BỘ CÔNG THƯƠNG

CỤC ĐIỆN LỰC

BÁO CÁO ĐÁNH GIÁ

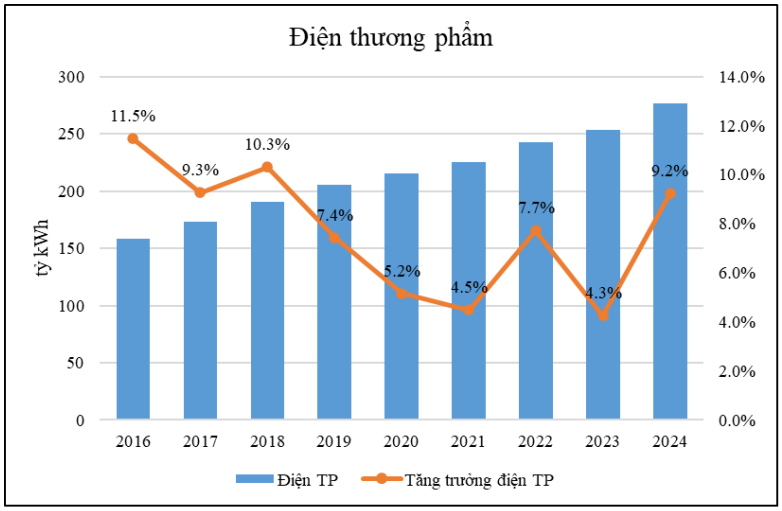
QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN ĐIỆN LỰC QUỐC GIA (QUY HOẠCH ĐIỆN 8)

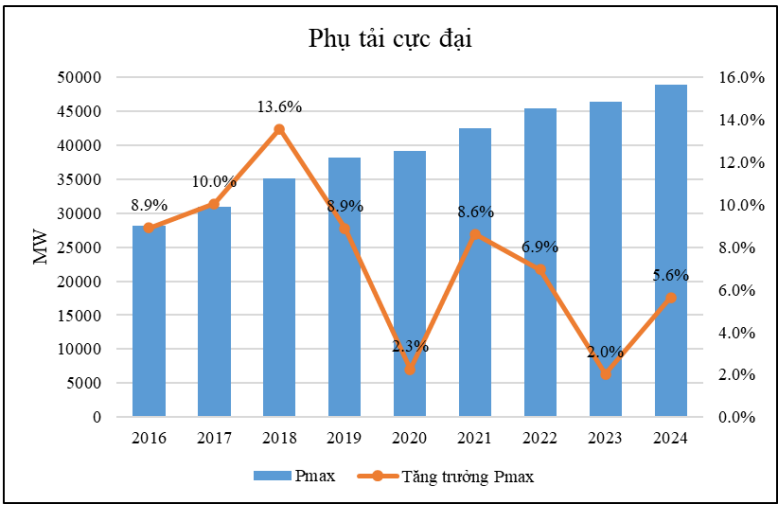
Hà Nội, tháng 3/ 2025

I. Hiện trạng nhu cầu tiêu thụ điện và khả năng đáp ứng

1. Hiện trạng nhu cầu điện

Lượng điện năng tiêu thụ của Việt Nam trong những năm gần đây thường xuyên tăng trưởng ở mức cao nhằm đáp ứng nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội. Thống kê tình hình tăng trưởng điện phụ tải toàn quốc trong giai đoạn 2016 – 2024 được thể hiện trong hình dưới đây. Trong giai đoạn này, sản lượng điện thương phẩm toàn quốc tăng trưởng gấp 1,7 lần từ khoảng 158 tỷ kWh lên khoảng 276 tỷ kWh với tốc độ bình quân khoảng 7,2%/năm. Tuy nhiên, do ảnh hưởng của đại dịch COVID-19 và tác động của suy thoái kinh tế toàn cầu, tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm trong 4 năm trở lại đây (2021-2024) đạt khoảng 7,1%/năm, thấp hơn so với giai đoạn 2016-2020 (khoảng 8%/năm).



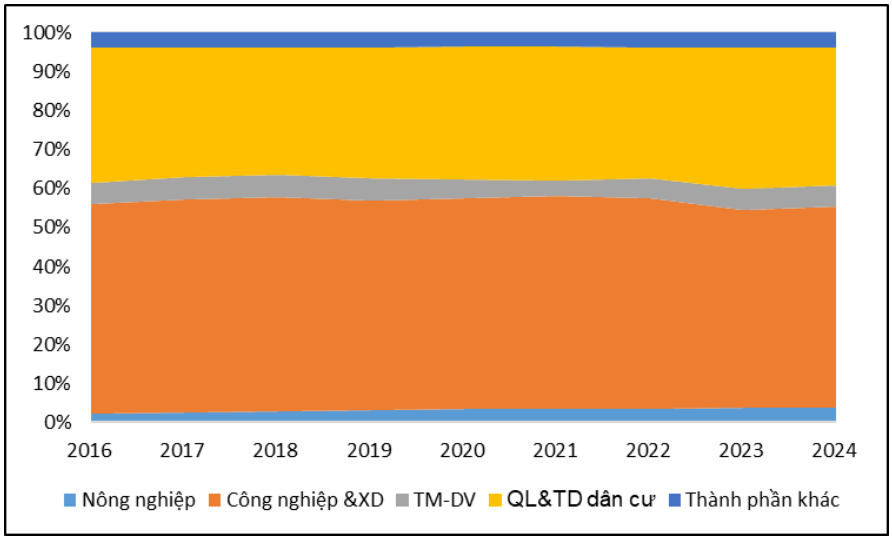


*Hình **Error! No text of specified style in document.**.1. Tình hình tăng trưởng nhu cầu điện toàn quốc giai đoạn 2016-2024*

Tương tự như điện thương phẩm, phụ tải cực đại của hệ thống điện trong giai đoạn 2016-2024 cũng tăng trưởng nhanh, với tốc độ bình quân khoảng 7,2%/năm từ khoảng 28 GW năm 2016 lên gần 49 GW năm 2024. Tuy nhiên, trong giai đoạn 2021-2024, tốc độ tăng trưởng phụ tải cực đại toàn quốc thấp hơn đáng kể so với giai đoạn 2016-2020 (khoảng 4,8%/năm so với 8,6%/năm).

