong.



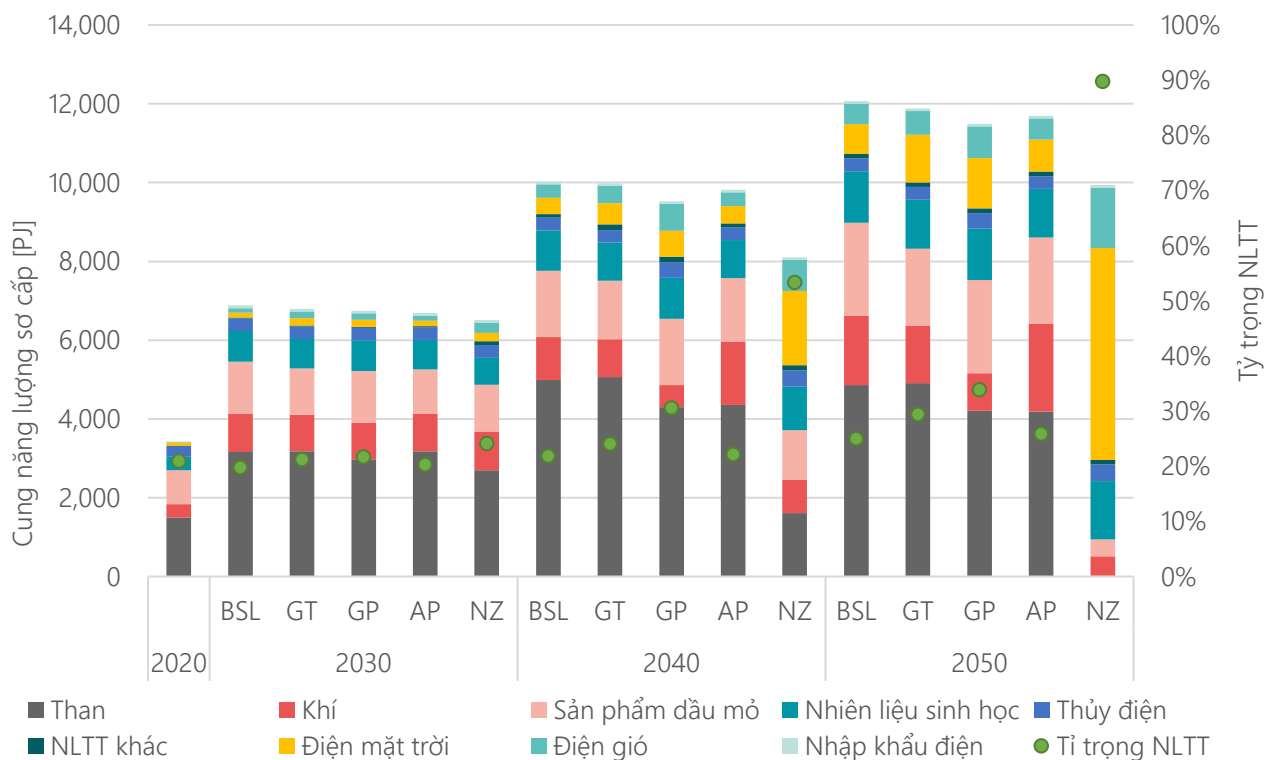
Hình 3.1 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo ngành và kịch bản giai đoạn 2020-2050

Tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (TPES) được xác định với mức tăng nhanh trong giai đoạn phân tích, như được trình bày trong Hình 3.2. Đến năm 2030, TPES tăng 1,7 lần so với năm 2020 trong kịch bản BSL. Từ năm 2020 đến năm 2050, tổng hệ số tăng trưởng trong kịch bản BSL là 3,5.

Trong kịch bản BSL, than sẽ vẫn giữ vai trò là nguồn nhiên liệu chủ đạo. Năm 2020, tỷ trọng than là 44%, tăng lên 51% vào năm 2035, và sau đó giảm xuống 40% vào năm 2050.

Nhìn chung, sự khác biệt giữa các chính sách được phản ánh trong các kịch bản có ít tác động trong giai đoạn đến năm 2030. Điều này là do một số yếu tố, bao gồm việc hầu hết các hoạt động phát triển nguồn phát điện đã được cam kết cho đến năm 2030. Ngoài ra, việc cung cấp năng lượng cho các ngành khác gắn với công nghệ đã được lắp đặt (tòa nhà, phương tiện giao thông, v.v.) đôi khi có tuổi thọ hàng chục năm. Ngay cả trong kịch bản

NZ, tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp chỉ thay đổi nhẹ vào năm 2030, trong đó tỷ trọng NLTT tăng từ 21% trong kịch bản BSL lên 25%. Đến năm 2040, tỷ trọng NLTT của kịch bản NZ là 55%. Sau đó, tỷ trọng NLTT tăng lên đến 90% vào năm 2050 (Hình 3.2).



Hình 3.2 Nguồn cung năng lượng sơ cấp và tỷ trọng NLTT theo kịch bản và theo năm trong giai đoạn 2020-2050

Đến năm 2040, kịch bản GP với mục tiêu gia tăng tỷ trọng NLTT trong ngành điện (38% vào 2030, 75% vào 2050) sẽ có tác động đến tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp, khi một phần tiêu thụ than và khí được thay thế bằng NLTT.

Từ năm 2040 đến năm 2050, sự khác biệt giữa các kịch bản trở nên rõ rệt hơn. Kịch bản GT thay thế một phần tỷ trọng sản phẩm dầu bằng điện trong lĩnh vực giao thông vận tải, nâng tỷ trọng NLTT thêm 4%. Kịch bản GP thay than bằng NLTT, dẫn đến tỷ trọng NLTT tăng từ 31% lên 34%. Đáng chú ý nhất, kịch bản NZ tăng tỷ trọng NLTT lên 90%.

Xu hướng đẩy nhanh tác động của chính sách được đề xuất trong các kịch bản theo thời gian là do một số yếu tố. Thứ nhất, sự chuyển đổi từ công nghệ phát thải nhiều các-bon sang công nghệ các-bon thấp, chẳng hạn như xe điện, thường diễn ra cùng với việc ngừng hoạt động của công nghệ cũ. Thứ hai, các ràng buộc tối thiểu đối với việc bổ sung công suất phát thải các-bon thấp, chẳng hạn như công suất phát điện mới, chỉ có hiệu lực theo thời gian. Cuối cùng, chi phí của các công nghệ NLTT chính được dự đoán sẽ liên tục giảm dần, điều này dẫn đến xu hướng trì hoãn đầu tư vào các công nghệ đắt tiền hơn như công nghệ lưu trữ điện năng. Do đó, có thể tiết kiệm chi phí hơn nếu trì hoãn các khoản đầu tư nhất định cho đến khi đạt mức chi phí cạnh tranh.

Có thể thấy, trong kịch bản AP với chi phí ô nhiễm được đưa vào trong tính toán tối ưu hoá chi phí, một lượng lớn than nhập khẩu sẽ được thay thế bằng khí tự nhiên có chi phí phát thải chỉ bằng một nửa than.

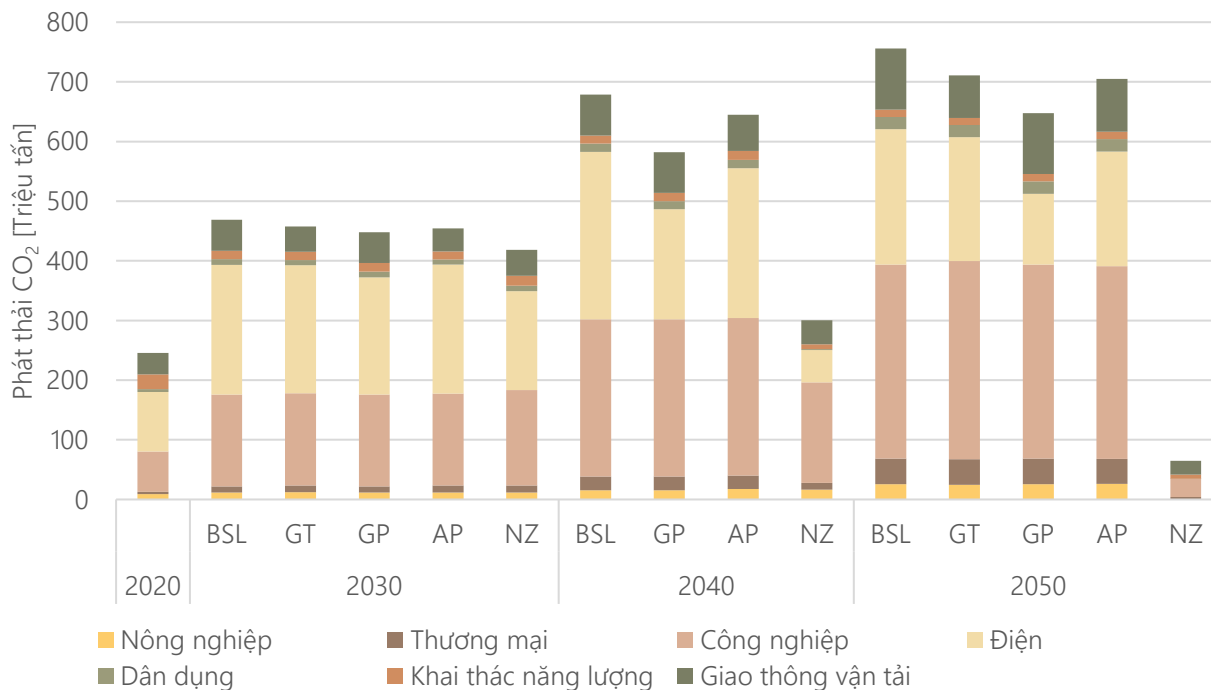
Các tác động đối với việc nhập khẩu nhiên liệu trong các kịch bản là khá đáng kể. Năm 2020, nhập khẩu nhiên liệu - than và dầu - chiếm 37% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng. Trong mỗi thập kỷ, nhập khẩu tăng cả về số lượng và tỷ trọng trong tổng tiêu thụ. Điều này đặc biệt đúng với kịch bản BSL, với tỷ trọng nhập khẩu chiếm tới 71% vào năm 2050.

Đáng chú ý nhất là kịch bản NZ với tác động lớn, làm giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu xuống chỉ còn 10% vào năm 2050 (Xem thêm trong Chương 4. An ninh năng lượng).

Phát thải CO₂

Phát thải CO₂ tăng nhanh song song với tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong kịch bản BSL. Theo đó, từ năm 2020 đến năm 2030, phát thải CO₂ tăng thêm 1,9 lần và đến năm 2050, phát thải CO₂ tăng 3,1 lần so với năm 2020.

Phân tích cho thấy hai ngành chiếm tỷ trọng lớn nhất về phát thải CO₂ vào năm 2020 là ngành điện (41%) và ngành công nghiệp (28%). Từ năm 2030 đến năm 2050, tỷ trọng phát thải của ngành công nghiệp tăng lên trong tất cả các kịch bản. Trong kịch bản BSL, vào năm 2050, ngành công nghiệp chiếm tỷ trọng lớn, 43% tổng mức phát thải và ngành điện đứng thứ hai với 30% tổng mức phát thải.



Hình 3.3 Phát thải CO₂ theo ngành trong từng kịch bản giai đoạn 2020-2050

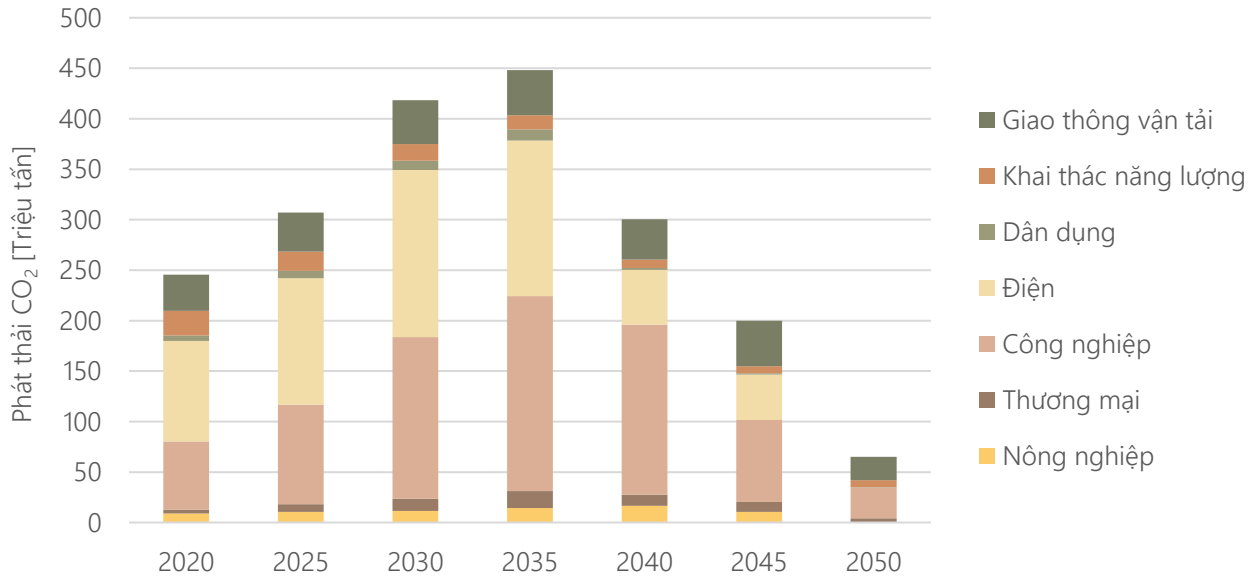
Trong kịch bản GT, với giả định tốc độ điện khí hóa trong ngành giao thông gia tăng, sử dụng nguồn cung từ NLTT, lượng phát thải CO₂ từ ngành giao thông giảm 19% vào năm 2030 và tăng lên 30% vào năm 2050. Lượng phát thải còn lại từ ngành này liên quan đến vận tải biển, trong đó mô hình giả định tiếp tục sử dụng dầu làm nhiên liệu.

Việc bổ sung chi phí ô nhiễm không khí (kịch bản AP) làm tổng lượng phát thải của ngành năng lượng giảm 3% vào năm 2030, 5% vào năm 2040 và 7% vào năm 2050.

Khi nâng mục tiêu NLTT tối thiểu trong ngành điện (kịch bản GP), lượng phát thải của ngành điện sẽ giảm 10% vào năm 2030, 34% vào năm 2040 và 48% vào năm 2050 so với kịch bản BSL.

Trong kịch bản NZ, tổng mức phát thải CO₂ giảm 11% vào năm 2030, 56% vào năm 2040 và 91% vào năm 2050 so với kịch bản BSL. Tác động chính là từ ngành điện với lượng phát thải giảm 24% vào năm 2030, 81% vào năm 2040 và 100% vào năm 2050 so với kịch bản BSL.

Lượng phát thải của ngành giao thông giảm 16% vào năm 2030, 41% vào năm 2040 và 77% vào năm 2050 so với kịch bản BSL do mô hình tính toán không thể thay thế nhiên liệu vận tải. Nhiên liệu hàng không không hoá thạch chỉ được triển khai vào năm 2050. Ngoài ra, ngành công nghiệp chỉ được khử các-bon một phần vào năm 2050, các công nghệ khử các-bon phù hợp không được triển khai trong mô hình. Các giải pháp còn lại để đạt được mức phát thải ròng bằng không cho từng ngành được mô tả trong phần dưới đây.



Hình 3.4 Phát thải trong kịch bản NZ theo ngành và theo năm

Các giải pháp chính để đạt được mức phát thải ròng bằng không

Ngoại trừ các nhà máy điện đã cam kết, kết quả của mô hình có chi phí thấp nhất bao gồm các giải pháp chính sau:

Các giải pháp cho ngành điện

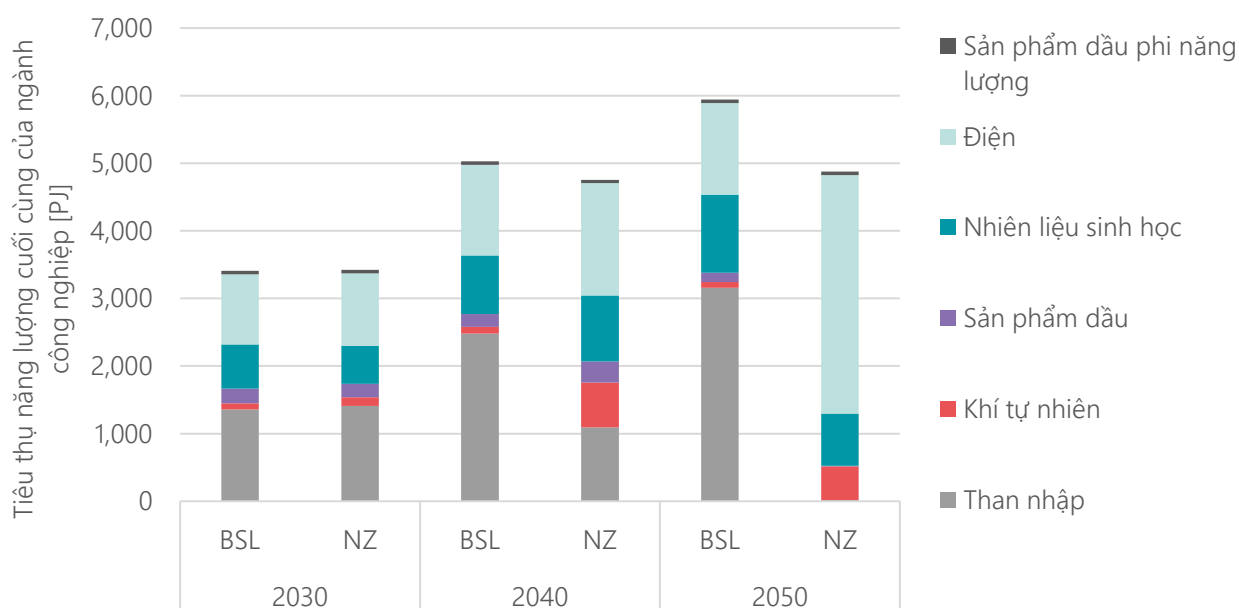
Có thể loại bỏ phát thải CO₂ từ ngành điện bằng cách chuyển đổi sang 100% NLTT vào năm 2050. Đối với toàn bộ hệ thống năng lượng, mô hình cho kết quả 90% chuyển đổi sang NLTT. Tuy nhiên, 10% còn lại có thể được thay thế bằng việc sử dụng các công nghệ chưa được triển khai trong mô hình tại thời điểm này. Phần dưới đây trình bày thêm về nội dung này.

Các nguồn NLTT chính gồm điện mặt trời, điện gió và thủy điện được cân bằng với hệ thống pin tích năng, thủy điện tích năng, đường dây truyền tải được tăng cường và điều chỉnh phụ tải theo nhu cầu. Ngành điện cũng sẽ đóng góp vào mục tiêu khử các-bon trong các ngành khác nhờ điện khí hóa giao thông và các quá trình công nghiệp. Những giải pháp này được trình bày chi tiết trong Chương 4. An ninh năng lượng.

Các giải pháp cho ngành công nghiệp

Giải pháp chính trong ngành công nghiệp là thay thế than bằng điện và sinh khối (Hình 3.5). Trong kịch bản BSL, than chiếm 53% tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng năm 2050, chủ yếu được sử dụng cho quá trình gia nhiệt. Trong kịch bản NZ, than bị loại bỏ dần và thay thế chủ yếu bằng điện, với tỷ trọng tăng từ 23% trong kịch bản BSL lên 73% trong kịch bản NZ. Ngoài ra, một phần than được thay thế bằng khí đốt tự nhiên.

Các nhiên liệu hóa thạch còn lại trong ngành công nghiệp có thể được thay thế bằng nhiên liệu điện phân hoặc nhiên liệu sinh học và giải pháp thu giữ và lưu trữ các-bon (CCS) (Tham khảo thêm phần dưới đây).



Hình 3.5 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng (FEC) của các ngành công nghiệp trong các kịch bản BSL và NZ

Các giải pháp cho ngành giao thông

Các giải pháp chính trong ngành giao thông gồm thay thế nhiên liệu hóa thạch bằng điện khí hóa trực tiếp hoặc gián tiếp.

Xe máy, ô tô, xe tải và xe buýt có thể được điện khí hóa trực tiếp bằng cách sử dụng pin và động cơ điện. Giải pháp này ngày càng có hiệu quả cao hơn về chi phí theo thời gian do chi phí của các phương tiện chạy điện sẽ giảm xuống. Đến năm 2050 trong kịch bản NZ, nhu cầu điện trực tiếp chiếm 61%. 7% vận tải đường bộ vẫn sử dụng nhiên liệu là dầu diesel và xăng. Những nhiên liệu này sẽ được thay thế bằng điện vì các phương tiện còn lại sẽ dần chấm dứt hoạt động.

Nhiên liệu hàng không hóa thạch được thay thế hoàn toàn bằng nhiên liệu điện phân (xem phần dưới). Lượng phát thải các-bon khi sản xuất nhiên liệu này được thu giữ thông qua quá trình thu giữ khí trực tiếp (DAC).

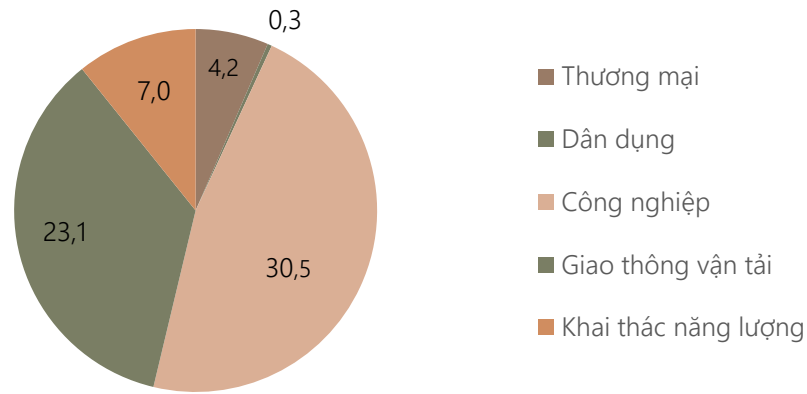
21% lượng khí thải còn lại xuất hiện trong kịch bản NZ năm 2050 là từ dầu nhiên liệu và một phần dầu diesel được sử dụng trong vận tải hàng hóa ven biển và đường thủy. Những nhiên liệu này dự kiến sẽ được thay thế bằng nhiên liệu điện phân có phát thải bằng không như amoniac hoặc khí hydro gốc e-metanol được sản xuất từ quá trình điện phân sử dụng NLTT. Những công nghệ này không được đưa vào phân tích, nhưng phần dưới đây sẽ mô tả tóm tắt về giải pháp này.

Các giải pháp cho ngành nông nghiệp, thương mại và dân dụng

Đối với ba lĩnh vực này, giải pháp chính là điện khí hóa một loạt các công nghệ, bao gồm công nghệ nhiệt. Đến năm 2020, điện chiếm 56% nhu cầu năng lượng cuối cùng, tỷ lệ này tăng lên 91% vào năm 2050. Tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch giảm từ 39% vào năm 2020 xuống còn 6% vào năm 2050.

Các giải pháp khác cần thực hiện để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không

Kịch bản NZ không hoàn toàn đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Mô hình tính toán bao gồm một nhóm công nghệ khả thi về thương mại, nhưng đối với một số phân ngành, các giải pháp hiện có chưa đủ để khử các-bon hoàn toàn. Cần thực hiện thêm các giải pháp khác, những giải pháp này chưa được đưa vào mô hình. Phần dưới đây trình bày sơ lược về các giải pháp cần bổ sung này. Lượng phát thải CO₂ còn lại phát sinh từ nhiên liệu và các lĩnh vực được thể hiện trong Hình 3.6.

Hình 3.6 Lượng phát thải CO₂ (triệu tấn) còn lại vào năm 2050 theo ngànhBảng 3.1 Lượng phát thải CO₂ còn lại trong kịch bản NZ đến năm 2050 theo loại nhiên liệu và theo ngành (triệu tấn CO₂ tương đương)

Ngành	Than	Khí tự nhiên	Sản phẩm dầu	Sản xuất nhiên liệu	Tổng
Công nghiệp	1,7	27,9	0,9		30,5
Thương mại			4,3		4,3
Dân dụng			0,3		0,3
Giao thông			23,0		23,0
Cung cấp				7,0	7,0
Tổng	1,7	27,9	28,5	7,0	65,1

Các công nghệ và tài nguyên bổ sung sẵn có để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050

Nhiên liệu điện phân

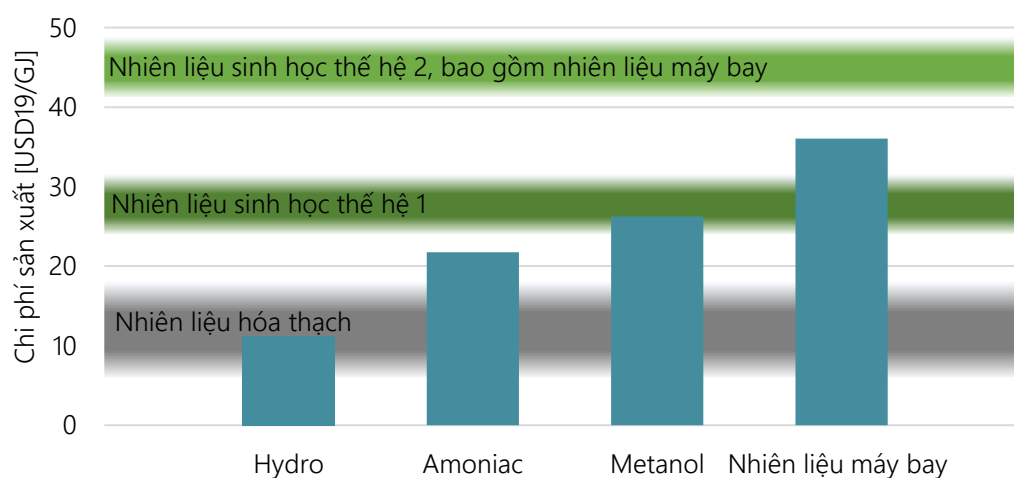
Nhiên liệu điện phân gồm một nhóm các nhiên liệu ở dạng khí hoặc lỏng là hợp chất của hydro được tạo ra bằng quá trình điện phân. Hydro có thể được chuyển hóa thành nhiều loại nhiên liệu như amoniac bằng cách thêm nitơ trong quá trình hóa học, hoặc thành nhiều hydrocacbon khí bổ sung CO₂. Nhiên liệu điện phân (là nhiên liệu được chuyển hóa từ điện sang nhiên liệu khác) có thể thay thế cả khí tự nhiên và nhiên liệu hóa thạch dạng lỏng. Hơn nữa, vì hydro và nhiên liệu điện phân có chi phí lưu trữ rẻ hơn so với điện, nên nhiên liệu điện phân có thể giúp cân bằng hệ thống điện.

Nguồn tài nguyên hydro điện phân ở Việt Nam về mặt kỹ thuật là rất lớn. Ngay cả trong kịch bản NZ, Việt Nam vẫn sẽ có một nguồn điện tái tạo lớn chưa cần dùng đến vào năm 2050, đặc biệt là tài nguyên gió ngoài khơi. Bên cạnh đó, nitơ có sẵn, có thể chiết xuất từ khí quyển.

Để sản xuất hydrocacbon từ hydro, cần có nguồn cacbon. Một nguồn có thể là CCU (thu giữ và sử dụng cacbon) từ các nguồn phát thải lớn từ các quá trình nhiệt công nghiệp như sản xuất xi măng và các nguồn khác. Khi nhiên liệu hóa thạch bị loại bỏ dần, CO₂ từ CCU sẽ chỉ giới hạn ở các nhà máy lớn đốt sinh khối hoặc các nhiên liệu giàu cacbon không hóa thạch khác, cùng với nguồn phát thải CO₂ liên quan đến quá trình công nghiệp như từ các nhà máy xi măng có quá trình nung tạo ra CO₂. Một nguồn khác có thể là DAC, một công nghệ mới tách CO₂ từ khí quyển. Nguồn tài nguyên này dành cho các mục đích ứng dụng thực tế không giới hạn, nhưng công nghệ này vẫn mới do đó có chi phí khá tốn kém.

Các dự báo dài hạn về chi phí của các loại nhiên liệu điện phân khác nhau cho thấy hydro sẽ có giá thành cạnh tranh với hầu hết các loại nhiên liệu hóa thạch. Amoniac và metanol có thể cạnh tranh với nhiên liệu sinh học thế hệ 1, trong khi nhiên liệu hàng không sẽ đắt hơn nhiên liệu sinh học thế hệ 1, nhưng sẽ rẻ hơn so với nhiên liệu sinh học thế hệ 2.

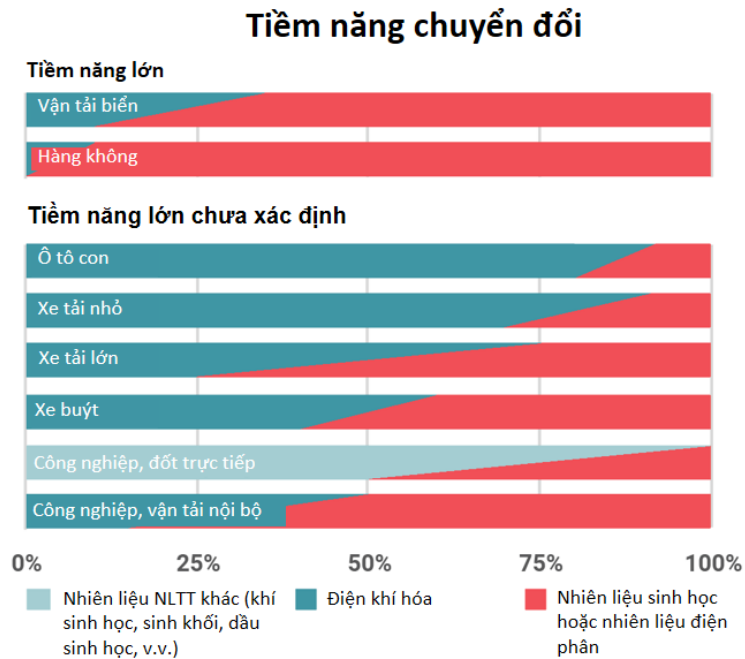
Ba loại chính của nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất được sử dụng cho mục đích thương mại là diesel sinh học (este sinh học), etanol sinh học và khí sinh học. Hiện tại, các loại nhiên liệu này được sản xuất từ các sản phẩm cũng được sử dụng làm thực phẩm. Do đó, các nhiên liệu sinh học "thế hệ thứ nhất" không có tính bền vững do việc sản xuất các nhiên liệu này gây áp lực lên các mặt hàng thực phẩm. Nhiên liệu sinh học thế hệ thứ hai được sản xuất từ sinh khối theo cách thức bền vững hơn, nghĩa là đạt trung hòa cacbon hoặc thậm chí đạt giá trị cacbon âm xét về tác động của nhiên liệu đến nồng độ CO₂. Trong nhiên liệu sinh học, thuật ngữ "sinh khối thực vật" chủ yếu đề cập đến vật liệu lignocellulose vì nó tạo nên phần lớn các nguyên liệu phi thực phẩm phong phú, rẻ tiền và có sẵn từ thực vật (S.N. Naik, 2010).



Hình 3.7 Dự báo dài hạn về chi phí nhiên liệu điện phân, DKK/GJ (Bộ Khí hậu, Năng lượng và Hạ tầng kỹ thuật Đan Mạch, 2021)

Tiềm năng thay thế bằng nhiên liệu điện phân được minh họa trong Hình 3.8. Biểu đồ cho thấy đối với vận tải đường biển và hàng không, nhiên liệu điện phân có thể có rất nhiều tiềm năng để thay thế gần như toàn bộ nhiên liệu hóa thạch, trong khi phần còn lại có thể được điện khí hóa.

Toàn bộ hoạt động vận tải đường bộ có thể sử dụng điện khí hóa trực tiếp kết hợp với nhiên liệu điện phân. Đối với các quy trình đốt trực tiếp trong các ngành công nghiệp và các lĩnh vực khác, các nhiên liệu tái tạo khác như khí sinh học và sinh khối có thể phù hợp hơn do chi phí thấp hơn.



Hình 3.8 Ước tính tiềm năng dài hạn của các nguồn NLTT trong ngành giao thông và công nghiệp (Bộ Khí hậu, Năng lượng và Hạ tầng kỹ thuật Đan Mạch, 2021)

Nhiên liệu chính của ngành giao thông vận tải là dầu diesel cho vận tải biển và nhiên liệu cho lĩnh vực hàng không. Dự kiến có thể tránh phát thải CO₂ trong vận tải biển bằng cách sử dụng nhiên liệu điện phân như amoniac hoặc metanol. Tuy nhiên, phương án này không có sẵn trong mô hình tính toán. Dưới đây là các tác động khi thay đổi nhiên liệu nói trên.

Sinh khối

Vì lý do kỹ thuật của mô hình tính toán, tiềm năng sinh khối không được sử dụng hết trong kịch bản NZ lên tới 370 PJ. Tùy thuộc vào các nguồn sinh khối, có thể áp dụng các công nghệ khác nhau để chuyển đổi sinh khối thành năng lượng, bao gồm đốt trực tiếp, phân hủy sinh học (sinh khối ướt) hoặc nhiệt phân, để chuyển đổi sinh khối thành một phần khí CO₂ và hydrocacbon và một phần than sinh học rắn. Than sinh học có thể được giữ trong đất để cải thiện chất lượng đất phục vụ nông nghiệp đồng thời loại bỏ các-bon tồn tại lâu dài trong than sinh học khỏi bầu khí quyển. Nếu các quá trình chuyển đổi được tập trung tại các nhà máy lớn, thì việc chiết xuất CO₂ có thể khả thi.

Nếu 370 PJ sinh khối không được sử dụng để sản xuất năng lượng mà được sử dụng để sản xuất điện với việc thu giữ CO₂ thì có khả năng giảm phát thải khoảng 34 triệu tấn CO₂. Hoạt động thu giữ CO₂ có chi phí khoảng 70-180 USD/tấn CO₂ (theo thời giá 2020)². Chi phí này bao gồm hoạt động thu giữ, vận chuyển và lưu trữ CO₂. Tổng chi phí thu giữ và lưu trữ CO₂ khi đó sẽ là 2,4-6,1 tỷ USD (theo thời giá 2020).

Phác thảo chiến lược để giảm 65 triệu tấn CO₂ còn lại vào năm 2050

Việc loại bỏ 30,5 triệu tấn CO₂ tương đương còn lại từ nhiên liệu hóa thạch trong ngành công nghiệp sẽ cần nhiều loại nhiên liệu thay thế khác nhau tùy thuộc vào quá trình xử lý cụ thể. Có ít nhất một lượng than vẫn sẽ được sử dụng làm nguyên liệu cho ngành sản xuất thép và không dễ thay thế. Khí tự nhiên được sử dụng làm nhiên liệu cho quá trình đồng phát nhiệt - điện và để sản xuất nhiệt xử lý trong công nghiệp. Khí tự nhiên sử dụng cho các quá trình này có thể được thay thế bằng nhiên liệu điện phân hoặc nhiên liệu sinh học.

²Sự sẵn sàng về công nghệ và chi phí của CCS. Viện CCS toàn cầu

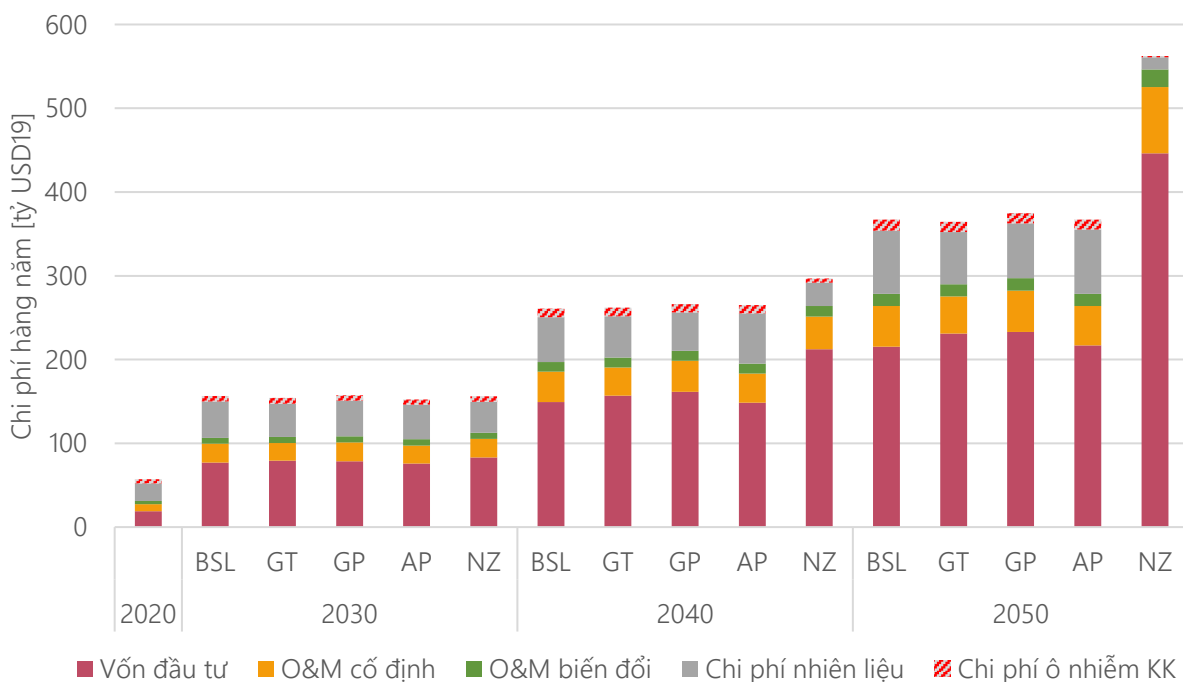
Lượng phát thải 23 triệu tấn CO₂ tương đương từ nhiên liệu hóa thạch còn lại trong ngành giao thông đến từ quá trình sử dụng dầu nhiên liệu và dầu diesel cho vận tải biển, không bao gồm 5% được sử dụng cho tàu hỏa và ô tô. Nhiên liệu sử dụng cho vận tải biển có thể được thay thế hoàn toàn bằng amoniac (với điều kiện là các tàu mới được thiết kế để có thể sử dụng loại nhiên liệu này), được kỳ vọng là giải pháp tái tạo hiệu quả nhất về chi phí để thay thế cho các sản phẩm dầu. Lượng điện cần thiết để sản xuất ra khối lượng này sẽ vào khoảng 100 PJ hoặc 28 TWh, tương ứng với khoảng 6 GW công suất điện gió ngoài khơi.

Đối với các lĩnh vực còn lại, nhu cầu nhiên liệu hóa thạch chủ yếu đến từ nhiên liệu vận tải và các sản phẩm lọc dầu, khoảng 5,6 triệu tấn CO₂ tương đương. Khả năng thay thế các nhiên liệu hóa thạch này phụ thuộc vào từng lĩnh vực. Đối với các lĩnh vực nông nghiệp, thương mại và dân dụng, tổng lượng phát thải đến từ 60 PJ dầu diesel và dầu hỏa (6 PJ). Phần lớn trong số này có thể được thay thế bằng nhiên liệu sinh học nhập khẩu hoặc sản xuất trong nước, đẩy nhanh tốc độ điện khí hóa, sử dụng khí hydro hoặc các loại nhiên liệu điện phân khác.

Chi phí

Tương tự các thông số đã phân tích ở trên, chi phí hệ thống năng lượng chủ yếu được thúc đẩy bởi sự phát triển chung của nền kinh tế.

Phân tích chi phí được trình bày ở Hình 3.9 giả định rằng toàn bộ hệ thống năng lượng trong năm cơ sở (2015) đã được hoàn vốn hết. Chi phí hàng năm của kịch bản BSL tăng 2,8 lần trong giai đoạn từ năm 2020 đến năm 2030, chủ yếu là do chi phí vốn. Tỷ trọng chi phí vốn trên tổng chi phí trong kịch bản BSL tăng từ 33% vào năm 2020 lên 48% vào năm 2030. Năm 2050, tỷ trọng chi phí vốn tăng lên 58%.



Hình 3.9 Tổng chi phí ngành năng lượng hàng năm theo loại chi phí, kịch bản và năm, giai đoạn 2020-2050

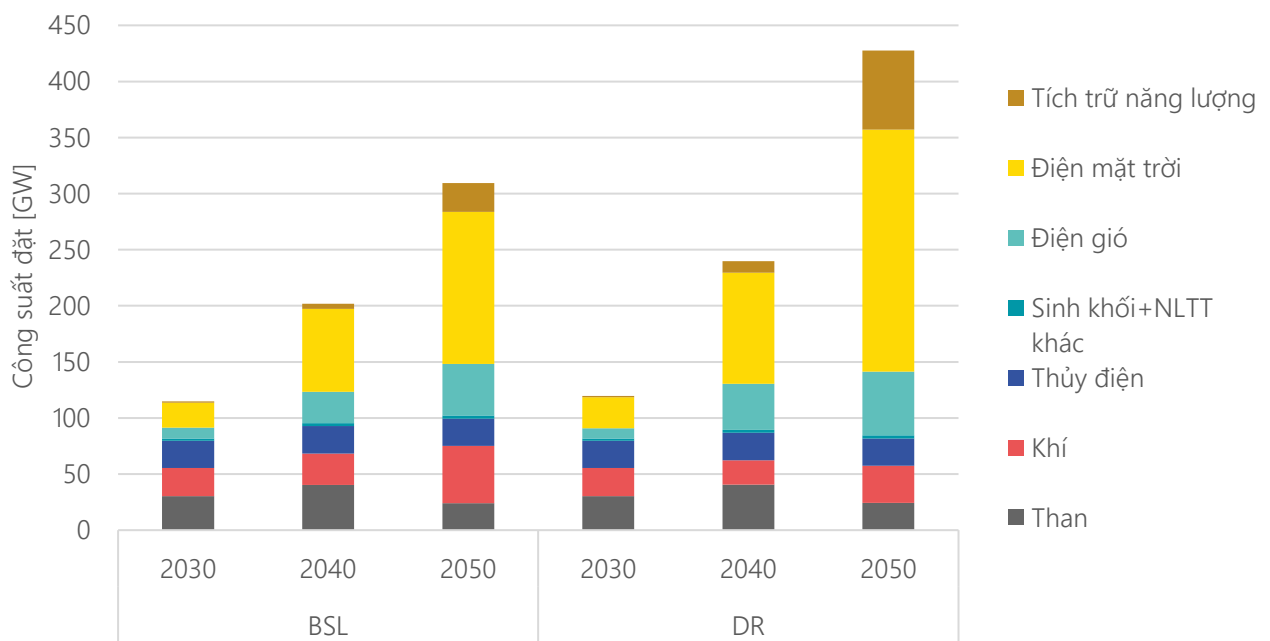
Ngược lại, chi phí nhiên liệu hàng năm giảm từ 37% vào năm 2020 xuống 30% vào năm 2030 trong kịch bản BSL. Năm 2050, chi phí nhiên liệu trong kịch bản BSL này chỉ chiếm 22%.

Chi phí kịch bản GT và GP chỉ khác một chút, khoảng 0,5% so với kịch bản BSL. Tuy nhiên, kịch bản NZ có chi phí vốn hàng năm cao hơn và chi phí nhiên liệu thấp hơn trong tất cả các năm, dẫn đến tổng chi phí cao hơn từ năm 2040 và đặc biệt là vào năm 2050. Năm 2040, tổng chi phí hệ thống năng lượng hàng năm của kịch bản NZ cao hơn kịch bản BSL 12%, trong khi năm 2050 tổng chi phí của kịch bản NZ cao hơn 52% tính theo thời giá USD năm 2019.

Tuy nhiên, theo đánh giá của Chính phủ Việt Nam và thông lệ quốc tế, nguồn lực chi trong hiện tại có giá trị cao hơn nguồn lực chi trong tương lai. Một lý do cho thông lệ này là các nguồn lực được chi trong hiện tại cho một số mục đích nhất định có thể được chi cho một khoản đầu tư khác với tỷ suất sinh lợi nhất định, ví dụ như tỷ suất sinh lợi bình quân của dự án đầu tư công. Điều này có nghĩa là đầu tư trong hiện tại vào lĩnh vực năng lượng sẽ phát sinh chi phí cơ hội có thể được thực hiện thông qua một khoản đầu tư khác.

Để tính đến sự chênh lệch về giá trị của số tiền chi trả hiện tại so với số tiền chi trả sau này, các chi phí trong tương lai được chiết khấu về năm 2015 với tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội hàng năm là 10%, theo thông lệ ở Việt Nam. Tổng chi phí chiết khấu hàng năm của một kịch bản được gọi là giá trị hiện tại ròng hoặc tổng chi phí hệ thống của kịch bản đó.

Việc lựa chọn tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội có tác động đáng kể đến khả năng tối ưu hóa của một kịch bản. Tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội cho Việt Nam đã được ước tính bằng cách sử dụng phương pháp Tỷ suất ưu tiên theo thời gian của xã hội. Tỷ lệ này cần nằm trong khoảng từ 6 đến 8%, ưu tiên cho giới hạn dưới, để phù hợp với thông lệ tốt nhất được Ủy ban Liên chính phủ về Biến đổi khí hậu áp dụng³.



Hình 3.10 Đầu tư vào công suất phát điện và công suất lưu trữ trong kịch bản BSL với tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 10% và với tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 6,3%

Hình 3.10 cho thấy tác động của việc tối ưu hóa kịch bản BSL với tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 10% và 6,3%. Vào năm 2030 với tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 6,3%, cơ cấu tối ưu sẽ là đầu tư thêm 25% công suất điện mặt trời và 35% công suất lưu trữ, còn công suất điện gió giảm 7%. Năm 2040 với tỷ lệ chiết khấu 10%, công suất điện mặt trời và lưu trữ tăng lần lượt 34% và 32% so với công suất cùng năm, trong khi đầu tư điện gió tăng 47%. Năm 2050, công suất điện mặt trời và lưu trữ tăng lần lượt 59% và 30% so với cơ cấu tối ưu hóa áp dụng tỷ lệ chiết khấu ở mức cao, trong khi điện gió tăng 23%, khí tự nhiên giảm 35%.

Tài chính cho quá trình chuyển đổi xanh

Các công nghệ NLTT yêu cầu vốn đầu tư cao, tuy nhiên sau khi đi vào hoạt động, chi phí vận hành lại thấp vì không cần phải sử dụng nhiên liệu.

Chính phủ Việt Nam đã thực hiện các bước quan trọng để cải thiện điều kiện đầu tư vào công nghệ NLTT, và việc huy động tài chính cho công nghệ NLTT ngày càng trở nên dễ dàng hơn. Tuy nhiên vẫn còn một số điều kiện

³ Đánh giá tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội và tỷ lệ rào cản tài chính đối với việc mô hình hóa hệ thống năng lượng ở Việt Nam, Brendan Coleman, Tài liệu làm việc về môi trường của OECD 181, 2021.

theo đánh giá của các nhà đầu tư sẽ làm tăng tính bất định và rủi ro. Khi đánh giá rủi ro tiềm tàng trước khi tham gia vào một dự án, nhà phát triển dự án sẽ tập trung vào các vấn đề như tính minh bạch của quy trình cấp phép, rủi ro tổn thất do cắt giảm công suất phát, điều kiện chấm dứt hợp đồng, v.v.

Tuy nhiên, một số khía cạnh của quy định chưa đáp ứng các yêu cầu để đảm bảo tính khả thi vay vốn của các nhà đầu tư trong Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD), ví dụ quy định bồi thường khi chấm dứt hợp đồng, thiếu quy định bảo vệ nhà đầu tư trước rủi ro cắt giảm công suất phát và thiếu trọng tài quốc tế. Nếu các quy định tiếp tục được hoàn thiện để giảm rủi ro đầu tư, chi phí vốn cho các dự án NLTT có thể giảm và do đó tính khả thi đối với các nhà đầu tư sẽ tăng.

Thủ tục cấp phép và phê duyệt dự án điện tái tạo vẫn là một nguyên nhân dẫn đến sự chậm trễ của dự án. Điều này có thể được giảm bớt thông qua việc thiết lập cơ chế một cửa cho quá trình tương tác với các cơ quan chức năng. Ngoài ra, quy định minh bạch hơn về các tiêu chí cấp phép có thể hỗ trợ việc đánh giá cơ hội xin cấp phép cho một dự án cụ thể.

Hiện cơ sở hạ tầng truyền tải do Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đầu tư toàn bộ. Việc mở cửa cho các nhà đầu tư tư nhân đối với hệ thống truyền tải có thể tăng khả năng tiếp cận tài chính.

Việc thực hiện chương trình sử dụng năng lượng hiệu quả bị ảnh hưởng do quan ngại về rủi ro đầu tư cao. Một trong những giải pháp để khắc phục vấn đề này là hoàn thiện khung pháp lý về hợp đồng hiệu suất năng lượng. Không giống như một số quốc gia láng giềng, khái niệm này chưa thực sự phát triển ở Việt Nam. Điều này một phần là do các rào cản về quy định, bao gồm việc thiếu khung pháp lý với hướng dẫn rõ ràng về cách thức hạch toán, thuế, cơ chế giám sát và xác minh của bên thứ ba cũng như các quy trình trọng tài chuyên biệt.

3.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

Để đạt mức phát thải ròng bằng không vào năm 2050 với chi phí thấp nhất, nguồn điện từ NLTT cần phải là nguồn thay thế chính trực tiếp hoặc gián tiếp cho nhiên liệu hóa thạch thông qua sản xuất nhiên liệu điện phân

Phân tích cho thấy tiêu thụ điện sẽ tăng hơn gấp đôi vào năm 2050 so với kịch bản BSL. Hệ thống điện phải đáp ứng hơn 70% tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng bằng nguồn điện từ NLTT vào năm 2050 để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không.

Hầu hết nhiên liệu hóa thạch sẽ được thay thế bằng điện khí hóa trực tiếp. Khoảng 8% nhu cầu năng lượng cuối cùng bao gồm hàng không và vận tải biển có thể đáp ứng bằng điện khí hóa gián tiếp thông qua sử dụng nhiên liệu điện phân như hydro. Công suất phát điện bao gồm cả lưu trữ điện năng phải đạt ít nhất 2.200 GW vào năm 2050, cao hơn bốn lần so với kịch bản BSL.

Công suất phát và lưu trữ trong kịch bản phát thải ròng bằng không đến năm 2050 của nghiên cứu này chủ yếu gồm: Công suất lưu trữ: (47%); Công suất điện mặt trời (43%) và điện gió (7%). Các nguồn NLTT chính gồm mặt trời (75%) và gió (21%).

Cần sớm tăng cường năng lực của lưới điện truyền tải; Hệ thống lưu trữ năng lượng chỉ thực sự cần thiết từ sau năm 2030 để đảm bảo hiệu quả về chi phí

Tỷ trọng NLTT cao dẫn đến yêu cầu đầu tư lớn vào công nghệ cân bằng bao gồm truyền tải và lưu trữ điện năng.

Hiện nay, truyền tải điện, đặc biệt là truyền tải ra miền Bắc đang gặp nhiều thách thức. Dự kiến đến năm 2030, sẽ có thêm 12 GW công suất truyền tải liên vùng được đưa vào vận hành, tương đương với 40% công suất truyền tải liên vùng hiện có và dự kiến đến năm 2050 sẽ có khoảng 160 GW công suất truyền tải liên vùng được đưa vào vận hành. Mức này gấp tương ứng với khoảng 5- 6 lần công suất truyền tải hiện tại và khoảng 3 lần công suất trong kịch bản BSL. Để thực hiện được điều này, Việt Nam cần sớm đầu tư nâng cao năng lực lưới điện truyền tải.

Công suất lưu trữ sẽ tăng từ gần như không có vào năm 2030 lên 460 GW vào năm 2050. Công suất lưu trữ cần thiết chủ yếu sử dụng công nghệ pin tích năng với thời gian lưu trữ là 2-4 giờ nhưng cũng có thể có thêm đến 9 GW thủy điện tích năng với khoảng 10 giờ lưu trữ.

Mục tiêu phát thải ròng bằng không là khả thi, với mức chi phí lũy kế chuyển đổi hệ thống năng lượng xanh tăng 10% trong cả giai đoạn 2020-2050

Tổng chi phí hệ thống điện trong kịch bản BSL và kịch bản phát thải ròng bằng không (NZ) khá tương đồng cho đến năm 2030. Chi phí đầu tư hệ thống điện vào năm 2050 trong kịch bản NZ cao hơn 5 - 6 lần kịch bản BSL, trong khi tổng chi phí hệ thống điện chỉ cao hơn 3,2 lần so với kịch bản BSL do không còn chi phí nhiên liệu. Tuy nhiên, hệ thống điện chỉ là một phần của hệ thống năng lượng. Kết quả phân tích mô hình cho thấy, chi phí hệ thống năng lượng khá tương đồng trong tất cả các kịch bản cho đến năm 2040, sau đó tăng lên 45% vào năm 2050 trong kịch bản NZ. Với giả định tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 10%, giá trị hiện tại ròng của tổng chi phí hệ thống năng lượng lũy kế trong giai đoạn 2020-2050 trong kịch bản NZ chỉ cao hơn kịch bản BSL là 10%.

Mức phát thải cần đạt đỉnh muộn nhất vào năm 2035 để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không và duy trì giới hạn phát thải các-bon cũng như để tránh chi phí quá cao

Để đóng góp vào mục tiêu duy trì mức tăng nhiệt độ dưới 2°C (Thỏa thuận Paris), lượng phát thải sẽ phải nằm trong giới hạn là 11 tỷ tấn và phải đạt đỉnh vào năm 2035. Nếu mức phát thải đạt đỉnh muộn hơn thì chi phí để đạt đến phát thải ròng bằng không có thể tăng rất cao.

Để có thể thực hiện được mục tiêu này, cần ngừng đưa vào vận hành các nhà máy điện than mới ngoài các nhà máy đã cam kết và không có thêm nhà máy điện khí mới sau năm 2035. Ngoài ra, cần tập trung mạnh vào các thiết bị công nghiệp mới có tuổi thọ cao để có mức phát thải các-bon thấp. Đồng thời việc đầu tư vào các công nghệ dựa trên nhiên liệu hóa thạch cần kết thúc đúng hạn để tránh tài sản bị mắc kẹt vào năm 2050.

Điện hạt nhân chỉ hiệu quả về chi phí nếu việc triển khai điện năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời bị hạn chế đáng kể

Phân tích cho thấy các công nghệ điện hạt nhân hiện tại không cạnh tranh được về chi phí so với phương án kết hợp công nghệ điện mặt trời, điện gió, lưu trữ điện năng và truyền tải. Chỉ khi những công nghệ này không được khai thác tối đa, ví dụ do hạn chế về đất đai, thì điện hạt nhân mới có thể cạnh tranh khi hướng tới mức phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Ví dụ, nếu chỉ dành một nửa trong số diện tích đất 11.000 km² cho năng lượng mặt trời trong kịch bản NZ, thì sẽ cần 35 GW điện hạt nhân.

Cần giảm tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội xuống dưới 10%

Trong quá trình lập kế hoạch đầu tư, tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội được sử dụng để so sánh chi phí hiện tại với chi phí trong tương lai. Tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội cao có lợi cho các dự án có chi phí trả trước (đầu tư) tương đối thấp và chi phí vận hành cao hơn, chẳng hạn như các dự án sử dụng nhiên liệu hóa thạch, so với dự án NLTT.

Việc giảm tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội hiện đang áp dụng từ 10% xuống còn 6,3% theo khuyến nghị của OECD sẽ thay đổi cơ cấu nguồn năng lượng tối ưu và tăng đầu tư vào năng lượng mặt trời lên 60%, gió lên 23% và lưu trữ điện năng lên 30%, chủ yếu để thay thế các nhà máy điện khí.





4

An ninh năng lượng

4. An ninh năng lượng

4.1 Hiện trạng và xu hướng

An ninh năng lượng có thể được định nghĩa là sự sẵn có liên tục, không gián đoạn của các nguồn cung năng lượng với giá cả phải chăng (Cơ quan Năng lượng Quốc tế, 2019) (dự thảo QHĐ8, tháng 3/2022).

An ninh năng lượng là một thông số quan trọng trong quy hoạch năng lượng ở Việt Nam cũng như ở nhiều quốc gia khác, như được nêu rõ trong dự thảo QHNLQG (Viện Năng lượng, 2021). Cần đảm bảo an ninh nguồn cung ở mức độ cao để hỗ trợ phát triển kinh tế xã hội, và do đó, việc phụ thuộc nhiều vào nhiên liệu nhập khẩu là điều không mong muốn. Dự thảo QHĐ8 coi an ninh năng lượng là một trong những tham số cho điểm để đánh giá các kịch bản (Bộ Công Thương, tháng 3/2022).

Có nhiều thông số khác nhau liên quan đến vấn đề an ninh năng lượng. Để đảm bảo an ninh năng lượng/nguồn cung điện không bị gián đoạn trong ngắn hạn, các yếu tố khác như tăng cường lưới điện truyền tải và phân phối đều có liên quan. Tương tự, cân bằng điện năng là điều kiện tiên quyết để duy trì nguồn cung điện ổn định và đáng tin cậy ở Việt Nam cũng như trao đổi điện năng cân bằng thông qua việc mở rộng hơn nữa các đường dây truyền tải điện sang các nước láng giềng có thể hỗ trợ an ninh năng lượng. Chương 6. Cân bằng hệ thống điện giải quyết những yếu tố này.

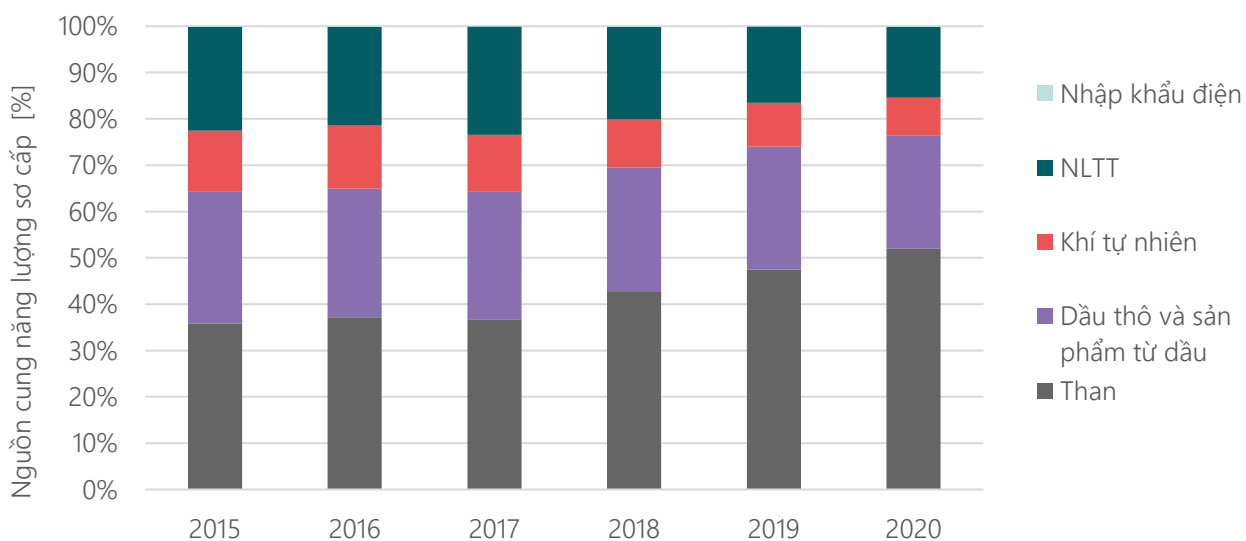
Trong chương này của EOR21, tác động đối với an ninh năng lượng theo ba thông số chính liên quan đến quy hoạch năng lượng dài hạn được xem xét:

1. Tỷ trọng nhiên liệu nhập khẩu
2. Chi phí của nhiên liệu nhập khẩu
3. Đa dạng hóa các nguồn năng lượng

Điều này phù hợp với các yếu tố được xem xét trong đánh giá về an ninh năng lượng tại dự thảo QHĐ8 (Bộ Công Thương, tháng 3/2022). Nhập khẩu điện không được xem xét trong báo cáo EOR này.

Xu hướng đa dạng hóa nhiên liệu

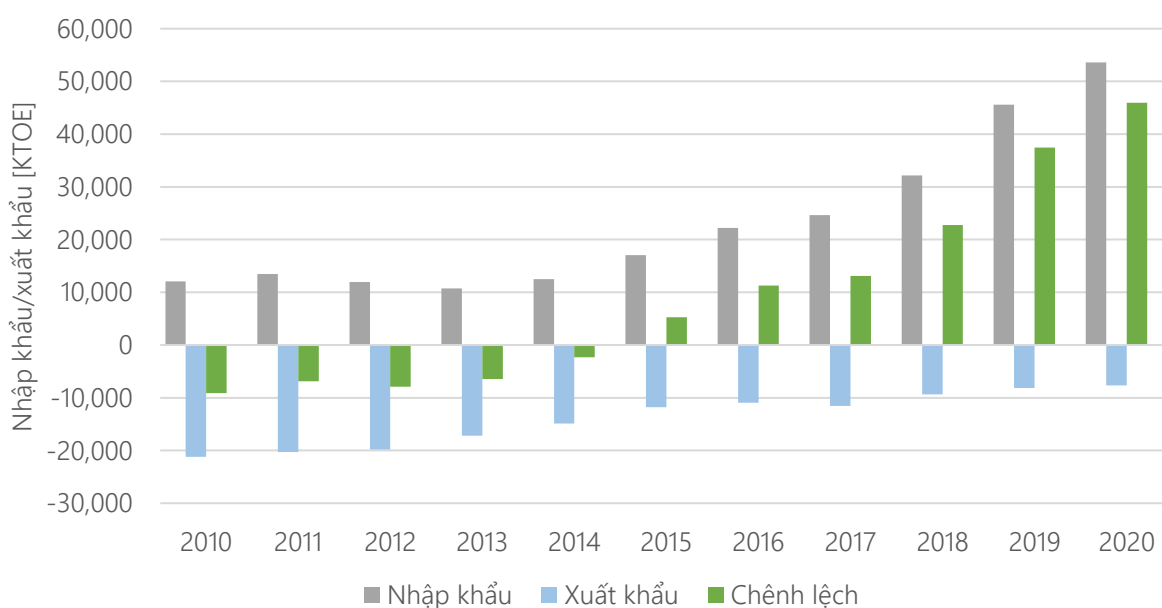
Nhu cầu năng lượng ngày càng tăng đã dẫn đến những thay đổi về cơ cấu nhiên liệu trong tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp (TPES) trong vài năm qua, như được trình bày trong Hình 4.1. Than đã trở thành mặt hàng chính trong ngành năng lượng Việt Nam, với tỷ trọng tăng lên đáng kể, từ 28% năm 2010 lên 35% năm 2015 và 50% năm 2019 (Tổng cục Thống kê, 2020). Điều này làm giảm sự đa dạng hóa nhiên liệu.



Hình 4.1 Tỷ trọng nhiên liệu trong cơ cấu nguồn cung năng lượng sơ cấp, 2015-2020 (VNEEP, 2021)

Xu hướng nhập khẩu

Việt Nam hiện đang sản xuất than, khí đốt tự nhiên và dầu thô với nhiều chất lượng khác nhau để phục vụ sản xuất điện và các mục đích công nghiệp. Với tỷ lệ trữ lượng/khai thác hiện tại, các nguồn than trong nước, khí đốt tự nhiên và dầu thô dự kiến sẽ còn khai thác được lần lượt là 70, 45 và 18 năm (Viện Năng lượng, 2021). Tuy nhiên, tỷ lệ khai thác hàng năm không còn đáp ứng được nhu cầu ngày càng tăng. Ngoài ra, đôi khi nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu rẻ hơn chi phí liên quan đến việc sử dụng các nguồn tài nguyên trong nước và do vậy chủ đầu tư các cơ sở sản xuất điện sẽ có xu hướng ưu tiên sử dụng loại nhiên liệu rẻ hơn. Đây là hai yếu tố dẫn đến việc tăng nhập khẩu nhiên liệu trong thập kỷ qua và Việt Nam đã chuyển từ một nước xuất khẩu ròng năng lượng thành một nước nhập khẩu ròng vào năm 2015 như thể hiện trong Hình 4.2 (Viện Năng lượng, 2021). Năm 2019, lượng dầu nhập khẩu ròng tương ứng với 30% lượng dầu tiêu thụ của Việt Nam và khoảng 50% lượng than sử dụng ở Việt Nam có nguồn gốc từ nước ngoài (Tổng cục Thống kê, 2020).



Hình 4.2 Mức nhập khẩu/xuất khẩu nhiên liệu tổng và ròng, 2010-2020

Năm 2019, điện mặt trời và điện gió đã trở thành một phần đáng kể của hệ thống năng lượng (Chương 5. Nguồn điện), tạo cơ hội giảm nhập khẩu nhiên liệu với mức độ ngày càng tăng của ngành điện cũng như hỗ trợ đa dạng nhiên liệu. Ngoài ra, Việt Nam có các nguồn sinh khối trong nước như trấu, bã mía hoặc rơm rạ mà hiện nay chưa được sử dụng hết. Mức độ sử dụng sinh khối trong lĩnh vực dân dụng đã giảm trong thập kỷ qua nhưng theo ước tính thì sẽ tăng lên đáng kể trong lĩnh vực công nghiệp và điện (Viện Năng lượng, 2021).

Nguồn khí tự nhiên trong nước sẽ sớm không đáp ứng được nhu cầu ngày càng tăng cũng như do tiềm năng thăm dò trong nước sẽ suy giảm trong tương lai. Phát điện từ khí tự nhiên đã làm giảm đáng kể lượng phát thải KNK so với điện than và do đó thường được coi là một giải pháp thay thế an toàn hơn cho môi trường so với than. Tại Việt Nam, 15 MW nhiệt điện LNG mới dự kiến sẽ được xây dựng từ nay đến năm 2030.

Việt Nam đang có kế hoạch tăng cường kết nối lưới điện truyền tải với Lào để tăng nhập khẩu điện (song phương) từ các nguồn tái tạo chủ yếu là thủy điện và điện gió. Hơn nữa, than trong nước được ưu tiên hơn than nhập khẩu tại Việt Nam. Phù hợp với chính sách này, việc ưu tiên than trong nước cũng được đưa vào các kịch bản đã phân tích để tránh thay thế than trong nước do sự bất định về giá của than nhập khẩu.

Các tác động đối với an ninh năng lượng được xem xét bằng cách so sánh khối lượng, tỷ trọng nhiên liệu và chi phí nhập khẩu so với chi phí hệ thống của các kịch bản. Năm cơ sở của mô hình TIMES được sử dụng trong EOR21 là năm 2014 và do đó sẽ có sự chênh lệch nhỏ giữa dữ liệu thống kê và kết quả mô hình cho năm 2020.

4.2 Triển vọng an ninh năng lượng

Sự phụ thuộc vào nhập khẩu và chi phí nhiên liệu

Vào năm 2020, nhập khẩu chiếm khoảng 1/3 tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp sẽ tăng đáng kể trong thập kỷ tới theo phân tích này. Trong tất cả các kịch bản, tỷ trọng nhập khẩu nhiên liệu sẽ đạt giá trị từ 53% đến 61% vào năm 2030. Kịch bản BSL cho thấy tỷ trọng nhập khẩu có thể lên tới 70% vào năm 2050.

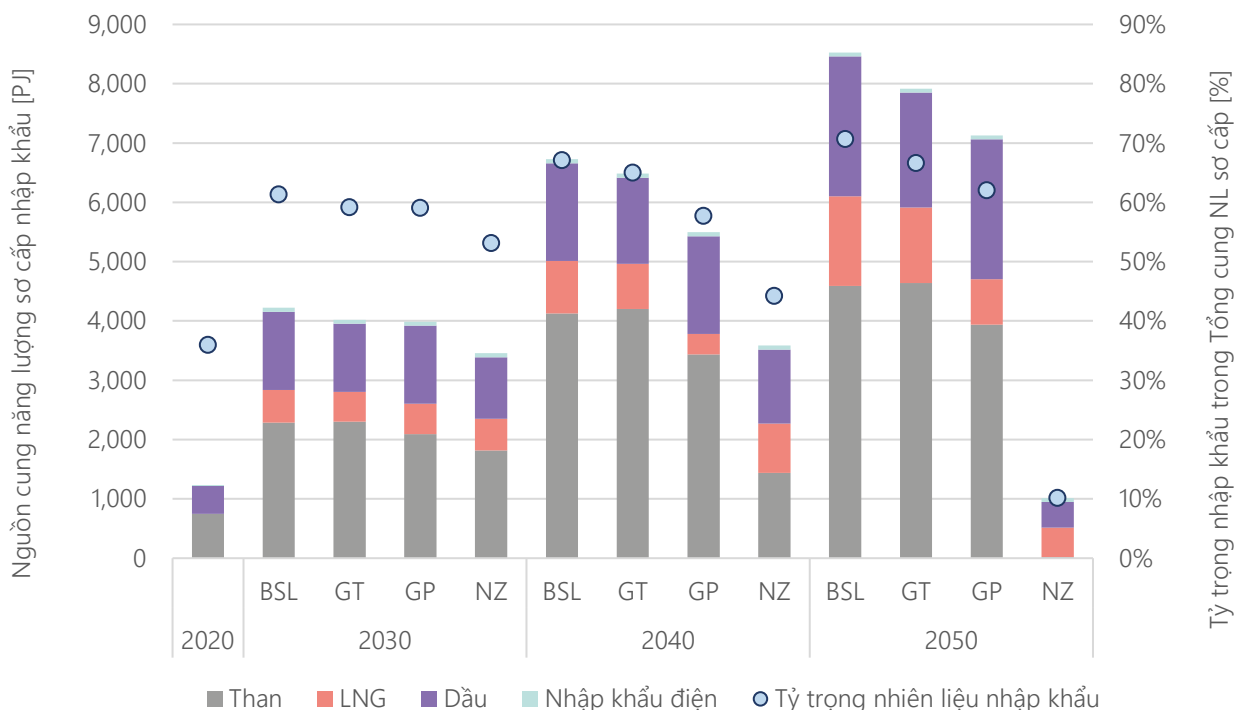
Trong kịch bản BSL, GT và GP, đến năm 2030, than và các sản phẩm dầu nhập khẩu vào Việt Nam sẽ tăng gần gấp ba lần mức nhập khẩu hiện nay, và thậm chí ngay trong kịch bản NZ mức nhập khẩu than sẽ tăng gấp 2,5 lần và các sản phẩm dầu nhập khẩu sẽ tăng gấp 2 lần vào năm 2030.

Nhập khẩu than vào Việt Nam có thể đạt trên 4500 PJ (107.460 nghìn tấn dầu tương đương) vào năm 2050, trong kịch bản BSL tương ứng với hơn 5 lần tỷ lệ khai thác than trong nước.

Mức nhập khẩu các sản phẩm dầu có thể vượt 2300 PJ vào năm 2050, không chỉ do nhu cầu ngày càng tăng mà còn do nguồn dầu thô gần như cạn kiệt vào khoảng năm 2040. Trong kịch bản BSL, 80% nhu cầu vận tải hàng hóa và 60% nhu cầu vận tải hành khách được đáp ứng bằng các sản phẩm dầu vào năm 2050. Điều này đặc biệt khiến cho ngành giao thông phụ thuộc vào nhập khẩu ở mức độ cao và do đó dễ bị tổn thương trước những biến động giá nhiên liệu quốc tế.

Ngoài ra, LNG sẽ là mặt hàng nhập khẩu mới của Việt Nam. Đến năm 2030, khi nhu cầu khí đốt tự nhiên tăng hơn 2,5 lần so với năm 2020, có thể thấy mức nhập khẩu đạt khoảng 500 PJ vào năm 2030 trong tất cả các kịch bản. Trong dài hạn, mức nhập khẩu khí đốt tự nhiên thay đổi theo các kịch bản, với mức nhập khẩu cao nhất trong kịch bản BSL là 1500 PJ vào năm 2050.

Việc nhập khẩu điện hiện chưa đóng vai trò đáng kể do kết nối lưới với các nước láng giềng còn hạn chế.



Hình 4.3 Lượng năng lượng sơ cấp nhập khẩu và tỷ trọng nhập khẩu trong tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp

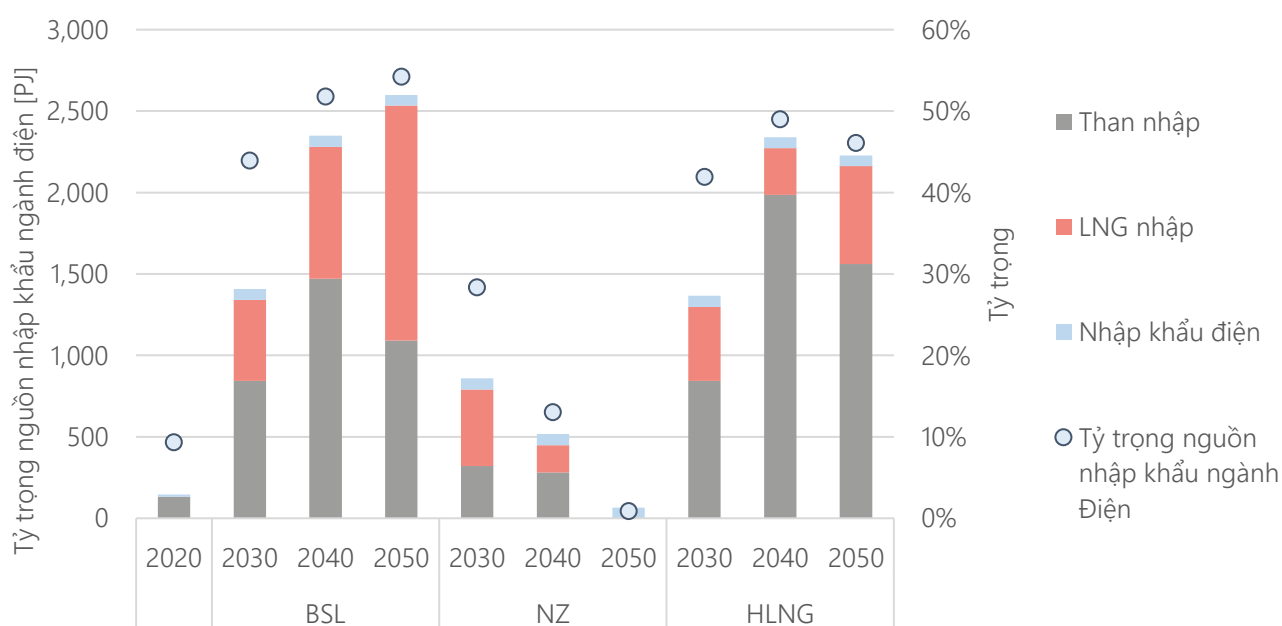
Việc thay thế nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu trong lĩnh vực giao thông có thể được thực hiện thông qua việc điện khí hóa và chuyển sang sử dụng nhiên liệu sinh học sản xuất trong nước. Tuy nhiên, nếu chỉ thực hiện điện khí hóa phương tiện vận tải thì cũng không giúp giảm bớt sự phụ thuộc vào nhập khẩu. Ví dụ: nếu sản xuất điện dựa vào than nhập khẩu thì việc điện khí hóa ngành giao thông vận tải sẽ không làm giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu của toàn bộ hệ thống năng lượng. Trong kịch bản GT, tất cả nhu cầu điện bổ sung từ lĩnh vực giao thông

được giả định là do NLTT cung ứng, do đó, làm cho kịch bản GT phù hợp để giảm phụ thuộc vào nhập khẩu năng lượng. Các mục tiêu điện khí hóa trong lĩnh vực giao thông vận tải của kịch bản GT đưa ra mức giảm các sản phẩm dầu nhập khẩu là 165 PJ vào năm 2030 và 420 PJ vào năm 2050, tuy nhiên, tổng tỷ trọng nhập khẩu của hệ thống năng lượng vẫn ở mức rất cao lên đến 67%.

Kịch bản GP cho thấy cơ cấu nhiên liệu phát điện với 75% NLTT làm giảm nhập khẩu than và khí đốt trong hệ thống điện ở mức trên 50% so với kịch bản BSL. Tuy nhiên, tổng mức phụ thuộc nhập khẩu của Việt Nam vẫn ở mức cao là 62%. Điều này cho thấy nhiều nhiên liệu hóa thạch nhập khẩu được sử dụng trong các lĩnh vực khác như công nghiệp và giao thông. Để giảm đáng kể sự phụ thuộc vào nhập khẩu, cần xem xét giải quyết vấn đề trên toàn bộ hệ thống năng lượng.

Kịch bản NZ là kịch bản duy nhất được phân tích cho thấy sự phụ thuộc vào nhập khẩu của Việt Nam giảm đáng kể. Vào năm 2050, ít nhất 90% nguồn cung năng lượng sơ cấp đến từ các nguồn tài nguyên trong nước. Điều này có thể đạt được bằng cách điện khí hóa các lĩnh vực sử dụng cuối cùng với nguồn cung điện từ hệ thống điện sử dụng NLTT và mức độ sử dụng sinh khối trong nước cao dự kiến đạt 85% vào năm 2050. Theo các kết quả từ mô hình, các sản phẩm dầu nhập khẩu và LNG nhập khẩu còn lại được sử dụng lần lượt cho các mục đích công nghiệp và làm nhiên liệu cho giao thông vận tải. Các phương án thay thế nhập khẩu đối với các nhiên liệu hóa thạch đó được trình bày trong Chương 3. Con đường hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không có thể giúp giảm mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu hơn nữa.

Với việc ngành điện đóng vai trò nền tảng để giảm đáng kể sự phụ thuộc vào nhập khẩu, phần sau sẽ đưa ra phân tích chi tiết hơn về các loại nhiên liệu nhập khẩu trong ngành điện. Hình 4.4 mô tả khối lượng và tỷ trọng nhập khẩu nhiên liệu trong ngành điện.

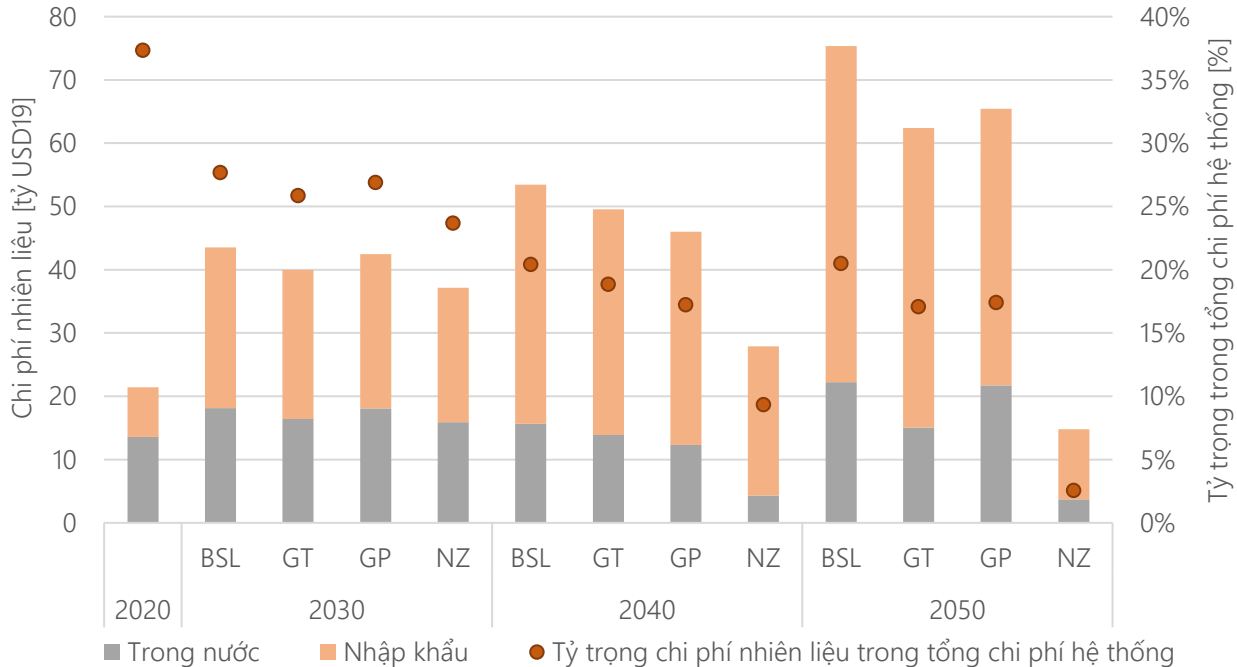


Hình 4.4 Nhập khẩu than và khí, và tỷ trọng nhiên liệu nhập khẩu trong ngành điện

Trong kịch bản BSL, nhiên liệu nhập khẩu trong ngành điện có thể lần lượt đạt 1400 và 2600 PJ vào năm 2030 và 2050, và hơn 50% lượng nhiên liệu cung ứng cho sản xuất điện được nhập khẩu vào năm 2050. Kịch bản NZ có cơ cấu điện ít phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu hơn nhiều trong toàn bộ giai đoạn do các khoản đầu tư sớm vào NLTT. Điều này giúp đạt mức an ninh năng lượng cao hơn trong ngành điện, từ đó có thể ảnh hưởng gián tiếp đến tất cả các lĩnh vực có nhu cầu cung ứng điện năng. Vào năm 2030, chỉ cần nhập khẩu 860 PJ, tương ứng với 28% nguồn cung năng lượng sơ cấp cho phát điện. Mức nhập khẩu nhiên liệu liên tục giảm trong kịch bản NZ mặc dù nhu cầu điện ngày càng tăng cho đến khi ngành điện hoàn toàn được cung ứng năng lượng bằng nguồn trong nước vào năm 2050, trừ một lượng điện nhỏ được nhập khẩu.

Mức độ chịu ảnh hưởng bởi biến động giá nhiên liệu quốc tế

Dự thảo QHNLQG nhấn mạnh giá năng lượng ổn định là yếu tố quan trọng để hỗ trợ nền kinh tế đang phát triển của Việt Nam. Chi phí cho nhiên liệu hóa thạch chiếm 37% tổng chi phí hệ thống vào năm 2020 như trong Hình 4.5. Tỷ lệ chi phí nhiên liệu trong tổng chi phí hệ thống năng lượng sẽ giảm trong tất cả các kịch bản. Tuy nhiên, chi phí nhiên liệu vẫn chiếm khoảng 20% chi phí hệ thống năng lượng vào năm 2050 trong kịch bản BSL.



Hình 4.5 Chi phí nhiên liệu và tỷ trọng chi phí nhiên liệu trong tổng chi phí

Nếu tính theo con số tuyệt đối thì dự kiến chi phí nhiên liệu sẽ tăng lên. Theo kịch bản BSL, mức tăng có thể từ 21 tỷ USD vào năm 2020 lên 75 tỷ USD vào năm 2050, trong đó khoảng 71% được chi cho nhiên liệu nhập khẩu. Tỷ trọng NLTT cao trong kịch bản GP giúp giảm chi phí nhiên liệu khoảng 6-10 tỷ USD mỗi năm kể từ năm 2035 trở đi, chủ yếu là đối với nhiên liệu nhập khẩu.

Kịch bản NZ có chi phí nhiên liệu thấp nhất trong toàn bộ giai đoạn với mức cao nhất là 40 tỷ USD vào năm 2035 và chi phí vào năm 2050 thấp hơn so với giá trị hiện tại. Theo đó, chi phí nhiên liệu chỉ chiếm 2,5% tổng chi phí hệ thống trong kịch bản NZ và rủi ro về giá nhiên liệu giảm đáng kể.

Mức độ chịu ảnh hưởng của hệ thống trước những thay đổi về giá nhiên liệu đối với LNG

LNG được kỳ vọng sẽ đóng một vai trò quan trọng trong hệ thống năng lượng Việt Nam trong tương lai. Trong lịch sử, giá cả thị trường LNG biến động nhiều hơn, ví dụ so với giá than. Sự biến động về giá cả tiềm ẩn tạo ra rủi ro cho một hệ thống năng lượng phụ thuộc nhiều vào LNG. Do đó, EOR21 đưa ra nghiên cứu độ nhạy dựa trên kịch bản BSL với dự báo thay thế về chi phí LNG để xác định độ nhạy của tỷ trọng LNG với chi phí tối ưu trong hệ thống năng lượng Việt Nam. Trong kịch bản phân tích độ nhạy giá cao HLNG, giá LNG cao hơn 20% đã được sử dụng.

Hình 4.4 cho thấy mức độ sử dụng nhiên liệu nhập khẩu của ngành điện trong kịch bản BSL và HLNG. Trong khi kịch bản BSL cho thấy LNG tăng trưởng ổn định với mức nhập khẩu lên tới 1440 PJ vào năm 2050, thì kịch bản giá cao sẽ làm giảm mức tiêu thụ LNG hàng năm xuống mức tối đa 600 PJ vào năm 2050, thấp hơn 58% so với kịch bản BSL. Điều này cho thấy vai trò của LNG trong chi phí tối ưu rất biến động. Việc giảm sử dụng cũng được phản ánh trong việc giảm đầu tư vào các nhà máy điện LNG. Tỷ trọng đảm bảo tối ưu về chi phí của công suất LNG gần như giảm một nửa xuống còn 22 GW vào năm 2050 trong kịch bản HLNG.

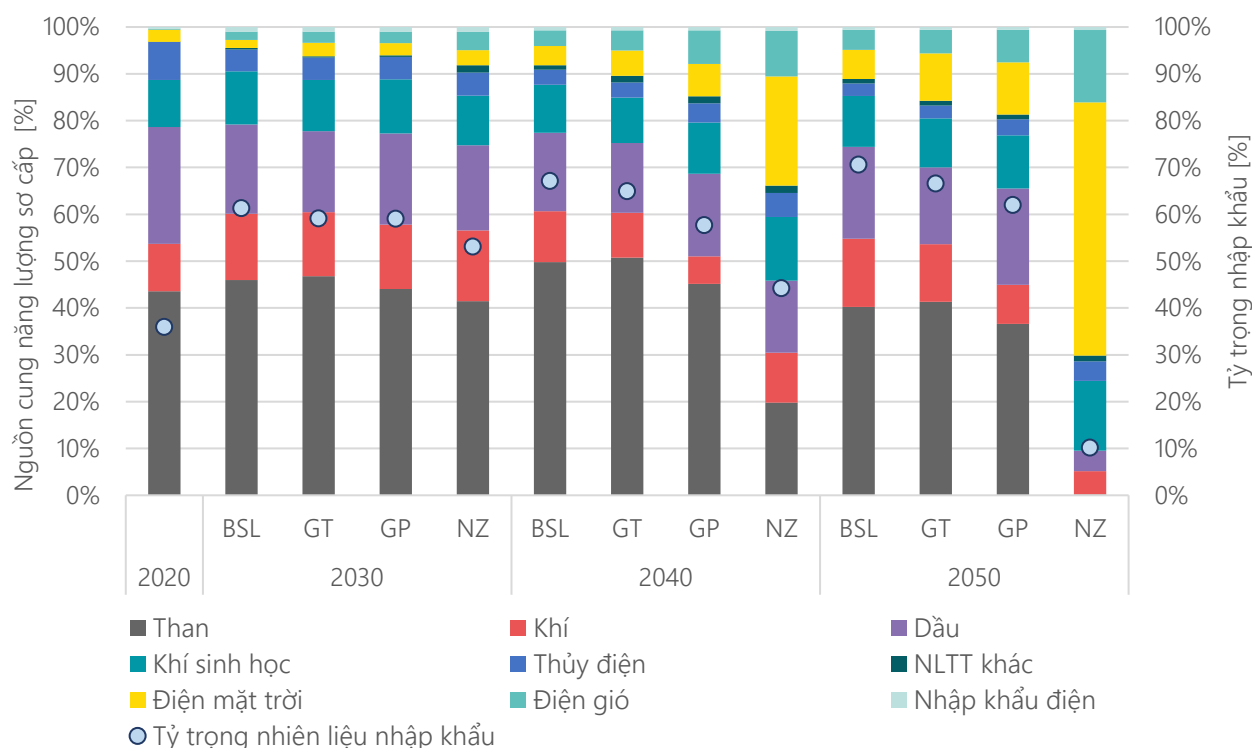
Đa dạng hóa nguồn năng lượng

Đa dạng hóa là một vấn đề đặc biệt liên quan đến nhiên liệu nhập khẩu. Những nhiên liệu này có thể chịu sự ảnh hưởng của các sự kiện địa chính trị hoặc các sự kiện khác ngoài tầm kiểm soát của Việt Nam.