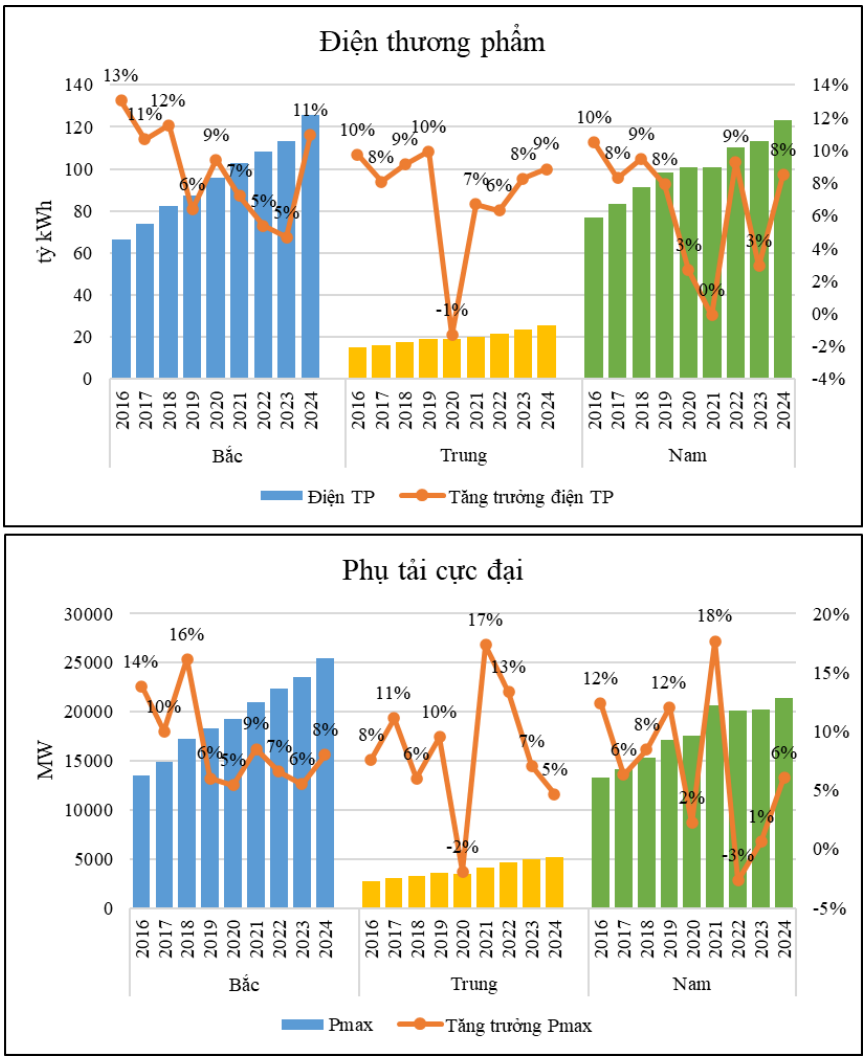
Cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc theo các ngành kinh tế trong giai đoạn 2016-2024 được thể hiện trong hình dưới đây. Có thể thấy rằng trong giai đoạn này, cơ cấu tiêu thụ

điện toàn quốc thay đổi không đáng kể. Lĩnh vực công nghiệp và xây dựng chiếm tỷ lệ lớn nhất trong cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc, khoảng trên 50%, theo sau là điện dùng cho lĩnh vực quản lý và tiêu dùng dân cư, chiếm khoảng 35% nhu cầu tiêu thụ điện toàn quốc. Điện dùng trong các lĩnh vực còn lại chỉ chiếm tỷ lệ nhỏ trong cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc, vào khoảng 3-5%. Về mức độ tăng trưởng, điện thương phẩm trong hầu hết các lĩnh vực trong giai đoạn 2021-2024 có tốc độ tăng trưởng trung bình khoảng 5-9%/năm, riêng điện thương phẩm của ngành thương mại và dịch vụ tăng trung bình khoảng 18%/năm để đáp ứng nhu cầu phục hồi sau đại dịch COVID-19.



*Hình **Error! No text of specified style in document.**.2. Cơ cấu tiêu thụ điện theo các ngành kinh tế*

Xét trên phạm vi từng miền, tình hình tiêu thụ điện trong giai đoạn 2016-2024 được trình bày trong hình dưới đây. Miền Bắc và miền Nam là hai trung tâm phụ tải của cả nước, tổng sản lượng điện thương phẩm của hai miền chiếm khoảng 90% nhu cầu điện toàn quốc. Điện thương phẩm của miền Trung chỉ chiếm khoảng 10%. Từ năm 2014 trở về trước, miền Nam chiếm khoảng 50% nhu cầu điện toàn quốc. Từ năm 2015, nhu cầu điện của miền Bắc tăng trưởng mạnh, do đó tỷ trọng của miền Bắc trong cơ cấu tiêu thụ điện toàn quốc cũng tăng dần theo từng năm, và gần như cân bằng với miền Nam từ năm 2017. Năm 2024, sản lượng điện thương phẩm 2 miền Bắc và Nam đạt trên 120 tỷ kWh, miền Trung đạt khoảng 25 tỷ kWh; phụ tải cực đại 2 miền Bắc và Nam đạt khoảng 25 GW và 21 GW, phụ tải cực đại miền Trung đạt trên 5 GW.



*Hình **Error! No text of specified style in document.**.3. Tình hình tăng trưởng nhu cầu điện theo miền giai đoạn 2016-2024*

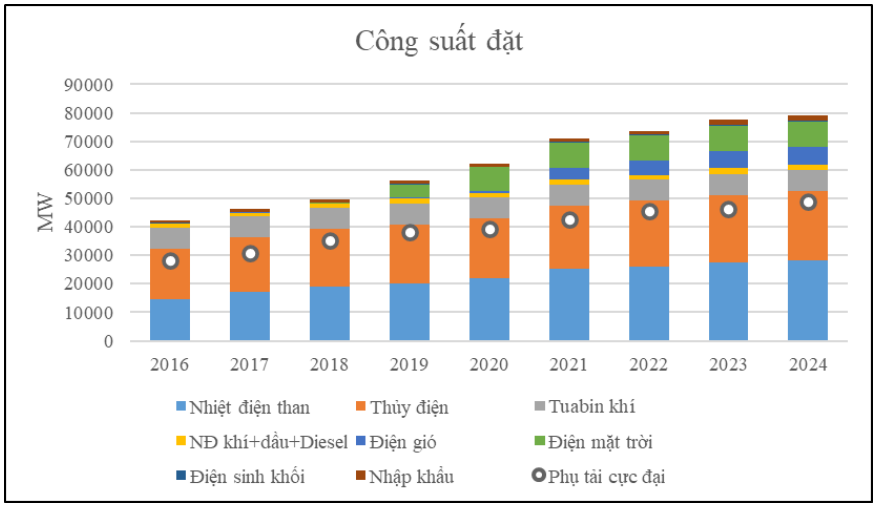
2. Khả năng đáp ứng nhu cầu điện

Trong giai đoạn 2021-2024, tình hình cung ứng điện gặp nhiều khó khăn thách thức. Đặc biệt là trong các năm 2022 và 2023, phụ tải điện tăng trưởng cao để đáp ứng phục hồi kinh tế sau đại dịch COVID-19. Trong khi đó, biến động giá nhiên liệu (than, dầu, khí) thế giới làm cho chi phí sản xuất điện và mua điện của EVN tăng cao, kèm với ảnh hưởng của biến đổi khí hậu khiến tình hình vận hành các nhà máy thủy điện đặc biệt khó khăn. Phụ tải miền Bắc tăng trưởng nhanh trong khi lưu lượng nước về các hồ giảm thấp hơn trung bình nhiều năm (tần suất nước 90%) đồng thời nhiều nhà máy nhiệt điện than bị sự cố hoặc suy giảm công suất do điều kiện thời tiết nắng nóng và công tác sửa chữa, khắc phục sự cố một số nhà máy nhiệt điện than ngoài EVN bị kéo dài dẫn tới dự phòng nguồn điện miền Bắc giảm thấp. Từ cuối tháng 5 đến tháng 6 năm 2023, đã xảy ra tình trạng thiếu hụt nguồn cung ở hệ thống điện miền Bắc, dẫn đến phải tiết giảm phụ tải ở nhiều địa phương. Bên cạnh đó, hệ thống điện miền Nam cũng xảy ra tình trạng thiếu hụt công suất đỉnh tại một số giờ cao điểm, dẫn đến phải huy động các nguồn chạy dầu có giá thành cao để phủ đỉnh.