Đối với các nguồn NLTT, việc đa dạng hóa cũng có thể là một vấn đề do các nguồn NLTT phụ thuộc vào các yếu tố như tốc độ gió, bức xạ của mặt trời và lượng mưa. Tuy nhiên, những rủi ro này có thể được giảm thiểu thông qua việc quy hoạch hệ thống năng lượng một cách hiệu quả.

Có thể thấy sự đa dạng hóa nhiên liệu trong tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp ở Hình 4.6. Nguồn năng lượng mới duy nhất được đưa vào hệ thống năng lượng Việt Nam trong các kịch bản chính là gió ngoài khơi. Có sự khác biệt đáng kể giữa các kịch bản về mức độ tập trung của các loại nhiên liệu khác nhau.

Theo kết quả chạy mô hình, cơ cấu năng lượng của Việt Nam vào năm 2020 tập trung nhiều vào than, chiếm 44% tổng cơ cấu năng lượng của Việt Nam, tiếp theo là các sản phẩm dầu chiếm 25% nguồn cung năng lượng sơ cấp. Nồng độ than dự kiến sẽ tăng trong kịch bản BSL và GT cho đến năm 2040 trước khi giảm nhẹ xuống 40%. Việc đưa vào nhiều NLTT hơn, như trong kịch bản GP và NZ, cho phép có được cơ cấu nguồn phát ít tập trung vào than hơn. Trong kịch bản GP, tỷ trọng than giảm xuống còn 37% vào năm 2050 thông qua việc tăng tỷ trọng điện mặt trời, điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi. Hơn nữa, đến năm 2035, điện gió ngoài khơi đã được đưa vào trong hai kịch bản này, làm tăng sự đa dạng hóa năng lượng.



Hình 4.6 Sự đa dạng hóa nhiên liệu và tỷ trọng nhập khẩu

Trong kịch bản NZ, tỷ trọng của các loại năng lượng khác nhau được cân bằng tốt vào năm 2040 trong đó NLTT chiếm hơn 50% tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp.

Vào năm 2050 trong kịch bản NZ, tỷ trọng NLTT trong nước là 90%. Năng lượng mặt trời chiếm 55% nguồn cung năng lượng, nhưng như đã đề cập, điều này không dẫn đến rủi ro về nguồn cung nếu hệ thống được thiết kế để tích hợp hiệu quả một lượng lớn năng lượng mặt trời như vậy.

Nếu vì bất cứ lý do gì dẫn đến tỷ trọng năng lượng mặt trời lớn như vậy trong hệ thống là không khả thi, thì việc thay thế bằng nhiều năng lượng gió và hạt nhân hơn sẽ là tối ưu (Chương 5. Nguồn điện). Mức độ đa dạng hóa năng lượng sẽ tăng lên bằng cách đưa vào hệ thống nhiều điện gió và năng lượng hạt nhân hơn.

4.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

Tỷ trọng nhiên liệu nhập khẩu có thể tăng từ 36% vào năm 2020 lên 60% vào năm 2030 và 70% vào năm 2050

Mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu của Việt Nam dự kiến sẽ tăng lên đáng kể trong thập kỷ tới. Tỷ trọng nhiên liệu nhập khẩu đạt từ 53% - 60% trong các kịch bản phân tích. Tính đến 2030, các sản phẩm than và dầu nhập khẩu vào Việt Nam sẽ tăng gần gấp ba lần mức nhập khẩu hiện nay và LNG sẽ trở thành mặt hàng nhập khẩu mới tại Việt Nam. Đến năm 2050, tỷ trọng nhiên liệu nhập khẩu có thể đạt 70% trong kịch bản BSL với chi phí nhiên liệu nhập khẩu tương đương 53 tỷ USD.

Sự phụ thuộc vào nhập khẩu đồng nghĩa với việc dễ bị ảnh hưởng trước các biến động của giá nhiên liệu quốc tế

Với mức độ nhập khẩu nhiên liệu thấp hơn, hệ thống năng lượng cũng sẽ giảm được rủi ro liên quan đến những biến động về giá nhiên liệu. Đặc biệt là việc sử dụng LNG đảm bảo tối ưu về chi phí rất nhạy trước những biến động về giá nhiên liệu. Mức tăng giá 20% của LNG sẽ dẫn đến giảm 50% việc sử dụng LNG trong ngành điện trong kịch bản BSL. Nhu cầu sử dụng LNG thậm chí còn thấp hơn mức này nếu giá LNG tăng cao hơn nữa.

Hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không sẽ giúp Việt Nam không phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu

Khi Việt Nam hướng tới phát thải ròng bằng không vào năm 2050, an ninh năng lượng dài hạn có thể được tăng cường đáng kể nhờ việc giảm nhập khẩu nhiên liệu trong những thập kỷ tới và giảm chi phí nhập khẩu. Kịch bản NZ đạt được cơ cấu nguồn cung năng lượng gần như tự cung tự cấp vào năm 2050 bằng cách điện khí hóa các lĩnh vực sử dụng năng lượng cuối cùng với một hệ thống điện hoàn toàn dựa vào NLTT và năng lượng sinh khối trong nước. Chi phí cho nhiên liệu nhập khẩu giảm 42 tỷ USD vào năm 2050 so với kịch bản BSL.





5

Nguồn điện

5. Nguồn điện

5.1 Hiện trạng và xu hướng

Tình hình phát triển ngành điện ở Việt Nam

Ngành điện Việt Nam đang trong quá trình phát triển nhanh chóng. Trong nhiều năm qua, việc mở rộng lĩnh vực này chủ yếu dựa vào nguồn điện than và thủy điện. Việt Nam vẫn duy trì đủ nguồn cung trong nước cho đến giai đoạn gần đây. Hiện nay hầu hết tiềm năng thủy điện lớn đã được khai thác hết. Việc mở rộng nguồn điện than đang gặp thách thức bởi khó khăn về tài chính vì ngày càng có nhiều tổ chức tài chính từ chối cấp vốn cho các nhà máy nhiệt điện than do nhận thức về khí hậu ngày càng cao và rủi ro gia tăng (OECD, 2021). Hơn nữa, Việt Nam đã tăng cường phát triển NLTT trong vài năm qua thông qua cơ chế khuyến khích bằng giá cố định (FIT).

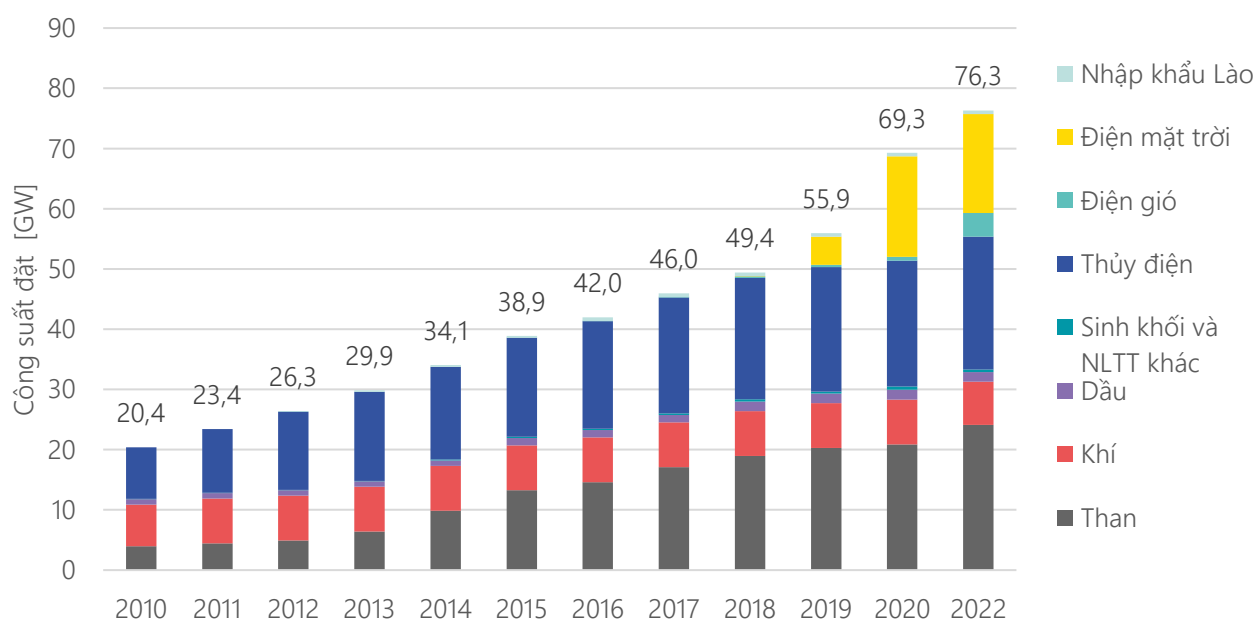
Ngành điện phải đối mặt với một số thách thức trong quá trình phát triển trung và dài hạn: nhu cầu điện tăng, nhu cầu vốn đầu tư lớn và các vấn đề môi trường và khí hậu. Những thách thức chính có thể được tóm tắt như sau:

- **Nhu cầu điện dự kiến sẽ tiếp tục tăng nhanh đến năm 2030 và sau đó.** Dự thảo QHĐ8 dự báo trong kịch bản BSL, nhu cầu điện năng trung bình hàng năm tăng trưởng 9,1% trong giai đoạn 2021-2025, giảm xuống 8% hàng năm từ năm 2026 đến năm 2030. Trong kịch bản này, tỷ trọng công suất NLTT (bao gồm thủy điện) là hơn 47%, điện mặt trời và điện gió chiếm trên 26% vào năm 2030. Mức tăng trưởng này đặt ra những thách thức lớn về nhiều mặt.
- **Việt Nam đã trở thành nước nhập khẩu ròng nhiên liệu.** Các nguồn nhiên liệu trong nước ngày càng cạn kiệt. Theo dự thảo QHĐ8, Việt Nam đã khai thác phần lớn tiềm năng của các nhà máy thủy điện quy mô vừa và lớn. Nguồn cung than nội được giả định gần như không đổi trong khi nguồn khí nội được giả định đang giảm dần. Với nhu cầu năng lượng tăng nhanh, Việt Nam sẽ phải nhập khẩu LNG để cung cấp khí cho các nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) hiện có ở Đông Nam Bộ cũng như các nhà máy nhiệt điện khí mới.
- **Tăng trưởng nhanh chóng trong việc triển khai NLTT đòi hỏi phải có thay đổi về quy định, thiết kế và vận hành hệ thống.** Đến cuối năm 2021, hệ thống điện Việt Nam có khoảng 4 GW điện gió và 16,9 GW điện mặt trời và các nguồn NLTT biến đổi này chiếm 29% tổng công suất lắp đặt và 40% phụ tải đỉnh. Các nguồn NLTT dự kiến sẽ phát triển trên quy mô lớn ở miền Nam và miền Trung, trong khi các trung tâm phụ tải sẽ phát triển nhanh hơn ở miền Bắc và miền Nam. Để tránh tiết giảm công suất và đảm bảo độ tin cậy cao của hệ thống điện với tỷ trọng nguồn NLTT lớn, đặc biệt trong tương lai, ngành điện Việt Nam cần thực hiện cải cách. Cụ thể, cần cải cách chiến lược vận hành hệ thống điện, thị trường điện và quy định tài chính, đầu tư cho truyền tải điện trong ngắn hạn và lưu trữ điện trong dài hạn. Để thu hút đầu tư vào sản xuất điện linh hoạt, cần xây dựng các cơ chế thị trường.
- **Các vấn đề về môi trường và biến đổi khí hậu gây áp lực ngày càng lớn đối với ngành điện.** Đến năm 2030, phát thải CO₂ trong hệ thống điện chiếm 70% tổng phát thải của hệ thống năng lượng và 60% tổng phát thải CO₂ của cả nước. Tại COP26, Thủ tướng Phạm Minh Chính tuyên bố Việt Nam sẽ đạt phát thải ròng KNK bằng không vào năm 2050. Thông báo này được đưa ra sau khi Việt Nam ban hành nghị định về giảm nhẹ biến đổi khí hậu vào tháng 1 năm 2022. Nghị định quy định việc quản lý tổng hợp tất cả nguồn phát thải KNK trên toàn bộ nền kinh tế dựa trên các cam kết của Hiệp định Paris. Hạn ngạch phát thải quốc gia sẽ được phân bổ cho tất cả các đơn vị phát thải lớn như các nhà máy nhiệt điện.
- **Nguồn cung điện với giá phải chăng và ổn định vẫn là ưu tiên hàng đầu.** Song song với các mục tiêu về môi trường, giá điện cần duy trì ở mức hợp lý đồng thời đảm bảo an toàn nguồn cung ở mức cao để hỗ trợ phát triển kinh tế xã hội. An ninh nguồn cung năng lượng có thể bị ảnh hưởng chủ yếu do thiếu hụt công suất phát, công suất truyền tải và phân phối cũng như việc điều tiết thị trường điện không hiệu quả. Ngoài ra, đối với Chính phủ Việt Nam, sự phụ thuộc vào nhập khẩu là một yếu tố rủi ro chính đối với an ninh cung cấp năng lượng. Có thể duy trì chi phí thấp và mức độ an toàn nguồn cung cao

trong quá trình hướng đến mục tiêu phát thải ròng bằng không. Tuy nhiên, điều này đòi hỏi phải quy hoạch ngành điện một cách cẩn trọng cũng như cải cách toàn diện ngành điện.

- **Khó khăn trong việc huy động vốn đầu tư cho ngành điện.** Trong thời gian gần đây, ngày càng có nhiều ngân hàng quyết định từ chối đầu tư vào các nhà máy nhiệt điện than. Điều này làm tăng thêm tính cấp thiết phải chuyển vốn đầu tư sang nguồn cung từ NLTT. Kể từ khi cơ chế FIT dành cho NLTT hết hiệu lực, có khoảng trống về chính sách đối với hoạt động phát triển NLTT. Hơn nữa, các hợp đồng mua bán điện không khả thi vay vốn vẫn là một rào cản chính đối với việc thu hút các nhà đầu tư. Cần phải giải quyết những rào cản này để thu hút đầu tư và giảm chi phí tài chính.

Hệ thống điện Việt Nam hiện có tổng công suất đặt khoảng 76 GW, bao gồm điện mặt trời mái nhà như trong Hình 5.1. Mức này cao gấp hơn 3,7 lần công suất đặt vào năm 2010. Trước đây, hệ thống chủ yếu sử dụng điện than, khí tự nhiên và thủy điện nhưng kể từ năm 2019, gần 16,5 GW điện mặt trời đã được lắp đặt, trong đó khoảng 7,8 GW là điện mặt trời mái nhà. Ngoài ra, 4 GW điện gió cũng đã được vận hành thương mại.



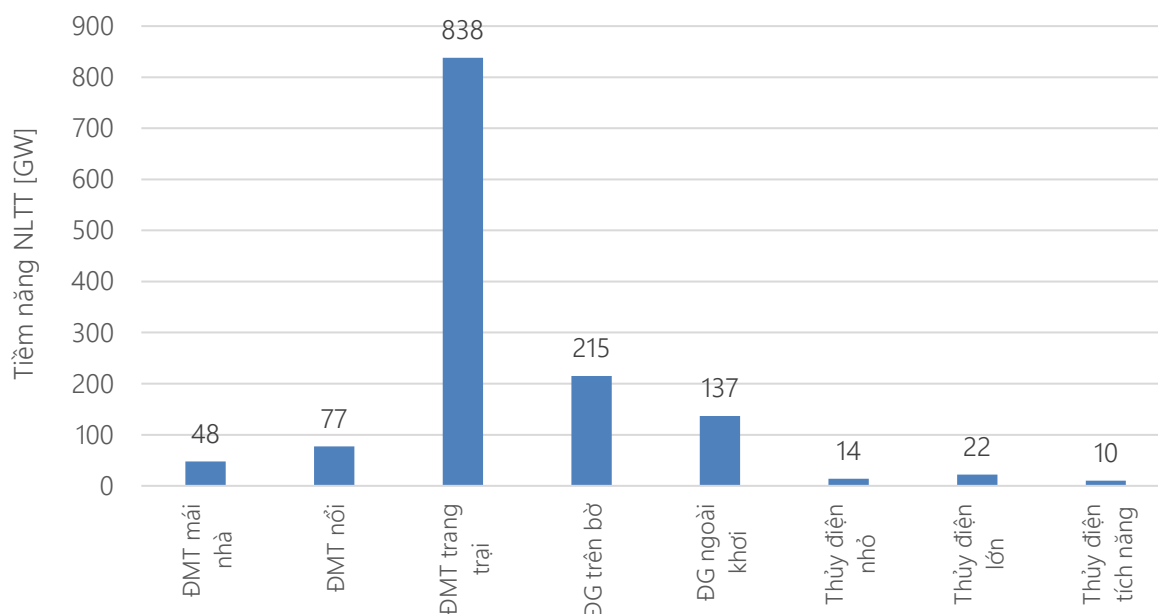
Hình 5.1 Công suất đặt của hệ thống điện Việt Nam theo thời gian. Dữ liệu năm 2022 được trích từ số liệu của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện quốc gia vào ngày 7 tháng 4 năm 2022

Tài nguyên

Việt Nam đã gần khai thác hết tiềm năng thủy điện quy mô vừa và lớn nhưng vẫn còn khoảng 11 GW tiềm năng thủy điện quy mô nhỏ. Mặc dù có sự gia tăng đáng kể về công suất điện mặt trời nối lưới vào năm 2020, tiềm năng triển khai công nghệ NLTT ở Việt Nam còn rất lớn.

Với bờ biển dài 3.260 km, Việt Nam có nhiều tiềm năng điện gió ngoài khơi. Trên đất liền Việt Nam có khả năng sẵn sàng khai thác tiềm năng điện mặt trời. Điện mặt trời mái nhà được ưu tiên để giảm tải đỉnh và tác động đối với lưới điện.

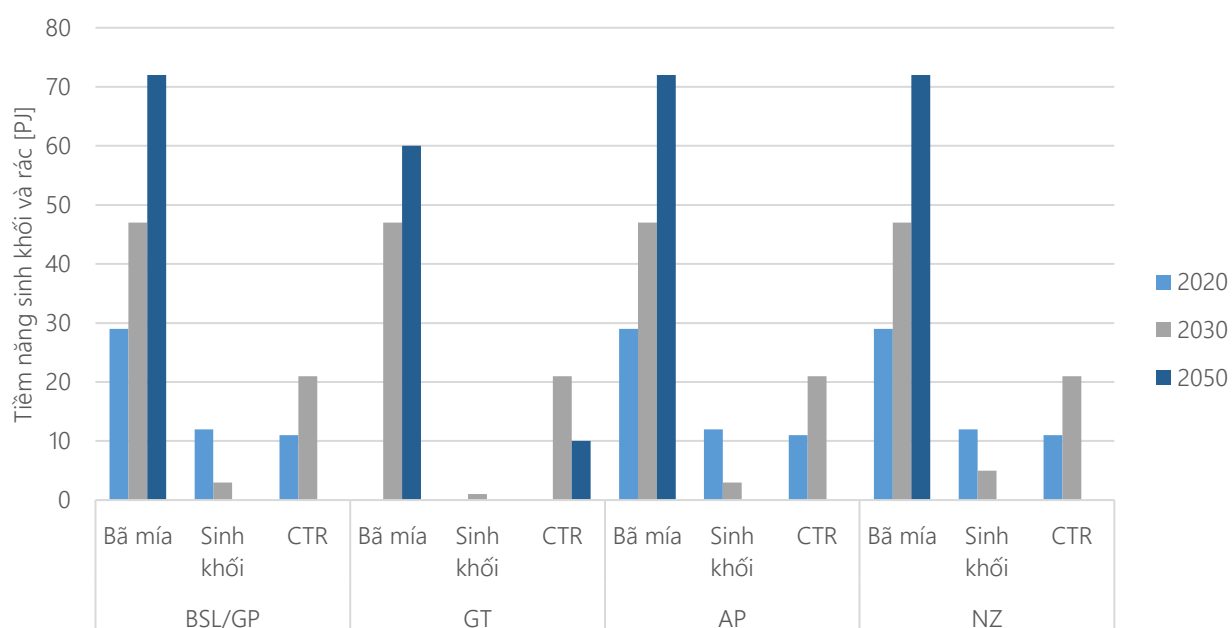
Nguồn tài nguyên gió trên bờ của Việt Nam khá phong phú, đồng thời có lợi thế do diện tích đất sử dụng thấp hơn nhiều so với điện mặt trời trang trại. Hiện có khoảng 4 GW điện gió trên bờ đã được lắp đặt. Tóm tắt về tiềm năng NLTT (trừ sinh khối) và tiềm năng thủy điện tích năng quy mô lớn được trình bày trong Hình 5.2. Thủy điện nhỏ được định nghĩa là nhà máy có công suất tối đa 30 MW và chủ yếu là loại dòng chảy, thủy điện vừa và lớn có công suất lớn hơn 30 MW và hầu hết là thủy điện hồ chứa.



Hình 5.2 Tiềm năng NLTT và thủy điện tích năng (PHS) quy mô lớn

Việt Nam có nguồn bã mía dồi dào, có thể được sử dụng để sản xuất điện và nhiệt công nghiệp. Tiềm năng bã mía, chất thải rắn đô thị (CTR) và các sinh khối khác để sản xuất điện trong các kịch bản được trình bày trong Hình 5.3. Tiềm năng có thể thay đổi vì tài nguyên sinh khối cũng được sử dụng trong ngành công nghiệp và giao thông vận tải. Các mô hình tối ưu hóa xác định cơ cấu phân bổ các tài nguyên tối ưu trong mỗi kịch bản.

Cuối cùng, Việt Nam cũng có nguồn nhiên liệu hóa thạch đáng kể với trữ lượng khí tự nhiên mới được phát hiện gần đây ở mỏ Kèn Bàu. Việt Nam có khoảng 24 GW nhà máy nhiệt điện than đang hoạt động và 6 GW nữa đang được xây dựng hoặc dự kiến sẽ được xây dựng cho đến hết năm 2030. Các khoản đầu tư này được đưa vào tất cả các kịch bản. 7 GW nhà máy điện than đã được ký hợp đồng nhưng do khó khăn về nguồn vốn nên các nhà máy này không được coi là cam kết trong các kịch bản.

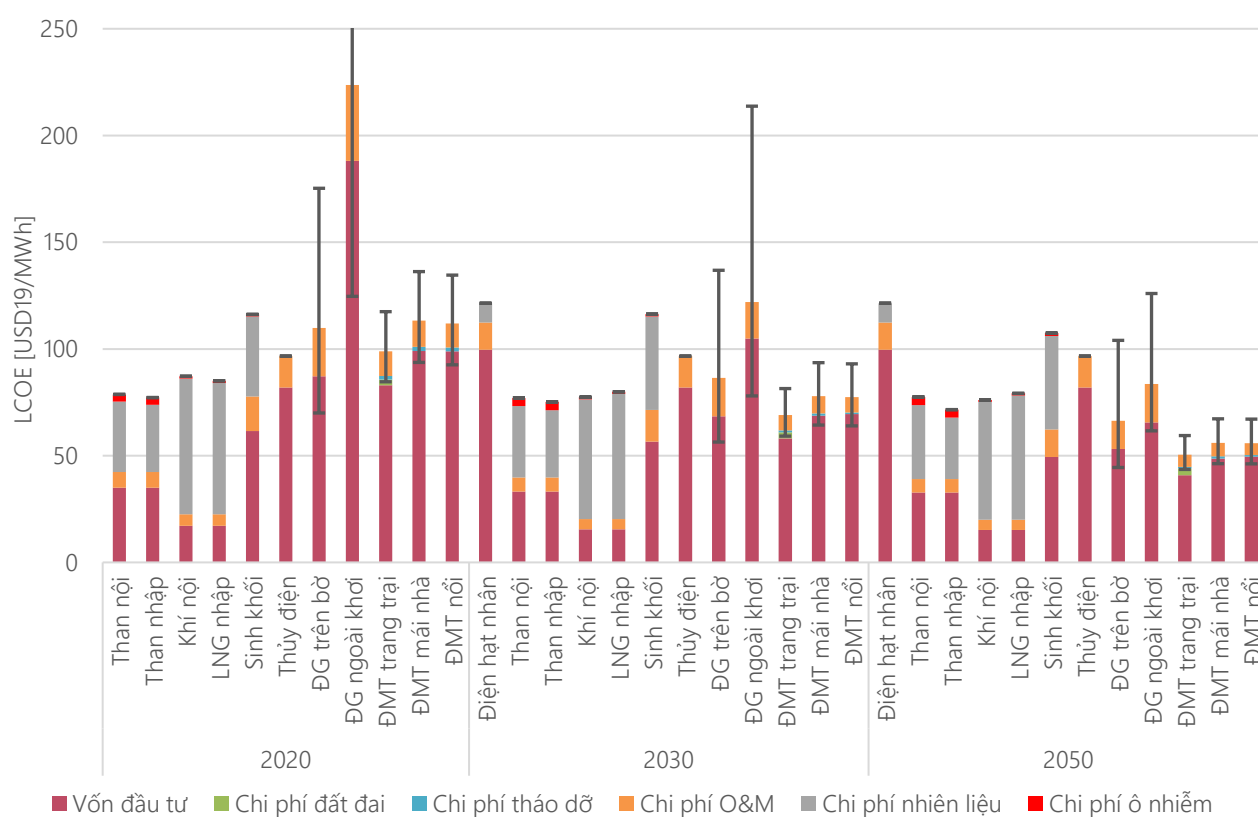


Hình 5.3 Bã mía, chất thải rắn đô thị và các nguồn sinh khối khác được phân bổ cho ngành điện theo các kịch bản phân tích

Chi phí phát điện

Chi phí của các công nghệ sản xuất điện được trình bày trong Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ điện năng 2021. Đánh giá chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE), như trong Hình 5.4, các nhà máy nhiệt điện than và khí trung bình vẫn ở mức rẻ nhất vào năm 2020 (không tính đến chi phí phát thải CO₂), nhưng đến năm 2030, điện mặt trời trang trại và điện gió trên bờ sẽ trở nên rẻ hơn so với công nghệ điện than và khí. Trong dài hạn, đến năm 2050, tất cả các tiềm năng điện mặt trời, điện gió trên bờ và một số địa điểm điện gió ngoài khơi sẽ có chi phí rẻ hơn so với công nghệ nhiệt.

Ưu điểm của điện mặt trời trang trại so với điện mặt trời mái nhà là lợi thế kinh tế nhờ quy mô và tài nguyên năng lượng mặt trời nhiều hơn, trong khi nhược điểm chính của công nghệ này là chi phí đất. Tuy nhiên, như được trình bày trong Hình 5.4, ngay cả khi đã tính đến chi phí đất, LCOE cho điện mặt trời trang trại vẫn thấp hơn một chút so với điện mặt trời mái nhà. Dải giá trị cao/thấp trong Hình 5.4 biểu thị sự thay đổi của hệ số công suất. FLH giả định cho than và khí là 6.000, cho hạt nhân là 7.500, cho sinh khối là 3.800 và cho thủy điện là 2.950 giờ/năm. Dải giá trị LCOE của điện gió và điện mặt trời đại diện cho các mức biến đổi trong FLH. Tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội 10% được áp dụng. LCOE là thuật ngữ mô tả chi phí phát điện của một công nghệ tính theo giá trị hiện tại ròng. LCOE không tính đến khía cạnh hệ thống và do đó, đây là một phương pháp đơn giản để so sánh.



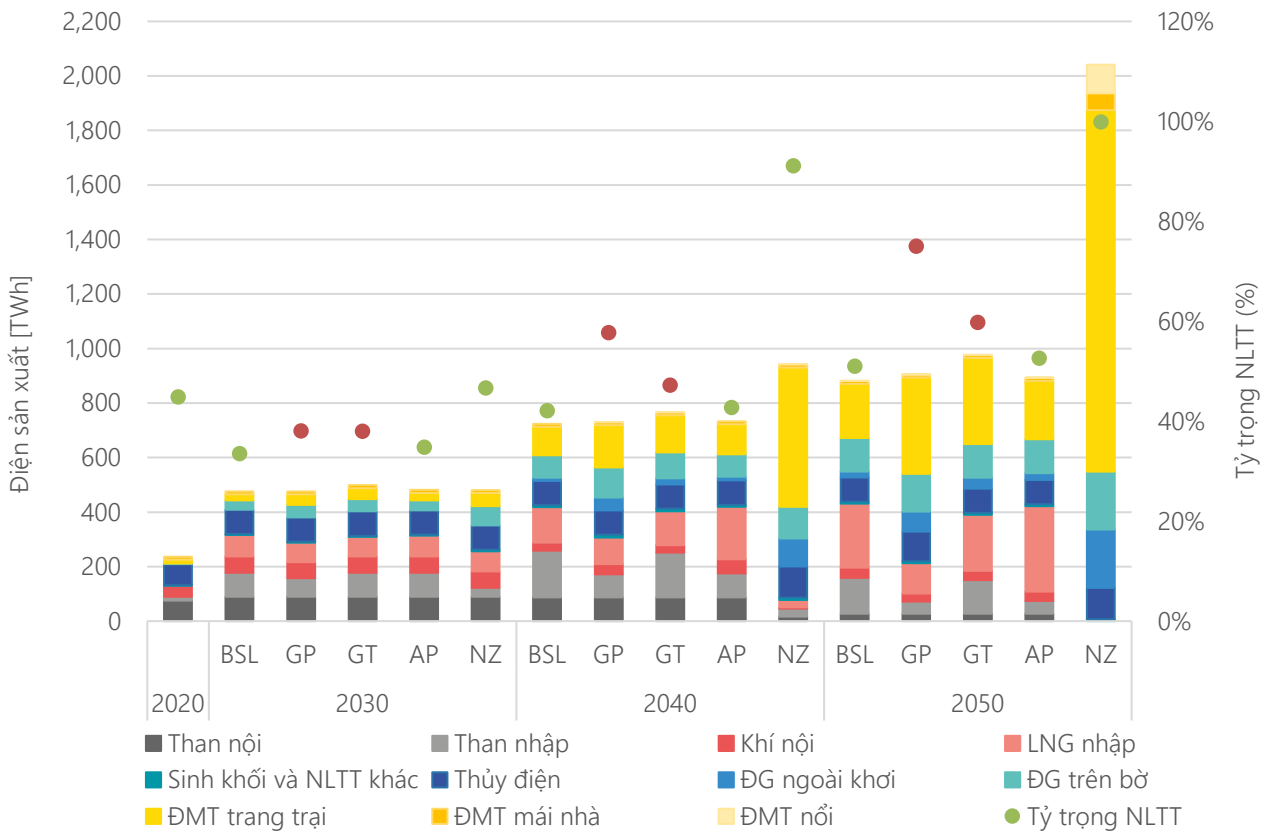
Hình 5.4 LCOE của các công nghệ sản xuất điện

5.2 Triển vọng phát điện

Phát điện

Sản lượng điện trong tất cả các kịch bản cùng với tỷ trọng NLTT được trình bày trong Hình 5.5. Tỷ trọng NLTT được thể hiện bằng hình tròn màu đỏ hoặc xanh lá cây (theo trục tung bên phải). Tỷ trọng NLTT được biểu thị bằng màu đỏ khi nó đáp ứng yêu cầu tối thiểu (xem Chương 2. Các kịch bản) và màu xanh lá cây nếu cao hơn yêu cầu tối thiểu.

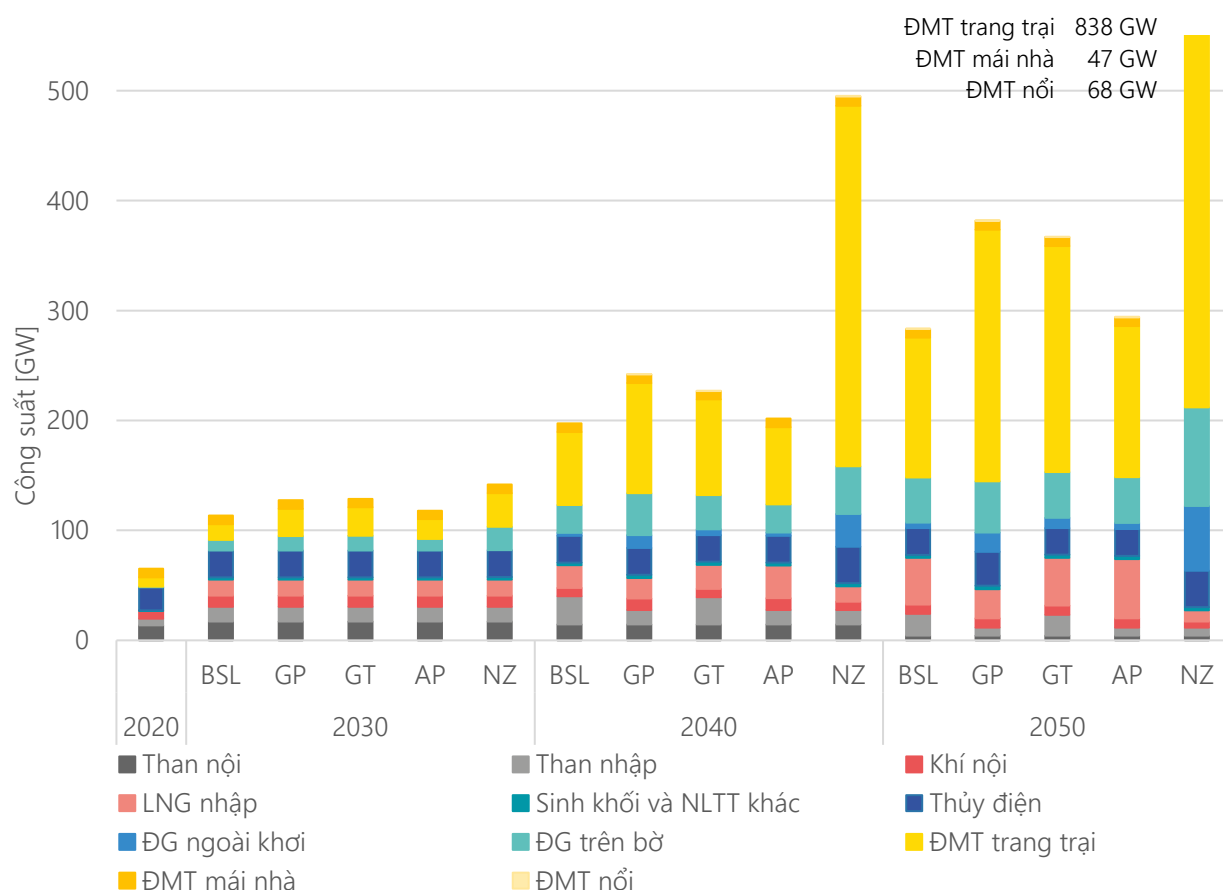
Sản lượng điện tăng gấp đôi vào năm 2030 trong tất cả các kịch bản do tăng trưởng kinh tế và tăng gần như gấp đôi ở kịch bản BSL, GP và AP, từ năm 2030 đến 2050. Sản lượng điện vào năm 2050 ở kịch bản GT cao hơn 10% so với kịch bản BSL do điện khí hóa lĩnh vực giao thông vận tải nhưng sản lượng điện ở kịch bản NZ cao hơn gấp đôi kịch bản BSL vào năm 2050 do điện khí hóa toàn diện các lĩnh vực khác. Do đó, ngành điện được kỳ vọng sẽ thúc đẩy quá trình chuyển đổi xanh của các ngành khác hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không. Các nguồn tài nguyên chính là điện mặt trời, gió và thủy điện.



Hình 5.5 Công suất phát điện trong các kịch bản được phân tích

Để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng, ngành điện Việt Nam cần đầu tư lớn vào các công nghệ phát điện. Công suất đặt trong các kịch bản phân tích được trình bày trong Hình 5.6. Trong kịch bản BSL, với mức tiêu thụ điện thấp nhất, công suất đặt tăng 4 lần vào năm 2050 so với năm 2020. Kịch bản NZ có công suất cao nhất, khoảng 450 GW NLTT được lắp đặt vào năm 2040 và 1.100 GW NLTT vào năm 2050. 27 GW công suất điện từ nhiên liệu hóa thạch còn lại (than và khí tự nhiên) sẽ chấm dứt hoạt động vào năm 2050 như được trình bày trong Hình 5.5 mặc dù các nhà máy điện vẫn chưa hết vòng đời kỹ thuật.

Mức tăng tối thiểu các nhà máy điện than và khí tự nhiên vào năm 2030 được đưa vào tất cả các kịch bản bao gồm các dự án đã được quy hoạch. Các khoản đầu tư đáng kể vào công suất điện mặt trời có thể được quan sát thấy trong tất cả các kịch bản. Do số giờ vận hành công suất cực đại cao nhất thấp hơn so với các công nghệ có thể điều khiển, tỷ trọng công suất điện mặt trời cao hơn nhiều so với tỷ trọng trong sản xuất điện. Trong phần dưới đây, công suất đặt của các công nghệ trong các kịch bản phân tích được mô tả chi tiết.



Hình 5.6 Công suất đặt trong các kịch bản được phân tích

Điện mặt trời

Điện mặt trời cần đóng vai trò quan trọng trong hệ thống năng lượng Việt Nam trong tương lai, đơn giản vì đây là nguồn điện được kỳ vọng là rẻ nhất và còn nhiều tiềm năng phát triển. Bảng 5.1 trình bày tiềm năng khả dụng và tiềm năng đã được khai thác theo miền (thể hiện bằng GW và km²) trong các kịch bản GP và NZ.

Theo tính toán tại mô hình, trong trường hợp đã tính đến các hạn chế về đất đai thì vào năm 2030, khoảng 14-18 GW điện mặt trời trang trại sẽ hiệu quả về chi phí. Để phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, 31 GW điện mặt trời trang trại sẽ cần được xem xét để lắp đặt vào năm 2030.

Con số này dường như quá cao khi Việt Nam hiện đang phải đối mặt với những thách thức trong việc tích hợp công suất điện mặt trời hiện có và tỷ lệ cắt giảm công suất cao. Nhưng theo kết quả phân tích mô hình, hệ thống điện có thể tiếp nhận lượng công suất bổ sung từ điện mặt trời với tỷ lệ cắt giảm công suất không đáng kể mà không cần hệ thống lưu trữ. Tuy nhiên, tăng cường năng lực truyền tải là cần thiết trong tất cả các kịch bản. Hình 6.7 cho thấy cần có 24 GW công suất truyền tải liên vùng bổ sung cho 51 GW hiện có. Thêm vào đó, cũng cần bổ sung công suất truyền tải nội vùng và lượng công suất này sẽ lớn hơn rất nhiều công suất bổ sung cho truyền tải liên vùng. Tuy nhiên công suất truyền tải nội vùng không được đưa vào tính toán trong mô hình (EREA và DEA, 2022a). Cuối cùng, công suất điện mặt trời bổ sung đòi hỏi phải điều động tối ưu các nhà máy nhiệt điện, điều này khó thực hiện do các hợp đồng dài hạn với nhà máy điện. Ngoài ra, cân bằng trong giờ không được xem xét trong mô hình, nhưng điện mặt trời có thể gây ra sự thay đổi lớn đối với công suất phát của hệ thống theo phút, đặc biệt là vào những ngày nhiều mây. Cuối cùng, đơn vị vận hành hệ thống cần có dự báo tốt, có khả năng huy động đủ công suất cân bằng và các dịch vụ phụ trợ, có năng lực giám sát lưới điện theo thời gian thực và kinh nghiệm vận hành hệ thống điện có tỷ trọng NLTT cao.

Vào năm 2050, trong kịch bản BSL, công suất điện mặt trời trang trại là 127 GW và kịch bản NZ có mức cao nhất, 838 GW, đây cũng là tiềm năng tối đa được giả định. Do đó, hầu như không có giới hạn về sản lượng điện mặt trời có thể được tích hợp trong hệ thống điện nếu lưới điện truyền tải được mở rộng. Công nghệ lưu trữ pin sẽ

giúp tiết kiệm chi phí trong dài hạn và do đó đóng một vai trò quan trọng trong việc tích hợp điện mặt trời. Kết quả cho thấy công suất đặt của điện mặt trời và hệ thống lưu trữ pin có mối tương quan chặt chẽ với nhau. Điều này chỉ ra rằng hai yếu tố này có tính bổ trợ lẫn nhau vì điện mặt trời chỉ phát điện vào ban ngày và hệ thống lưu trữ pin phù hợp để lưu trữ ngắn hạn trong vài giờ, ví dụ, từ trưa hoặc chiều để phát điện vào buổi tối. Tham khảo chi tiết trong Chương 6. Cân bằng hệ thống điện.

Điện mặt trời áp mái bị hạn chế trong điều tiết và vận hành, điện mặt trời nổi có chi phí lắp đặt, vận hành và bảo trì cao hơn nên kém cạnh tranh hơn so với điện mặt trời trang trại, do đó hầu như không được lắp đặt ngoại trừ trong kịch bản NZ sau khi toàn bộ tiềm năng của điện mặt trời trang trại được sử dụng hết vào năm 2050, với 68 GW điện mặt trời nổi và 47 GW điện mặt trời mái nhà được lắp đặt.

Nhược điểm chính của điện mặt trời trang trại là yêu cầu về diện tích đất. Theo Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ điện năng Việt Nam 2021, mật độ sử dụng đất điển hình với công nghệ hiện hành là 1,1 ha/MWp.

Bảng 5.1 Tổng tiềm năng điện mặt trời trang trại và tổng diện tích mỗi khu vực, công suất đặt của điện mặt trời trang trại vào năm 2050 và % tiềm năng của từng khu vực, diện tích sử dụng cho công suất đặt điện mặt trời trang trại vào năm 2050 và % tổng diện tích mỗi khu vực trong kịch bản GP và NZ.

Vùng	Tổng tiềm năng (GW)	Tổng diện tích (km ²)	GP	GP	NZ	NZ
			Công suất ĐMT năm 2050 (GW, % tiềm năng)	Diện tích cần sử dụng năm 2050 (km ² , % tổng diện tích)	Công suất ĐMT năm 2050 (GW, % tiềm năng)	Diện tích cần sử dụng năm 2050 (km ² , % tổng diện tích)
Bắc Bộ	83	116.459	55 (66%)	664 (0,6%)	83 (100%)	1.001 (0,9%)
Bắc Trung Bộ	104	41.587	28 (27%)	332 (0,8%)	104 (100%)	1.243 (3%)
Trung Trung Bộ	44	26.536	16 (37%)	195 (0,7%)	44 (100%)	528 (2%)
Nam Trung Bộ	130	27.527	19 (12%)	223 (0,8%)	130 (100%)	1.561 (5,7%)
Tây Nguyên	229	54.508	21 (11%)	253 (0,5%)	229 (100%)	2.748 (5%)
Đông Nam Bộ	164	37.280	70 (43%)	845 (2,3%)	164 (100%)	1.963 (5,3%)
Tây Nam Bộ	84	23.519	20 (23%)	235 (1%)	84 (100%)	1.013 (4,3%)
Tổng cộng	838	330.952	229 (27%)	2.747 (0,8%)	838 (100%)	10.057 (3%)

Trong kịch bản NZ, 838 GW sẽ cần diện tích đất khoảng 11.000 km², tương đương 3,3% tổng diện tích đất của Việt Nam. Để so sánh, một nghiên cứu dựa trên GIS (Hệ thống thông tin địa lý) về tiềm năng điện mặt trời trên mặt đất ở Việt Nam cho thấy diện tích đất khả thi về mặt kỹ thuật cho điện mặt trời là 50.000 km² hay 14% tổng diện tích đất (GIZ, 2018). Đây là diện tích còn lại sau khi trừ đi đất xây dựng, đường giao thông và các cơ sở hạ tầng khác, rừng, sườn dốc, khu đất nhỏ, đất có giá trị cao như ruộng lúa, v.v. tiềm năng kinh tế từ 5.000 đến 11.000 km². Chi phí điện mặt trời trong nghiên cứu này dựa trên thời giá năm 2018 nhưng chi phí đã giảm đáng kể kể từ đó và dự kiến sẽ còn giảm hơn nữa. Do đó, diện tích đất khả dụng hiện có 11.000 km² có thể là khả thi.