Tuy nhiên, với sự chỉ đạo quyết liệt của Thủ tướng Chính phủ, Bộ Công Thương và sự nỗ lực của EVN, cũng như các đơn vị có liên quan đến cung cấp điện, tình hình cung ứng điện đến nay về cơ bản đã đáp ứng được nhu cầu, không phải thực hiện tiết giảm điện. Việc cung ứng than cho phát điện đã được bảo đảm, sự cố các nhà máy nhiệt điện được khắc phục dần, nước về các hồ chứa thuỷ điện được cải thiện, do đó công tác cung ứng điện được bảo đảm, đáp ứng đủ điện cho nhu cầu sản xuất kinh doanh và sinh hoạt của người dân.

Tình hình tăng trưởng công suất đặt toàn quốc trong giai đoạn 2016 - 2024 được trình bày trong hình dưới đây. Trong giai đoạn này, tổng công suất đặt các nguồn điện trong hệ thống đã tăng khoảng 2 lần từ khoảng 42 GW lên khoảng 87 GW[1]. Nếu không tính tời nguồn điện mặt trời mái nhà, tổng công suất nguồn điện toàn hệ thống vào khoảng 79 GW. Tỷ lệ dự phòng công suất của toàn bộ nguồn điện trong hệ thống năm 2024 khoảng 77%. Tuy nhiên, nếu không tính tới các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời, tỷ lệ dự phòng công suất của hệ thống điện giảm còn khoảng 31%.

Trước năm 2019, nguồn điện của Việt Nam hầu hết là các nhà máy điện truyền thống như nhiệt điện than, nhiệt điện khí và thủy điện. Từ năm 2019 trở lại đây, do các cơ chế khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo của Chính phủ, các nguồn điện mặt trời và điện gió đã có bước phát triển đáng kể. Tới năm 2024, hệ thống điện Việt Nam đã có gần 9 GW điện mặt trời trang trại và gần 6 GW điện gió. Các loại hình nguồn truyền thống có tổng công suất đặt gần 60 GW, trong đó có 28 GW nhiệt điện than, 24 GW thủy điện và 7 GW tuabin khí. Trong giai đoạn 2021-2024, một số nhà máy nhiệt điện lớn, quan trọng được đưa vào vận hành như Sông Hậu 1 (1200 MW), Nghi Sơn 2 (1320 MW), Duyên Hải 2 (1320 MW), Thái Bình 2 (1200 MW), Vân Phong 1 (1432 MW).

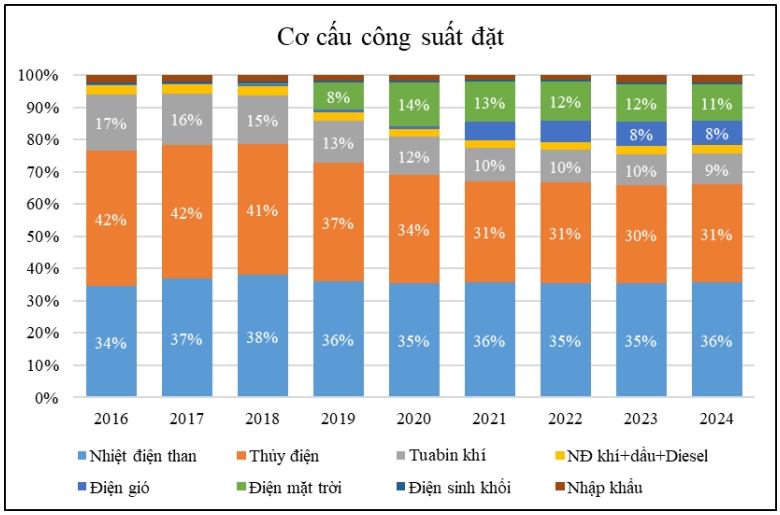


*Hình **Error! No text of specified style in document.**.4. Tăng trưởng công suất đặt nguồn điện toàn quốc giai đoạn 2016-2024*

Cơ cấu công suất đặt nguồn điện toàn quốc theo các loại hình trong giai đoạn 2016 – 2024 được trình bày trong hình dưới đây. Tỷ lệ các nguồn thủy điện (bao gồm cả thủy điện nhỏ) có xu hướng giảm dần do tiềm năng thủy điện đã được khai thác gần hết. Đến

[1] Theo số liệu cung cấp của NSMO tại Văn bản số 1424/NSMO-PT ngày 23/12/2024

năm 2024, nguồn thủy điện chỉ còn chiếm khoảng 31% trong cơ cấu nguồn điện toàn quốc. Trong khi đó, từ năm 2016 trở lại đây, nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ lệ trên 35% do có nhiều nhà máy được đưa vào vận hành trong giai đoạn này. Tỷ lệ các nguồn điện mặt trời và điện gió đã từ gần như 0% vào năm 2018 lên lần lượt 11% và 8% vào năm 2024. Nguồn điện tuabin khí không được bổ sung trong các năm trở lại đây. Do đó, tỷ lệ của loại hình nguồn này giảm từ 17% năm 2016 xuống còn 9% năm 2024. Các loại hình nguồn còn lại hiện chiếm tỷ lệ nhỏ trong cơ cấu nguồn điện toàn quốc.



*Hình **Error! No text of specified style in document.**.5. Cơ cấu công suất đặt nguồn điện toàn quốc giai đoạn 2016 – 2024*

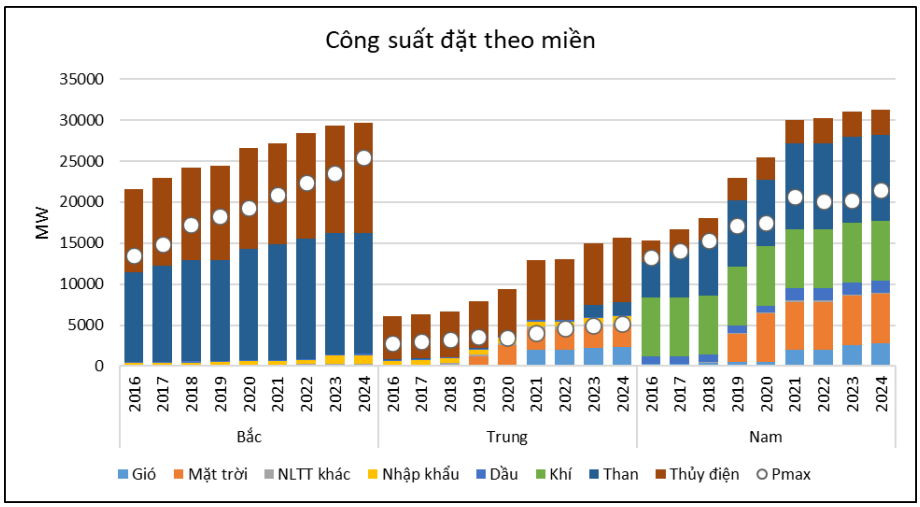
Xét trên phạm vi các miền, tình hình tăng trưởng công suất đặt (không tính tới điện mặt trời mái nhà) trong giai đoạn 2016 – 2024 được thể hiện trong hình dưới đây. Trong giai đoạn này, công suất đặt nguồn điện miền Bắc tăng khoảng 1,5 lần từ 21 GW năm 2016 lên 30 GW năm 2024. Nguồn điện miền Bắc chủ yếu là nhiệt điện than và thủy điện, hai loại nguồn này chiếm 95% trong cơ cấu nguồn điện toàn miền.

Tại miền Trung, công suất đặt các nguồn điện tăng trung bình 14%/năm từ 6 GW năm 2016 lên gần 16 GW năm 2024. Trước năm 2019, miền Trung hầu như chỉ có các nguồn thủy điện, chiếm tỷ lệ khoảng 86% trong cơ cấu nguồn điện của miền. Từ năm 2019 trở lại đây, miền Trung được bổ sung một lượng đáng kể nguồn điện mặt trời và điện gió. Năm 2024, hai loại nguồn này chiếm khoảng 32% trong cơ cấu nguồn điện toàn miền.

Tại miền Nam, công suất đặt của các nguồn điện tăng trưởng trung bình 10%/năm, từ khoảng 15 GW năm 2016 đến 31 GW năm 2024. Trước năm 2019, nguồn điện miền Nam chủ yếu là tua bin khí và nhiệt điện than. Từ năm 2019 trở lại đây, miền Nam được bổ sung một lượng đáng kể nguồn điện mặt trời và điện gió. Năm 2024, hai loại nguồn này chiếm khoảng 28% trong cơ cấu nguồn điện toàn miền.

Về tỷ lệ dự phòng công suất, miền Trung là nơi có tỷ lệ dự phòng cao nhất cả nước do phụ tải thấp và mức độ tập trung nguồn lớn. Tỷ lệ dự phòng công suất của toàn bộ nguồn điện miền Trung năm 2024 khoảng 203%. Nếu không tính tới các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời, tỷ lệ dự phòng công suất của miền Trung ở mức 109%. Tỷ lệ dự phòng công suất tại miền Bắc khoảng 16% khi tính tới các nguồn điện gió và điện mặt trời. Nếu không tính tới các loại nguồn này, tỷ lệ dự phòng công

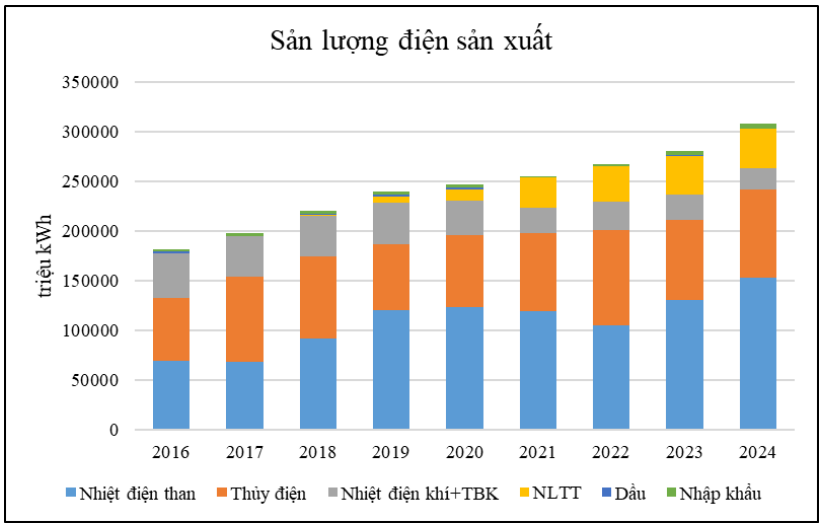
suất của miền Bắc vào khoảng 15%. Tỷ lệ dự phòng công suất của toàn bộ nguồn điện miền Nam năm 2024 khoảng 46%, nhưng sẽ giảm xuống chỉ còn 5% nếu không tính tới các nguồn điện gió và điện mặt trời.



*Hình **Error! No text of specified style in document.**.6. Công suất đặt nguồn điện theo miền giai đoạn 2016-2024*

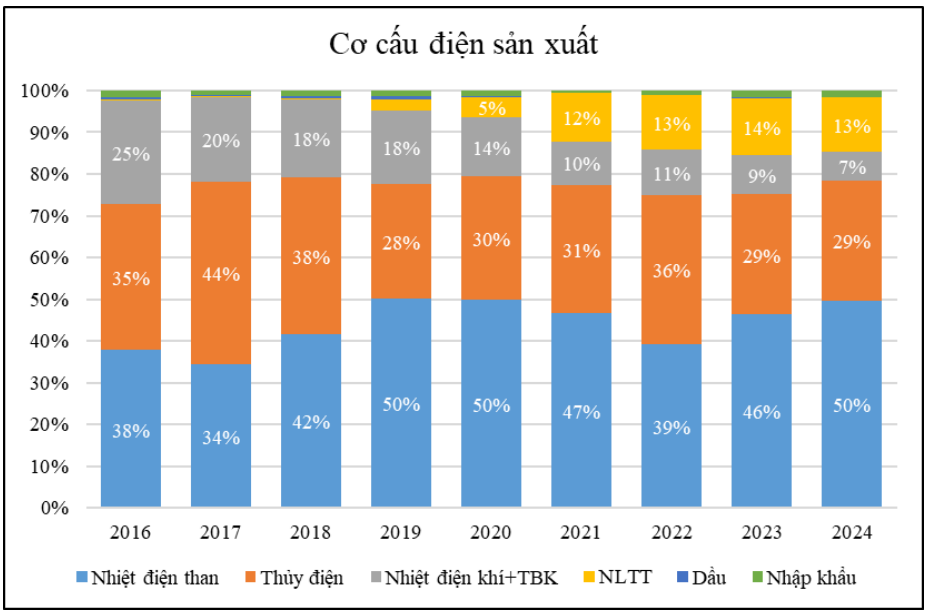
II. Đánh giá thực hiện chương trình phát triển nguồn điện

Tình hình tăng trưởng điện sản xuất toàn quốc giai đoạn 2016-2024 được trình bày trong hình dưới đây. Trong giai đoạn này, sản lượng điện sản xuất toàn quốc tăng trưởng trung bình 6,8%/năm từ khoảng 182 tỷ kWh năm 2016 lên khoảng 310 tỷ kWh năm 2024. Sản lượng điện sản xuất từ nguồn năng lượng tái tạo có bước tăng nhảy vọt từ khoảng 300 triệu kWh năm 2016 lên khoảng 40 tỷ kWh năm 2024 do các nguồn điện gió và điện mặt trời được đẩy mạnh phát triển trong các năm gần đây. Đối với các nguồn điện truyền thống, sản lượng nhiệt điện than tăng trưởng nhanh nhất với tốc độ trung bình khoảng 10,6%/năm từ khoảng 68 tỷ kWh năm 2016 lên 153 tỷ kWh năm 2024. Sản lượng điện sản xuất của thủy điện tăng khoảng 4,3%/năm trong giai đoạn này từ 64 tỷ kWh lên 89 tỷ kWh. Sản lượng điện sản xuất từ các nguồn điện khí duy trì trên 40 tỷ kWh trong các năm 2016 – 2019. Tuy nhiên trong các năm gần đây, nguồn điện khí không được ưu tiên huy động do suy giảm do nguồn cấp khí ngày một suy giảm và chi phí sản xuất điện cao, sản lượng điện khí giảm còn 22 tỷ kWh trong năm 2024. Lượng điện nhập khẩu trong các năm gần đây tăng từ 3 tỷ kWh lên 5 tỷ kWh, trừ năm 2021 Việt Nam sản lượng giảm còn khoảng 1,4 tỷ kWh (do tạm dừng nhập khẩu điện từ Trung Quốc).