Theo kịch bản NZ, khu vực phía Nam là nơi có công suất điện mặt trời lớn nhất được triển khai (329 GW vào năm 2050), tương ứng với 3,9% tổng diện tích khu vực. Chỉ có đất chưa sử dụng được xem xét trong các kịch bản. Khoảng một nửa công suất điện mặt trời mở rộng trong EOR21 tập trung ở khu vực phía Nam. Điện mặt trời ở khu vực này hấp dẫn vì có chi phí thấp nhất, tài nguyên năng lượng mặt trời dồi dào và nhu cầu tiêu thụ điện cao ở các thành phố lớn như Thành phố Hồ Chí Minh. Mặc dù chỉ chiếm một phần nhỏ diện tích đất, nhưng công suất 378 GW điện mặt trời ở khu vực phía Nam vào năm 2050 cho thấy một sự phát triển vượt bậc ở một khu vực với trung bình hơn 10 GW mỗi năm trong suốt giai đoạn phân tích để đạt công suất mong muốn vào năm 2050.

Dự kiến sẽ có sự phát triển mạnh mẽ ở khu vực phía Nam mặc dù giá đất giả định ở đây cao hơn 50% giá đất giả định trung bình toàn quốc và cao hơn khoảng 150% giá đất giả định trung bình khu vực miền Bắc.

Bảng 5.2 cho thấy tiềm năng điện mặt trời trang trại đã được khai thác, theo khu vực trong các kịch bản vào năm 2050. Đáng chú ý nhất, toàn bộ tiềm năng được khai thác hết vào năm 2050 trong kịch bản NZ, do đó cần có thêm nỗ lực cần thiết để đạt mục tiêu phát thải ròng vào năm 2050. Thứ hai, khu vực phía Bắc được sử dụng nhiều nhất trong tất cả các kịch bản do gần các trung tâm phụ tải ở miền Bắc và giá đất rẻ hơn so với miền Nam, mặc dù tài nguyên hạn chế hơn miền Nam. Tại các khu vực Tây Nguyên và Nam Trung Bộ, tiềm năng điện mặt trời trang trại được sử dụng ít nhất trong mọi kịch bản do nhu cầu điện thấp và do vậy phải truyền tải điện đến các vùng khác, và chi phí đất đai cao.

Bảng 5.2 Tỷ trọng tiềm năng điện mặt trời trang trại được lắp đặt vào năm 2050

Vùng	BSL	GP	GT	AP	NZ
Bắc Bộ	40%	66%	66%	38%	100%
Bắc Trung Bộ	11%	27%	23%	18%	100%
Trung Trung Bộ	25%	37%	35%	25%	100%
Nam Trung Bộ	4%	14%	9%	4%	100%
Tây Nguyên	5%	9%	6%	6%	100%
Đông Nam Bộ	25%	43%	38%	26%	100%
Tây Nam Bộ	14%	23%	28%	17%	100%
Tổng cộng	15%	27%	25%	16%	100%

Mặc dù điện mặt trời trang trại có chi phí rẻ hơn do lợi thế kinh tế nhờ quy mô, điện mặt trời mái nhà lại có lợi thế là không chiếm dụng đất vì được lắp đặt trên mái của các tòa nhà hiện hữu phục vụ cho các mục đích khác. Hơn nữa, nếu một phần đáng kể sản lượng điện được sử dụng trực tiếp trong tòa nhà nơi đặt hệ thống điện mặt trời, chi phí tích hợp lưới có thể giảm.

Do đó, chi phí đất được cộng thêm vào chi phí điện mặt trời trang trại trong các mô hình. Chúng tôi tiếp tục phân biệt chi phí đất ở bảy vùng dựa trên số liệu khung giá đất tại các địa phương năm 2020. Chi phí đất trong tương lai được tính toán bằng cách tăng giá trị hiện tại tương ứng với mức độ gia tăng dân số ở các khu vực tương ứng. Thông tin chi tiết về chi phí đất cho điện mặt trời trang trại được trình bày trong Báo cáo kỹ thuật.

Giá đất trong tương lai có tính bất định và tỷ trọng điện mặt trời trang trại có thể giảm nếu chi phí tăng nhiều hơn mức giả định trong nghiên cứu này. Do đó, theo kết quả nghiên cứu độ nhạy đã được thực hiện, tiềm năng điện mặt trời trang trại giảm xuống còn 420 GW, bằng 50% tiềm năng ban đầu. Nghiên cứu độ nhạy cho thấy phần công suất điện mặt trời giảm sẽ có thể được thay thế bằng điện gió và điện hạt nhân. Các chi tiết khác được mô tả trong phần sau của chương này.

Điện gió trên bờ

Điện gió trên bờ được kỳ vọng sẽ đóng vai trò lớn thứ hai sau điện mặt trời trang trại. Quy mô 4 GW hiện tại tăng gần như gấp đôi lên 7 GW vào năm 2025 trong kịch bản GT để thúc đẩy điện khí hóa ngành giao thông vận tải. Vào năm 2030, mức 10 GW điện gió cho thấy tối ưu về chi phí trong khi để hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, Việt Nam cần 21 GW. Vào năm 2050, tất cả các kịch bản đều có 40-50 GW điện gió trên bờ trong khi kịch bản NZ có 90 GW.

Vì điện gió trên bờ có chi phí thấp hơn điện gió gần bờ và điện gió ngoài khơi nên điện gió trên bờ là công nghệ chiếm ưu thế. Nhưng việc đưa vào một phần sản lượng điện gió ngoài khơi từ năm 2035 trở đi được cho là hiệu quả về chi phí mặc dù chưa sử dụng hết tiềm năng của điện gió trên bờ. Kịch bản NZ có 8 GW và kịch bản GP có 2 GW điện gió ngoài khơi vào năm 2035 trong khi tất cả các kịch bản đều có điện gió ngoài khơi từ năm 2040 trở đi. Kịch bản NZ dự kiến có 54 GW điện gió ngoài khơi vào năm 2050.

Vì điện mặt trời chiếm ưu thế trong hầu hết các kịch bản, nhưng lại phụ thuộc nhiều vào quỹ đất và chi phí pin lưu trữ, hai nghiên cứu độ nhạy đã được thực hiện, cụ thể là kịch bản LowPV và kịch bản chi phí pin cao (BC) trong đó chi phí pin tăng lên mức giới hạn trên được mô tả trong Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ điện năng Việt Nam, bằng khoảng 250% chi phí ban đầu vào năm 2050.

Nếu tiềm năng về điện mặt trời trang trại chỉ đạt 50% so với giả định trong các kịch bản chính hoặc nếu chi phí pin cao hơn dự kiến, thì điện gió sẽ đóng vai trò quan trọng hơn sau năm 2030. Cụ thể, công suất đặt điện gió trên bờ, ngoài khơi và gần bờ trong kịch bản NZ với việc giảm tiềm năng điện mặt trời sẽ lần lượt là 167 GW, 110 GW và 16 GW. Tương ứng trong kịch bản GP với giả định chi phí pin cao hơn, công suất đặt điện gió trên bờ, ngoài khơi và gần bờ sẽ là 121 GW, 79 GW và 2 GW.

Đối với từng miền, ba cấp độ tài nguyên gió khác nhau đã được sử dụng: gió cấp độ cao, trung bình và thấp. Tốc độ gió lần lượt là từ 4,5 - 5,5m/s, 5,5 - 6m/s và trên 6m/s đối với cấp độ thấp, trung bình và cao. Không có khu vực nào trong số các khu vực gió thấp có tính hấp dẫn về đầu tư trong các kịch bản chính được phân tích (chỉ trong kịch bản LowPV), ngoại lệ duy nhất là khu vực Tây Nam Bộ trong kịch bản NZ với điều kiện tất cả các phương án điện tái tạo sẵn có phải được khai thác. So với điện mặt trời, điện gió trên bờ cần sử dụng diện tích đất ít hơn nhiều, và kinh nghiệm quốc tế cho thấy điện gió trên bờ có thể dễ dàng kết hợp với hoạt động nông nghiệp, giúp việc tích hợp điện gió trên bờ ở Việt Nam thuận lợi hơn.

Bảng 5.3 Tổng tiềm năng điện gió trên bờ và ngoài khơi của từng miền, công suất đặt đến năm 2050 và tỷ trọng tiềm năng đối với kịch bản GP và NZ

Vùng	Tiềm năng (GW)		GP		NZ	
			Công suất đặt năm 2050 (GW, % tiềm năng)		Công suất đặt năm 2050 (GW, % tiềm năng)	
	Trên bờ	Ngoài khơi	Trên bờ	Ngoài khơi	Trên bờ	Ngoài khơi
Bắc Bộ	13	11	1 (5%)	0 (0%)	1 (5%)	10 (94%)
Bắc Trung Bộ	11	6	2 (14%)	2 (28%)	2 (14%)	3 (41%)
Trung Trung Bộ	11		2 (19%)	0 (0%)	2 (19%)	0 (0%)
Tây Nguyên	74		10 (13%)	0 (0%)	6 (9%)	0 (0%)
Nam Trung Bộ	35	81	9 (26%)	16 (19%)	10 (30%)	26 (32%)
Đông Nam Bộ	5	5	0 (2%)	0 (0%)	0 (2%)	0 (0%)
Tây Nam Bộ	69	34	24 (34%)	0 (0%)	69 (100%)	20 (58%)
Tổng cộng	217	137	47 (21%)	17 (13%)	90 (41%)	59 (43%)

Điện gió ngoài khơi

Với đường bờ biển dài, Việt Nam có tiềm năng điện gió ngoài khơi dồi dào. Tiềm năng ước tính ở mức thận trọng là 137 GW được sử dụng trong phân tích này dựa trên danh sách các địa điểm cụ thể (DEA, 2020) được sàng lọc để loại trừ xung đột với các tuyến giao thông biển và các mục đích sử dụng khác. Nhưng tiềm năng có thể đạt khoảng 600 GW nếu tính đến các địa điểm xa bờ hơn nữa (Ngân hàng Thế giới, 2021).

Điện gió ngoài khơi là một công nghệ phức tạp và quy mô, đòi hỏi đầu tư rất lớn, chuỗi cung ứng toàn diện và sự tham gia của nhiều cơ quan chức năng bao gồm cơ quan quản lý hàng hải, năng lượng, ngư nghiệp, quân sự, v.v. Do đó, phải mất nhiều năm để phát triển một trang trại điện gió ngoài khơi ở các quốc gia có kinh nghiệm về gió ngoài khơi và thời gian này thậm chí lâu hơn ở các quốc gia chưa có kinh nghiệm hoặc kinh nghiệm còn hạn chế.

Cơ chế đấu thầu mới nhất ở các quốc gia có kinh nghiệm về điện gió ngoài khơi như Đan Mạch, Đức, Hà Lan đã mang đến kết quả cạnh tranh nhờ "quy mô kinh tế" của các dự án. Tuy nhiên, để thúc đẩy khả năng cạnh tranh,

các cơ quan chức năng cần sớm xây dựng một kế hoạch dài hạn và có hệ thống, được quản lý và thực hiện theo các thông lệ tốt nhất để tạo niềm tin và giảm thiểu rủi ro pháp lý. Chi phí sẽ giảm nếu các cơ quan chức năng xây dựng khung pháp lý hỗ trợ và giảm rủi ro cho các dự án cơ sở hạ tầng lớn này.

Cần có trọng tâm chiến lược để phát triển hiệu quả gió ngoài khơi ở Việt Nam. Cần nhận diện và loại bỏ các rào cản và đặt ra các mục tiêu tham vọng để thu hút chuỗi cung ứng, các nhà đầu tư và thúc đẩy cạnh tranh (DEA, 2020), (EREA, DEA & Đại sứ quán Vương quốc Đan Mạch tại Việt Nam, 2021), cụ thể như sau theo kinh nghiệm của Đan Mạch:

- Đặt ra các mục tiêu rõ ràng, tham vọng và dài hạn để tích hợp điện gió ngoài khơi
- Xác định và khoanh vùng các khu vực điện gió ngoài khơi thông qua quy hoạch không gian biển; xem xét thực hiện đánh giá tác động môi trường và các nghiên cứu địa điểm khác
- Xác định khu vực điện gió ngoài khơi 'thực' với khoảng cách đến bờ tối thiểu 6 hải lý (~ 11 km), chủ yếu để tránh các tác động tiêu cực về cảnh quan, xung đột với các hoạt động gần bờ và giúp dễ đạt được sự đồng thuận hơn.
- Xây dựng các thủ tục cấp phép được đơn giản hoá và minh bạch
- Xây dựng và ban hành chiến lược chi trả cho điện gió ngoài khơi (cơ chế trợ giá FIT so với đấu thầu) bao gồm các điều khoản Hợp đồng mua bán điện mang tính khả thi vay vốn.
- Tích hợp các thông lệ quốc tế tốt nhất về thiết kế và cấp chứng nhận trang trại gió
- Xem xét các tác động bất lợi tiềm tàng khi áp dụng các yêu cầu về tỷ lệ nội địa hóa

Thủy điện

Việt Nam có nguồn thủy điện khá lớn tuy nhiên thủy điện quy mô vừa và lớn, có công suất lớn hơn 30 MW và có kết nối với hồ chứa hầu như đã được khai thác hết. Nhưng vẫn còn tiềm năng đáng kể đối với thủy điện dòng chảy quy mô nhỏ khoảng 10 GW.

Nguồn thủy điện bao gồm thủy điện nhỏ trong tất cả các kịch bản tăng từ 21 GW năm 2020 lên lần lượt là 31 GW, 33 GW và 24 GW theo kịch bản GP, NZ và ba kịch bản còn lại vào năm 2050. Vì vậy, thủy điện quy mô nhỏ trở thành một phần quan trọng trong cơ cấu nguồn điện.

Điện hạt nhân

Điện hạt nhân hiện chưa được xem xét trong quy hoạch hệ thống điện Việt Nam mặc dù trước đây đã có những nghiên cứu về tiềm năng điện hạt nhân của Việt Nam. Cam kết phát thải ròng bằng không của Việt Nam tại COP26 đã làm dấy lên tranh luận về sự cần thiết của điện hạt nhân ở Việt Nam.

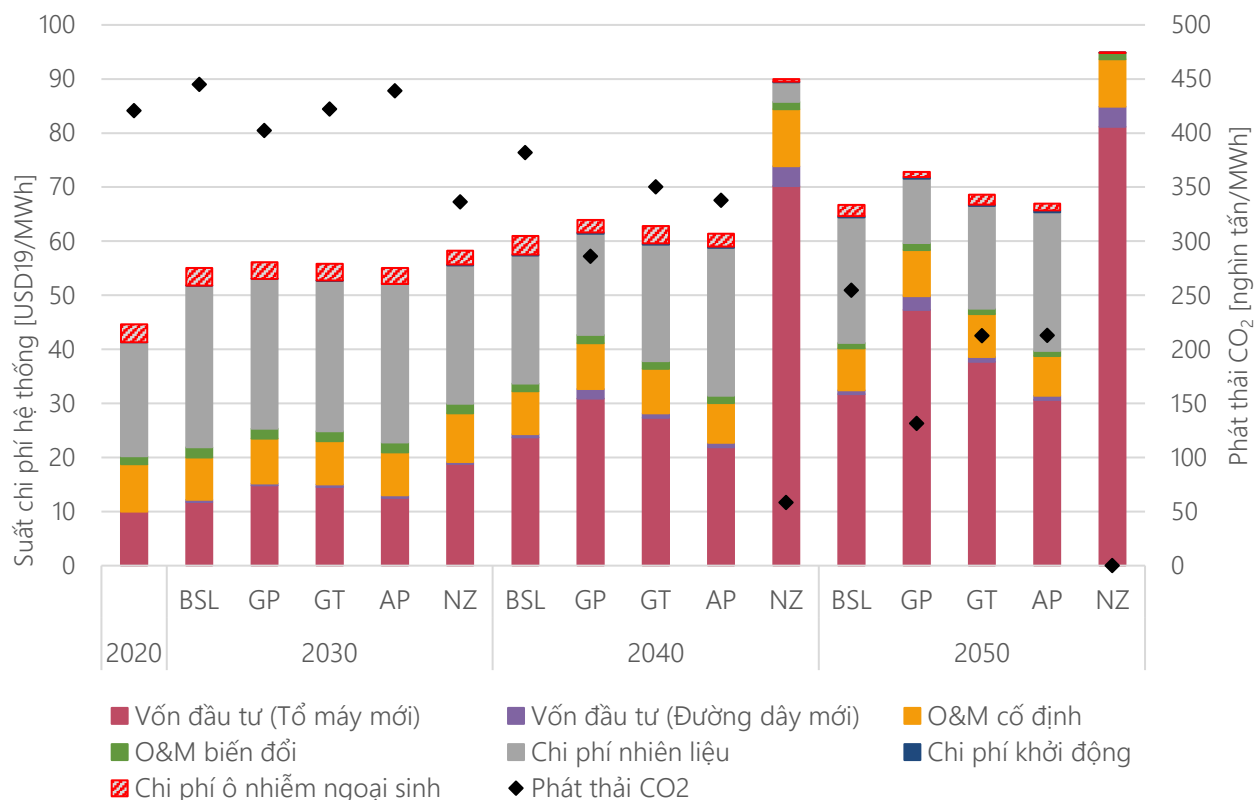
Điện hạt nhân không được mô hình lựa chọn trong bất kỳ kịch bản nào. Điều này cho thấy điện hạt nhân không phải là công nghệ cạnh tranh về chi phí cũng như không nhất thiết phải có để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không. Tuy nhiên, các nghiên cứu độ nhạy chỉ ra rằng nếu tiềm năng đối với điện mặt trời trang trại chỉ bằng 50% tiềm năng giả định hoặc nếu chi phí pin cao hơn nhiều so với giả định, thì điện hạt nhân có thể đóng một vai trò nhất định trong giai đoạn từ năm 2040 đến năm 2050 để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không năm 2050.

Chi phí

Hình 5.7 cho thấy chi phí hệ thống điện trên mỗi MWh điện sản xuất trong tất cả các kịch bản.

Phân bổ chi phí đang chuyển từ chi phí nhiên liệu chiếm tỷ trọng lớn nhất sang chi phí vốn xây dựng nguồn phát, đặc biệt đối với kịch bản NZ khi không còn sử dụng nhiên liệu hóa thạch vào năm 2050. Hơn nữa, trong kịch bản NZ, sản lượng điện sẽ tăng hơn gấp đôi để cung cấp nhiên liệu cho quá trình khử cacbon thông qua điện khí hóa trong các lĩnh vực khác. Do đó, nhu cầu vốn đầu tư vào sản xuất và lưu trữ điện trong kịch bản NZ vào năm 2050 lên đến 160 tỷ USD/năm, tương đương 5-6 lần nhu cầu đầu tư trong kịch bản BSL. Nhu cầu đầu tư vào lĩnh vực truyền tải trong kịch bản NZ vào năm 2050 đạt 7 tỷ USD mỗi năm, gấp hơn 10 lần nhu cầu đầu tư trong kịch bản BSL. Tuy nhiên, đầu tư vào truyền tải liên vùng vẫn chiếm tỷ trọng tương đối thấp trong tổng chi phí của hệ thống điện (4%). Mô hình chỉ xem xét hoạt động truyền tải giữa bảy vùng, vì vậy việc nâng cấp hệ thống truyền tải nội

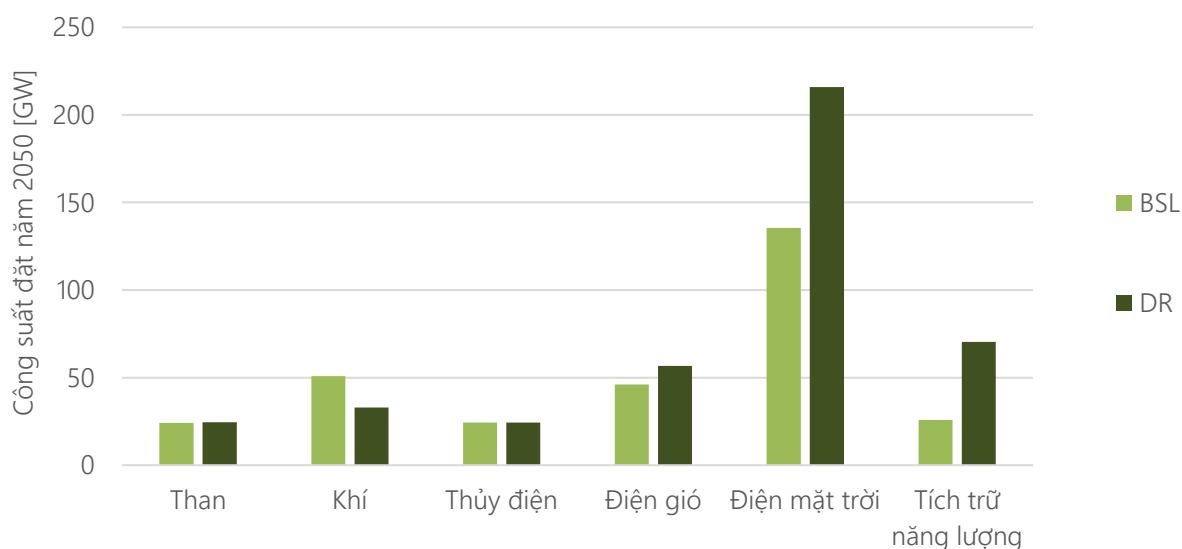
vùng cũng như hệ thống phân phối không được tính đến. Cấu phần chi phí chính là vốn đầu tư vào phát điện và lưu trữ, dự tính chiếm khoảng 85% tổng chi phí hệ thống điện.



Hình 5.7 Chi phí hệ thống điện trên mỗi MWh nhu cầu

Ảnh hưởng của tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội thấp hơn (DR)

Việc lựa chọn tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội được sử dụng để tính giá thành có ảnh hưởng lớn đến kết quả tính chi phí.



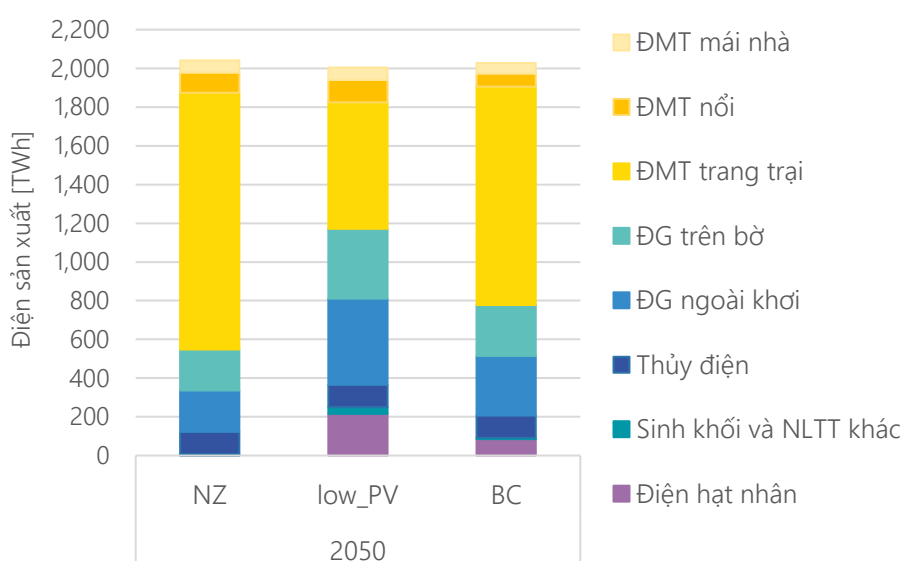
Hình 5.8 Tác động của tỷ lệ chiết khấu thấp hơn đối với công suất đặt và công suất lưu trữ trong kịch bản BSL 2050

Theo thông lệ của Chính phủ Việt Nam, phân tích các kịch bản tại báo cáo này áp dụng tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội là 10%. Tỷ lệ chiết khấu cao dẫn đến việc định giá thấp các công nghệ sử dụng nhiều vốn như công nghệ NLTT so với các công nghệ sử dụng nhiều nhiên liệu như nhiệt điện.

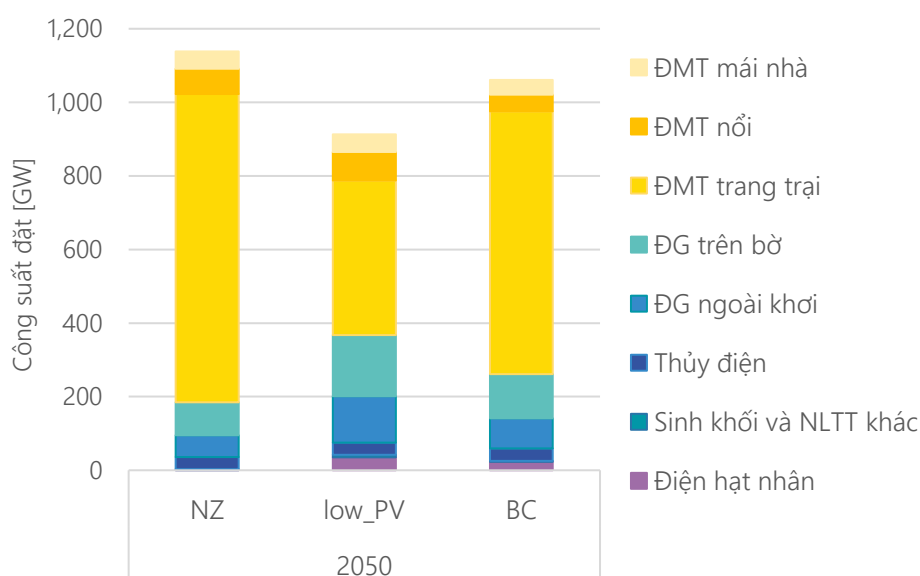
Phân tích kinh tế của Việt Nam cho thấy tỷ lệ chiết khấu nên ở mức 6-8%, nghiêng về phía dưới của dải giá trị (Tài liệu làm việc về môi trường số 181 của OECD).

Một phân tích độ nhạy của kịch bản BSL sử dụng tỷ lệ chiết khấu 6,3% cho thấy rằng đến năm 2050, tổng chi phí của ngành điện thấp hơn 12%, trong khi lượng phát thải CO₂ lũy kế của toàn bộ hệ thống năng lượng từ năm 2020 đến năm 2050 giảm 6% do tăng cường thay thế than và khí bằng NLTT. Công suất khí tự nhiên giảm 40% trong khi công suất điện mặt trời và gió cùng tăng 50% như trong Hình 5.8.

Ảnh hưởng của chi phí pin lưu trữ cao trong kịch bản phát thải ròng bằng không (BC)



Hình 5.9 Sản lượng điện vào năm 2050 trong các kịch bản NZ, LowPV và BC



Hình 5.10 Công suất đặt vào năm 2050 trong kịch bản NZ, LowPV và BC

Khi xem xét tính bất định đáng kể của chi phí pin trong nhiều thập kỷ tới, phân tích độ nhạy trong kịch bản NZ đã được thực hiện với giả định rằng chi phí pin vào năm 2050 sẽ cao hơn khoảng 2,5 lần so với chi phí giả định trong kịch bản BSL (Cẩm nang công nghệ Sản xuất và Lưu trữ điện năng Việt Nam, 2021). Với việc tăng giá thành

của pin, đầu tư vào pin giảm từ khoảng 450 xuống còn 275 GW, điện mặt trời giảm từ khoảng 950 xuống 800 GW. Thay vào đó, điện gió tăng từ khoảng 150 lên 200 GW và 23 GW điện hạt nhân được đưa vào kịch bản. Mặc dù có công suất đặt tương đối nhỏ so với điện gió và mặt trời, điện hạt nhân có số giờ vận hành cao hơn nhiều, theo Hình 5.9. Hình 5.10 trình bày về các mức công suất đặt. Công suất điện than và khí tự nhiên chưa sử dụng tương ứng là 12 GW và 16 GW, không bao gồm trong Hình 5.10. Tổng chi phí hệ thống điện năm 2050 sẽ tăng 21%, tương đương 42 tỷ USD.

Ảnh hưởng của việc giảm diện tích đất khả dụng cho điện mặt trời trang trại (LowPV)

Kịch bản NZ giả định có 11.000 km² cho điện mặt trời trang trại. Mặc dù điều này được cho là khả thi (theo nghiên cứu của GLZ), nhưng diện tích đất thực tế vẫn có thể sẽ ít hơn. Do đó, phân tích độ nhạy đối với kịch bản NZ đã được thực hiện với giả định chỉ ở mức 50% diện tích đất khả dụng, tương đương 420 GW.

Vào năm 2050 trong kịch bản NZ, tiềm năng điện mặt trời thấp hơn, 420 GW điện mặt trời sẽ có thể được thay thế bằng 35 GW điện hạt nhân và khoảng 140 GW điện gió, tăng gần gấp đôi so với khoảng 150 GW, như trong Hình 5.10. Điện mặt trời mái nhà và điện mặt trời nổi chỉ tăng nhẹ để bù đắp cho 420 GW của điện mặt trời trang trại. Giảm điện mặt trời cũng dẫn đến giảm công suất pin lưu trữ tương ứng khoảng 170 GW và khoảng 30 GW truyền tải. Chi phí hệ thống điện năm 2050 tăng 27 tỷ USD, tương đương 13%.

Vai trò của nhiên liệu hóa thạch trong ngành điện

Điện than và khí tự nhiên là những nguồn điện quan trọng của ngành điện Việt Nam hiện nay, chiếm 55% sản lượng điện vào năm 2020. Công suất đặt của điện than và khí sẽ tăng lên trong thập kỷ tới do có một số nhà máy điện than được triển khai theo quy hoạch và các nhà máy điện sử dụng LNG mới được đưa vào quy hoạch.

Cho đến năm 2030, không có thêm công suất điện than hoặc khí tự nhiên mới nào được lắp đặt ngoài 30 GW điện than và 25 GW điện khí đã đưa vào vận hành hoặc dự kiến xây dựng trong mọi kịch bản. Điều này cho thấy rằng đã có đủ công suất điện than và khí được quy hoạch trong ngắn hạn. Đối với kịch bản NZ, các nhà máy điện than nhập khẩu đã được quy hoạch được vận hành với mức FLH thấp hơn 50% vào năm 2030, cho thấy rằng công suất điện than được quy hoạch nhiều hơn mức cần thiết trong ngắn hạn để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không (Chương 6. Cân bằng hệ thống điện).

Sau năm 2030, công suất điện than bổ sung chỉ được đưa vào kịch bản BSL và GT, không có công suất điện than mới nào được bổ sung trong các kịch bản tập trung vào ô nhiễm không khí hoặc kịch bản có tỷ trọng NLTT ngày càng tăng, cụ thể là kịch bản AP, GP và NZ. Điều này cho thấy, 30 GW điện than đã vận hành hoặc đã được quy hoạch, là quá đủ để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.

Giống như điện than, công suất điện khí tự nhiên bổ sung không cần thiết vượt quá công suất đã có hoặc đã được quy hoạch, bao gồm tổng cộng 10 GW của các nhà máy nhiệt điện khí tự nhiên trong nước và 15 GW của các nhà máy LNG mới vào năm 2030. Sau năm 2030, công suất điện khí mới được bổ sung trong tất cả các kịch bản, cụ thể là 3-11 GW vào năm 2035 và 38-49 GW vào năm 2050 trong các kịch bản BSL, AP và GT, tương ứng. Tất cả các kịch bản này đều không bao gồm mục tiêu khí hậu cũng như mục tiêu NLTT cao. Trong kịch bản GP, chỉ cần bổ sung thêm 22 GW công suất điện khí vào năm 2050. Để đạt mức phát thải ròng bằng không, tổng công suất điện khí không nên vượt quá mức 25 GW đã được quy hoạch.

5.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

Ngành điện sẽ thúc đẩy quá trình chuyển đổi xanh của toàn bộ hệ thống năng lượng với sản lượng điện cao hơn gấp đôi so với kịch bản BSL

Vì NLTT đã và sẽ sớm trở thành nguồn năng lượng tối ưu nhất về chi phí và do chi phí của NLTT đang giảm dần theo thời gian nên mức độ điện khí hóa cao là lộ trình hiệu quả nhất về chi phí để tiến tới mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.

Do đó sản lượng điện dự kiến sẽ tăng gấp đôi vào năm 2030 so với năm 2020 và tăng lên hơn 8 lần so với sản lượng hàng năm hiện tại vào năm 2050, cao hơn gấp đôi so với sản lượng trong kịch bản BSL. Lượng điện tăng

thêm này sẽ được sử dụng để điện khí hóa và khử cacbon cho các khu vực còn lại của hệ thống năng lượng. Đặc biệt lĩnh vực giao thông vận tải và lĩnh vực công nghiệp có tiềm năng điện khí hóa rất lớn.

Theo phân tích hiện tại, kịch bản tối ưu hóa chi phí trong đó Việt Nam đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 sẽ bao gồm 38 GW tổng công suất điện mặt trời và 21 GW điện gió vào năm 2030. Năm 2050, công suất điện mặt trời đạt khoảng 950 GW.

Ngay cả trong kịch bản không có các mục tiêu về khí hậu (kịch bản BSL), công suất đặt điện mặt trời tối thiểu là 22 GW vào năm 2030 là tối ưu về chi phí. Do đó, các chính sách mới để khuyến khích đầu tư vào lĩnh vực điện mặt trời cần được thực hiện càng sớm càng tốt để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.

Điện gió trên bờ và điện mặt trời trang trại đã hoặc sẽ là những nguồn điện rẻ nhất, nhưng điện mặt trời trang trại phụ thuộc nhiều vào quỹ đất sẵn có. Diện tích cần thiết cho 840 GW điện mặt trời trang trại là 3,3% tổng diện tích của Việt Nam với công nghệ hiện tại, tuy nhiên sự phát triển công nghệ theo hướng hiệu quả cao hơn có thể làm giảm nhu cầu về diện tích đất. Nếu chỉ có một nửa diện tích đất dành cho điện mặt trời, 420 GW điện mặt trời có thể được thay thế bằng 77 GW điện gió trên bờ, 56 GW điện gió ngoài khơi và 35 GW điện hạt nhân với chi phí tăng thêm là 27 tỷ USD/năm vào năm 2050, tương đương 13% tổng chi phí của hệ thống điện.

Không quy hoạch các nhà máy nhiệt điện than mới và cải tạo các nhà máy hiện có để trở nên linh hoạt hơn và tăng cường khả năng tích hợp NLTT

Việt Nam có khoảng 24 GW các nhà máy nhiệt điện than đang hoạt động tại thời điểm hiện tại, khoảng 6 GW nữa đang được xây dựng hoặc dự kiến sẽ được xây dựng vào năm 2030 và hơn 7 GW điện than đã được ký hợp đồng nhưng do khó khăn về tài chính, nên lượng công suất này không được coi là đã cam kết trong báo cáo này.

Không cần có thêm nhà máy nhiệt điện than mới nào cho đến năm 2030. Ngoài ra, không nên xây dựng thêm nhà máy nhiệt điện than mới nào sau năm 2030 để duy trì lộ trình hướng tới mức phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Cuối cùng, nên loại bỏ dần các nhà máy nhiệt điện than hiện tại trước khi kết thúc vòng đời kỹ thuật và các nhà máy này nên chuyển từ vai trò chạy nền sang vận hành với công suất giảm dần hướng tới năm 2050.

Để đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế xã hội đồng thời vẫn hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không, cần hạn chế mở rộng các nhà máy điện khí và LNG

Hiện nay có khoảng 7 GW các nhà máy nhiệt điện khí nội đang vận hành trong khi chưa có nhà máy LNG nào đi vào hoạt động. Đến năm 2030 sẽ có thêm 3 GW các nhà máy nhiệt điện khí nội và 15 GW LNG mới dự kiến sẽ được xây dựng.

Từ năm 2035 đến năm 2050, sẽ có thêm 3 GW các nhà máy nhiệt điện khí nội và 20-45 GW các nhà máy LNG mới được xây dựng trong tất cả các kịch bản, trừ kịch bản NZ có tổng công suất đặt của các nhà máy nhiệt điện khí tự nhiên không vượt quá 25 GW đã cam kết và giảm dần đến năm 2050. Do đó, khuyến nghị không nên đầu tư mới các nhà máy nhiệt điện khí nội và giữ số lượng các nhà máy điện LNG mới ở mức tối thiểu. Tuy nhiên điện khí vẫn là công nghệ được lựa chọn cho mục đích dự phòng/phủ đỉnh do mức phát thải CO₂ thấp và có ưu điểm về khả năng vận hành linh hoạt.

Quá trình chuyển đổi xanh của hệ thống điện sẽ cần rất nhiều vốn với mức đầu tư hàng năm có thể lên đến 167 tỷ USD vào năm 2050 trong kịch bản NZ, tương đương với 11% GDP dự kiến năm 2050 và gấp 5 - 6 lần kịch bản BSL ở năm này

Chi phí hệ thống điện sẽ chuyển dịch theo hướng giảm chi phí nhiên liệu và tăng chi phí đầu tư xây dựng cơ bản. Trong kịch bản NZ vào năm 2050, tổng chi phí đầu tư vào hệ thống điện dự kiến là 167 tỷ USD, trong đó chi phí đầu tư nguồn điện NLTT là 106 tỷ USD, hệ thống lưu trữ điện năng là 54 tỷ USD, và hệ thống truyền tải liên vùng là 7 tỷ USD. Chi phí này tương đương 11% GDP của năm 2050. Chi phí đầu tư xây dựng cơ bản chiếm khoảng 50% tổng chi phí hệ thống điện vào năm 2030 trong tất cả các kịch bản và sẽ tăng lên đến 90% tổng chi phí hệ thống điện trong kịch bản NZ vào năm 2050.

Với yêu cầu vốn đầu tư cao của lĩnh vực NLTT, Việt Nam cần có các biện pháp giảm thiểu rủi ro cho các nhà đầu tư, từ đó giúp giảm giá điện cho người dùng cuối.

Cần củng cố khung pháp lý để hỗ trợ triển khai các nhà máy điện gió ngoài khơi

Việt Nam có tiềm năng điện gió ngoài khơi khá phong phú, tuy nhiên đến nay vẫn chưa có nhà máy điện gió ngoài khơi nào được xây dựng và vận hành, nguyên do một phần liên quan đến các vướng mắc trong quá trình đề xuất dự án như: (i) thủ tục cấp phép tương đối phức tạp và liên quan đến nhiều cơ quan chức năng khác nhau; (ii) các chính sách và hướng dẫn cụ thể liên quan đến tài chính và các cơ chế hỗ trợ đầu tư chưa được ban hành; (iii) chưa có chính sách ổn định và cơ chế giá cụ thể cho loại hình điện gió ngoài khơi; (iv) chưa có hướng dẫn về các dự án phát triển điện gió ngoài khơi kết hợp với sản xuất nhiên liệu điện phân (như hydro, amoniac...).

Trên đây là một số rào cản mà Việt Nam cần sớm tìm giải pháp tháo gỡ để mang lại niềm tin cho các nhà đầu tư, thúc đẩy mạnh đầu tư phát triển các dự án điện gió ngoài khơi nhằm đảm bảo an ninh năng lượng, mang lại hiệu quả kinh tế- xã hội cũng như hiện thực hóa các cam kết của Việt Nam với quốc tế về biến đổi khí hậu.



A photograph of a cornfield under a blue sky with clouds and power lines. The corn plants are green and yellow, indicating they are ripe. The sky is a clear blue with scattered white clouds. Several power lines run diagonally across the frame from the top left towards the bottom right.

6

Cân bằng hệ thống điện

6. Cân bằng hệ thống điện

6.1 Hiện trạng và xu hướng

Hệ thống điện phải đảm bảo sự cân bằng theo từng giây và thường gặp thách thức chính là làm thế nào để cân bằng giữa những biến động về nhu cầu phụ tải với các nhà máy điện có thể điều độ. Tuy nhiên, khi tỷ trọng NLTT biến động nổi trội tăng, các yếu tố cân bằng động và nhu cầu sử dụng dịch vụ cân bằng cũng tăng theo.

Cho đến nay, ba nguồn điện chính ở Việt Nam là điện than, khí tự nhiên và thủy điện, như minh họa trong Hình 6.1. Các nhà máy nhiệt điện than hoạt động với chế độ tải nền vì có chi phí biên thấp nhất và mức độ linh hoạt không cao. Các nhà máy nhiệt điện khí tự nhiên có chi phí biên cao hơn và linh hoạt hơn, do đó chúng hoạt động với hệ số công suất thấp hơn và linh hoạt hơn tùy thuộc vào nhu cầu. Chi phí biên của thủy điện gần bằng không vì “nhiên liệu” (nước) là miễn phí nhưng không giống như than và khí, đầu vào cho thủy điện bị hạn chế bởi lượng mưa và các vấn đề môi trường. Hơn nữa, thủy điện với các hồ chứa có thể rất linh hoạt và do đó được sử dụng để cung cấp dịch vụ cân bằng và dịch vụ phụ trợ ở Việt Nam hiện nay.

Sự gia tăng nhanh chóng công suất điện mặt trời và điện gió nổi trội trong khoảng thời gian gần đây đang thách thức hệ thống truyền tải. Những thách thức trong việc cân bằng lưới điện truyền tải cùng với tình trạng tắc nghẽn mạch thường xuyên ở cấp điện áp cao đang khiến nguồn điện mặt trời phải tiết giảm tại một số thời điểm để tránh quá tải đường dây và duy trì hệ thống vận hành ổn định.

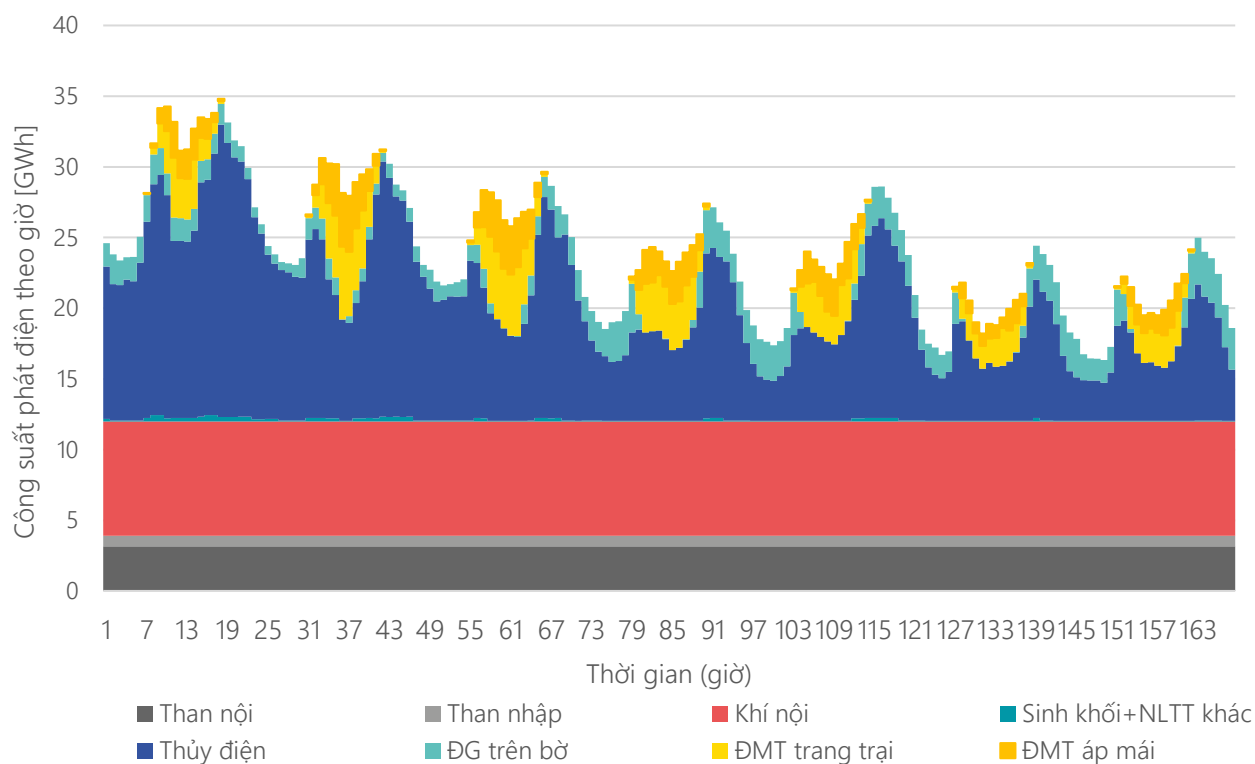
Do đó, cần có thêm các biện pháp linh hoạt để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Trong dự thảo QHĐ8 mới nhất, vào năm 2045 công suất thủy điện là 35 GW, tăng đáng kể so với 22 GW hiện tại. Dự thảo cũng đưa ra công suất lưu trữ 28,95 GW. Thêm vào đó, sẽ có đến 31,4 GW các nhà máy điện LNG mới và 27,3 GW các nguồn linh hoạt khác cũng được xem xét. Cuối cùng, việc tăng cường toàn diện hệ thống truyền tải được cân nhắc để tăng khả năng truyền tải liên vùng từ các khu vực có nhiều nguồn NLTT đến các trung tâm phụ tải.