*Hình **Error! No text of specified style in document.**.7. Sản lượng điện sản xuất toàn quốc giai đoạn 2016-2024*

Cơ cấu các điện sản xuất toàn quốc theo loại hình nguồn điện giai đoạn 2016 – 2024 được trình bày trong hình dưới đây. Nhiệt điện than và thủy điện là hai loại hình nguồn điện được huy động nhiều nhất trong giai đoạn này, với tổng sản lượng điện chiếm khoảng 73-80% trong cơ cấu điện sản xuất toàn quốc. Trong khi đó, do không được ưu tiên huy động, tỷ lệ điện khí trong cơ cấu điện sản xuất giảm từ 25% năm 2016 xuống còn 7% năm 2024. Tỷ lệ điện sản xuất từ các nguồn NLTT tăng đáng kể trong các năm trở lại đây, hiện chiếm khoảng 13% trong cơ cấu điện sản xuất toàn quốc. Sản lượng điện từ các nguồn điện còn lại bao gồm nhiệt điện chạy dầu và nhập khẩu chỉ chiếm tỷ lệ nhỏ trong cơ cấu điện sản xuất toàn quốc.



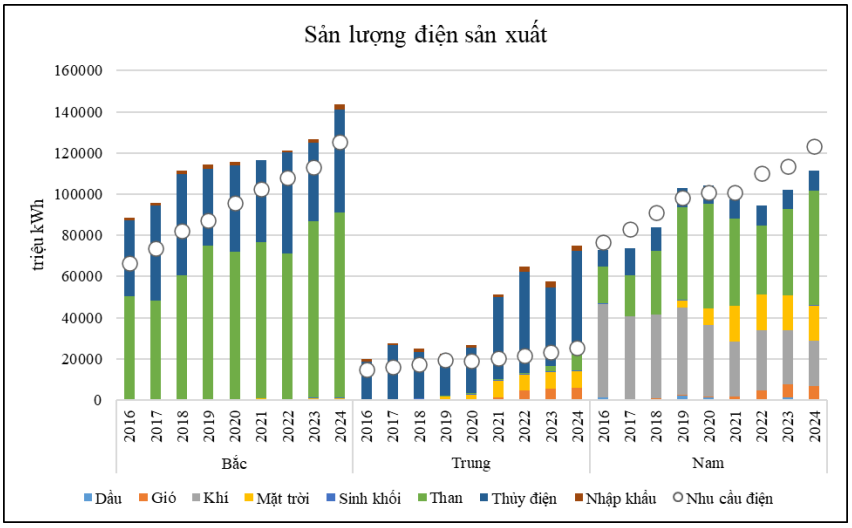
*Hình **Error! No text of specified style in document.**.8. Cơ cấu điện sản xuất toàn quốc giai đoạn 2016-2024*

Xét trên phạm vi từng miền, sản lượng điện sản xuất trong giai đoạn 2016 – 2024 được thể hiện trong hình dưới đây. Tại miền Bắc, sản lượng điện sản xuất tăng trung bình khoảng 6,1%/năm từ 89 tỷ kWh năm 2016 lên 142 tỷ kWh năm 2024. Hiện nay,

điện sản xuất của miền Bắc chủ yếu là các nguồn nhiệt điện than và thủy điện, sản lượng điện từ hai loại hình nguồn ngày hiện chiếm khoảng 98% tổng sản lượng điện sản xuất toàn miền.

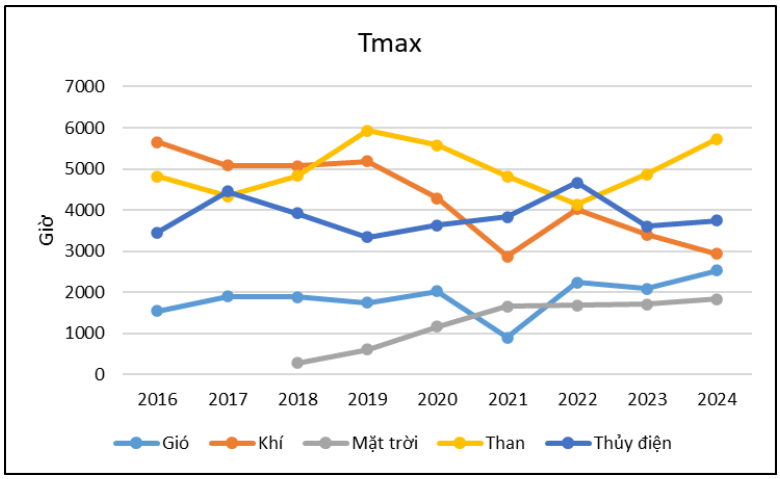
Tại miền Trung, sản lượng điện sản xuất tăng trung bình 18%/năm từ 20 tỷ kWh năm 2016 lên trên 75 tỷ kWh năm 2024. Hiện nay, điện sản xuất tại miền Trung chủ yếu là thủy điện, chiếm khoảng 67% trong cơ cấu điện sản xuất toàn miền. Sản lượng điện từ các nguồn năng lượng tái tạo chiếm khoảng 19%.

Tại miền Nam, trong giai đoạn 2016-2024, sản lượng điện sản xuất tăng trung bình khoảng 5,4%/năm. Năm 2024, sản lượng điện sản xuất toàn miền vào khoảng 111 tỷ kWh. Nguồn điện than và khí là các nguồn điện chính tại miền Nam hiện nay, sản lượng điện từ các nguồn ngày chiếm khoảng 70% tổng sản lượng điện sản xuất toàn miền. Sản lượng điện từ các nguồn năng lượng tái tạo chiếm 21%. Ngoài ra, có thể thấy miền Nam trong luôn gặp tình trạng thiếu điện năng nội miền, phải nhận thêm điện từ miền Trung qua lưới điện truyền tải liên miền. Ngược lại, miền Trung có xu hướng thừa điện do phụ tải thấp.



*Hình **Error! No text of specified style in document.**.9. Sản lượng điện sản xuất tại các miền giai đoạn 2016– 2024*

Về tần suất huy động nguồn, xem xét số giờ vận hành công suất lớn nhất (Tmax) của các loại nguồn trên hệ thống điện toàn quốc giai đoạn 2016 - 2024 trong hình dưới đây. Với vai trò là nguồn điện chạy nền, nguồn nhiệt điện than thường duy trì số giờ vận hành cao. Tuy nhiên, trong 3 năm gần đây, với sự phát triển mạnh các nguồn năng lượng tái tạo, nhiệt điện than có xu hướng giảm huy động, khiến Tmax trung bình giảm từ khoảng 6.000 giờ năm 2019 xuống còn hơn 4.100-5.700 giờ vào các năm 2022-2024. Các nguồn điện khí bị giảm huy động trong các năm gần đây do sự thiếu hụt khí thượng nguồn và sự gia tăng nguồn năng lượng tái tạo. Tmax trung bình của nhiệt điện khí giảm từ khoảng trên 5.000 giờ năm 2019 xuống khoảng 2.900 giờ năm 2024. Nguồn thủy điện được huy động ổn định với Tmax dao động trong khoảng 3.400 – 4.600 giờ. Các nguồn điện gió và điện mặt trời có Tmax tương đối thấp do ảnh hưởng bởi điều kiện thời tiết. Năm 2024, Tmax trung bình toàn quốc của 2 loại nguồn này lần lượt khoảng 2.500 giờ và 1.800 giờ.



*Hình **Error! No text of specified style in document.**.10. Tmax trung bình của các loại nguồn điện toàn quốc giai đoạn 2016 – 2024*

1. Các khó khăn, thách thức

Về mặt khách quan, giai đoạn 2021-2024, thế giới xảy ra nhiều biến động lớn và phức tạp như đại dịch COVID-19, tình hình chiến tranh Nga – Ukraina, các xung đột tại khu vực Trung Đông,…Các biến động này đã tác động mạnh đến tăng trưởng kinh tế toàn cầu, ảnh hưởng lớn đến giá nhiên liệu (than, dầu, khí) thế giới làm cho chi phí sản xuất điện và mua điện của EVN tăng cao. Bên cạnh đó, do ảnh hưởng của biến đổi khí hậu, đặc biệt là hiện tượng El Nino trong các năm 2021-2023 làm giảm lượng nước về các hồ chứa thủy điện, nắng nóng kéo dài khiến nhiều nhà máy nhiệt điện than trên toàn hệ thống suy giảm hiệu suất hoặc gặp sự cố kéo dài, gây thiếu hụt điện năng tại một số thời điểm, đặc biệt là tại miền Bắc.

Về mặt chủ quan, tình hình sản xuất điện trong giai đoạn vừa qua còn gặp một số vướng mắc do công tác huy động nguồn điện và điều tiết các hồ chứa thủy điện còn bất cập, chưa theo kịp các diễn biến thủy văn. Ngoài ra, một số nhà máy điện than gặp phải tình trạng thiếu than ở các tháng cao điểm mùa khô.

III. Đánh giá chương trình phát triển lưới điện

1. Hiện trạng lưới điện truyền tải

Lưới truyền tải 500 kV, 220 kV chủ yếu do Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia (EVNNPT) quản lý. Lưới điện truyền tải do EVNNPT quản lý đều là các đường trục truyền tải quan trọng, bao gồm lưới điện truyền tải xương sống 500 kV, lưới điện truyền tải liên miền, liên khu vực. Bên cạnh EVNNPT, một số Tổng công ty Điện lực trực thuộc EVN cũng tham gia đầu tư xây dựng các công trình lưới điện truyền tải 220 kV nhằm cấp điện cho phụ tải trong khu vực được quản lý, nhưng số lượng không lớn. Ngoài ra, trong các năm trở lại đây, một số công trình lưới điện truyền tải cấp 220 kV và 500 kV đã được các đơn vị tư nhân trực tiếp đầu tư xây dựng nhằm phục vụ mục đích đấu nối nguồn các năng lượng tái tạo để đáp ứng tiến độ hưởng chính sách ưu đãi của Chính phủ.

Tổng hợp khối lượng đường dây và trạm biến áp 500-220 kV các năm 2021-2024 được thống kê trong bảng dưới đây. Đến năm 2024, toàn quốc có tổng cộng hơn 32.950 MVA trạm biến áp 500-220 kV và hơn 133.000 km đường dây 500-220 kV.

Nhìn chung, lưới điện truyền tải toàn quốc cơ bản đáp ứng được nhu cầu truyền tải và cấp điện cho phát triển kinh tế xã hội của đất nước. Tuy nhiên, một số khu vực vẫn xuất hiện tình trạng đầy và quá tải cục bộ tại một số thời điểm do nguồn điện phát cao hoặc do gia tăng đột biến về nhu cầu phụ tải.

*Bảng **Error! No text of specified style in document.**.1. Khối lượng đường dây và trạm biến áp 500 -220 kV các năm 2021-2024*

Năm	500 kV	220 kV	500 kV	220 kV
	Đường dây (km)		Máy biến áp (MVA)	
2021	8.973	19.449	43.200	73.614
2022	10.118	19.823	46.650	78.073
2023	10.691	20.640	47.400	80.654
2024	11.752	21.193	487.50	84.565

Nguồn: EVN

a) Hiện trạng lưới điện 500 kV

Lưới điện 500 kV đóng vai trò rất quan trọng trong việc cân bằng năng lượng toàn quốc và ảnh hưởng tới độ tin cậy cung cấp điện của từng miền. Trong giai đoạn 2021-2024, nhiều công trình đường dây và trạm biến áp 500 kV đã chính thức đưa vào vận hành, góp phần đáng kể trong việc đảm bảo cung cấp điện, cải thiện chất lượng điện áp, giảm tổn thất, chống quá tải và nâng cao độ ổn định vận hành của hệ thống. Trong đó, hai công trình trọng điểm là các cung đoạn đường dây mạch 3 Quảng Trạch – Dốc Sỏi và Quảng Trạch – Phố Nối được đưa vào vận hành các năm 2022 và 2024 đã giúp nâng cao năng lực truyền tải giữa miền Bắc và miền Trung cũng như giữa khu vực Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ. Ngoài ra, một số công trình lưới điện 500 kV quan trọng đã được hoàn thành nhằm cải thiện khả năng cấp điện cho miền Bắc và miền Nam, điển hình như các công trình nâng công suất các trạm biến áp 500 kV Quảng Ninh, Nho Quan, xây mới trạm biến áp 500 kV Thanh Hóa, nâng công suất các trạm biến áp 500 kV Nhà Bè, Sông Mây, xây mới trạm biến áp 500 kV Long Thành; cải thiện khả năng giải tỏa công suất tại khu vực miền Trung như nâng công suất trạm biến áp 500 kV Đắk Nông.

Về tình hình vận hành, tại miền Bắc, cung đoạn 500 kV Nho Quan – Thường Tín mang tải cao do truyền tải cao Trung – Bắc, các cung đoạn 500 kV Sơn La – Việt Trì và Sơn la – Hiệp Hòa xuất hiện tình trạng tải cao do thủy điện phát cao. Ngoài ra, một số trạm biến áp 500 kV xuất hiện tình trạng đầy/quá tải do phụ tải tăng cao như Thường Tín, Tây Hà Nội, Nho Quan; hoặc do nguồn điện phát cao như Nghi Sơn, Sơn La, Lai Châu.

Tại miền Trung, các đường dây 500 kV Dốc Sỏi – Đà Nẵng, Vĩnh Tân – Sông Mây và các trạm biến áp 500 kV Thạnh Mỹ, Đắk Nông, Vĩnh Tân mang tải cao do yêu cầu giải tỏa công suất nguồn.

Tại miền Nam, một số phần tử lưới điện 500 kV xung quanh khu vực thành phố Hồ Chí Minh và Đông Nam Bộ xuất hiện tình trạng đầy tải do phụ tải tăng cao như các

đường dây 500 kV Đắk Nông – Cầu Bông, Sông Mây – Tân Định, Nhà Bè – Mỹ Tho, các trạm biến áp 500 kV Duyên Hải, Nhà Bè, Sông Mây, Tân Uyên.

b) Hiện trạng lưới điện 220 kV

Lưới 220 kV kV là xương sống cho hệ thống điện của từng miền, có nhiệm vụ đảm bảo việc cung cấp điện an toàn và liên tục tới lưới điện của miền và khu vực.