6.2 Triển vọng cân bằng hệ thống điện

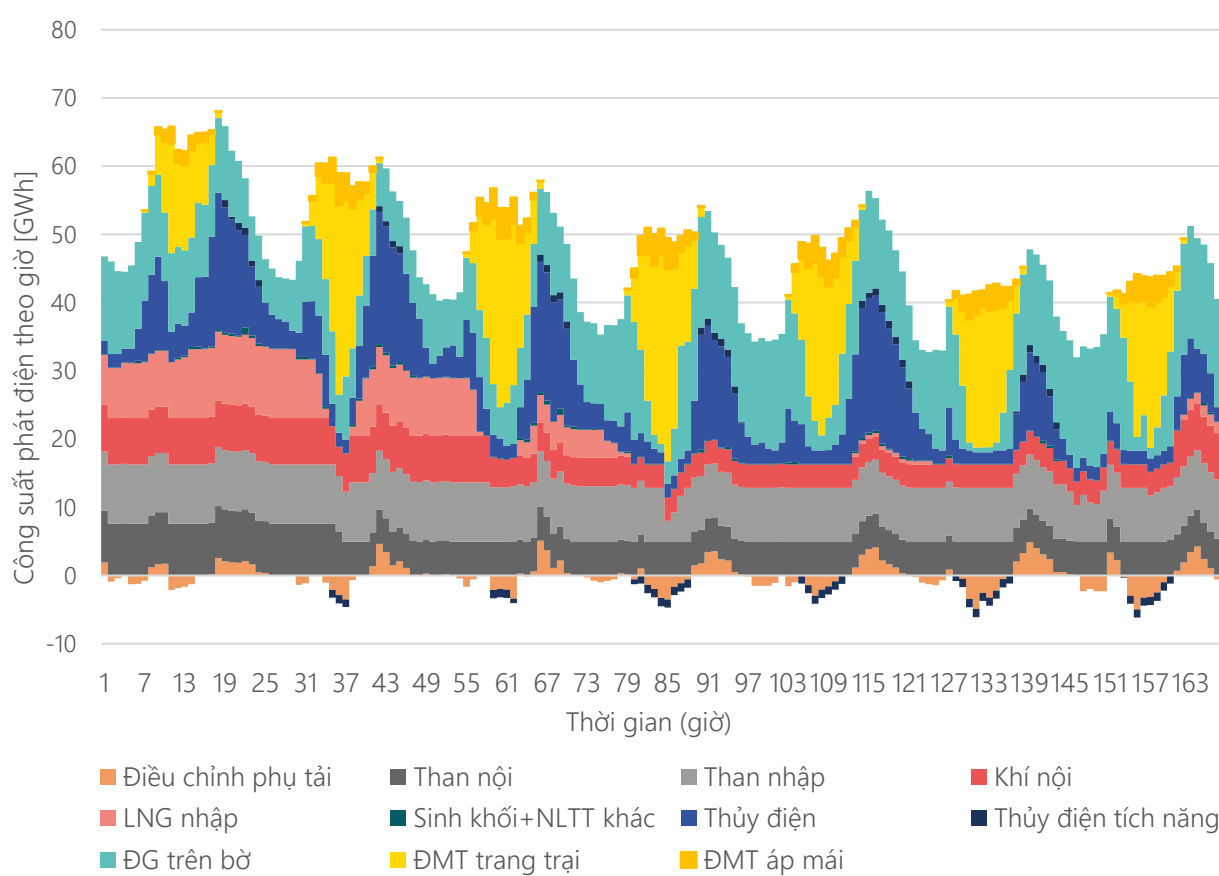
Tính chất biến đổi và yếu tố động của hệ thống điện

Hình 6.1 cho thấy sản lượng điện theo giờ trong tuần 4 của năm 2025 trong kịch bản BSL có nhu cầu thấp nhất do có giai đoạn nghỉ Tết. Nhà máy điện than và khí đang vận hành tải nền, điện mặt trời chiếm ưu thế hàng ngày nhưng thủy điện có thể đảm bảo cân bằng khi không có điện mặt trời và điện gió. Tỷ trọng NLTT có tính thay đổi vẫn còn nhỏ và chưa cần hệ thống lưu trữ.

Hình 6.2 thể hiện sản lượng điện và sử dụng lưu trữ trong tuần 4 năm 2035 trong kịch bản BSL. Quy mô của toàn hệ thống điện tăng lên đáng kể từ năm 2025 đến năm 2035, do đó mức phụ tải đỉnh tăng từ khoảng 32 MW năm 2025 lên khoảng 68 GW vào năm 2035. Công suất điện mặt trời trang trại tăng rõ rệt trong khoảng thời gian giữa ngày (lên đến 34 GW), dẫn đến nhu cầu cân bằng hệ thống. Sản lượng đỉnh của điện mặt trời trùng với sản lượng gió tối thiểu trong tuần này nhưng điều này không phải đúng trong mọi trường hợp. Hệ thống điện đáp ứng để cân bằng là sử dụng 1,2 GW công suất thủy điện tích năng và giải pháp linh hoạt về nhu cầu (xem chi tiết ở phần sau của chương này). Nhà máy điện than và khí không còn vận hành ở tải cố định.



Hình 6.1 Sản lượng điện theo giờ trong tuần 4 năm 2025

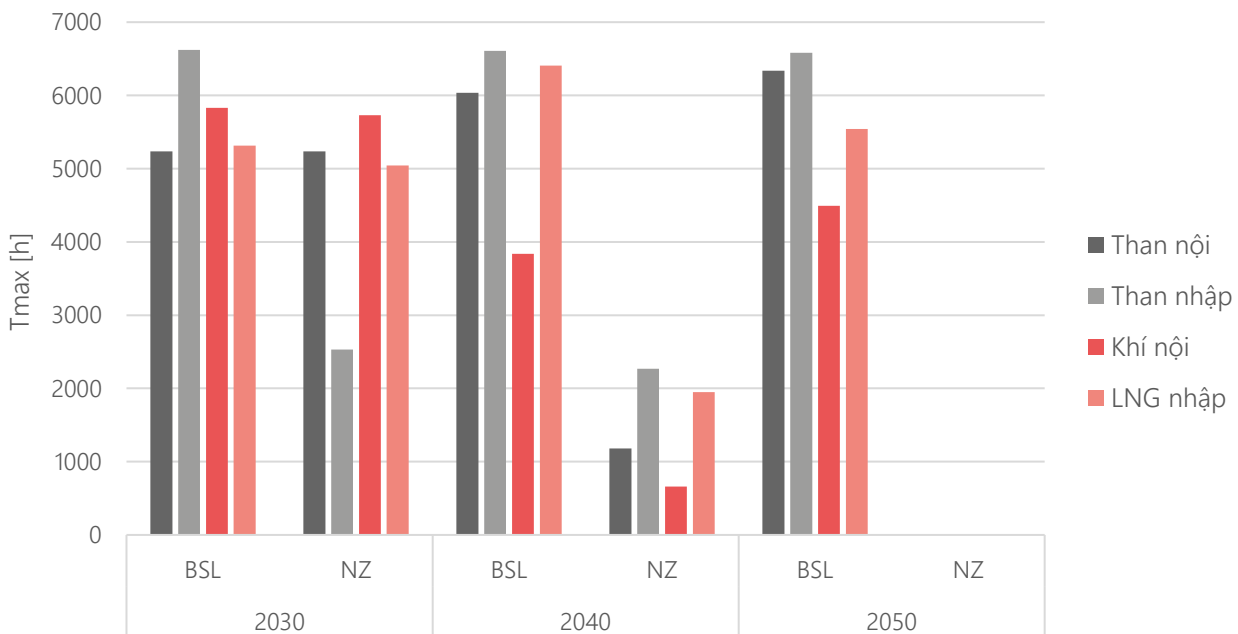


Hình 6.2 Sản lượng điện theo giờ và sử dụng lưu trữ trong tuần 4 năm 2035

Tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện

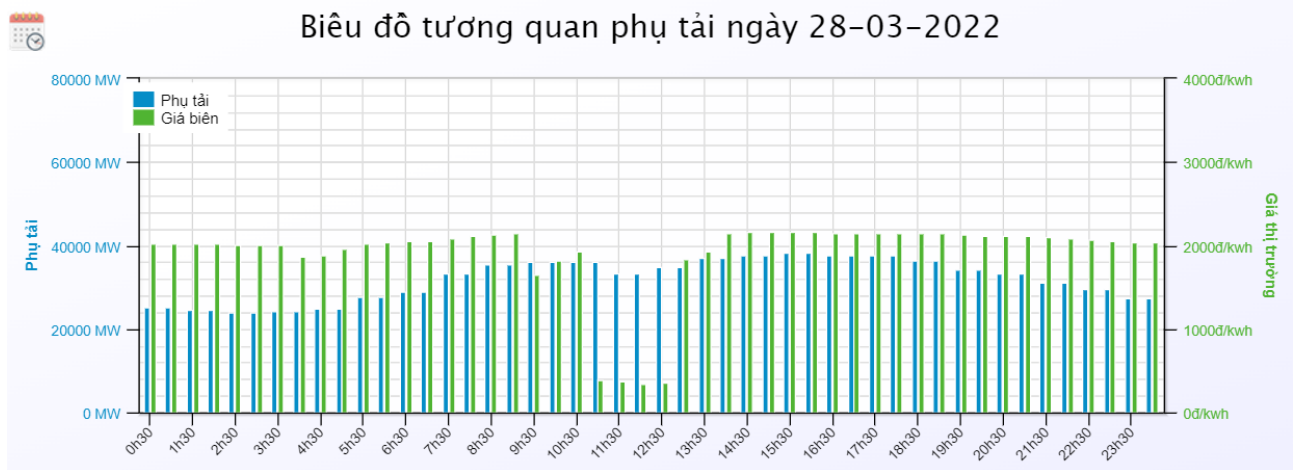
Tại Việt Nam, các nhà máy nhiệt điện than và khí thường được xây dựng dựa trên hợp đồng giá cố định dài hạn với sản lượng phát tối thiểu hàng năm được bảo đảm. Các hợp đồng này làm giảm rủi ro tài chính cho chủ sở hữu nhà máy điện vì họ được đảm bảo thu nhập cố định trong nhiều năm để thu hồi khoản đầu tư. Hơn nữa, họ có thể thực hiện các thỏa thuận giá cố định dài hạn đối với việc cung cấp nhiên liệu để giảm bớt rủi ro tài chính. Nhưng như trong Hình 6.1 và 6.2, vai trò của các nhà máy nhiệt điện cần thay đổi từ cung cấp tải nền ổn định sang tích hợp NLTT một cách linh hoạt khi có nhiều điện mặt trời và điện gió được đấu nối vào lưới. Xu hướng này cho thấy sản lượng điện hàng năm của các nhà máy nhiệt điện sẽ giảm, do đó tác động đến các hợp đồng dài hạn.

Hình 6.3 mô tả FLH trung bình của các nhà máy nhiệt điện than và khí. Trong kịch bản BSL, FLH ổn định trong khoảng 5.000–7.000 hàng năm ngoại trừ đối với các nhà máy sử dụng khí nội giảm vào năm 2040 và 2050. Lý do khiến khí nội giảm trong khi nguồn LNG nhập khẩu đắt hơn là do khí tự nhiên trong nước chủ yếu có sẵn ở các khu vực có tài nguyên gió và năng lượng mặt trời dồi dào nhất. Đối với kịch bản NZ, xu hướng giảm FLH là rất rõ ràng. Vào năm 2030, các nhà máy nhiệt điện than nhập khẩu sẽ giảm phát điện xuống còn khoảng 2.500 FLH. Vào năm 2040, FLH của các nhà máy nhiệt điện than và khí phải giảm xuống còn khoảng 1.000–2.000 FLH và vào năm 2050, các nhà máy này sẽ chấm dứt vận hành hoàn toàn theo mục tiêu phát thải ròng bằng không. Kết quả nghiên cứu chỉ ra rằng các nhà máy nhiệt điện than và khí dài hạn có hợp đồng sản lượng phát tối thiểu hàng năm sẽ không còn là một phần của hệ thống điện theo mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Do đó, các nhà máy này có thể rơi vào tình trạng mắc kẹt và ảnh hưởng đến khả năng đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.



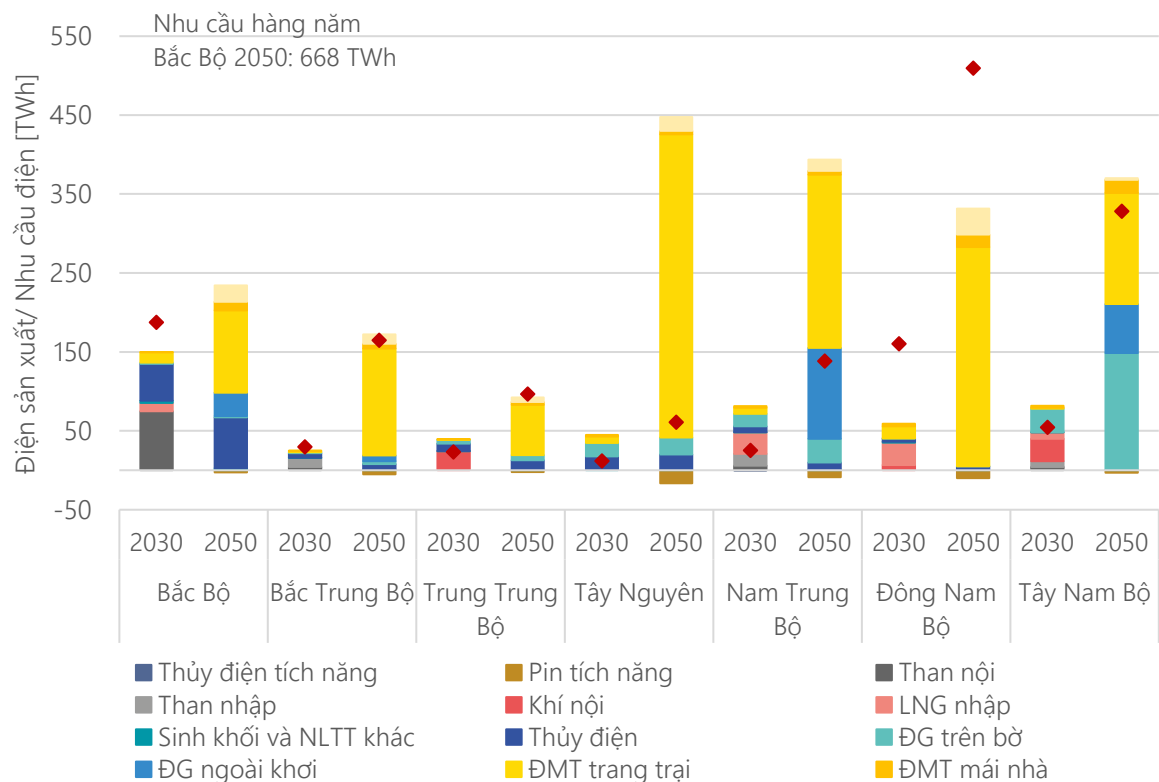
Hình 6.3 FLH của các nhà máy điện than và khí trong kịch bản BSL và NZ

Việc chuyển đổi vai trò các nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa thạch từ tải nền sang tích hợp năng lượng gió và năng lượng mặt trời có thể được thực hiện ở cấp độ toàn hệ thống thông qua thị trường điện, nhằm tăng cường điều độ theo giờ tối ưu theo chi phí phát điện biên cho từng công nghệ hiện có. Thị trường bán buôn điện Việt Nam (VWEM) hiện nay đã đi vào hoạt động nhưng vẫn thiếu dung lượng để đảm bảo điều độ tối ưu theo giờ cho toàn hệ thống điện. Nhiều nhà máy nhiệt điện không giao dịch thông qua VWEM vì họ đã có hợp đồng giá cố định dài hạn nêu trên. Do đó, hiện tại NLTT thường bị tiết giảm khi hệ thống dư thừa điện, trong khi các nhà máy nhiệt điện vẫn có thể giảm sản lượng và tiết kiệm nhiên liệu cũng như giảm phát thải. Giá và sản lượng theo giờ trong VWEM có trên trang web của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia và Hình 6.4 trình bày một ví dụ cụ thể. Xu hướng cho thấy giá thường giảm vào khoảng trưa khi sản lượng điện mặt trời cao.



Hình 6.4 Giá điện hàng giờ trong VWEM ngày 28 tháng 3 năm 2022. Giá điện giảm vào buổi trưa khi có sản lượng điện mặt trời cao nhất. Màu xanh lam là sản lượng theo MW và màu xanh lá cây là giá tính bằng đồng/kWh (Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia Việt Nam, 2022)

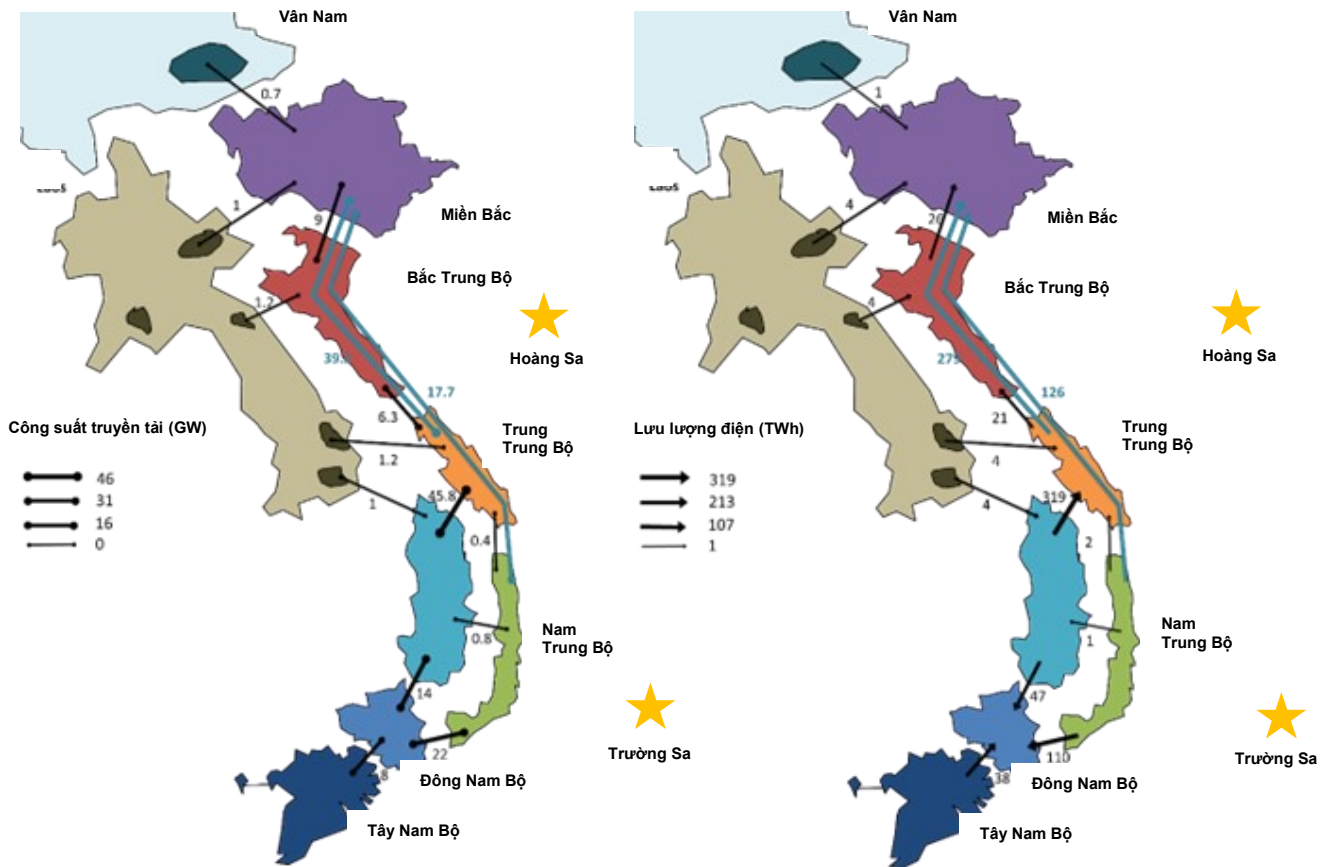
Đối với các nhà máy nhiệt điện hiện tại, đặc biệt là nhà máy nhiệt điện than, việc chuyển đổi từ vận hành tải nền sang sản lượng linh hoạt theo giá thay đổi hàng giờ có thể là một thách thức. Nhưng những thay đổi có thể được thực hiện để giảm công suất phát tối thiểu và tăng tỷ lệ tăng giảm công suất, một số thay đổi thậm chí không cần phải đầu tư lớn. Do đó, những thay đổi này có thể mang lại lợi nhuận trong một hệ thống điện dựa trên thị trường trong tương lai với nguồn cung chính là NLTT, cho phép các nhà máy vận hành ở mức đầy tải khi giá cao và nhanh chóng hạ xuống khi giá thấp. Những giải pháp này có thể mang lại các dòng doanh thu mới, ví dụ như cung cấp dịch vụ phụ trợ như dịch vụ điều tần và điện áp để ổn định hệ thống điện (Cục Năng lượng Đan Mạch, Viện Quy hoạch và Xây dựng hệ thống điện, Trung tâm NLTT Trung Quốc, Energinet và Ea Energy Analysis, 2018).



Hình 6.5 Nhu cầu và sản lượng điện theo vùng và theo công nghệ trong kịch bản NZ vào các năm 2030 và 2050. Một số vùng có sự mất cân bằng cung cầu lớn nên cần có truyền tải liên vùng

Truyền tải

Trung tâm phụ tải của Việt Nam chủ yếu là khu vực phía Bắc và khu vực Đông Nam Bộ. Tài nguyên gió chủ yếu có ở Tây Nam Bộ và Nam Trung Bộ, tài nguyên mặt trời phân bố đều hơn với mức độ cao nhất ở Tây Nguyên, tiếp theo là Đông Nam Bộ và Nam Trung Bộ. Hình 6.5 cho thấy sản lượng điện và nhu cầu theo khu vực trên mỗi công nghệ trong kịch bản NZ vào năm 2030 và 2050. Do sự mất cân đối giữa sản lượng phát và nhu cầu tại từng khu vực, một lượng lớn điện năng sẽ được truyền tải liên vùng.



Hình 6.6 Truyền tải liên vùng trong kịch bản NZ vào năm 2050. Hình bên trái thể hiện công suất truyền tải giữa các vùng và hình bên phải thể hiện điện năng truyền tải hàng năm. Đường dây HVDC kết nối Bắc Bộ và Trung Trung Bộ, và đường dây HVDC kết nối Bắc Bộ và Nam Trung Bộ được biểu thị bằng màu xanh

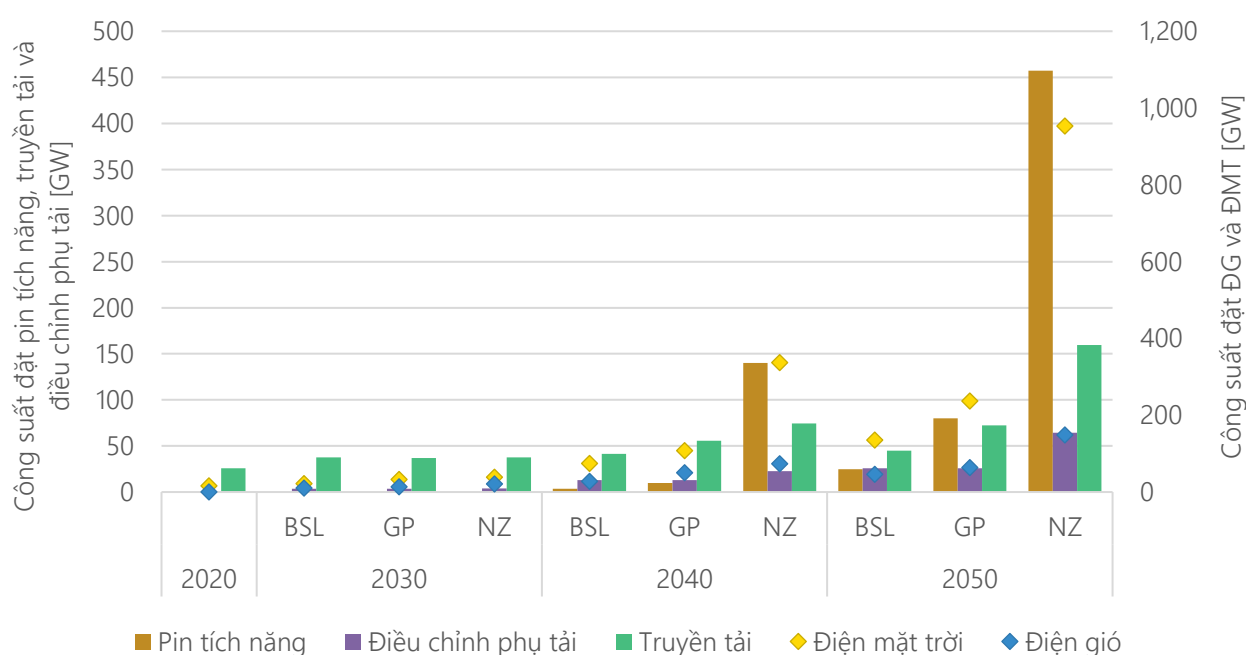
Hình 6.6 cho thấy năng lực truyền tải trong kịch bản NZ vào năm 2050 và điện năng truyền tải hàng năm. Có thể thấy rằng năng lực truyền tải giữa hầu hết các vùng lân cận cần được tăng cường. Hơn nữa, một số vùng không lân cận nên được kết nối trực tiếp với các đường dây truyền tải HVDC (Viện Năng lượng, 2020).

Tổng công suất truyền tải liên vùng cần tăng lên khoảng 41 GW vào năm 2030 từ 29 GW vào năm 2020. Bắc Bộ và Đông Nam Bộ là các khu vực nhập khẩu điện lớn nhất và Tây Nguyên và Nam Trung Bộ là các khu vực xuất khẩu điện lớn nhất. Trung Trung Bộ là khu vực trung chuyển lớn liên quan đến kết nối Bắc Bộ với Tây Nguyên.

Trong kịch bản NZ vào năm 2050 (Hình 6.6), mức tăng công suất truyền tải lớn nhất là giữa Tây Nguyên và Trung Trung Bộ, tăng thêm 43 GW so với 6 GW hiện tại. Thứ hai là liên kết giữa các vùng không lân cận Trung Trung Bộ và Bắc Bộ, cần 39 GW HVDC. Thứ ba là liên kết HVDC giữa Bắc Bộ và Nam Trung Bộ, với 18 GW. Ngoài ra, Nam Trung Bộ và Đông Nam Bộ có thêm 12 GW, Tây Nguyên và Đông Nam Bộ bổ sung 10 GW và Bắc Trung Bộ và Bắc Bộ bổ sung 7 GW.

Các đường dây HVDC hiệu quả hơn về chi phí so với đường dây HVAC khi truyền tải ở khoảng cách xa (trên 500 km). Do đó, đường dây HVDC truyền tải giữa trung tâm nhu cầu phụ tải ở Bắc Bộ và nguồn NLTT ở Trung Trung Bộ và Nam Trung Bộ có thể là một lựa chọn cần bổ sung cho lưới điện HVAC. Trong kịch bản NZ, 4 đường dây HVDC được bổ sung vào năm 2035 giữa Bắc Bộ và Trung Trung Bộ và 3 GW giữa Bắc Bộ và Nam Trung Bộ. Công suất tăng thêm lần lượt là 39 GW và 17 GW vào năm 2050. Trong kịch bản BSL, có rất ít hoặc không có nhu cầu đường dây HVDC (Viện Năng lượng, 2020).

Tóm lại, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, các đường dây HVDC cần được xem xét đưa vào vận hành từ năm 2035. Công nghệ HVDC mang lại thêm lợi ích vì có thể kiểm soát trào lưu công suất và các trạm chuyển đổi có thể cung cấp dịch vụ phụ trợ. Nhưng đây cũng là một cấu phần lưới mới và có tính chất hoàn toàn khác, phức tạp hơn về vận hành. Do đó, Việt Nam nên sớm bắt đầu quy hoạch đường dây HVDC, xây dựng năng lực vận hành đường dây HVDC của đơn vị vận hành hệ thống, đồng thời xây dựng khung pháp lý liên quan cho công nghệ mới này.



Hình 6.7 Công suất truyền tải và công suất pin (bên trái); công suất điện gió và mặt trời (bên phải) trong kịch bản BSL, GP và NZ

Hình 6.7 trình bày mức tăng công suất truyền tải và công suất pin lưu trữ (bên trái) và công suất điện gió và điện mặt trời (bên phải) so với năm 2020 trong các kịch bản BSL, GP và NZ. Tất cả các kịch bản đều khá giống nhau cho đến năm 2030. Kịch bản BSL yêu cầu ít đầu tư nhất vào hệ thống pin và hệ thống truyền tải do mức tăng công suất gió và điện mặt trời thấp nhất. Cụ thể, chỉ có 181 GW điện gió và mặt trời được bổ sung vào năm 2050 trong kịch bản BSL. Để cân bằng sản lượng điện tái tạo được bổ sung, cần 90 GW đường dây truyền tải mới và 25 GW công suất pin lưu trữ hoặc 0,12 GW công suất truyền tải và 0,15 GW công suất pin cho mỗi GW điện gió và mặt trời.

Công suất điện gió và mặt trời phát triển nhanh hơn ở các kịch bản GP và NZ. Trong kịch bản GP, tăng trưởng công suất điện gió và mặt trời so với năm 2020 lần lượt là 21, 141 và 284 GW vào các năm 2030, 2040 và 2050. Mức tăng này tương ứng với 80 GW công suất pin và 46 GW công suất truyền tải mới, tương ứng với 0,28 công suất pin và 0,16 GW truyền tải cho mỗi GW điện gió và mặt trời bổ sung. Kịch bản NZ xác định 457 GW công suất pin và 134 GW truyền tải mới để tích hợp 100% sản lượng điện tái tạo. 457 GW công suất pin so với 1085 GW công suất điện gió và mặt trời mới tương ứng với tỷ lệ 0,42, trong khi tỷ lệ công suất truyền tải mới cho sản lượng điện gió và mặt trời mới (0,12) vẫn nằm trong dải giá trị như trong các kịch bản khác.

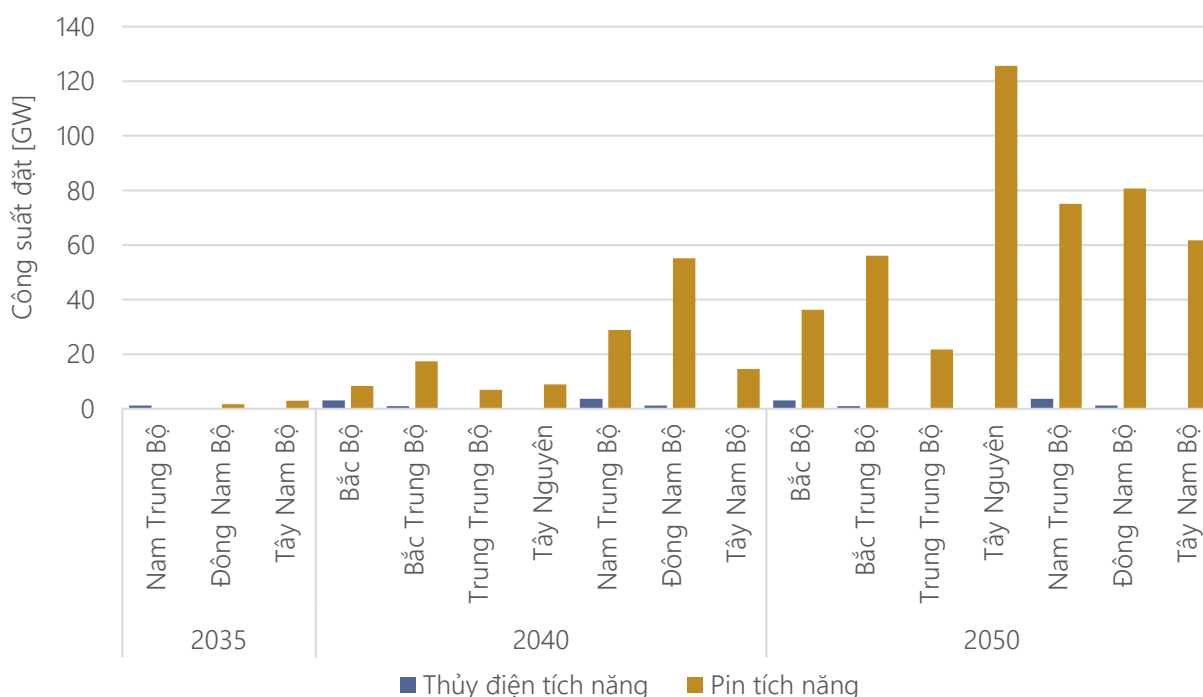
Đánh giá công suất truyền tải trong kịch bản độ nhạy LowPV với chỉ 50% tiềm năng điện mặt trời trang trại khả dụng, phần còn lại được thay bằng điện gió và điện hạt nhân, cho thấy mức công suất truyền tải cần có thấp hơn

(Hình 6.9). Bắc Bộ vẫn có mức nhập khẩu ròng cao nhưng nhập khẩu phần lớn từ Nam Trung Bộ và khu vực lân cận Bắc Trung Bộ. Sản lượng từ Tây Nguyên cung cấp cho các khu vực còn lại của đất nước giảm nhiều và do đó cần ít công suất truyền tải qua khu vực Trung Trung Bộ hơn. Năm 2050, công suất truyền tải từ Tây Nguyên đến Trung Trung Bộ giảm 31 GW và đường dây HVDC liên kết giữa Trung Trung Bộ với Bắc Bộ giảm gần một nửa so với kịch bản NZ. Nguyên nhân khiến tiềm năng xuất khẩu điện của Tây Nguyên giảm là do công suất điện mặt trời ở khu vực này giảm 70%. Hơn nữa, khu vực Trung Trung Bộ có sản lượng điện cao hơn từ điện hạt nhân. Cuối cùng, với sản lượng điện gió ngoài khơi và điện hạt nhân tăng thêm ở Nam Trung Bộ, khu vực này có thể cung cấp điện nhiều hơn cho cả nước, dẫn đến việc tăng đường dây truyền tải đến Trung Trung Bộ thêm 6 GW và tăng đường dây HVDC ra Bắc Bộ thêm 9 GW.

Nghiên cứu chi tiết về mức độ đáp ứng của hệ thống truyền tải đã được thực hiện để xem xét các khoản đầu tư vào hệ thống truyền tải được mô hình hóa trong Balmorel có đủ để đảm bảo nguồn cung trong những giờ cực đoan nhất trong kịch bản BSL hay không. Phân tích được thực hiện bằng cách sử dụng mô hình PSS/E cho kịch bản BSL vào năm 2025 và 2035. Phân tích cho thấy rằng kết quả các đường dây truyền tải liên vùng từ Balmorel là phù hợp. Hơn nữa, giả định tổn thất lưới điện trong Balmorel có thể đang để thấp từ 0,6% đến 1,4% so với ước tính của PSS/E (EREA và DEA, 2022a).

Lưu trữ

Lưu trữ sẽ đóng một vai trò quan trọng trong việc cân bằng hệ thống điện nhưng chỉ sau năm 2030 như trong Hình 6.7. Vị trí tối ưu của các hệ thống lưu trữ được thể hiện trong Hình 6.8 trong kịch bản NZ. Khu vực Tây Nguyên cần công suất pin lưu trữ lớn nhất, điều này có vẻ hợp lý vì Tây Nguyên có sản lượng điện gió và mặt trời cao hơn nhiều so với nhu cầu trong khu vực. Đông Nam Bộ và Nam Trung Bộ cũng có nhu cầu lớn về lưu trữ pin. Các khu vực này cũng có sự mất cân đối lớn giữa cung và cầu. Do đó, dường như hệ thống lưu trữ pin ở một mức độ nào đó sẽ thay thế việc xây dựng bổ sung đường dây truyền tải trong dài hạn.



Hình 6.8 Công suất lưu trữ lắp đặt tại mỗi khu vực trong kịch bản NZ vào năm 2035, 2040 và 2050

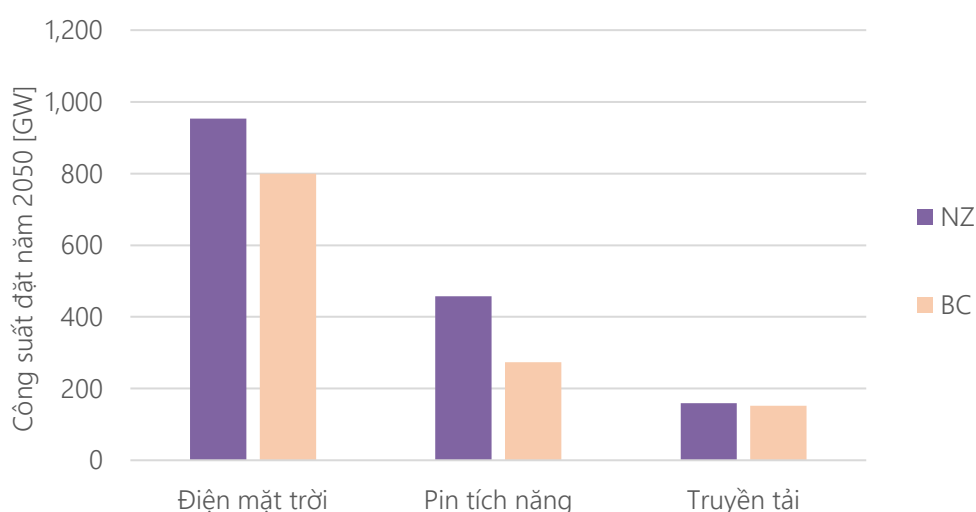
Tiềm năng thủy điện tích năng (PHS) chỉ là 10 GW trong khi tiềm năng của pin có thể coi là không giới hạn. PHS có tỷ lệ c (tỷ lệ năng lượng tích trữ (MWh) và công suất sạc/xả (MW)) bằng khoảng 10 và tỷ lệ này không thay đổi nhiều do các ràng buộc về địa lý và môi trường. Nhưng pin có thể được thiết kế tự do hơn với tỷ lệ c tối ưu nhất và tính năng này cũng được thể hiện trong mô hình. Bảng 6.1 cho thấy tỷ lệ c cho kịch bản BSL và NZ từ năm 2035 đến năm 2050. Có thể thấy rằng tỷ lệ c tối ưu vào năm 2035 là khoảng 2,5 trong khi về dài hạn, tỷ lệ này dao động trong khoảng từ 2,7 đến 5,1 trong các kịch bản. Điều này cho thấy tỷ lệ c cao hơn là tối ưu khi tỷ trọng

NLTT tăng lên. Bảng 6.1 cũng cho thấy PHS và công suất pin đều đang tăng dần, do đó hai yếu tố này có tính bổ trợ lẫn nhau. Nhưng phần lớn công suất lưu trữ là pin.

Bảng 6.1 Tỷ lệ sạc cho pin và PHS trong từng kịch bản từ 2035 đến 2050

Năm	Kịch bản	Pin			Thủy điện tích năng		
		Công suất biến tần (GW)	Công suất lưu trữ (GWh)	Tỷ lệ sạc	Công suất biến tần (GW)	Công suất lưu trữ (GWh)	Tỷ lệ sạc
2035	BSL	-	-	-	1	10	8,66
	GP	1	2	2,51	1	10	8,66
	NZ	5	11	2,51	1	10	8,66
2040	BSL	3	9	2,73	1	10	8,66
	GP	10	26	2,62	3	23	8,67
	NZ	140	678	4,84	9	83	9,33
2045	BSL	6	17	2,73	1	10	8,66
	GP	21	59	2,83	6	59	9,81
	NZ	331	1.619	4,89	9	83	9,33
2050	BSL	25	68	2,75	1	10	8,66
	GP	80	281	3,51	6	59	9,81
	NZ	457	2.324	5,08	9	83	9,33

Hầu hết các kịch bản đều có công suất pin lưu trữ cao trong dài hạn, nhưng hệ thống pin lưu trữ quy mô lớn là một công nghệ mới và chưa được sử dụng rộng rãi. Các thông số tài chính và kỹ thuật của công nghệ pin được cập nhật cho năm 2021 trong Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ điện năng Việt Nam (EREA & DEA, 2021a) nhưng dự báo vẫn có tính bất định. Do tính bất định liên quan đến dự báo giá của các công nghệ pin, EOR21 thực hiện phân tích độ nhạy dựa trên kịch bản NZ nhưng với chi phí pin cao hơn. Hình 6.9 cho thấy chi phí pin cao hơn dẫn đến giảm công suất đặt của hệ thống pin từ khoảng 460 GW xuống còn khoảng 270 GW. Điều này cũng dẫn đến giảm công suất điện mặt trời từ khoảng 950 GW xuống còn khoảng 800 GW.



Hình 6.9 Công suất đặt của điện mặt trời, pin tích năng và công suất truyền tải vào năm 2050 trong kịch bản NZ so với kịch bản NZ có chi phí pin tích năng cao hơn (BC).

Do việc thải bỏ pin có thể đi kèm với chi phí phát sinh nếu không có hệ thống tái chế thích hợp, chi phí phát sinh khoảng 0,02-0,03 triệu USD/MW là chi phí thải bỏ vào cuối vòng đời của pin.

Điều chỉnh nhu cầu phụ tải

Việc điều chỉnh nhu cầu phụ tải cũng có thể đóng vai trò nhất định trong việc cân bằng trong hệ thống năng lượng với mục tiêu phát thải ròng bằng không chủ yếu dựa vào điện từ NLTT. Những tiến bộ trong công nghệ truyền thông và điều khiển, sự phát triển của thị trường điện cùng với việc tăng tỷ trọng điện gió và điện mặt trời khiến cho việc điều chỉnh một số loại hình tiêu thụ theo sản lượng NLTT trở nên khả thi và ngày càng mang lại nhiều lợi ích. Hơn nữa, vì điện từ NLTT sẽ thúc đẩy quá trình chuyển đổi của các lĩnh vực khác bao gồm lĩnh vực vận tải và công nghiệp, nên cũng sẽ có các cơ hội mới cho giải pháp quản lý nhu cầu phụ tải. Xe điện trên khắp thế giới là một phần của hệ thống xe điện nối lưới (V2G), trong đó xe điện mang lại sự linh hoạt cho lưới điện bằng cách thay đổi thời gian sạc, điều chỉnh tốc độ sạc và cả giải pháp xuất điện lên lưới. Khi tỷ trọng xe điện tăng lên, tính linh hoạt cũng tăng lên. Về lâu dài, sản xuất khí hydro bằng điện phân (và sản xuất amoniac từ hydro) có thể cần triển khai trên quy mô lớn để chuyển đổi lĩnh vực vận tải hạng nặng (xem Chương 7. Giao thông). Vì hydro dễ lưu trữ hơn điện nên các chất điện phân cũng có thể cung cấp mức độ linh hoạt cao. Các hộ tiêu thụ điện công nghiệp khác cũng có thể có tiềm năng đóng góp vào tính linh hoạt.