Tại miền Bắc, tình trạng vận hành đầy/quá tải xuất hiện tại một số trạm biến áp và đường dây 220 kV thuộc các trung tâm phụ tải tại khu vực Hà Nội và phụ cận, Đông Bắc, Bắc Trung Bộ và các khu vực phát triển cao nguồn thủy điện tại Tây Bắc. Các trạm biến áp và đường dây 220 kV thường xuyên vận hành đầy/quá tải do phụ tải tăng cao bao gồm:

- Khu vực Hà Nội và phụ cận: các trạm biến áp 220 kV Hà Đông, Mai Động, Thành Công, Việt Trì, Vĩnh Yên, Thanh Nghị…

- Khu vực Nam Hà Nội: các trạm biến áp 220 kV Nam Định, Ninh Bình, Thái Bình, Trực Ninh…

- Khu vực Đông Bắc: các trạm biến áp 220 kV Bắc Giang, Lưu Xá, Phú Bình…

- Khu vực Bắc Trung Bộ: các trạm biến áp 220 kV Tương Dương, Vinh, Nghi Sơn…

- Các đường dây 220 kV Nho Quan – Thanh Nghị, Thái Nguyên – Lưu Xá, Xuân Mai – Hà Đông, Tây Hà Nội – Chèm, Vĩnh Yên - Sóc Sơn, Phố Cao – Thái Bình, Đô Lương – Vinh…..

Các trạm biến áp và đường dây 220 kV thường xuyên vận hành đầy/quá tải do truyền tải cao công suất các nguồn thủy điện tại khu vực Tây Bắc như các trạm biến áp 220 kV Bảo Thắng, Lào Cai, Sơn La, Than Uyên…; đường dây 220 kV Sơn La – Mường La, TBA 500 kV Sơn La – Sơn La, Lào Cai – Bảo Thắng….

Tại miền Trung, tình trạng vận hành đầy/quá tải xuất hiện tại một số trạm biến áp và đường dây 220 kV chủ yếu do giải tỏa công suất nguồn điện thủy điện và năng lượng tái tạo. Các trạm biến áp 220 kV thường xuyên vận hành đầy/quá tải như Đắk Nông, Chư Sê, Kon Tum, Krông Ana, Pleiku 500 kV nối cấp….Các đường dây 220 kV thường xuyên vận hành đầy/quá tải như Dốc Sỏi – Quảng Ngãi, Đồng Hới – Đông Hà, Pleiku – An Khê….

Tại miền Nam, tình trạng vận hành đầy/quá tải xuất hiện tại một số trạm biến áp và đường dây 220 kV thuộc các trung tâm phụ tải tại khu vực TP. Hồ Chí Minh và các tỉnh Đông Nam Bộ như Bình Dương, Đồng Nai, Long An và các khu vực phát triển cao nguồn năng lượng tái tạo tại Nam Trung Bộ. Các trạm biến áp và đường dây 220 kV thường xuyên vận hành đầy/quá tải do phụ tải tăng cao như Thủ Đức, Tao Đàn, Nhà Bè, Hóc Môn, Bình Long, Mỹ Phước, Long Thành…., Sông Mây – Uyên Hưng, Long THành – Phú Mỹ, Tân Uyên – Thủ Đức…..

Các trạm biến áp và đường dây 220 kV thường xuyên vận hành đầy/quá tải do giải tỏa nguồn điện như Tháp Chàm, Ninh Phước, Đức Trọng, Phan Rí…; Di Linh – Đức Trọng, Đa Nhim – Đức Trọng, Phan Thiết – Bảo Lộc, Tháp Chàm – Đa Nhim….

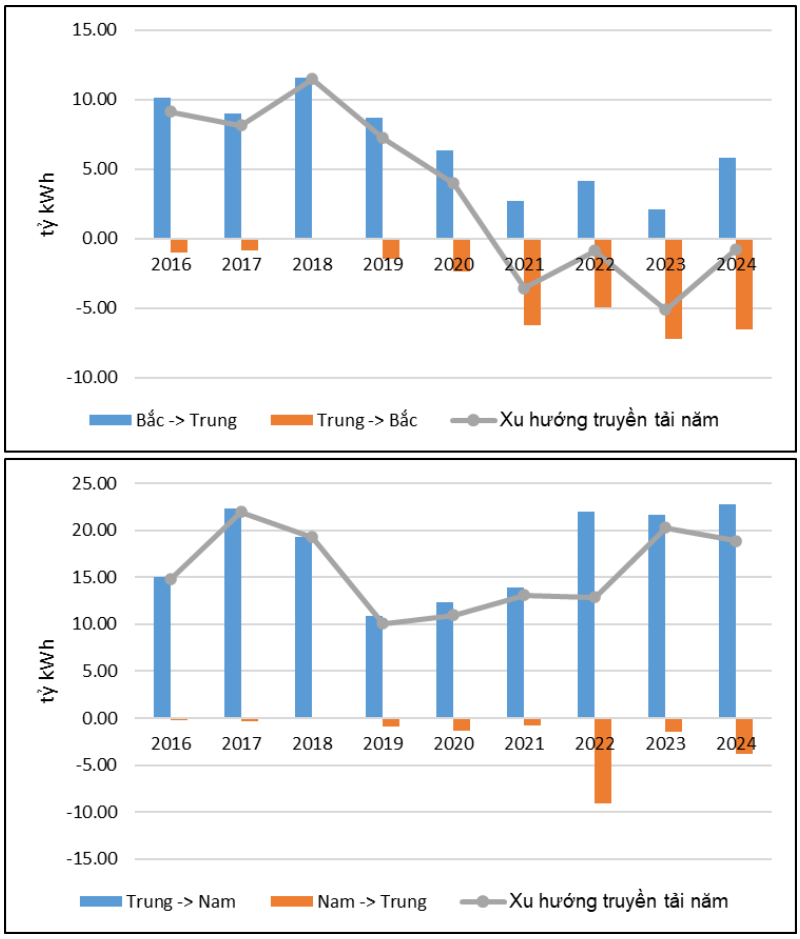
c) Tình hình truyền tải điện năng giữa các miền

Với sự tăng trưởng không ngừng của phụ tải điện Việt Nam, sản lượng điện năng truyền tải cũng tương ứng tăng lên theo từng năm. Sản lượng điện truyền tải giữa 3 miền Bắc – Trung – Nam trong những năm gần đây được tổng hợp trong hình dưới đây. Trước năm 2019, xu hướng truyền tải theo chiều từ Bắc vào miền Trung và từ miền Trung vào miền Nam do phụ tải miền Nam tăng trưởng cao, trong khi các dự án nguồn điện lớn tại miền Nam chưa vào vận hành.

Từ năm 2019 trở lại đây, miền Trung và miền Nam được bổ sung một lượng lớn nguồn điện, đặc biệt là nguồn năng lượng tái tạo, cùng với việc phụ tải tăng trưởng nhanh tại miền Bắc đã làm thay đổi đáng kể xu hướng truyền tải liên miền. Xu hướng truyền tải chính trong 2 năm gần đây là theo hướng Trung → Bắc và Trung → Nam. Trong các tháng mùa hè, phụ tải miền Bắc tăng cao do thời tiết nắng nóng cực đoan cùng với việc huy động cao các nhà máy năng lượng tái tạo tại miền Trung và miền Nam, đã có nhiều thời điểm xuất hiện trào lưu truyền tải theo hướng từ miền Nam ra miền Trung và miền Bắc.