Trong kịch bản NZ với ngành giao thông được tăng cường điện khí hóa, có khoảng 77 triệu xe điện với tổng dung lượng pin khoảng 2.600 GWh và tỷ lệ sạc/xả tối đa khoảng 550 GW vào năm 2050. Con số này thậm chí còn lớn hơn hệ thống lưu trữ pin quy mô lớn trong kịch bản NZ. Nếu có thể sử dụng chỉ một phần nhỏ của công suất lưu trữ này để cân bằng hệ thống điện cũng có thể làm giảm nhu cầu sử dụng hệ thống pin quy mô lớn. Xe điện không luôn có sẵn cho các dịch vụ cân bằng vì chúng không phải lúc nào cũng được kết nối với lưới điện và vì chủ sở hữu cần chúng được sạc đầy vào những thời điểm nhất định. Giả sử 20%, 30%, 40% xe điện tương ứng vào năm 2030, 2040, 2050 sẽ ra được sạc tại một thời điểm nhất định nhưng có thể hoãn sạc trong ngày sẽ giúp giảm 16 GW nhu cầu phụ tải của các xe điện theo kịch bản NZ vào năm 2050. Công suất điều chỉnh được giả định cao hơn vì nhiều người có thể có xu hướng sạc thêm cho xe của họ, dẫn đến mức tối đa là 51 GW. Các giả định tương tự cũng được đưa ra đối với lĩnh vực công nghiệp nhưng với mức điều chỉnh linh hoạt thấp hơn, khoảng 13 GW nhu cầu phụ tải có thể dịch chuyển trong ngày.

Ví dụ về điều chỉnh nhu cầu được thể hiện ở Hình 6.2 cho kịch bản BSL vào năm 2035. Tổng tiềm năng điều chỉnh khả dụng trong tất cả các kịch bản được thể hiện trong Hình 6.7.

Các tiền đề để hiện thực hóa quản lý nhu cầu phụ tải linh hoạt bao gồm cung cấp cơ chế khuyến khích và phát triển các tiêu chuẩn liên lạc và điều khiển. Do đó, thị trường bán buôn cần phải được phát triển để hỗ trợ điều chỉnh nhu cầu. Hơn nữa, các thị trường dịch vụ phụ trợ cũng cần được phát triển để hỗ trợ sự tham gia vào dịch vụ điều chỉnh nhu cầu.

6.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

Cần sớm có biện pháp tăng cường và phát triển hệ thống truyền tải điện

Theo số liệu hiện có, nguồn tài nguyên NLTT tốt nhất nằm ở các khu vực phía Nam trong khi các trung tâm phụ tải lại nằm xung quanh Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh. Do đó để đạt các cam kết về phát thải, cần phát triển toàn diện hệ thống truyền tải. Công suất truyền tải liên vùng tăng thêm 12 GW vào năm 2030 là cần thiết trong tất cả các kịch bản, tương ứng với khoảng 40% công suất truyền tải vào năm 2020. Hơn nữa, để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, tổng công suất truyền tải liên vùng cần có của hệ thống là khoảng 160 GW, gấp 5-6 lần công suất năm 2020. Các đường dây truyền tải cần có bao gồm đường dây truyền tải cao áp một chiều (HVDC) từ Trung Trung Bộ và Nam Trung Bộ đến Bắc Bộ, với khả năng truyền tải công suất lần lượt là 39 GW và 18 GW.

Chuẩn bị sẵn sàng cho hệ thống lưu trữ đóng vai trò quan trọng từ năm 2035

Để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, hệ thống cần khoảng 450 GW công suất lưu trữ, nhưng chỉ sau năm 2030 mới cần đến pin lưu trữ quy mô lớn và giải pháp này mới hiệu quả về chi phí. Chi phí pin trong tương lai có tính bất định và nếu cao hơn 150% so với dự kiến, lượng pin lưu trữ cần thiết sẽ vào khoảng

270 GW và cơ cấu nguồn tối ưu sẽ là khoảng 150 GW điện mặt trời được thay thế bằng 50 GW điện gió và 23 GW điện hạt nhân.

Đảm bảo các nhà máy nhiệt điện mới và đang vận hành có thể vận hành linh hoạt

Các nhà máy nhiệt điện sẽ đóng một vai trò khác trong quá trình chuyển đổi sang hệ thống điện phát thải ròng bằng không, không còn chạy tải nền mà là vai trò để tích hợp NLTT với hệ số công suất thấp hơn nhiều. Do đó, các nhà máy nhiệt điện mới và nhà máy được cải tạo phải trở nên linh hoạt hơn về tốc độ tăng giảm công suất, tải tối thiểu và thời gian khởi động.

Cơ chế huy động theo giá chào tối ưu theo giờ được giả định trong các phân tích. Điều này thường đạt được với thị trường điện bán buôn. Do đó, cần tránh ký mới các hợp đồng giá cố định với các thỏa thuận sản lượng phát tối thiểu. Thay vào đó, các nhà máy điện cần bán điện và dịch vụ trên thị trường điện.

Điều chỉnh nhu cầu phụ tải

Việc tích hợp hiệu quả các nguồn NLTT biến đổi cũng cần bao gồm giải pháp điều chỉnh nhu cầu phụ tải, đặc biệt là từ xe điện trong ngắn hạn và nhiên liệu điện phân trong dài hạn. Xe điện có thể sạc linh hoạt mà không ảnh hưởng đến sự thuận tiện và có thể có tổng công suất sạc/xả là 5-600 GW, do đó, vượt xa so với các loại pin tích năng quy mô lớn.

Nếu không thực hiện được cơ chế sạc linh hoạt sẽ dẫn đến nguy cơ quá tải lưới điện cục bộ và tăng nhu cầu về các biện pháp cân bằng hệ thống khác. Hơn nữa, cơ sở hạ tầng và tiêu chuẩn liên lạc và điều khiển là những điều kiện tiên quyết và phải có khi bắt đầu quá trình chuyển đổi nhiên liệu của ngành giao thông vận tải.

Thị trường dịch vụ phụ trợ

Để đảm bảo cân bằng hệ thống điện có hiệu quả về chi phí, thị trường dịch vụ phụ trợ phải được triển khai càng sớm càng tốt. Thị trường dịch vụ phụ trợ nên có tính trung lập về công nghệ và cho phép sự tham gia của tất cả các loại công nghệ sản xuất điện cũng như các hệ thống lưu trữ và điều chỉnh nhu cầu. Chế độ chi trả phải đảm bảo hấp dẫn, ví dụ như dựa vào cấu phần chi phí trong khoản thanh toán công suất và kích hoạt trên cơ chế lựa chọn theo giá chào.





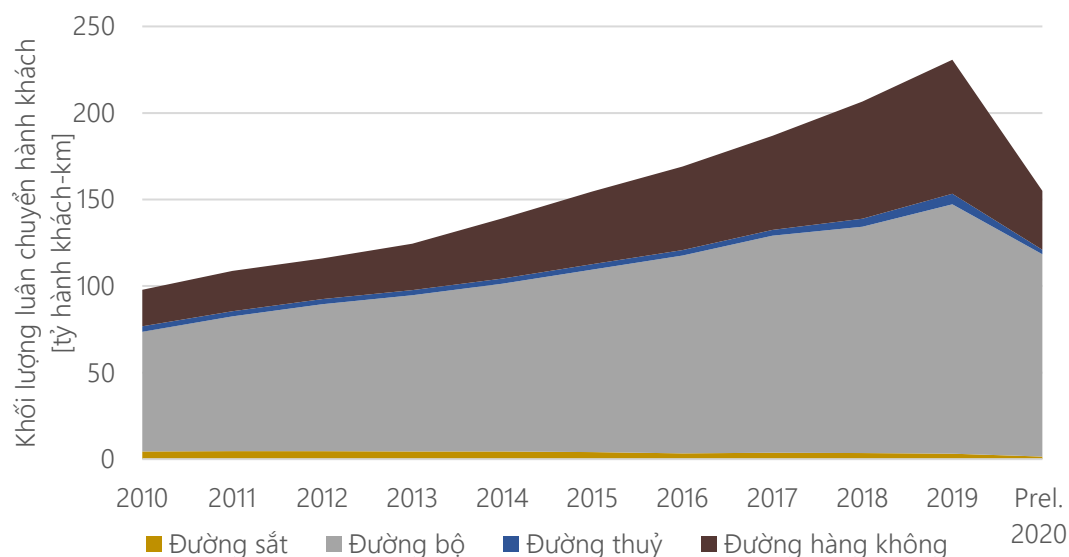
7

Giao thông

7. Giao thông

7.1 Hiện trạng và xu hướng

Hầu hết hoạt động vận tải hành khách nội địa ở Việt Nam hiện nay là vận tải đường bộ và hàng không. Vận tải đường sắt và tàu thủy chỉ đóng một vai trò khiêm tốn. Vận tải hành khách đã tăng trưởng đều đặn trong mười năm qua mặc dù đã giảm mạnh vào năm 2020 do đại dịch COVID-19 như trong Hình 7.1. Tổng vận chuyển hành khách dự kiến sẽ vượt 800 tỷ lượt khách-km⁴ đến năm 2030, tăng hơn 5 lần chỉ trong 10 năm.



Hình 7.1 Lưu lượng hành khách theo loại hình giao thông (Nguồn: Niên giám thống kê, Tổng cục Thống kê)

Vận tải hàng hóa nội địa chủ yếu được thực hiện bằng tàu biển và đường bộ như trong Hình 7.2. Vận tải hàng hóa cũng tăng trưởng ổn định ngoại trừ năm 2020 do ảnh hưởng của đại dịch. Tốc độ tăng trưởng thấp hơn so với vận tải hành khách.

Nguồn cung năng lượng cho ngành giao thông vận tải ở Việt Nam chiếm 23% tổng nguồn cung năng lượng sơ cấp vào năm 2020. Ngày nay, ngành này hầu như chỉ sử dụng các sản phẩm dầu mỏ và do đó, chiếm khoảng 85% tổng tiêu thụ dầu mỏ sử dụng ở Việt Nam. Lĩnh vực giao thông vận tải chiếm khoảng 15% lượng khí thải CO₂ không kể các chất gây ô nhiễm khác và là ngành gây ra mức độ ô nhiễm không khí đáng kể, ảnh hưởng tiêu cực đến sức khỏe người dân.

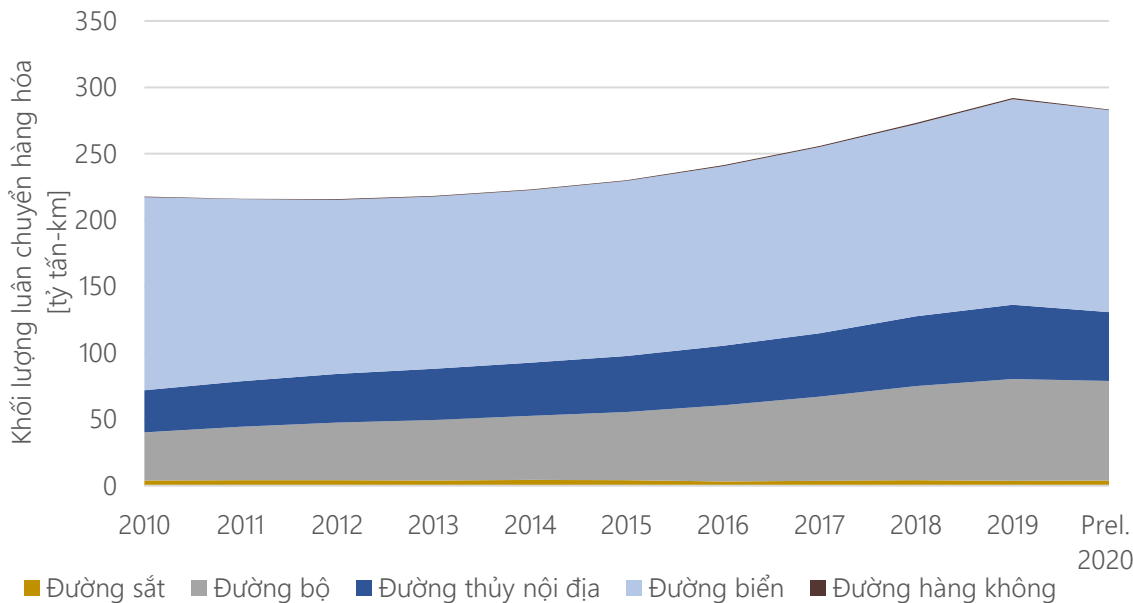
Ngành giao thông vận tải hiện đang phải đối mặt với một số thách thức, có thể tóm tắt thành ba nhóm:

- Tắc nghẽn giao thông ở các thành phố. Hiện nay, xe máy là phương tiện giao thông đường bộ chính ở các thành phố lớn. Khi thu nhập của người dân tăng lên, nhiều người có xu hướng chuyển từ xe máy sang ô tô. Điều này có thể tạo ra gánh nặng lớn cho hệ thống giao thông ở các thành phố vốn đã thường xuyên bị tắc nghẽn. Các lựa chọn giao thông công cộng tốt hơn có thể làm giảm bớt gánh nặng này. Ngày nay, tất cả các thành phố lớn đều có mạng lưới xe buýt rộng khắp và tuyến đường sắt đô thị chạy điện đầu tiên của cả nước đã khai trương vào đầu năm nay tại Hà Nội và sẽ có thêm nhiều tuyến đường sắt đô thị chạy điện được triển khai trong 10 năm tới.
- Ô nhiễm không khí. Các thành phố lớn của Việt Nam đang có tỷ lệ ô nhiễm không khí cao đáng báo động, ảnh hưởng nghiêm trọng đến sức khỏe người dân. Ngành giao thông vận tải là một ngành đóng góp đáng kể vào vấn đề này bên cạnh ngành điện, lĩnh vực công nghiệp và dân dụng. Một số giải pháp

⁴Theo kết quả của TIMES (813 tỷ lượt khách-km)

tiềm năng cho vấn đề này có thể gồm áp dụng tiêu chuẩn hiệu suất cao hơn, bộ lọc bụi hạt, điện khí hóa, tăng cường phương tiện giao thông công cộng.

- Sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu và tác động của khí hậu. Nhu cầu vận tải đang gia tăng nhanh chóng và nếu ngành giao thông sử dụng nhiên liệu là các sản phẩm dầu, tác động đối với khí hậu sẽ ngày càng cao, đồng thời gia tăng sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu. Một giải pháp tiềm năng cho vấn đề này là tăng cường điện khí hóa ngành giao thông vận tải và sử dụng nhiên liệu điện phân cho những lĩnh vực khó điện khí hóa, chủ yếu là hàng không và vận tải biển.



Hình 7.2 Lưu lượng hàng hóa theo loại hình vận tải (Nguồn: Niên giám thống kê, Tổng cục Thống kê)

7.2 Triển vọng chuyển đổi nhiên liệu trong lĩnh vực giao thông

Nhu cầu năng lượng cuối cùng và phát thải CO₂ của ngành giao thông vận tải

Hiện nay, ngành giao thông vận tải là một trong những nguồn phát thải CO₂ chính ở Việt Nam, do cả lĩnh vực vận tải hành khách lẫn hàng hóa vẫn phụ thuộc chủ yếu vào nhiên liệu hóa thạch. Theo dự báo tăng trưởng chung của Việt Nam, nhu cầu dịch vụ vận tải dự kiến sẽ tăng đáng kể vào năm 2050 so với mức năm 2020. Nếu nguồn cung cấp năng lượng chủ yếu vẫn là dầu, lượng phát thải CO₂ sẽ tăng với tốc độ tương tự.

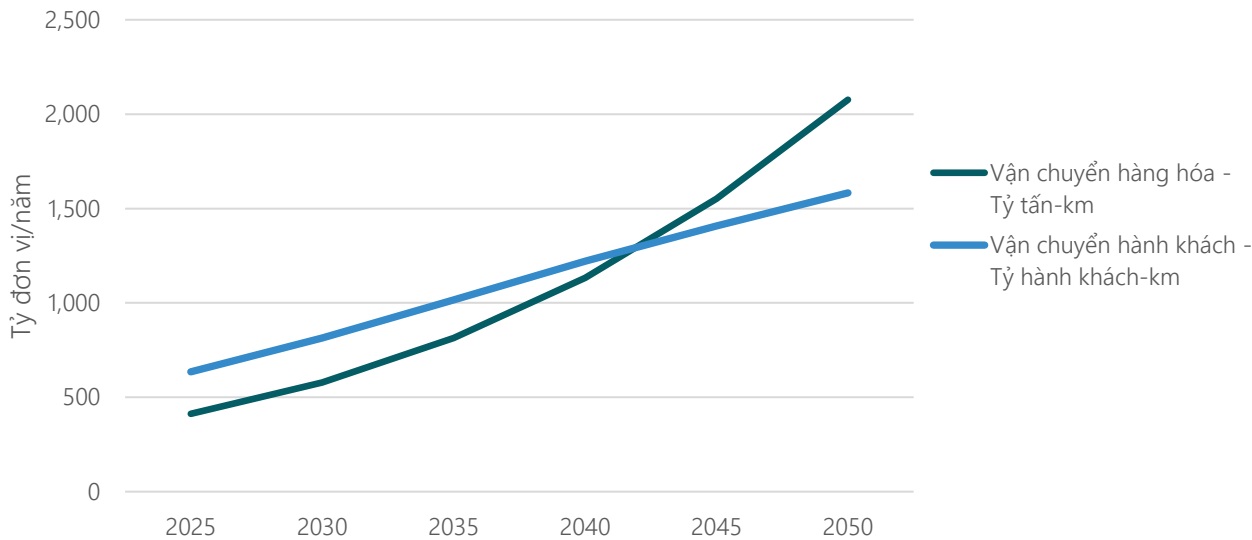
Nhu cầu vận tải hành khách được dự báo sẽ tăng theo cấp số nhân, ở mức 3,5 lần vào năm 2050, trong khi nhu cầu vận tải hàng hóa được dự báo sẽ tăng theo cấp số nhân, ở mức 7 lần vào năm 2050, như được trình bày trong Hình 7.3. Nhu cầu dịch vụ trong vận tải hành khách và hàng hóa tăng trưởng không đồng đều. Đáng chú ý nhất, nhu cầu dịch vụ lớn nhất là vận tải hành khách bằng ô tô và vận tải hàng hóa ven biển. Mức tăng trưởng tương ứng của hai lĩnh vực này vào năm 2050 so với năm 2020 lần lượt là 8,5 và 6,9 lần. Các dự báo về nhu cầu dịch vụ năng lượng tương tự đối với vận tải hành khách được sử dụng trong các kịch bản chính, trong khi các kịch bản GT và NZ đưa ra sự chuyển đổi phương thức từ vận tải hàng hóa ven biển và nội địa, xe tải và xe thương mại hạng nhẹ sang vận tải đường sắt điện khí hóa.

Chương này mô tả ba kịch bản phát triển của ngành giao thông vận tải:

- Kịch bản BSL dựa trên các chính sách hiện hành, không có sự thay đổi hoặc can thiệp phương thức ngoại sinh trong lĩnh vực giao thông vận tải. Đây là kịch bản BSL, sử dụng trong so sánh.
- Kịch bản Giao thông xanh (GT) thể hiện kết quả của việc thực hiện khuyến nghị về các mục tiêu chính sách cụ thể trong lĩnh vực giao thông nhằm hướng tới một ngành giao thông thân thiện với môi trường

hơn ở Việt Nam. Các mục tiêu đã thực hiện bao gồm tỷ lệ điện khí hóa của giao thông công cộng và vận tải hàng hóa cao hơn cũng như tỷ lệ sử dụng giao thông công cộng cao hơn ở Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh. Bảng 7.1 trình bày tổng quan về các mục tiêu liên quan đến lĩnh vực giao thông vận tải. Các nhu cầu dịch vụ giao thông được xác định cho từng công nghệ, chẳng hạn như bằng ô tô, xe máy hoặc vận tải hàng hóa bằng đường sắt; mô hình không tối ưu hóa về lựa chọn phương thức và mọi thay đổi phương thức giao thông đều là đầu vào bên ngoài. Tỷ lệ điện khí hóa của các công nghệ giao thông được áp dụng ở mức tối thiểu.

- Kịch bản phát thải ròng bằng không (NZ) bao gồm các giả định tương tự như GT và mục tiêu đạt mức phát thải KNK ròng bằng không vào năm 2050.



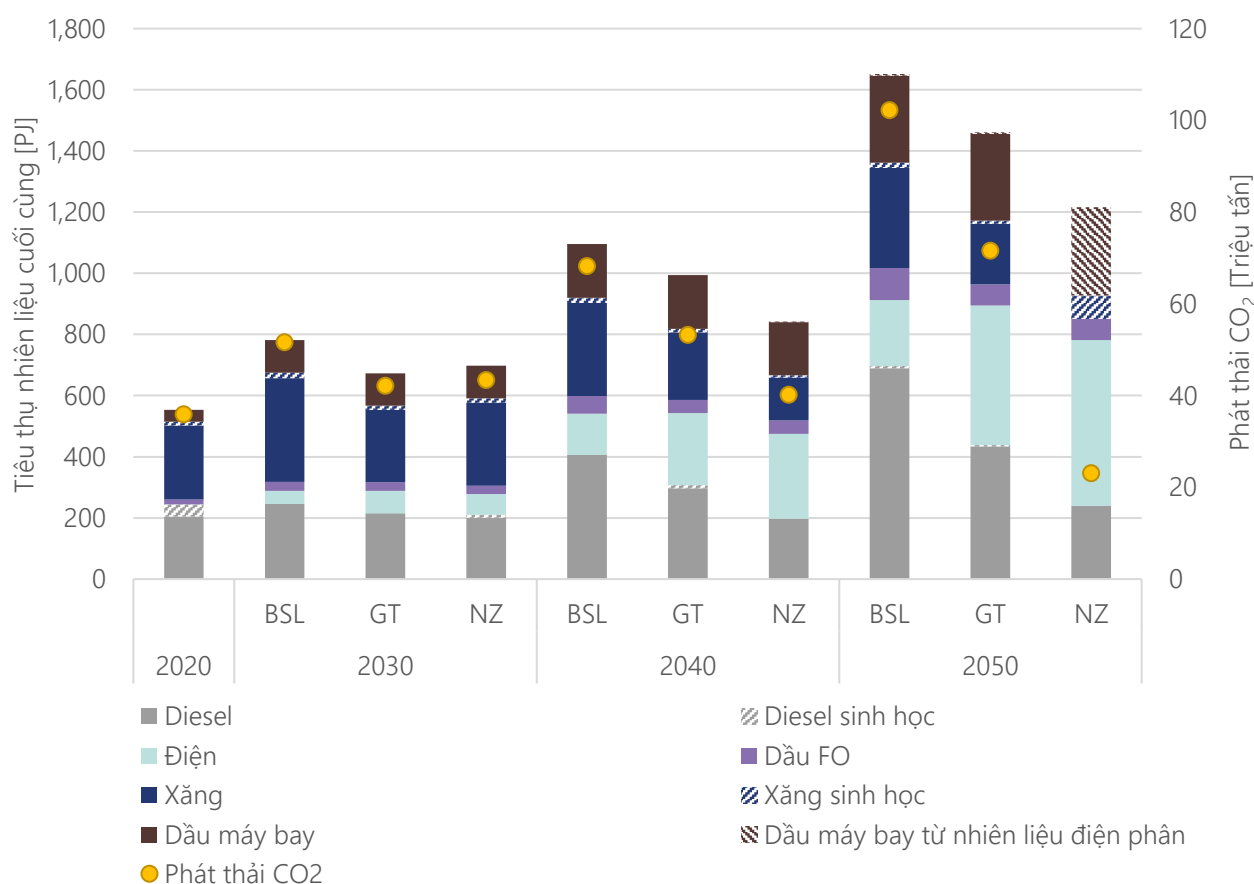
Hình 7.3 Nhu cầu vận tải hành khách và hàng hóa dự kiến trong kịch bản BSL

Bảng 7.1 Các giả định ngoại sinh trong kịch bản GT

Vận tải hành khách			
	Xe máy	không đăng ký xe máy xăng mới ⁵ tối thiểu 30% xe máy điện	từ 2030 từ 2030
	Ô tô	tối thiểu 75% ô tô đăng ký mới là xe điện	đến 2050
	Xe buýt	tối thiểu 90% xe buýt mới được điện khí hóa	đến 2050
	Tàu hỏa	tối thiểu 57% phương tiện giao thông đường sắt được điện khí hóa	đến 2050
	Chuyển đổi phương thức	70% phương tiện xe máy được chuyển sang tàu điện	đến 2050
Vận tải hàng hóa			
	Tàu hỏa	tối thiểu 35% vận tải tàu hỏa được điện khí hóa	đến 2050
	Xe tải	tối thiểu 90% xe tải mới được điện khí hóa	đến 2050
	Chuyển đổi phương thức	35% vận tải hàng hóa bằng tàu điện	đến 2050
Nhu cầu điện của ngành giao thông			
	Nhu cầu điện bổ sung của ngành giao thông được đáp ứng bằng nguồn NLTT		tất cả các năm

⁵Ràng buộc này được áp dụng cho tất cả các kịch bản

Hình 7.4 cho thấy mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng (FEC) được chia theo các loại nhiên liệu và lượng phát thải CO₂ từ lĩnh vực giao thông vận tải trong ba kịch bản mục tiêu. Vào năm 2020, lĩnh vực vận tải chủ yếu sử dụng dầu diesel và xăng, chiếm 81% tổng FEC. Vào năm 2030, sự gia tăng nhu cầu vận tải trong kịch bản BSL chủ yếu được đáp ứng bằng dịch vụ vận tải sử dụng xăng, nhưng do nhu cầu hàng không tăng và tỷ lệ thâm nhập của dầu máy bay cao hơn, tỷ trọng xăng và dầu diesel giảm dần. Kịch bản NZ và GT tương tự nhau vào năm 2030 đều sử dụng ít xăng, dầu diesel hơn và nhiều điện hơn dẫn đến lượng khí thải CO₂ ít hơn khoảng 18% so với kịch bản BSL.



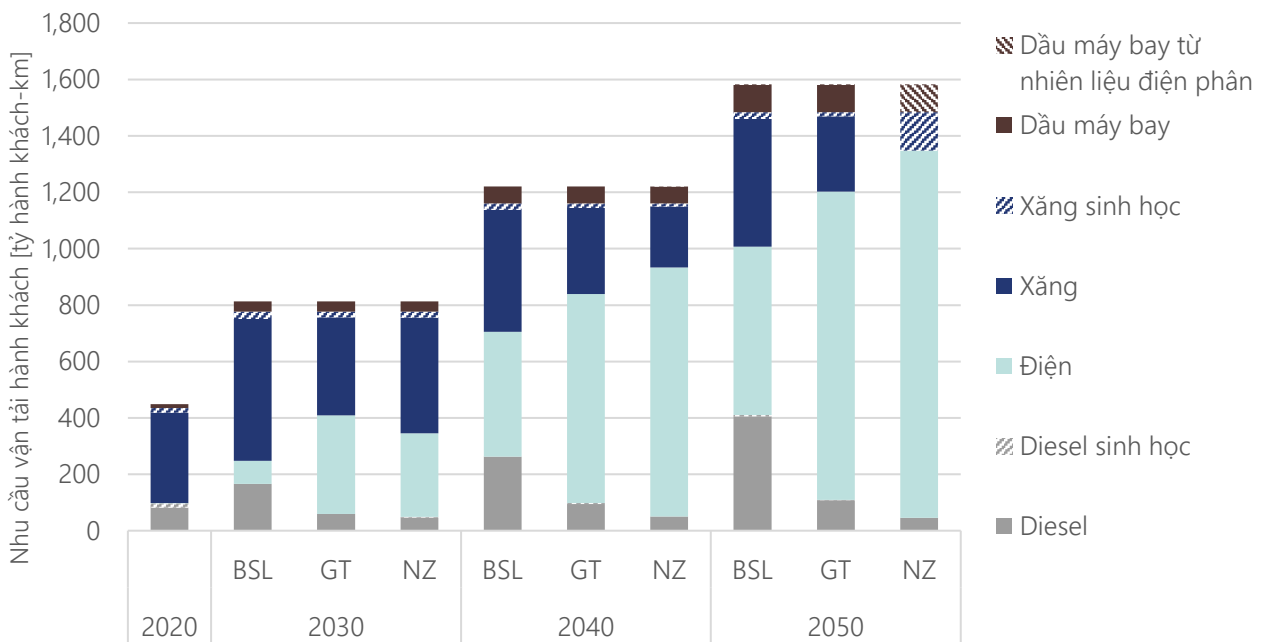
Hình 7.4 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng và phát thải CO₂ (trục tung bên phải) của ngành giao thông vận tải

Mặc dù tiêu thụ dầu máy bay và điện đều tăng, và tiêu thụ xăng giảm trong cả ba kịch bản đã trình bày, nhưng sự khác biệt giữa các kịch bản trở nên rõ ràng hơn vào năm 2040 - tiêu thụ dầu diesel tăng hơn 65% trong kịch bản BSL, trong khi lại giữ ổn định trong kịch bản NZ. Hơn nữa, mức tiêu thụ điện tăng mạnh nhất trong kịch bản NZ, hơn 4 lần từ năm 2030 đến 2040. Cuối cùng, FEC vào năm 2050 hoàn toàn khác trong các kịch bản đã phân tích - 62% FEC trong kịch bản BSL vẫn được cung cấp bởi xăng và dầu diesel, 31% FEC trong kịch bản GT được cung cấp bởi điện trong khi phần còn lại dựa vào nhiên liệu hóa thạch. Kịch bản NZ vào năm 2050 chủ yếu là điện (45% FEC) và nhiên liệu sinh học (30% FEC), với 23 triệu tấn CO₂, lượng phát thải còn lại là do dầu nhiên liệu trong lĩnh vực vận tải biển. Điều này có nghĩa là kịch bản NZ không hoàn toàn phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng không của Chính phủ Việt Nam. Các biện pháp giảm thiểu cần bổ sung để đạt được mức phát thải ròng bằng không cho ngành vận tải biển được nêu trong Chương 3. Con đường hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không.

Theo Hình 7.4, nếu các hành động thích hợp được thực hiện, FEC có thể tăng thấp hơn nhiều so với nhu cầu dịch vụ hành khách và hàng hóa tăng lần lượt là 3,5 và 6,9 lần trong giai đoạn 2020-2050. Điều này là nhờ sử dụng phương tiện vận tải hiệu quả hơn và quá trình điện khí hóa. Nhiên liệu sinh học dường như không tiết kiệm chi phí và được sử dụng chủ yếu ở những lĩnh vực không thể điện khí hóa nhưng vẫn phải đạt được các mục tiêu giảm phát thải. Sử dụng điện trực tiếp tăng từ mức gần bằng không vào năm 2020 lên từ 13% ở BSL đến 45% tiêu thụ năng lượng cuối cùng ở kịch bản NZ vào năm 2050.

Vận tải hành khách

Hình 7.5 thể hiện nhu cầu vận tải hành khách theo loại nhiên liệu. Đồ thị này bao gồm các phương tiện giao thông công cộng và cá nhân, cụ thể là ô tô, xe máy, xe buýt, tàu hỏa, tàu thủy và hàng không. Khối lượng xăng giảm trong tất cả các kịch bản, điện khí hóa và lượng tiêu thụ trong lĩnh vực hàng không tăng trong tất cả các kịch bản. Nhiên liệu sinh học dường như là lựa chọn chuyển đổi nhiên liệu tốn kém và chỉ được sử dụng vào năm 2050 trong kịch bản NZ để thay thế dầu máy bay (dầu hỏa sinh học) và xăng cho xe tay ga và xe máy (xăng sinh học). Đường sắt đô thị chạy điện có vai trò không đáng kể trong kịch bản BSL, nhưng cung cấp dịch vụ giao thông cho hơn 150 triệu hành khách-km trong kịch bản NZ và GT vào năm 2050.



Hình 7.5 Nhu cầu vận tải hành khách theo loại nhiên liệu

Hình 7.6 trình bày sự khác nhau về nhu cầu vận tải hành khách của kịch bản BSL và GT, và giữa kịch bản BSL và NZ, theo loại nhiên liệu và phương thức vận tải. Đường sắt không được đưa vào Hình 7.5 vì không có sự khác biệt rõ ràng so với kịch bản BSL, trong khi ô tô và xe tải được nhóm chung thành nhóm ô tô để phản ánh rõ hơn sự khác biệt. Sự thay đổi phương thức mang tính chất ngoại sinh, tức là nó không được mô hình tối ưu hóa. Quy mô tối ưu hóa trong lĩnh vực vận tải là sự lựa chọn thiết bị vận tải dựa trên nhiên liệu sử dụng, chẳng hạn như ô tô chạy bằng điện, nhiên liệu hóa thạch hoặc nhiên liệu sinh học.

Nhu cầu vận tải hành khách cá nhân được đáp ứng bằng ô tô và xe máy. Hiện có khoảng 50 triệu xe máy tại Việt Nam nhưng dự kiến sẽ tăng khoảng 56% vào năm 2050 trong kịch bản BSL không cấm xe máy. Sự gia tăng dự kiến về nhu cầu vận tải được đáp ứng bằng xe máy trong các kịch bản GT và NZ chỉ là 28% do sự chuyển dịch phương thức ngoại sinh đối với tàu điện tại Thành phố Hồ Chí Minh và Hà Nội. Xe máy điện sẽ có khả năng cạnh tranh từ năm 2030 theo kịch bản BSL nhưng không đến mức có thể kỳ vọng 30% thị phần xe máy mới vào năm đó, cũng như mục tiêu của kịch bản GT. Trong kịch bản NZ vào năm 2050, 60% xe máy là xe máy điện và 40% còn lại sử dụng xăng sinh học.

Khối lượng vận chuyển bằng ô tô dự kiến sẽ tăng hơn 8 lần vào năm 2050 và ô tô điện sẽ có sức cạnh tranh từ năm 2030. Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không năm 2050, hầu như tất cả ô tô phải sử dụng điện vào năm 2050. Việc sử dụng nhiên liệu sinh học là không đáng kể trong kịch bản BSL và kịch bản GT, trong khi nhiên liệu sinh học không được sử dụng để cung cấp nhiên liệu cho ô tô trong kịch bản NZ trong suốt giai đoạn phân tích.

Tỷ trọng xe ô tô và xe máy sử dụng điện vào năm 2050 lần lượt là 31%, 65% và 84% trong kịch bản BSL, GT và NZ. Điều này cho thấy cần tăng cường điện khí hóa xe khách tư nhân ở mức cao hơn so với kịch bản GT để đáp ứng mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 một cách hiệu quả nhất về chi phí. Việc chuyển đổi

phương thức đối với phương tiện giao thông công cộng trong tất cả các kịch bản, chẳng hạn như xe buýt và xe khách, đóng vai trò quan trọng trong việc kiểm soát mức tiêu thụ nhiên liệu.



Hình 7.6 Chênh lệch nhu cầu vận tải hành khách so với kịch bản BSL theo phương thức vận tải và loại nhiên liệu

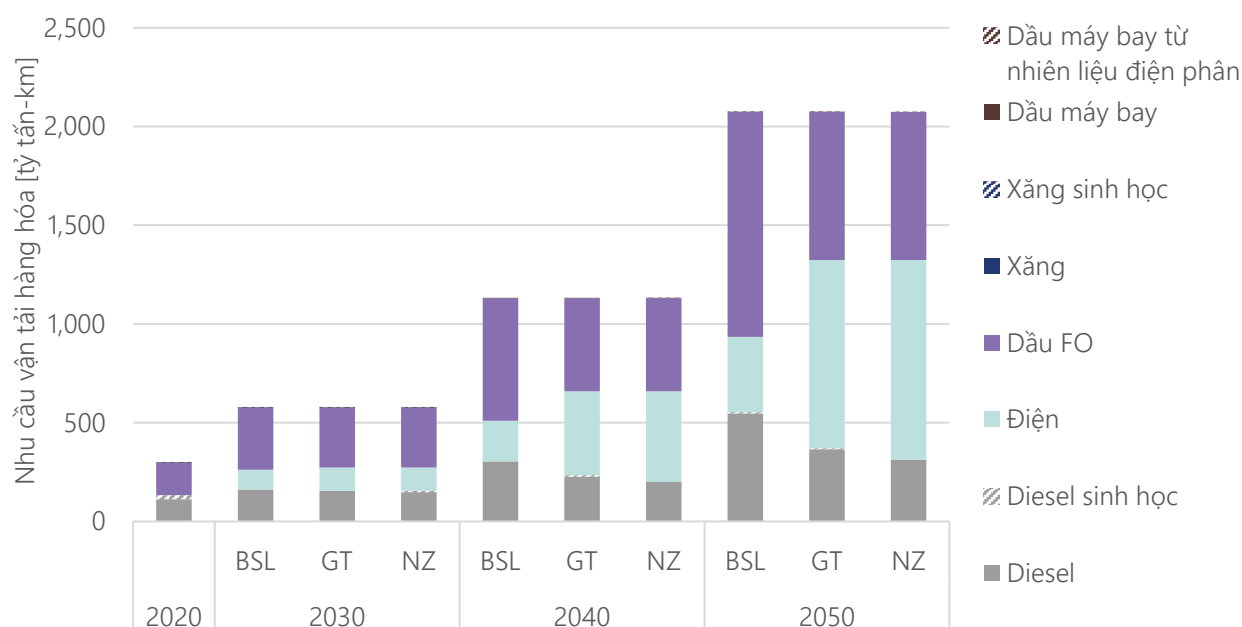
Nhu cầu vận tải hành khách trong các thành phố dự kiến sẽ tăng khoảng 5 lần từ năm 2020 đến năm 2050. Hiện tại, hầu hết phương tiện giao thông công cộng là xe buýt chạy bằng động cơ diesel. Diesel sẽ tiếp tục là nhiên liệu chủ đạo của xe buýt trong kịch bản BSL. Tỷ lệ xe buýt điện theo tính toán trong kịch bản GT sẽ đạt 66% vào năm 2050, nhưng để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không năm 2050, hầu như toàn bộ xe buýt phải sử dụng điện từ năm 2040. Các thành phố lớn ở Việt Nam đang quy hoạch mạng lưới đường sắt đô thị chạy điện và tuyến đường sắt đô thị chạy điện đầu tiên ở Việt Nam đã được khai trương tại Hà Nội vào mùa thu năm 2021. Trong kịch bản GT và NZ, việc chuyển hướng sang tàu điện sẽ làm tăng tỷ lệ điện khí hóa.

Nhu cầu hàng không nội địa dự kiến sẽ tăng hơn 7 lần vào năm 2050 trong khi vận tải xà lan dự kiến sẽ tăng gần 4 lần. Máy bay sử dụng nhiên liệu dầu máy bay trong tất cả các kịch bản trong suốt giai đoạn phân tích, ngoại lệ duy nhất là kịch bản NZ vào năm 2050, dầu máy bay được thay thế bằng dầu máy bay từ nhiên liệu điện phân. Phà sử dụng dầu diesel trong tất cả các kịch bản, do đó, không phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng không. Phà chạy điện cho tuyến đường ngắn đã được đưa vào hoạt động ở nhiều quốc gia hiện nay và dự kiến sẽ tăng lên trong tương lai. Amoniac là một lựa chọn nhiên liệu thay thế cho cả phà chạy tuyến đường ngắn và đường dài. Thông tin chi tiết về lộ trình hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không đối với phương tiện phà có trong Chương 3. Con đường hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không.

Vận tải hàng hoá

Hình 7.7 cho thấy nhu cầu vận tải hàng hóa chia theo loại nhiên liệu, bao gồm tất cả các phương thức vận tải hàng hóa, cụ thể là đường sắt, đường bộ và đường thủy. Nhu cầu vận tải hàng hóa tăng gấp bảy lần dẫn đến tăng tiêu thụ diesel, điện và dầu nhiên liệu trong tất cả các kịch bản từ năm 2020 đến năm 2050. Tỷ trọng diesel giảm, trong khi tỷ trọng điện tăng trong tất cả các kịch bản, và lên đến mức 48% trong kịch bản NZ. Trong kịch bản NZ, vào năm 2050, xe tải và đường sắt sẽ sử dụng điện hoàn toàn trong khi tàu thủy vẫn chạy bằng nhiên liệu dầu. Kết quả này không phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng không; thông tin chi tiết về giải pháp để đạt được mức phát thải bằng không trong lĩnh vực vận tải, chẳng hạn như sử dụng amoniac, được trình bày trong

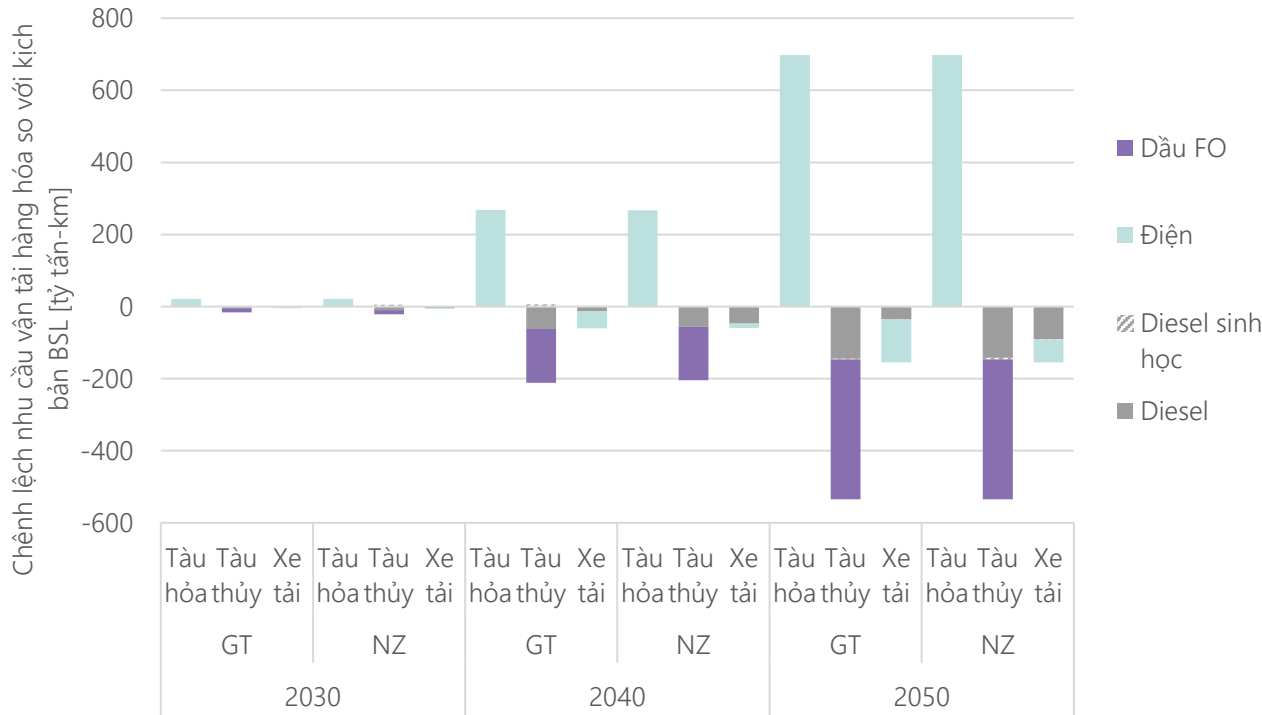
Chương 3. Con đường hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không. Nhiên liệu sinh học và nhiên liệu điện phân không phải là một phần của giải pháp tối ưu về chi phí cho lĩnh vực vận tải thủy.



Hình 7.7 Nhu cầu dịch vụ vận chuyển hàng hóa chia theo loại nhiên liệu

Hình 7.8 trình bày sự khác nhau về nhu cầu vận tải hàng hóa giữa kịch bản BSL và kịch bản GT và giữa kịch bản BSL và kịch bản NZ theo nhiên liệu và phương thức vận tải. Hiện nay, 78% vận tải hàng hóa nội địa là vận tải biển và 22% là vận tải đường bộ. Đường sắt điện khí hóa có nhiều tiềm năng tiếp nhận một phần nhu cầu vận tải hàng hóa ngày càng tăng. Hàng không hiện không được sử dụng để vận chuyển hàng hóa nội địa và cũng không được coi là giải pháp phù hợp trong tương lai.

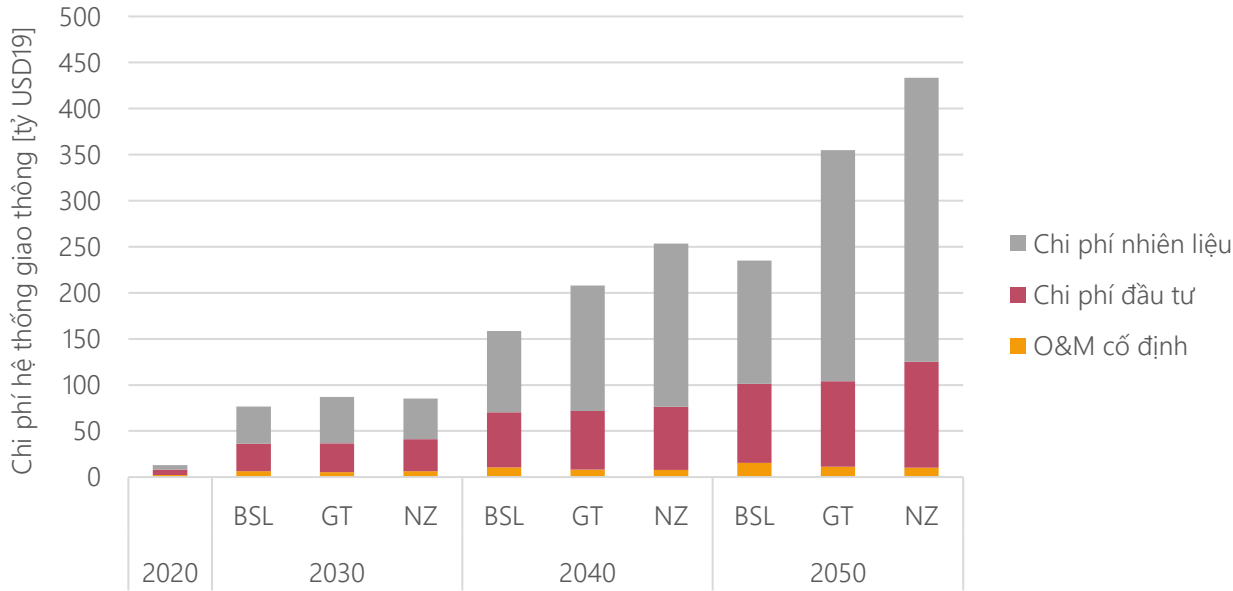
Kết quả từ tất cả các kịch bản đều khá giống nhau vào năm 2030, những khác biệt chính xảy ra sau giai đoạn này. Đối với vận tải hành khách, sự thay đổi phương thức vận chuyển hàng hóa là ngoại sinh, tức là không được mô hình tối ưu hóa. Quy mô tối ưu hóa trong lĩnh vực vận tải là sự lựa chọn thiết bị vận tải dựa trên nhiên liệu sử dụng. Kết quả bị ảnh hưởng bởi sự chuyển đổi phương thức ngoại sinh từ xe tải và tàu thủy sang đường sắt từ năm 2035 đến năm 2050. Nguồn nhiên liệu chính cho đường sắt là điện, chiếm lần lượt trên 94% và 96% nhu cầu vận tải hàng hóa bằng đường sắt vào năm 2040 và 2050 ở cả kịch bản NZ và GT. Vận tải bằng tàu thủy là một phương thức vận tải hàng hóa hiệu quả về chi phí và sẽ phát triển trong tất cả các kịch bản, nhưng ở mức độ cao hơn trong kịch bản BSL so với các kịch bản GT và NZ do trong BSL số lượng tàu hoả vận tải hàng hoá ít hơn. Như đã đề cập ở trên, các mô hình trong EOR21 không cung cấp giải pháp thay thế về nhiên liệu tái tạo cho lĩnh vực vận chuyển, lĩnh vực này sẽ sử dụng dầu diesel và dầu nhiên liệu trong tất cả các kịch bản. Xe tải hiện đang sử dụng nhiên liệu là dầu diesel nhưng từ năm 2025, xe tải điện sẽ cạnh tranh hơn và thị phần xe tải điện tăng lên đáng kể. Xe tải chạy bằng nhiên liệu diesel cũng sẽ tăng chậm lại từ năm 2025 trong kịch bản BSL nhưng trong kịch bản GT và NZ, tỷ trọng xe tải điện sẽ đạt trên 94% từ năm 2040.



Hình 7.8 Chênh lệch nhu cầu vận tải hàng hóa so với kịch bản BSL, chia theo phương thức vận tải và loại nhiên liệu

Chi phí của ngành giao thông vận tải

Chi phí của các kịch bản BSL, GT và NZ được trình bày trong Hình 7.9. Chi phí biên nhiên liệu (đơn giá) trong kịch bản NZ gần cuối giai đoạn phân tích trở nên lớn đến mức không thực tế do hạn chế về tài nguyên. Do đó, thay vì trình bày đơn giá từ kịch bản NZ, Hình 7.9 được trình bày với chi phí biên nhiên liệu từ kịch bản GT.



Hình 7.9 Chi phí hàng năm của hệ thống giao thông

Chi phí của ngành giao thông tăng trưởng trong tất cả các kịch bản do nhu cầu vận tải tăng lên. Vào năm 2030, chi phí tương tự nhau trong cả ba kịch bản; tuy nhiên, chi phí thấp nhất trong kịch bản BSL và cao nhất trong kịch bản NZ.

bản GT. Chi phí cao nhất trong kịch bản GT do sự chuyển đổi mạnh nhất từ xe máy xăng sang xe máy điện. Năm 2050, chi phí lớn nhất là ở kịch bản NZ do mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 và việc chuyển đổi mạnh mẽ xe tải và xe buýt sang xe điện. Xu hướng này tiếp tục đến năm 2050, tất cả xe buýt, hầu như toàn bộ ô tô và đường sắt đô thị đều chuyển đổi sang sử dụng điện. Chi phí nhiên liệu cao trong kịch bản GT và NZ phản ánh nhu cầu vận tải tăng, tỷ lệ điện khí hóa cao trong vận tải hành khách và giá điện cao. Chi phí đầu tư phản ánh chi phí của thiết bị vận tải, do đó sự chênh lệch chi phí đầu tư là do các phương tiện mới và hạ tầng sạc điện.

7.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

Cần sớm hành động chuyển đổi nhiên liệu và điện khí hóa lĩnh vực giao thông vận tải để có thể đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Điều này sẽ mang lại lợi ích kép bao gồm giảm ô nhiễm không khí và giảm phụ thuộc vào nhập khẩu

Nhu cầu vận tải dự kiến sẽ tăng đáng kể lên 3,5 lần đối với vận tải hành khách và 7 lần đối với vận tải hàng hóa trong giai đoạn 2020-2050. Điện khí hóa trực tiếp là giải pháp chính với khoảng 80% nhu cầu vận tải hành khách và 50% nhu cầu vận tải hàng hóa được điện khí hóa trong kịch bản NZ vào năm 2050. Vận tải đường bộ cần được điện khí hóa gần như hoàn toàn.

- Với sự chuyển đổi nhanh chóng của ngành giao thông vận tải, cần nhanh chóng mở rộng và nâng cấp cơ sở hạ tầng sạc điện và phân phối điện. Xe ô tô, xe tải lớn và xe tải nhỏ chạy điện sẽ xuất hiện trước (từ năm 2025), xe máy, xe buýt và đường sắt đô thị sử dụng điện sẽ bắt đầu từ năm 2030. Tất cả các xe tải nhỏ mới sẽ chạy điện từ năm 2030, tất cả xe buýt và xe tải lớn mới sẽ là xe điện từ năm 2040 để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không.
- Số lượng ô tô dự kiến sẽ tăng lần lượt là 3 lần vào năm 2030 và 8,5 lần vào năm 2050 so với năm 2020. Do đó, cần chuyển từ vận tải hành khách cá nhân sang công cộng để tránh ùn tắc, ô nhiễm và tiêu hao thêm nhiên liệu.
- Hiệu quả kết hợp của quá trình điện khí hóa và chuyển sang sử dụng nhiên liệu sinh học trong lĩnh vực giao thông vận tải trong kịch bản phát thải ròng bằng không sẽ giúp giảm 100 triệu tấn phát thải CO₂ vào năm 2050 so với kịch bản BSL.

1/3 nhu cầu giao thông vận tải cần được đáp ứng bằng những giải pháp tốn kém hơn so với điện khí hoá trực tiếp

- Nhiên liệu sinh học và nhiên liệu điện phân được sử dụng vào cuối giai đoạn phân tích theo lộ trình hướng tới phát thải ròng bằng không trong trường hợp không thể thay thế bằng điện. Điện khí hóa trực tiếp có khả năng đáp ứng gần 2/3 nhu cầu vận tải vào năm 2050 trong kịch bản phát thải ròng bằng không. Phần còn lại cần được đáp ứng bằng nhiên liệu điện phân và nhiên liệu sinh học.
- Đối với vận tải biển và hàng không, do hiện vẫn chưa có giải pháp thay thế điện khí hóa khả thi, nên nhiên liệu sinh học và nhiên liệu điện phân hiện là lựa chọn tốt nhất để đáp ứng nhu cầu vận chuyển hàng hóa trên 1.000 tỷ tấn-km vào năm 2050 trong kịch bản phát thải ròng bằng không.
- Việc chuyển đổi phương thức vận tải hàng hóa với nhu cầu trên 700 tỷ tấn-km từ xe tải sang đường sắt do dễ điện khí hóa giúp đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không.

Bắt đầu loại bỏ dần các phương tiện sử dụng động cơ đốt trong sử dụng nhiên liệu hóa thạch từ năm 2025 và chuyển sang vận tải công cộng từ năm 2030

- Lộ trình cho ngành giao thông vận tải trong tương lai ở Việt Nam cần bao gồm các chính sách cải cách mạnh mẽ, các biện pháp quyết liệt và cơ chế khuyến khích để loại bỏ dần các phương tiện sử dụng động cơ đốt trong, chuyển dần sang các phương thức vận tải công cộng, phát triển cơ sở hạ tầng sạc điện và phân phối điện, đồng thời chuyển sang vận tải hàng hóa bằng đường sắt chạy điện.





8

Nhu cầu năng lượng

8. Nhu cầu năng lượng

8.1 Hiện trạng và xu hướng

Nhu cầu tiêu thụ năng lượng của Việt Nam tăng nhanh trong nhiều thập kỷ. Trong giai đoạn 2010-2019, nhu cầu năng lượng tăng trung bình 4,3%/năm (Viện Năng lượng, 2021). Ngoài ra, kể từ năm 2010, GDP của Việt Nam có mức tăng nhanh hơn so với nhu cầu năng lượng. Do đó, cường độ năng lượng của nền kinh tế đã giảm 14% trong giai đoạn từ năm 2010 đến năm 2019. Tuy nhiên, cường độ năng lượng của Việt Nam vẫn cao hơn đáng kể so với các nước láng giềng. Một xu hướng quan trọng khác ở Việt Nam là quá trình điện khí hóa nền kinh tế diễn ra nhanh chóng. Từ năm 2010 đến 2019, cường độ sử dụng điện (nhu cầu điện trên một đơn vị GDP) đã tăng 43%.

Việt Nam phải đối mặt với thách thức liên tục trong việc mở rộng công suất phát điện để đáp ứng nhu cầu năng lượng đang tăng mạnh, đặc biệt là nhu cầu điện. Vì vậy, Việt Nam đã thúc đẩy sử dụng năng lượng hiệu quả từ năm 2006 thông qua một loạt các chương trình khác nhau. Chương trình nổi bật là VNEEP, hiện đang trong giai đoạn ba. Chương trình giúp đạt được mức tiết kiệm năng lượng 3,4% từ năm 2006 đến năm 2010 so với kịch bản thông thường (BAU) và một số ngành công nghiệp đã đạt và thậm chí vượt mục tiêu giảm tiêu thụ năng lượng 5,7% trong giai đoạn 2011-2015 (Bộ Công Thương, tháng 3/2022).

Giai đoạn hiện tại, VNEEP3, được triển khai từ 2019 – 2030 chia thành hai giai đoạn từ 2019 - 2025 và 2026 – 2030. Các mục tiêu đến năm 2025 của chương trình bao gồm mức tiết kiệm năng lượng từ 5-7% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc. Ngoài ra, chương trình cũng đặt ra một số mục tiêu liên quan đến sử dụng năng lượng hiệu quả cho các phân ngành cụ thể cũng như mục tiêu tổn thất điện năng, phát triển chính sách, mức độ tuân thủ quy định và các mục tiêu khác. Các mục tiêu năm 2030 bao gồm mức tiết kiệm năng lượng từ 8-10% tổng tiêu thụ năng lượng toàn quốc trong giai đoạn 2019-2030 so với kịch bản BAU.

Việc triển khai VNEEP3 đã phần nào bị chậm lại do một số yếu tố, bao gồm quá trình chuyển tiếp giữa VNEEP2 và VNEEP3, và dịch COVID-19. Chính phủ đã ban hành một số sáng kiến mới nhằm tăng cường sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả.

Nghị định số 06/2022/NĐ-CP ngày 07 tháng 01 năm 2022 quy định về việc ban hành hạn ngạch phát thải các-bon. Theo đó, các cơ sở phải xây dựng kế hoạch giảm thiểu các-bon. Thị trường các-bon dự kiến sẽ được thí điểm từ năm 2025 và chính thức đi vào hoạt động vào năm 2028.

Bộ Công Thương, với sự hỗ trợ của Cục Năng lượng Đan Mạch, đang xây dựng một cơ chế thỏa thuận tự nguyện với các hướng dẫn kỹ thuật về sử dụng năng lượng hiệu quả trong các lĩnh vực công nghiệp. Điều này sẽ hỗ trợ việc triển khai Nghị định 06 để tạo điều kiện và thúc đẩy việc áp dụng các công nghệ tốt nhất hiện có.

Nếu được triển khai toàn diện, Nghị định 06 có thể tăng đáng kể cơ chế khuyến khích tài chính cho các lĩnh vực sử dụng nhiều năng lượng, chẳng hạn như các ngành công nghiệp nặng, nhằm tăng cường đầu tư vào hoạt động sử dụng năng lượng hiệu quả.

Tương tự như vậy, Thông tư 25/2020/TT-BCT khi được tăng cường triển khai sẽ giúp thiết lập nền tảng dữ liệu vững chắc và thúc đẩy việc sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả của các cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm. Thông tư 25 quy định việc báo cáo và kiểm toán năng lượng đối với các cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm (hơn 100.000 kWh hàng năm) và sẽ đóng góp trực tiếp vào việc cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng cũng như cung cấp thông tin đầu vào cho các nghiên cứu quy hoạch năng lượng dài hạn.

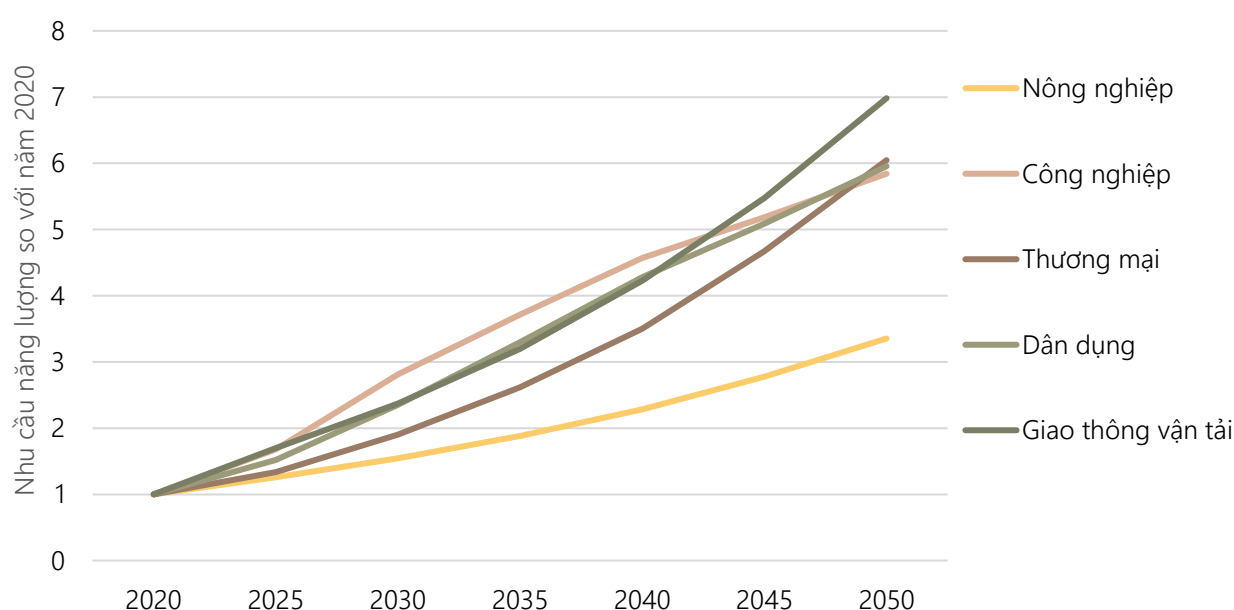
Các sáng kiến hợp tác quốc tế khác đang được triển khai nhằm thúc đẩy việc thực hiện VNEEP3, tập trung vào các vấn đề về tuân thủ quy định trong VNEEP3, khơi thông dòng vốn đầu tư tiết kiệm năng lượng và tăng cường năng lực cho Bộ Công Thương để triển khai thực hiện chương trình.

Bên cạnh VNEEP3, Chương trình quản lý nhu cầu phụ tải (DSM) cũng đã được thực hiện trong vài năm, đặc biệt tập trung vào lĩnh vực sử dụng điện hiệu quả, bao gồm lắp đặt công tơ điện theo thời gian sử dụng, chương trình chiếu sáng hiệu quả, thúc đẩy việc triển khai bình nước nóng sử dụng năng lượng mặt trời và hệ thống điện mặt trời mái nhà để giảm nhu cầu điện lưới, và các chương trình điều chỉnh phụ tải để giảm nhu cầu điện cao điểm. Chương trình DSM theo kế hoạch sẽ tiếp tục được triển khai cho đến năm 2030.

8.2 Triển vọng nhu cầu năng lượng

EOR21 giả định cùng một mức độ tăng nhu cầu dịch vụ năng lượng cho cả năm kịch bản chính và tất cả các kịch bản độ nhạy, trừ kịch bản HD, với mức giả định nhu cầu cao hơn. Các kịch bản chính và kịch bản độ nhạy, trừ kịch bản HD được trình bày trong Hình 8.1 dưới đây.

Nhu cầu dịch vụ năng lượng tăng mạnh giữa các lĩnh vực nhưng rõ rệt nhất là trong lĩnh vực giao thông vận tải với nhu cầu tăng gấp 7 lần trong giai đoạn 2020-2050. Nhu cầu dịch vụ năng lượng tăng khoảng 6 lần trong các lĩnh vực dân dụng, thương mại và công nghiệp, và 3,4 lần trong lĩnh vực nông nghiệp. Ngành giao thông vận tải có mức độ tăng không đồng đều - nhu cầu dịch vụ năng lượng tăng từ 4,2 lần đối với phương tiện vận tải thương mại hạng nhẹ và 11,5 lần đối với vận tải hàng hóa bằng đường sắt. Mức tăng trưởng nhu cầu cao như vậy sẽ gây áp lực đáng kể lên toàn bộ hệ thống năng lượng, bao gồm nhập khẩu, truyền tải, chuyển đổi và các lĩnh vực sử dụng năng lượng cuối cùng.



Hình 8.1 Tăng trưởng nhu cầu dịch vụ năng lượng so với năm 2020

Nhu cầu dịch vụ năng lượng cần phải được đáp ứng, tuy nhiên việc đáp ứng các nhu cầu dịch vụ năng lượng có thể được thực hiện với các mức độ hiệu quả khác nhau. Ví dụ, nhu cầu dịch vụ năng lượng trong vận tải hành khách (theo đơn vị hành khách-km) có thể được cung cấp thông qua các phương tiện có tiêu chuẩn hiệu quả năng lượng khác nhau, dẫn đến nhu cầu nhiên liệu khác nhau. Có thể áp dụng cơ sở lý luận tương tự để lý giải về sự khác nhau giữa các nhu cầu dịch vụ năng lượng dẫn đến nhu cầu năng lượng cuối cùng khác nhau, được trình bày trong Hình 8.1.

Điểm mạnh của phương pháp luận áp dụng trong EOR21 là phương pháp này giúp xác định phương thức phát triển tối ưu về chi phí cho toàn bộ hệ thống năng lượng Việt Nam cho đến năm 2050. Điều này có nghĩa là sự phát triển của một lĩnh vực này có thể là chưa tối ưu, nhưng ở một lĩnh vực khác của hệ thống năng lượng lại phát triển hiệu quả. Phương pháp tối ưu hóa chi phí áp dụng trong mô hình TIMES và Balmorel được mô tả chi tiết trong Báo cáo kỹ thuật.

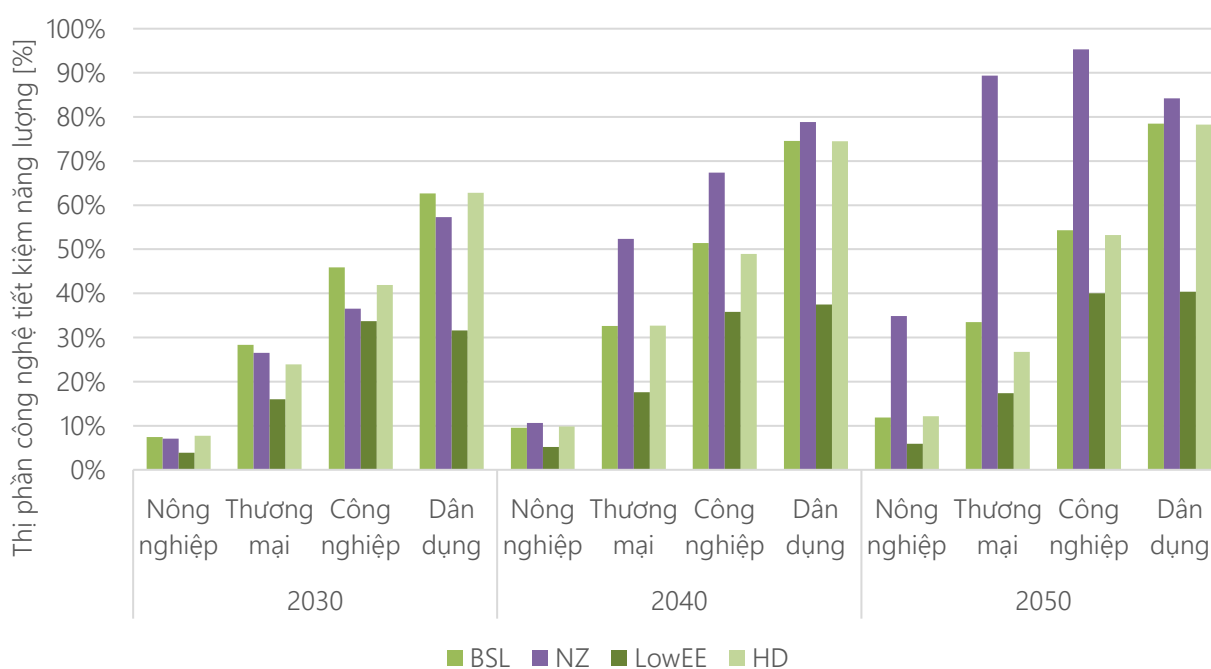
Trong các hình sau đây, báo cáo trình bày bốn kịch bản với các mục đích khác nhau: Kịch bản BSL là phương án cơ sở để so sánh, kịch bản NZ cho thấy vai trò của sử dụng năng lượng hiệu quả trong một kịch bản khí hậu đầy tham vọng, trong khi kịch bản LowEE và kịch bản HD thể hiện tác động của tỷ lệ triển khai SDNLHQ ở mức thấp so với nhu cầu về chi phí, phát thải và tiêu thụ năng lượng cuối cùng.

Tỷ lệ triển khai SDNLHQ ở mức thấp so với nhu cầu trong kịch bản LowEE và HD vì nhiều lý do: Tỷ lệ thực hiện SDNLHQ tối đa trong kịch bản LowEE thấp hơn tất cả các kịch bản khác, trong khi theo kịch bản HD, nhu cầu cao hơn các kịch bản khác.

Bảng 8.1 Triển khai SDNLHQ tối đa trong kịch bản LowEE và các kịch bản khác

Kịch bản	2025		2030		2050	
	Nông nghiệp, Công nghiệp	Dân dụng, Thương mại	Nông nghiệp, Công nghiệp	Nông nghiệp, Công nghiệp	Dân dụng, Thương mại	Nông nghiệp, Công nghiệp
Tất cả các kịch bản khác	50%	60%	70%	80%	100%	100%
Độ nhạy về SDNLHQ thấp	25%	30%	35%	40%	50%	50%

Tỷ lệ thực hiện SDNLHQ tối đa so với tiềm năng theo nghiên cứu của VNEEP được trình bày trong Bảng 8.1. Các thiết bị còn lại là thiết bị hiện có hoặc thiết bị "tiêu chuẩn". Các thiết bị "tiêu chuẩn" vẫn tốt hơn các thiết bị hiện có, nhưng kém hơn các thiết bị sử dụng năng lượng hiệu quả. Do các thiết bị hiện có đang được loại bỏ dần, các thiết bị sử dụng năng lượng hiệu quả và thiết bị 'tiêu chuẩn' sẽ chiếm 100% tổng số thiết bị vào năm 2050. Do đó, các mục tiêu của VNEEP đều được hoàn thành trong mọi kịch bản. Trong lĩnh vực giao thông, SDNLHQ được thể hiện thông qua các cơ hội đầu tư vào các phương tiện hiệu quả hơn cũng như sự thay đổi (ngoại sinh) từ hình thức vận tải này sang hình thức vận tải khác (chuyển đổi phương thức).



Hình 8.2 Tỷ lệ áp dụng các công nghệ SDNLHQ

Tỷ lệ triển khai các công nghệ SDNLHQ trong suốt giai đoạn phân tích được trình bày trong Hình 8.2. Các công nghệ SDNLHQ có thể đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng sau khi các công nghệ hiện có dừng hoạt động, thậm chí trước khi kết thúc vòng đời của các công nghệ hiện có. Các thiết bị SDNLHQ có mức hiệu suất năng lượng khác nhau, được tổng hợp trong Hình 8.2.

Theo Hình 8.2, tỷ lệ thực hiện SDNLHQ là thấp nhất trong lĩnh vực nông nghiệp và cao nhất trong lĩnh vực dân dụng, do vấn đề chi phí:

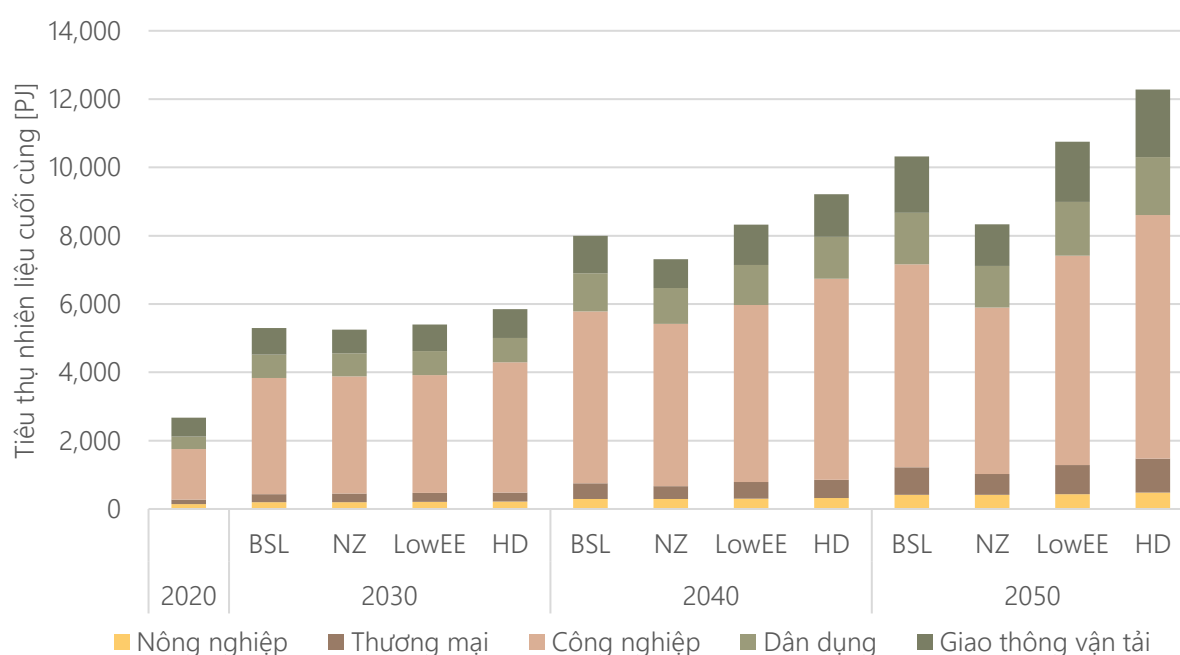
Thứ nhất, các mức tiết kiệm năng lượng ít tốn kém nhất là trong lĩnh vực dân dụng và tốn kém nhất là trong lĩnh vực nông nghiệp. Việc tối ưu hóa chi phí được thực hiện cho toàn bộ hệ thống năng lượng, chứ không phải cho từng lĩnh vực riêng lẻ.

Thứ hai, việc triển khai rộng rãi các biện pháp SDNLHQ bắt đầu ngay từ giai đoạn được phân tích, vào năm 2030, ngay cả trong kịch bản BSL. Ví dụ, kịch bản BSL khai thác hơn 60% tiềm năng SDNLHQ trong khu vực dân dụng vào năm 2030.

Thứ ba, tỷ lệ triển khai SDNLHQ trong kịch bản BSL và HD rất giống nhau trước năm 2050, nghĩa là mức độ của các công nghệ SDNLHQ trong kịch bản BSL trở thành điểm giới hạn mà sau điểm giới hạn này, việc đầu tư vào công nghệ sản xuất sẽ có hiệu quả hơn về mặt chi phí.

Cuối cùng, để đạt được kịch bản NZ, toàn bộ hệ thống năng lượng cần phải đạt đến ngưỡng hiệu quả nhất, bao gồm sản xuất, chuyển đổi và các lĩnh vực sử dụng năng lượng cuối cùng. Điều này cũng đúng với các thiết bị tiết kiệm năng lượng. Tuy nhiên, kết quả phân tích cho thấy các kịch bản khá giống nhau vào năm 2030 do vòng đời các thiết bị, phương tiện, tập quán xã hội,... Việc triển khai sẽ thực sự tăng tốc vào năm 2040, và sự khác biệt giữa các kịch bản chỉ thấy rõ từ năm 2045 trở đi. Do đó, tỷ lệ thiết bị tiết kiệm năng lượng trong lĩnh vực công nghiệp đạt 95%, đây là mức chênh lệch lớn nhất giữa kịch bản NZ và các kịch bản đã phân tích khác.

Hình 8.3 và Hình 8.4 mô tả mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo lĩnh vực sử dụng và loại nhiên liệu. Nhìn chung, mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng từ năm 2020 đến năm 2050 tăng với hệ số 3,9; 3,1; 4,0 và 4,6 theo các kịch bản. Tăng trưởng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong kịch bản NZ ở mức thấp là do kịch bản này có mức độ triển khai nhiều nhất các biện pháp tiết kiệm năng lượng, trong khi tăng trưởng tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong kịch bản HD là cao nhất do giả định tăng trưởng kinh tế cao hơn dẫn đến nhu cầu năng lượng cao hơn.



Hình 8.3 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo lĩnh vực sử dụng cuối cùng

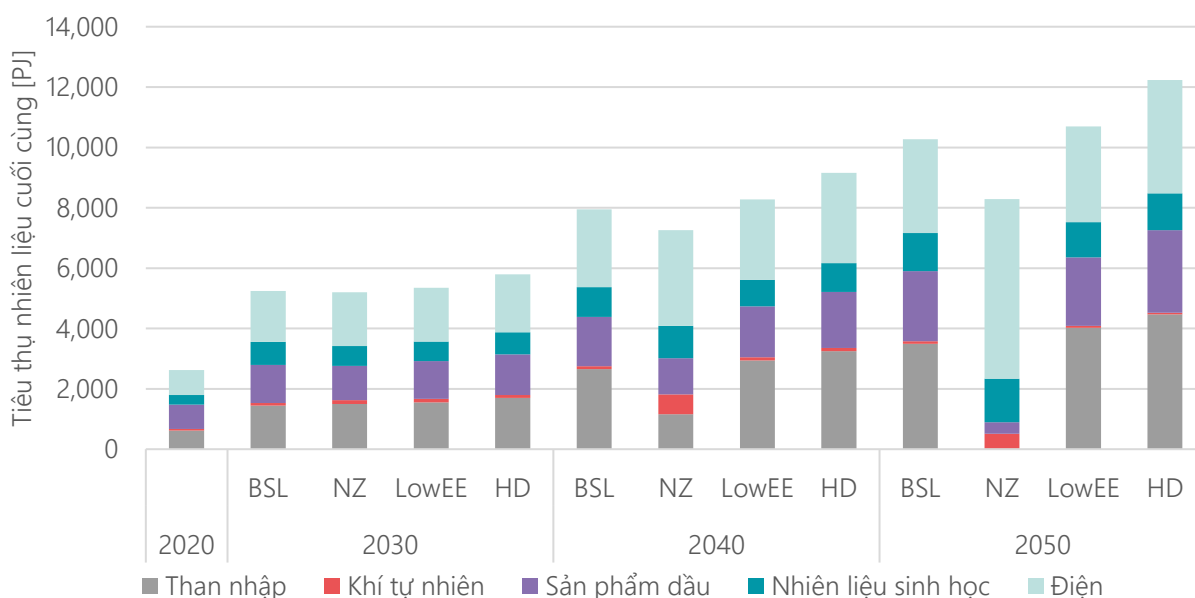
Trong các lĩnh vực, lĩnh vực thương mại có mức tăng trưởng tiêu thụ năng lượng cuối cùng cao nhất trong suốt giai đoạn phân tích, lần lượt là 4,9 lần và 8 lần trong các kịch bản NZ và HD. Điều này có thể được giải thích là do nhu cầu dịch vụ năng lượng tăng 6 lần và các biện pháp SDNLHQ tốn kém hơn so với lĩnh vực dân dụng và công nghiệp. Mặt khác, mặc dù nhu cầu dịch vụ năng lượng tăng gấp 6 lần, tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong lĩnh vực công nghiệp và dân dụng tăng lần lượt là 3,3 lần và 4,8 lần trong kịch bản NZ và HD.

Trong tất cả các kịch bản đã phân tích, việc thực hiện các biện pháp SDNLHQ trong lĩnh vực dân dụng và công nghiệp khá giống nhau, nhưng sự khác biệt nằm ở lộ trình đến năm 2050. Cụ thể, các biện pháp SDNLHQ trong khu vực dân dụng được triển khai mạnh hơn ngay từ giai đoạn đầu vào năm 2030 và 2040, trong khi các biện

pháp SDNLHQ trong lĩnh vực công nghiệp lại được triển khai mạnh hơn trong giai đoạn cuối. Lý do cho tỷ lệ triển khai các biện pháp SDNLHQ ở mức tương đối cao trong khu vực dân dụng là do lĩnh vực này có nhiều tiềm năng và chi phí triển khai thấp.

Tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng từ 2.600 PJ vào năm 2020 lên 8.300 PJ vào năm 2050 trong kịch bản NZ và 12.200 PJ trong kịch bản HD, tương đương mức tăng tiêu thụ năng lượng cuối cùng từ 3,2 đến 3,7 lần. Các chiến lược khác nhau nhằm đảm bảo chi phí tối ưu được áp dụng ở kịch bản NZ so với các kịch bản được phân tích khác. Kịch bản NZ tập trung vào điện khí hóa để hỗ trợ cho các quy trình SDNLHQ, sử dụng nhiên liệu sinh học thay cho dầu và các sản phẩm từ dầu, và khí tự nhiên thay cho than. Do đó, tỷ trọng điện trong tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng từ 31% vào năm 2020 lên 73% vào năm 2050.

Các kịch bản khác áp dụng các chiến lược khác nhau – tỷ trọng than trong tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng từ 23% năm 2020 lên hơn 34% vào năm 2050, trong khi tỷ trọng điện, sản phẩm từ dầu và nhiên liệu sinh học không đổi hoặc giảm nhẹ. Trong tất cả các kịch bản đã trình bày, than và điện chiếm tỷ trọng cao nhất trong tiêu thụ năng lượng cuối cùng vào năm 2050. Tuy nhiên, trong kịch bản NZ, điện là nhiên liệu chính, trong khi các kịch bản khác là than và hầu hết được sử dụng trong lĩnh vực công nghiệp.



Hình 8.4 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo loại nhiên liệu

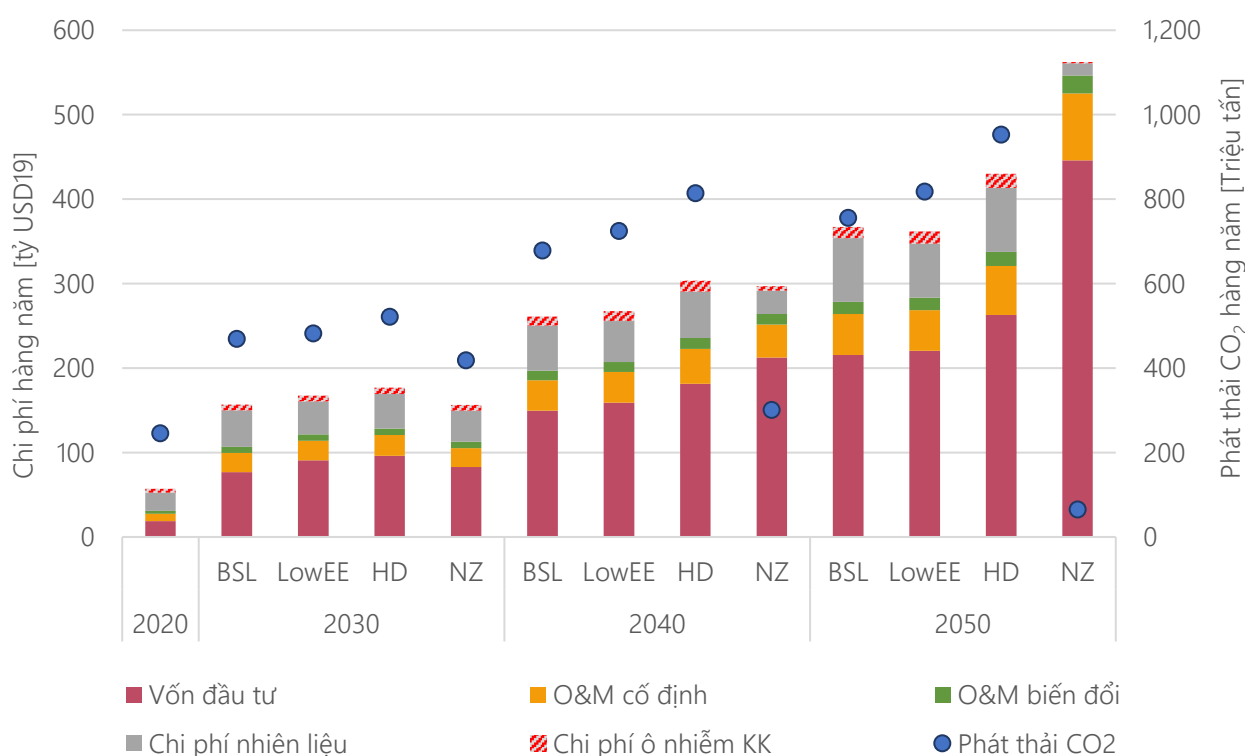
Hình 8.5 minh họa chi phí hệ thống năng lượng hàng năm và tổng phát thải CO₂ trong kịch bản BSL, LowEE, HD và NZ từ năm 2020 đến năm 2050. Khi so sánh chi phí của kịch bản BSL với kịch bản LowEE, LowEE có chi phí cao hơn 7% vào năm 2030 (11 tỷ USD), 2% vào năm 2040 (6 tỷ USD) và chi phí hệ thống năng lượng thấp hơn 1% vào năm 2050 (3 tỷ USD). Do đó, việc triển khai hơn 50% các mục tiêu của VNEEP đối với các thiết bị SDNLHQ (còn lại là thiết bị 'tiêu chuẩn') là tối ưu về chi phí, nếu không hệ thống năng lượng sẽ trở nên tốn kém hơn.

Kịch bản HD cho thấy ảnh hưởng của nhu cầu năng lượng cao hơn đối với hệ thống năng lượng Việt Nam trong tương lai. Mặc dù việc triển khai các biện pháp SDNLHQ trong các kịch bản BSL và LowEE ở mức cao hơn, chi phí hệ thống vẫn sẽ cao hơn so với các kịch bản đó. Đáng chú ý nhất là hệ thống năng lượng trở nên đắt hơn 18% so với kịch bản BSL, dựa trên các giả định tương tự ngoại trừ nhu cầu năng lượng. Mặc dù nhu cầu cao có thể do mức độ hoạt động kinh tế trong nước tăng, vẫn cần đảm bảo hệ thống năng lượng được chuẩn bị sẵn sàng cho vấn đề này.

Giải pháp tối ưu về chi phí dẫn đến việc tăng cường SDNLHQ, tăng tiêu thụ than và các sản phẩm dầu nhập khẩu, đồng thời tăng mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu và phát thải CO₂ cao hơn. Do đó, để tránh sự phụ thuộc vào nhập khẩu ngày càng tăng và lượng khí thải CO₂ cao hơn, các chính sách SDNLHQ với mục tiêu tham vọng cần

được ban hành không chỉ để thúc đẩy các biện pháp có hiệu quả về chi phí mà còn là một biện pháp dự phòng cho mức tăng trưởng nhu cầu ngoài dự kiến.

Để đạt mức phát thải thấp là 65 triệu tấn CO₂ vào năm 2050 trong kịch bản NZ, toàn bộ hệ thống năng lượng cần phải áp dụng biện pháp SDNLHQ ở mức cao nhất có thể. Chi phí của kịch bản NZ vào năm 2030 gần giống như trong kịch bản BSL: cao hơn 12% vào năm 2040 và cao hơn 52% vào năm 2050. Phần lớn chi phí vào năm 2050, chiếm khoảng 78%, là chi phí vốn, trong đó các biện pháp SDNLHQ chiếm một phần. Các biện pháp SDNLHQ vào năm 2050 chủ yếu là trong lĩnh vực công nghiệp và thương mại, trong khi các khoản đầu tư đáng kể vào lĩnh vực dân dụng được bắt đầu từ năm 2030.



Hình 8.5 Tổng chi phí hệ thống và phát thải CO₂ hàng năm

Tóm tắt

Kết quả của các kịch bản được phân tích cho thấy các biện pháp SDNLHQ là một phần quan trọng của hệ thống năng lượng Việt Nam trong tương lai. Phần lớn các biện pháp SDNLHQ có hiệu quả về chi phí từ năm 2030 và cần được triển khai, từ góc độ hệ thống. Nhận định này cũng phù hợp với tất cả các kịch bản, từ kịch bản BSL đến NZ.

Nhu cầu dịch vụ năng lượng tăng khoảng sáu lần trong các lĩnh vực dân dụng, thương mại và công nghiệp và 3,4 lần trong lĩnh vực nông nghiệp từ năm 2020 đến năm 2050. Nhờ áp dụng các biện pháp SDNLHQ giúp giảm bớt nhu cầu đang gia tăng, tiêu thụ năng lượng cuối cùng chỉ tăng lần lượt 3,9 và 3,1 lần trong các kịch bản BSL và NZ. Các biện pháp SDNLHQ chủ yếu được áp dụng trong lĩnh vực dân dụng và công nghiệp, và ít được áp dụng nhất trong lĩnh vực nông nghiệp. Ngay cả trong kịch bản BSL, việc triển khai rộng rãi các biện pháp SDNLHQ sẽ bắt đầu từ năm 2030.

Trong kịch bản tham vọng nhất, kịch bản NZ, việc triển khai SDNLHQ sẽ được tăng tốc từ năm 2040 và đạt mức rất cao vào năm 2050. Ví dụ, tỷ lệ các thiết bị SDNLHQ trong lĩnh vực công nghiệp đạt 95% vào năm 2050. Do đó, cần thực hiện các biện pháp SDNLHQ càng sớm càng tốt và tập trung nhiều hơn vào lĩnh vực dân dụng cho giai đoạn đến năm 2030 và sau đó tập trung nhiều hơn vào lĩnh vực thương mại và công nghiệp.

Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không theo kịch bản NZ, cần đẩy mạnh điện khí hóa để hỗ trợ cho các quy trình SDNLHQ, sử dụng nhiên liệu sinh học thay cho dầu và khí tự nhiên thay cho than. Do đó, tỷ trọng điện

trong tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng từ 31% vào năm 2020 lên 73% vào năm 2050. Trong các kịch bản khác, tỷ trọng than trong tiêu thụ năng lượng cuối cùng tăng lên, trong khi tỷ trọng của điện, sản phẩm dầu và nhiên liệu sinh học không đổi hoặc giảm nhẹ so với năm 2020.

Khi so sánh chi phí của kịch bản BSL với LowEE, LowEE có chi phí cao hơn 7% vào năm 2030 (11 tỷ USD), chi phí cao hơn 2% vào năm 2040 (6 tỷ USD) và chi phí hệ thống năng lượng thấp hơn 1% vào năm 2050 (3 tỷ USD). Do đó, việc khai thác hơn 50% tiềm năng của VNEEP với các thiết bị có hiệu suất năng lượng cao hơn các thiết bị "tiêu chuẩn" là biện pháp tối ưu về chi phí. Các mục tiêu của VNEEP được khai thác tối đa trong tất cả các kịch bản.

Trong kịch bản HD, việc thực hiện các biện pháp SDNLHQ như ở mức của kịch bản BSL, nhưng tiêu thụ than và các sản phẩm dầu nhập khẩu tăng lên, dẫn đến tăng phụ thuộc vào nhập khẩu và tăng phát thải CO₂. Do đó, để tránh tăng sự phụ thuộc vào nhập khẩu và lượng khí thải CO₂, cần ban hành các chính sách tham vọng về SDNLHQ bên cạnh việc thúc đẩy các biện pháp có hiệu quả về chi phí, đây còn là một biện pháp dự phòng cho sự gia tăng nhu cầu năng lượng ngoài dự kiến.

8.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

Tuân thủ và áp dụng các biện pháp SDNLHQ ở mức thấp gây tổn kém

Trong kịch bản có mức độ áp dụng các biện pháp SDNLHQ thấp, tổng chi phí hệ thống sẽ tăng khoảng 5% trong suốt giai đoạn phân tích. Do đó, SDNLHQ là một giải pháp có thể thực hiện ngay nếu có chính sách, cơ chế khuyến khích phù hợp để thúc đẩy việc áp dụng các giải pháp SDNLHQ.

Cải thiện dữ liệu mô hình nhu cầu năng lượng và SDNLHQ

Chính sách sử dụng năng lượng hiệu quả đòi hỏi phải có thông tin chi tiết về việc sử dụng năng lượng thực tế cũng như các phương án khả thi để nâng cao hiệu quả. Hiện tại, những thông tin này vẫn còn hạn chế. Điều này đặc biệt đúng trong một số lĩnh vực như công nghiệp và tòa nhà. Vì vậy, có những khó khăn trong quá trình mô hình hóa các lĩnh vực này, dẫn đến thách thức trong việc xác định tiềm năng cải thiện hiệu quả năng lượng và thiết kế các giải pháp chính sách phù hợp.

Do đó, cần nhanh chóng triển khai các hoạt động của VNEEP về thu thập dữ liệu năng lượng làm cơ sở phân tích cho các chính sách về sử dụng năng lượng hiệu quả. Cần có dữ liệu tin cậy ở cả cấp độ ngành và cấp độ người dùng cuối, bao gồm tiềm năng tiết kiệm và chi phí. Đối với các công nghệ sử dụng nhiều năng lượng, cần có các phân tích chi tiết về lợi ích - chi phí của các giải pháp công nghệ thay thế. Bên cạnh đó, cần xây dựng các mô hình phía cầu như một công cụ để đánh giá tác động của các chính sách cụ thể đối với các lĩnh vực sử dụng năng lượng.

Tăng cường giám sát thực thi chính sách pháp luật trong lĩnh vực sử dụng năng lượng và hiệu quả

Bước đầu tiên hướng tới nền tảng dữ liệu vững chắc và thực hiện biện pháp SDNLHQ cho các cơ sở tiêu thụ nhiều năng lượng là tăng cường thực thi Thông tư 25 về quy định việc báo cáo và kiểm toán năng lượng đối với cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm (mức tiêu thụ hàng năm lớn hơn 100.000 kWh). Điều này sẽ trực tiếp giúp tăng cường SDNLHQ cũng như hỗ trợ các nghiên cứu quy hoạch năng lượng dài hạn.





9

Ô nhiễm không khí

9 Ô nhiễm không khí

9.1 Hiện trạng và xu hướng

Ô nhiễm không khí đã được chứng minh là có một tác động đáng kể đến sức khỏe con người. Điều này dẫn đến hậu quả kinh tế trực tiếp về chi phí chăm sóc sức khỏe tăng và lao động kém hiệu quả hơn cũng như hậu quả kinh tế gián tiếp về tác động đến chất lượng cuộc sống và môi trường. Ngành năng lượng là nguồn ô nhiễm không khí chính do các hoạt động của con người. Gần như toàn bộ lượng khí thải SO_2 , NO_x và khoảng 85% bụi đến từ ngành năng lượng, chủ yếu từ quá trình đốt than và dầu, cũng như từ khí tự nhiên và sinh khối (Cơ quan Năng lượng Quốc tế, 2016).

Ô nhiễm không khí ngày càng gia tăng ở Việt Nam, đặc biệt là ở các thành phố lớn. Ví dụ, tại Hà Nội năm 2016, giá trị PM_{10} và $\text{PM}_{2.5}$ trung bình hàng năm cao gấp 5 lần so với khuyến cáo của WHO. Một nghiên cứu gần đây về tác động sức khỏe cộng đồng do $\text{PM}_{2.5}$ ở Hà Nội cho thấy tuổi thọ của người dân Hà Nội trung bình giảm 2,5 năm (Live & Learn for Environment and Community, Đại học Y tế cộng đồng, Đại học Công nghệ - Đại học Quốc gia Hà Nội và Cơ quan Hợp tác phát triển Hoa Kỳ, 2019).

Ảnh hưởng của ô nhiễm không khí đối với sức khỏe là một chủ đề nổi cộm ở Việt Nam. Dự thảo QHĐ8 và QHNLQG đã bao gồm chi phí về sức khỏe do ô nhiễm không khí trong tất cả các kịch bản xem xét⁶.

Do đó, báo cáo EOR21 phân tích tiêu thụ năng lượng, ô nhiễm không khí và sức khỏe con người. Điều này được thực hiện bằng cách kết hợp mô hình khí quyển hiện đại với tối ưu hóa hệ thống năng lượng.

9.2 Dự báo về tình trạng ô nhiễm không khí

Phương pháp luận nâng cao để đánh giá chi phí đối với sức khỏe phát sinh do ô nhiễm không khí

Phân tích chi phí ô nhiễm không khí trong báo cáo EOR21 bao gồm các chi phí ô nhiễm không khí từ ba chất ô nhiễm chính là NO_x , SO_2 và $\text{PM}_{2.5}$ với các chi phí khác nhau cho từng lĩnh vực: điện, công nghiệp, dân dụng, thương mại, nông nghiệp và giao thông. Đồng thời, EOR21 nghiên cứu một kịch bản chi phí ô nhiễm riêng, được gọi là kịch bản ô nhiễm không khí (AP), trong đó chi phí ô nhiễm không khí được bao gồm trong việc tối ưu hóa chi phí - có thể ở dạng thuế - để cho thấy hệ thống năng lượng sẽ được tối ưu hóa như thế nào trong các điều kiện như vậy. Do đó, kịch bản AP cho phép đánh giá cơ cấu nguồn phát tối ưu, sự phát triển của ngành năng lượng và việc sử dụng nhiên liệu của toàn bộ hệ thống năng lượng có xét đến chi phí kinh tế xã hội phát sinh do ô nhiễm không khí. Các kịch bản khác bao gồm chi phí ô nhiễm không khí được thêm vào tổng chi phí sau khi tối ưu hóa.

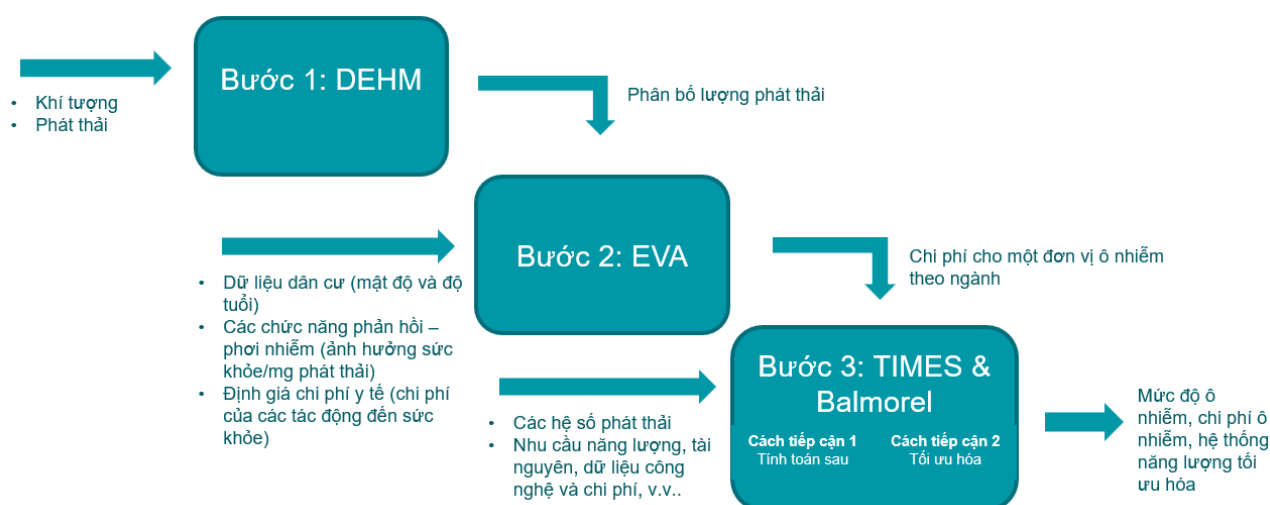
Chi phí ô nhiễm không khí áp dụng cụ thể cho từng lĩnh vực có tính đến mức độ ô nhiễm khác nhau của từng chất ô nhiễm với từng lĩnh vực, dẫn đến các tác động khác nhau đối với sức khỏe con người. Cách tiếp cận này cho phép phân tích chuyên sâu và có thể được tích hợp trong phân tích ngành của khung mô hình.

Các tác động đến sức khỏe được phân tích bằng phương pháp tiếp cận ba bước (Hình 9.1).

- **Bước 1: Xác định nồng độ phát thải và độ phân tán (DEHM).** Bước đầu tiên theo dõi sự phân tán của các chất ô nhiễm theo ngành dựa trên lượng khí thải trong quá khứ, các hình thái thời tiết và phản ứng hóa học trong khí quyển. Bước này được thực hiện bởi Mô hình bán cầu Euler Đan Mạch (DEHM), được phát triển để giám sát chất lượng không khí ở Đan Mạch và Châu Âu. DEHM là một mô hình khí quyển 3D có độ phân giải 17×17 km để biểu thị chi tiết bề mặt và khí tượng.
- **Bước 2: Tính toán chi phí sức khỏe trên mỗi đơn vị chất ô nhiễm tính bằng USD theo thời giá 2019 (EVA).** Nồng độ của các chất ô nhiễm được kết hợp với dữ liệu dân số (mật độ và tuổi) để xác định mức độ ảnh hưởng của chất ô nhiễm đối với con người. Bằng cách sử dụng các hàm phản ứng với phơi nhiễm, có thể ước tính các tác động đến sức khỏe, sau đó được đánh giá để xác định chi phí của một đơn vị ô nhiễm.

⁶ Đơn giá áp dụng cho ô nhiễm không khí là khoảng 7 USD/kg đối với $\text{PM}_{2.5}$ và 5 USD/kg đối với NO_x và SO_2 vào năm 2020, mức này sẽ tiếp tục tăng đến năm 2030 và năm 2045 tỷ lệ thuận với tỷ lệ gia tăng dân số dự kiến

- Bước 3: Đưa chi phí ô nhiễm không khí vào các mô hình hệ thống năng lượng (TIMES & Balmorel). Trong bước ba, chi phí của một đơn vị ô nhiễm được liên kết với lượng phát thải các chất ô nhiễm không khí trong quá trình thiết lập mô hình hệ thống năng lượng TIMES và Balmorel.



Hình 9.1 Phương pháp luận phân tích mối quan hệ giữa tiêu thụ năng lượng, ô nhiễm không khí và sức khỏe con người.

Chi phí cho một đơn vị ô nhiễm là kết quả của Bước 2 và được trình bày trong Bảng 9.1. Các chi phí này được xây dựng cho năm 2016 và được dự báo với sự gia tăng dân số cho các năm mục tiêu từ 2020 đến 2050. Đây là phương pháp tiếp cận tương tự đối với dự báo chi phí được sử dụng trong dự thảo QHĐ8 và dự thảo QHNLQG.

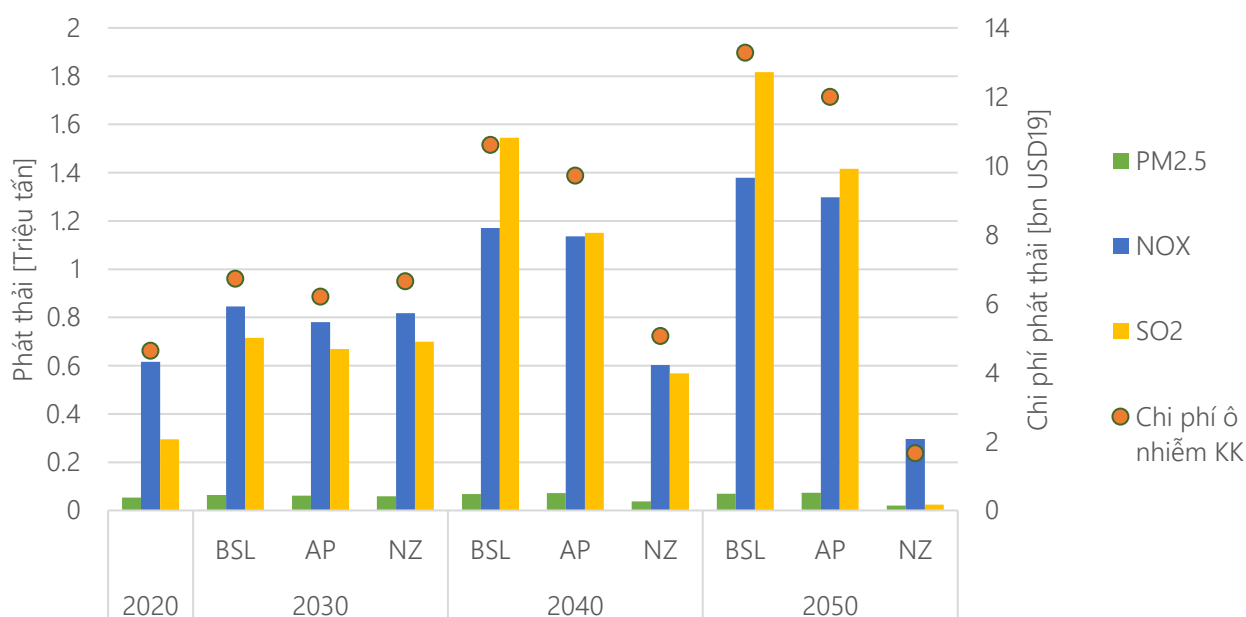
Bảng 9.1 Chi phí cho một đơn vị ô nhiễm vào năm 2020 cho mỗi lĩnh vực và mỗi chất ô nhiễm như được tính ở Bước 2 (EREA và DEA, 2022b).

[USD19/kg]			
2020	SO ₂	NO _x	PM _{2.5}
Nông nghiệp	3	6	17
Thương mại	6	11	31
Công nghiệp	2	5	6
Điện	2	4	5
Dân dụng	6	11	31
Cung cấp	2	4	5
Giao thông-Đường bộ	3	6	17
Giao thông-Đường thủy	2	2	3

Dự báo mức độ ô nhiễm không khí

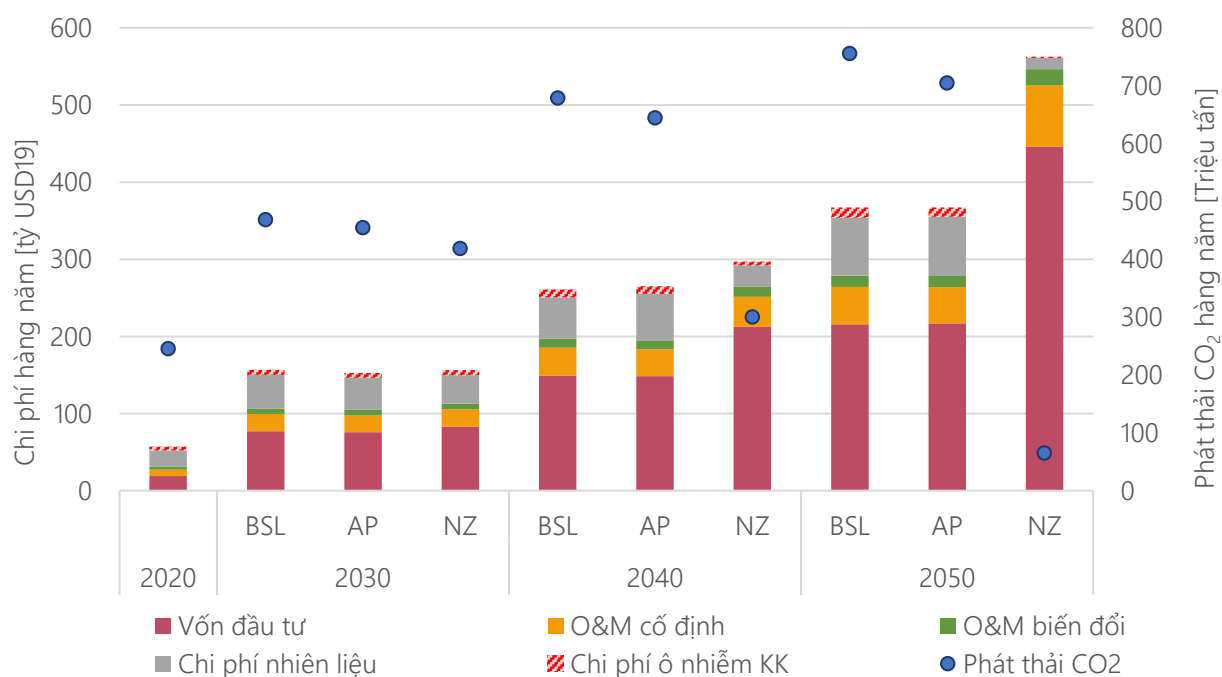
Ô nhiễm không khí do lĩnh vực năng lượng và các chi phí liên quan được xem xét cùng với phân tích theo ngành nhằm xác định các biện pháp giảm thiểu ô nhiễm không khí với chi phí thấp nhất. Trọng tâm trong phần này sẽ là kịch bản BSL, NZ và AP. Kịch bản BSL đóng vai trò là kịch bản cơ sở, trong khi kịch bản NZ minh họa kịch bản có mục tiêu khí hậu tham vọng sẽ ảnh hưởng đến chất lượng không khí như thế nào. Kịch bản AP cho thấy các tác động khi lồng ghép ô nhiễm không khí trong quy hoạch hệ thống năng lượng.

Hình 9.2 cho thấy chi phí ô nhiễm không khí vào khoảng 4,6 tỷ USD vào năm 2020 tương ứng với 8% tổng chi phí hệ thống năng lượng. Kịch bản BSL cho thấy chi phí ô nhiễm không khí có thể tăng lên 6,7 tỷ USD vào năm 2030 và tăng gấp ba lần giá trị hiện nay vào năm 2050, lên tới 13,3 tỷ USD. Con số này tương ứng với 3,6% tổng chi phí hệ thống điện vào năm 2050.



Hình 9.2 Phát thải PM_{2.5}, NO_x và SO₂ và chi phí ô nhiễm không khí

Khi các công nghệ nhiên liệu hóa thạch được thay thế bằng NLTT, mức độ ô nhiễm có thể giảm đáng kể và do đó giảm các chi phí liên quan như trong kịch bản NZ. Mức giảm phát thải với mục tiêu rất cao dẫn đến giảm 90% chi phí ô nhiễm không khí (11,6 tỷ USD) vào năm 2050.

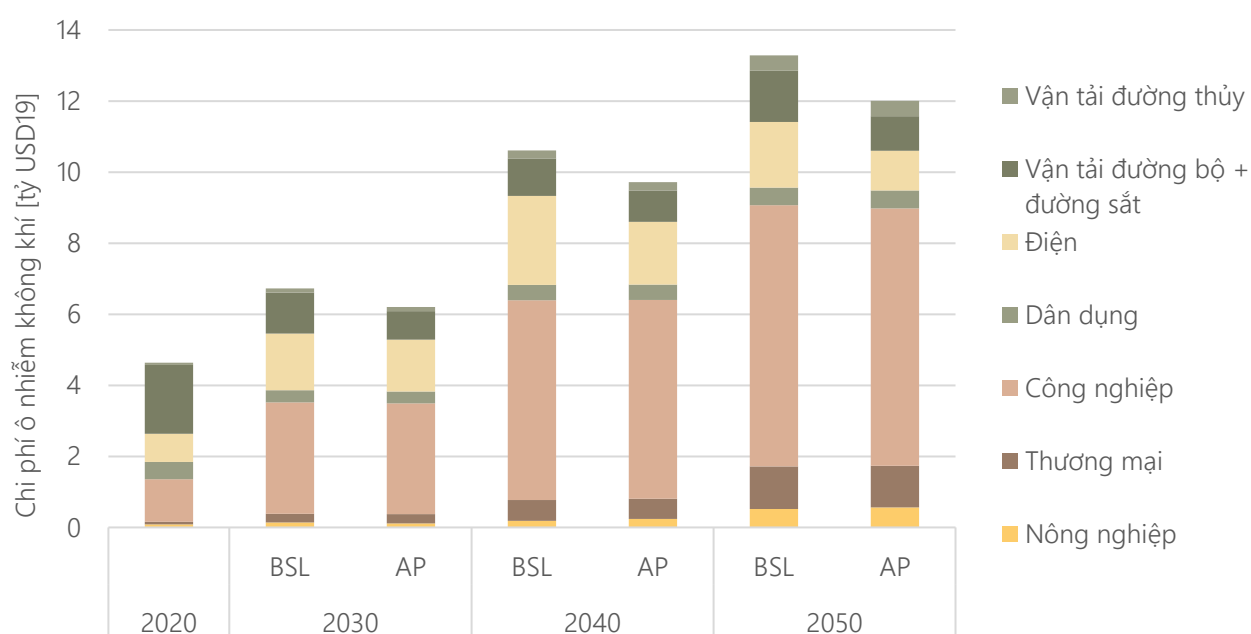


Hình 9.3 Tổng chi phí hệ thống và phát thải CO₂ hàng năm

Kịch bản AP cho thấy nếu bao gồm chi phí ô nhiễm không khí trong mô hình hệ thống năng lượng, chi phí ô nhiễm không khí so với kịch bản BSL sẽ giảm lần lượt là 0,5 tỷ và 1,3 tỷ USD so với kịch bản BSL, vào năm 2030 và 2050.

Việc giảm các tác động tiêu cực đến sức khỏe trong kịch bản AP không dẫn đến phát sinh chi phí, như được trình bày trong Hình 9.3. Việc giảm chi phí ô nhiễm không khí gần như sẽ bù đắp cho các chi phí gia tăng khác. Ngoài ra phát thải CO₂ cũng sẽ giảm: Lên đến 50 triệu tấn hàng năm vào năm 2050 và 740 triệu tấn trong giai đoạn phân tích so với BSL vì nhiên liệu hóa thạch có lượng khí thải CO₂ cao cũng đi kèm với chất ô nhiễm ở mức cao và do đó trở nên kém cạnh tranh hơn.

Các tác động tiêu cực đối với sức khỏe khác nhau đáng kể giữa các lĩnh vực do sử dụng nhiên liệu khác nhau và mức độ sử dụng các chất ô nhiễm khác nhau (Hình 9.4). Năm 2020, giao thông đường bộ có tác động ô nhiễm không khí cao nhất, chiếm 42% tổng chi phí ô nhiễm không khí. Với dự báo tăng trưởng kinh tế của Việt Nam, công nghiệp sẽ trở thành lĩnh vực có tác động đến sức khỏe cao nhất, mặc dù chi phí đơn vị ô nhiễm cho lĩnh vực công nghiệp thấp hơn. Lĩnh vực năng lượng và giao thông sẽ là lĩnh vực đứng thứ hai và thứ ba với chi phí ô nhiễm cao nhất. Chi phí ô nhiễm không khí từ khu vực dân dụng hiện nay lên tới 0,5 tỷ USD (11% chi phí ô nhiễm không khí liên quan đến năng lượng) và dự kiến sẽ tăng gấp đôi đến năm 2025 và sau đó giảm mạnh xuống còn 0,3 tỷ USD.



Hình 9.4 Chi phí ô nhiễm không khí theo ngành

So sánh theo ngành trong kịch bản BSL và AP cho phép xác định các lĩnh vực có thể thực hiện giảm ô nhiễm không khí hiệu quả nhất về chi phí. Vào năm 2030, mức giảm chính có thể đạt được từ lĩnh vực giao thông đường bộ. Ngành điện cũng có nhiều tiềm năng để giảm ô nhiễm, đặc biệt là từ năm 2040. Hai lĩnh vực này chiếm hơn 90% mức giảm chi phí hàng năm do ô nhiễm trong kịch bản AP so với BSL. Khu vực công nghiệp chỉ đóng góp 7,5% vào việc giảm chi phí ô nhiễm không khí vào năm 2050, mặc dù chiếm đến 60% chi phí ô nhiễm không khí ở BSL vào năm 2050.

Biện pháp ngắn hạn hiệu quả nhất về chi phí để giảm ô nhiễm không khí được thực hiện trong ngành giao thông vận tải và ngành điện. Sau đây là các phân tích ngành chi tiết.

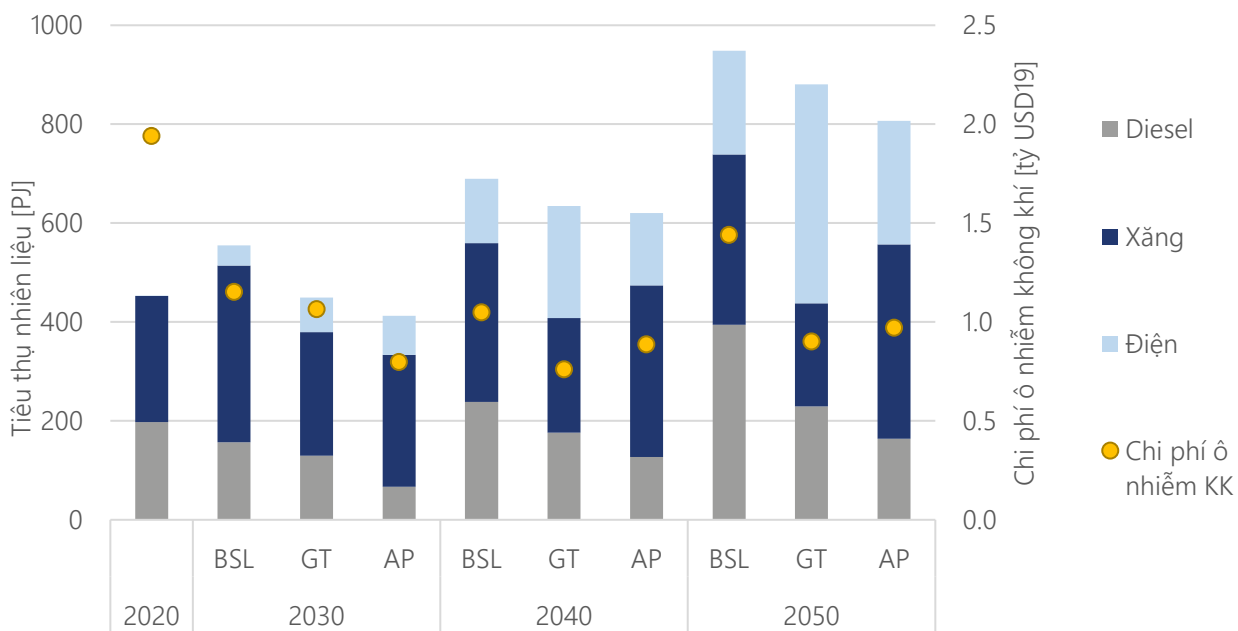
Giảm thiểu ô nhiễm trong lĩnh vực giao thông vận tải

Lĩnh vực giao thông vận tải là nguồn phát thải NO_x và PM_{2.5} chính và nguy cơ người dân tiếp xúc với các chất ô nhiễm từ hoạt động giao thông đường bộ cao dẫn đến chi phí ô nhiễm không khí cao. Đặc biệt là động cơ đốt

trong diesel, gây ô nhiễm nhiều hơn đáng kể so với các phương tiện sử dụng xăng (Cơ quan Năng lượng quốc tế, 2016), là yếu tố chính gây ô nhiễm giao thông đường bộ.

Phân tích cho thấy mức độ ô nhiễm cao hiện nay từ ngành giao thông vận tải ở Việt Nam sẽ giảm đáng kể, mặc dù nhu cầu vận tải và mức tiêu thụ nhiên liệu tăng lên. Do tiêu chuẩn khí thải áp dụng cho các phương tiện mới cao hơn cũng như động cơ diesel giảm tuyệt đối, lượng NO_x giảm trên 50% và $\text{PM}_{2.5}$ dự kiến sẽ giảm 20% trong thập kỷ này trong khi nhu cầu dịch vụ vận tải hành khách và hàng hoá tăng lần lượt 80% và 93%.

Hình 9.5 trình bày tình hình sử dụng nhiên liệu trong lĩnh vực giao thông đường bộ và đường sắt và chi phí ô nhiễm trong các kịch bản BSL, GT và AP. Khi tích hợp chi phí sức khoẻ trong phân tích, ngành giao thông có mức giảm 1/3 các chất ô nhiễm có hại so với kịch bản BSL vào năm 2030. Chi phí ô nhiễm không khí trong kịch bản AP giảm 0,35 tỷ USD so với kịch bản BSL vào năm 2030 và giảm khoảng 0,5 tỷ USD vào năm 2050 chủ yếu do giảm NO_x trong toàn bộ giai đoạn này.



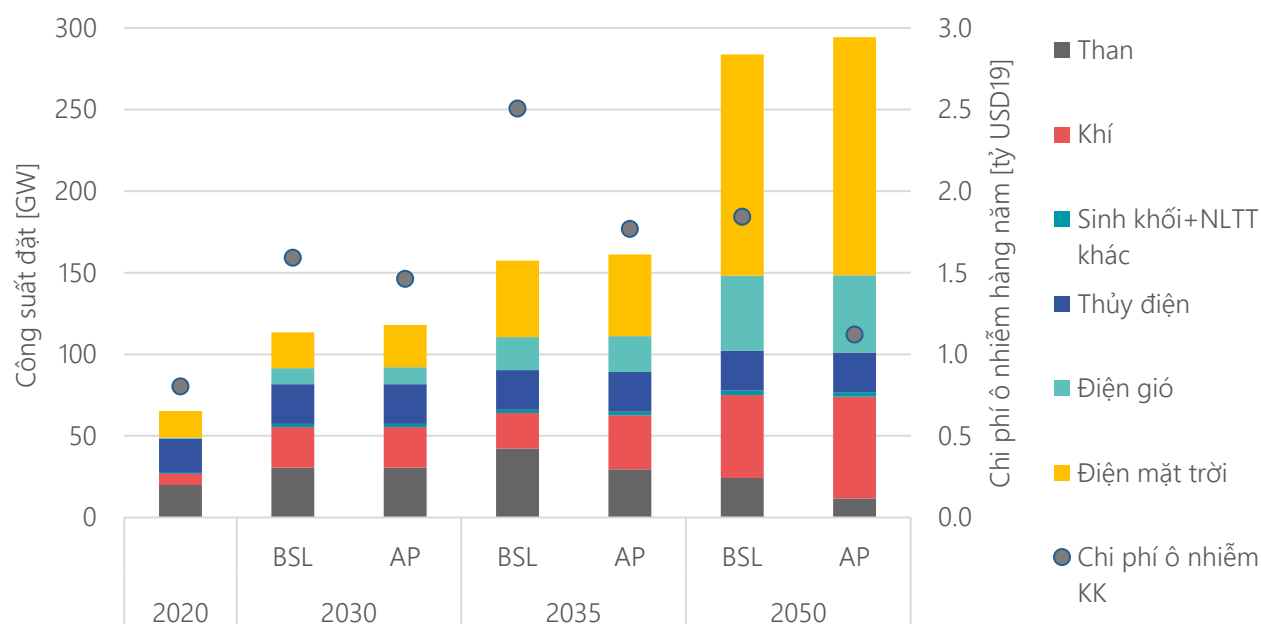
Hình 9.5 Sử dụng nhiên liệu và chi phí ô nhiễm không khí trong vận tải đường bộ và đường sắt

Biện pháp giảm chi phí hiệu quả nhất là thay thế các động cơ diesel gây ô nhiễm cao bằng điện khí hóa. So với kịch bản BSL, mức tiêu thụ diesel giảm từ 50 - 60% mỗi năm trong giai đoạn kể từ sau năm 2030, trong kịch bản AP. Hơn 92% lượng dầu diesel này có thể được thay thế thông qua điện khí hóa xe buýt và xe tải. Tỷ lệ điện khí hóa vào năm 2050 trong kịch bản AP là 31% so với 22% trong kịch bản BSL. Một lợi ích khác của việc tăng cường điện khí hóa là giảm lượng phát thải CO_2 từ vận tải đường bộ, tương đương trên 12,5 triệu tấn mỗi năm từ năm 2030 so với kịch bản BSL.

Mức giảm ô nhiễm không khí từ lĩnh vực giao thông trong kịch bản AP cao hơn kịch bản GT 30% vào năm 2030 và đạt mức giảm chi phí tương đương vào năm 2050 mặc dù các biện pháp áp dụng rất khác nhau. Kết quả này cho thấy mức độ điện khí hóa cao đối với xe ô tô và xe máy cũng như việc chuyển đổi phương thức sang phương tiện giao thông công cộng nhiều hơn như đã thực hiện trong kịch bản GT cũng giúp cải thiện đáng kể tình trạng ô nhiễm không khí.

Giảm ô nhiễm trong ngành điện

Ngành điện cũng bị ảnh hưởng khi tích hợp ô nhiễm không khí trong hệ thống năng lượng (Hình 9.6).



Hình 9.6 Công suất đặt theo loại nhiên liệu trong ngành điện và chi phí ô nhiễm không khí hàng năm

Sự khác biệt lớn nhất giữa các kịch bản là số lượng các nhà máy điện than và khí sau năm 2030. Trong tất cả các kịch bản, tối thiểu 30 GW các nhà máy điện than sẵn sàng vào năm 2030 do các nhà máy đã được quy hoạch và đưa vào vận hành. Trong kịch bản BSL, có thêm 13 GW than được lắp đặt vào năm 2035 trong khi trong kịch bản AP, sẽ không đầu tư thêm vào các nhà máy điện than ngoài các nhà máy đã được quy hoạch. Do đó, khi xem xét chi phí gây ô nhiễm không khí, các khoản đầu tư mới vào điện than không còn cạnh tranh về chi phí. Thay vào đó, sẽ có thêm công suất điện khí được lắp đặt và do đó đây là kịch bản có mức đầu tư khí tự nhiên cao nhất. Hơn nữa, có thêm một lượng nhỏ công suất điện gió và điện mặt trời được bổ sung so với kịch bản BSL.

Kịch bản AP sử dụng than hàng năm ít hơn khoảng 630 PJ so với kịch bản BSL từ năm 2035 trở đi. Với than là nguồn phát thải SO_2 chính (Cơ quan Năng lượng quốc tế, 2016), lượng phát thải SO_2 trong ngành điện giảm khoảng 70% tương ứng với mức giảm chi phí ô nhiễm không khí hơn 0,7 tỷ USD mỗi năm kể từ năm 2035. Ngoài ra, mức tiêu thụ than thấp cũng dẫn đến giảm lượng khí thải CO_2 từ 30-35 triệu tấn mỗi năm chỉ riêng trong ngành điện so với kịch bản BSL.

9.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

Tác động của ô nhiễm không khí từ lĩnh vực năng lượng đến sức khỏe con người có thể tăng gấp ba lần vào năm 2050 trong kịch bản BSL

Tổng chi phí ô nhiễm không khí của hệ thống năng lượng, bao gồm các chất ô nhiễm NO_x , SO_2 và $PM_{2.5}$, vào năm 2050 dự kiến sẽ tăng từ 4,6 tỷ USD vào năm 2020 lên 13,3 tỷ USD trong kịch bản BSL. Hơn nữa, có thể thấy sự thay đổi về tỷ trọng ô nhiễm không khí của các ngành. Vào năm 2020, ngành giao thông đường bộ chiếm tỷ trọng chi phí ô nhiễm không khí cao nhất, với 1,9 tỷ USD. Đến năm 2030, lĩnh vực công nghiệp sẽ chiếm tỷ trọng chi phí cao nhất về ô nhiễm không khí (47%), tiếp theo là ngành điện (24%) và lĩnh vực giao thông (19%) trong kịch bản BSL.

Các biện pháp cạnh tranh nhất về chi phí để giảm ô nhiễm không khí đến từ ngành giao thông và ngành điện

Trong lĩnh vực giao thông vận tải, việc thay thế các động cơ diesel gây ô nhiễm cao, đặc biệt là các loại xe hạng nặng như xe buýt và xe tải, bằng các động cơ điện tương đương vào năm 2030 có thể giảm chi phí ô nhiễm

không khí khoảng 0,35 tỷ USD mỗi năm. Điện khí hóa ô tô và xe máy sẽ tiếp tục làm giảm chi phí ô nhiễm không khí.

Trong ngành điện, các khoản đầu tư vào điện than không còn cạnh tranh về chi phí so với LNG và NLTT khi có tính đến chi phí ô nhiễm và chăm sóc sức khỏe. Phân tích cho thấy nếu không có nhà máy điện than mới nào sau năm 2030, có thể giảm chi phí ô nhiễm không khí ít nhất 0,7 tỷ USD mỗi năm so với kịch bản BSL.

Trong cả hai lĩnh vực, có thể giảm thiểu ô nhiễm không khí mà không phải trả thêm chi phí vì chi phí phát sinh đối với hệ thống năng lượng sẽ được bù đắp bằng mức giảm chi phí sức khỏe.

Giảm thiểu ô nhiễm không khí và giảm phát thải CO₂ có thể đạt được đồng thời

Các biện pháp giảm phát thải CO₂ như giảm điện than và tăng cường điện khí hóa cho các ngành có nhu cầu giúp cải thiện trực tiếp tình trạng ô nhiễm không khí. Trong kịch bản Việt Nam đạt mức phát thải ròng bằng không vào năm 2050, chi phí ô nhiễm không khí có thể giảm ít nhất 87% so với kịch bản BSL.

Tăng cường tích hợp khía cạnh ô nhiễm không khí trong quy hoạch của chính phủ

Để cải thiện phương pháp luận hiện có, cần 1) Xây dựng cơ chế kiểm kê phát thải chi tiết cho Việt Nam và xây dựng mạng lưới giám sát chất lượng không khí/hệ thống MRV, 2) Áp dụng và hỗ trợ nghiên cứu đánh giá các tác động đối với sức khỏe do ô nhiễm không khí, và 3) Xác định hệ số phát thải quốc gia đối với tất cả các công nghệ sử dụng năng lượng. Điều này có thể được tích hợp trong quy hoạch đô thị chung, bao gồm lĩnh vực giao thông công cộng, v.v.

Tài liệu tham khảo

- Ban Kinh tế Trung ương. (2020). *Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia (Nghị quyết số 55-NQ/TW)*. Hà Nội.
- Bộ Công Thương. (Tháng 03/2022). *Dự thảo Quy hoạch phát triển điện quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2045 (QHĐ VIII)*. Hà Nội: Bộ Công Thương.
- Bộ Khí hậu, Năng lượng và Hạ tầng kỹ thuật Đan Mạch. (2021). *Chiến lược chuyển đổi từ điện năng sang nhiên liệu X của Chính phủ*. Nguồn truy cập: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/ptx/strategy_ptx.pdf
- Cơ quan Năng lượng quốc tế. (Ngày 02 tháng 12 năm 2019). *An ninh năng lượng*. Nguồn truy cập: Đảm bảo cung cấp không gián đoạn các nguồn năng lượng ở mức giá hợp lý: <https://www.iea.org/areas-of-work/ensuring-energy-security>
- Cơ quan Năng lượng quốc tế. (2016). *Năng lượng và Ô nhiễm không khí. Báo cáo đặc biệt về Triển vọng Năng lượng Thế giới*. Paris: Ấn phẩm của Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA).
- Cục Năng lượng Đan Mạch. (2020). *Đầu vào cho lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi*. Nguồn truy cập: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/d5_-_input_to_roadmap_for_offshore_wind_development_in_vietnam_full_report_english_final_2020-09-21_0.pdf
- Cục Năng lượng Đan Mạch, Viện Thiết kế và Quy hoạch điện lực, Trung tâm Năng lượng tái tạo Trung Quốc, Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải điện Đan Mạch Energinet và Công ty Ea Energy Analyses. (2018). *Mức độ linh hoạt của nhà máy nhiệt điện, một ấn phẩm trong chiến dịch của Diễn đàn Bộ trưởng Năng lượng sạch. Diễn đàn Bộ trưởng Năng lượng sạch (CEM)*. Nguồn truy cập: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Publications_reports_papers/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf
- EREA & DEA. (2021a). *Cẩm nang Công nghệ Việt Nam*. Hà Nội: Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch.
- EREA & DEA. (2021b). *Dự báo giá nhiên liệu cho Việt Nam. Báo cáo cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021*. Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch.
- EREA & DEA. (2022a). *Báo cáo mô hình PSS/E: Mô hình hóa chi tiết lưới điện cho hệ thống điện Việt Nam. Báo cáo cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021*. Hà Nội.
- EREA & DEA. (2022b). *Báo cáo kỹ thuật. Báo cáo cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021*. Hà Nội.
- EREA, DEA & Đại sứ quán Vương quốc Đan Mạch tại Việt Nam. (2021). *Nghiên cứu các tiêu chí và khung pháp lý cho phát triển hiệu quả và bền vững thị trường điện gió ngoài khơi tại Việt Nam*. Nguồn truy cập: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/report_on_density_and_definition_2021.pdf
- GIZ. (2018). *Đánh giá cấp quốc gia về tiềm năng phát triển các dự án điện mặt trời nổi lưới tại Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2030*. 2018: Tổ chức Hợp tác quốc tế Đức (GIZ).
- Ngân hàng Thế giới. (2021). *Lộ trình phát triển điện gió ngoài khơi tại Việt Nam*. Washington, DC: Ngân hàng Thế giới.
- S.N. Naik, V. V. (2010). Sản xuất nhiên liệu sinh học thế hệ thứ nhất và thứ hai: Đánh giá toàn diện. *Tạp chí Đánh giá Năng lượng bền vững và Năng lượng tái tạo*, tr. 578-597. doi:10.1016/j.rser.2009.10.003
- Tổng cục Thống kê. (2020). *Niên giám thống kê Việt Nam*. Hà Nội: Nhà xuất bản Thống kê.
- Trung tâm Sống và Học tập vì Môi trường và Cộng đồng (Live&Learn), Trường Đại học Y tế công cộng, Trường Đại học Công nghệ - Đại học Quốc gia Hà Nội và Cơ quan Phát triển Quốc tế Hoa Kỳ. (2019). *Các tác động đến sức khỏe cộng đồng của PM2.5 tại Hà Nội năm 2019*. Hà Nội: Trung tâm Sống và Học tập vì Môi trường và Cộng đồng.

Viện Năng lượng. (2020). *Phân tích về hệ thống HVDC cho Việt Nam - Phân tích về Hệ thống truyền tải điện một chiều cao áp cho Quy hoạch phát triển điện quốc gia VIII*. Hà Nội: Viện Năng lượng Việt Nam. Nguồn truy cập:

https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/hvdc_for_pdp8_support_eng0107.pdf

Viện Năng lượng. (2021). *Dự thảo Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến 2050*. Hà Nội: Viện Năng lượng.