Sản lượng truyền tải theo chiều Bắc - Trung giảm mạnh từ khoảng 9 tỷ kWh năm 2019 xuống còn khoảng 6 tỷ kWh vào năm 2024. Ngược lại, sản lượng truyền tải theo chiều từ miền Trung ra miền Bắc có xu hướng tăng từ khoảng 1,5 tỷ kWh năm 2019 lên khoảng 7 tỷ kWh năm 2024. Điều này cho thấy rằng khả năng đáp ứng cân đối cung cầu điện của miền Bắc đã và đang có xu hướng giảm dần.

Đối với liên kết Trung – Nam, sản lượng điện truyền tải giữa 2 miền Trung và miền Nam tăng trưởng theo cả hai chiều, thể hiện sự thay đổi phương thức vận hành liên tục trong ngày. Tuy nhiên, chiều truyền tải chính vẫn theo hướng từ miền Trung vào miền Nam. Sản lượng truyền tải theo chiều Trung – Nam tăng từ 12,4 tỷ kWh năm 2020 lên khoảng 22 tỷ kWh năm 2024. Điện năng có xu hướng truyền tải từ miền Trung vào miền Nam trong cao điểm tối, khi nguồn NLTT phát thấp và huy động nguồn nhiệt điện miền Nam bị hạn chế (do chi phí nhiên liệu cao, thời gian khởi động dài) và từ miền Nam ra miền Trung vào thời điểm thấp điểm trưa, khi các nguồn NLTT phát cao.



*Hình **Error! No text of specified style in document.**.11. Sản lượng điện truyền tải liên miền giai đoạn 2016-2024*

IV Đánh giá về thực hiện quy hoạch điện 8

1. Đánh giá nhu cầu điện

Theo QHĐ VIII, đến năm 2025, sản lượng điện thương phẩm và phụ tải cực đại toàn quốc và các miền được dự kiến như sau:

- Toàn quốc: điện thương phẩm đạt 335 tỷ kWh, phụ tải cực đại đạt 59 GW.
- Miền Bắc: điện thương phẩm đạt 144 tỷ kWh, phụ tải cực đại đạt 29 GW.
- Miền Trung: điện thương phẩm đạt 34 tỷ kWh, phụ tải cực đại đạt 6 GW.
- Miền Nam: điện thương phẩm đạt 157 tỷ kWh, phụ tải cực đại đạt 26 GW.
- So sánh tình hình tăng trưởng phụ tải điện thực tế với dự báo trong QHĐ VIII trong giai đoạn 2021-2024 được thể hiện trong bảng dưới đây.

*Bảng **Error! No text of specified style in document.**.2. So sánh tăng trưởng phụ tải điện thực tế với QHĐ VIII giai đoạn 2021-2024*

Năm	QHĐ VIII		Thực tế		Tỷ lệ so với QH	
	Atp (tỷ kWh)	Pmax (GW)	Atp (tỷ kWh)	Pmax (GW)	%Atp	%Pmax
	Toàn quốc					
2021	237	42	224	42,5	94%	101%

Năm	QHĐ VIII		Thực tế		Tỷ lệ so với QH	
	Atp (tỷ kWh)	Pmax (GW)	Atp (tỷ kWh)	Pmax (GW)	%Atp	%Pmax
2022	258	46	240	45,4	93%	99%
2023	282	50	250	46,3	89%	93%
2024	311	51	275	49,0	89%	96%
	Miền Bắc					
2021	101	20,5	103	21	102%	102%
2022	110	22	108	22	98%	100%
2023	120	24	113	24	94%	97%
2024	132	27	126	25	95%	96%
	Miền Trung					
2021	24	4,4	20	4,1	85%	92%
2022	26	4,8	22	4,6	83%	96%
2023	29	5,2	23	4,9	82%	95%
2024	31	5,6	25	5,2	82%	92%
	Miền Nam					
2021	112	18,7	101	20,6	90%	110%
2022	122	20,3	110	20,1	90%	99%
2023	133	22,1	113	20,2	85%	91%
2024	145	24,0	123	21,4	85%	89%

Có thể thấy rằng nhu cầu điện toàn quốc tương đối sát so với dự báo trong QHĐ VIII. Đến năm 2024, sản lượng điện thương phẩm và phụ tải cực đại toàn quốc đạt lần lượt 89% và 96% so với dự báo trong QHĐ VIII. Đánh giá chi tiết cho từng miền như sau:

Miền Bắc có hạ tầng giao thông thuận lợi, đã và đang phát triển mạnh các lĩnh vực sản xuất công nghiệp và xây dựng. Theo số liệu thống kê, tăng trưởng nhu cầu điện trong giai đoạn 2021-2024 ở một số tỉnh miền Bắc khá cao như: Bắc Giang 13,5%/năm; TP. Hải Phòng 8,6%/năm, Quảng Ninh 7,5%/năm; Thanh Hóa 7,2%/năm; Nghệ An 7,0%/năm; Vĩnh Phúc 7,4%/năm; Hòa Bình 9,4%/năm; Cao Bằng 10,3%/năm... Tuy không tăng trưởng cao như giai đoạn trước, nhưng tốc độ tăng của nhu cầu điện TP. Hà Nội vẫn đạt 6,0%/năm. So với dự báo phụ tải QHĐ VIII, miền Bắc có nhu cầu điện thực tế năm 2024 đạt khoảng 95% về điện thương phẩm và 96% về công suất cực đại so với kết quả dự báo của QHĐ VIII.

Miền Trung được kỳ vọng phát triển tương đối cao, dự kiến sẽ hình thành các khu kinh tế (KKT), khu công nghiệp và trung tâm thương mại, khách sạn, nhà nghỉ và resort dọc các tỉnh miền Trung như: KKT Chân Mây (Thừa Thiên Huế), KKT Chu Lai (Quảng Nam), KKT Dung Quất (Quảng Ngãi), KKT Nhơn Hội (Bình Định), KKT Vân Phong (Khánh Hòa) và hàng loạt các KCN được quy hoạch. Mặc dù vậy, thực tế chỉ có KKT Chu Lai và Dung Quất có nhu cầu tiêu thụ điện lớn. Tuy tăng trưởng GRDP không đạt như dự kiến, nhưng khu vực miền Trung cho thấy sự chuyển dịch tiêu thụ điện từ khu vực sản xuất công nghiệp sang thương mại dịch vụ. Các tỉnh thành đầu tàu của khu vực miền Trung vẫn có tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm khá cao như: Đà Nẵng 8,0%/năm; Quảng Ngãi 9,0%/năm; Quảng Nam 8,1%/năm; Khánh Hòa 7,0%/năm... Kết

quả so sánh cho thấy miền Trung có sản lượng điện thương phẩm và phụ tải cực đại năm 2024 đạt khoảng 82% và 92% so với dự báo của QHĐ VIII.

Đối với miền Nam, QHĐ VIII được lập trên bối cảnh các tỉnh thành trọng điểm của miền Nam đang có tốc độ tăng trưởng điện cao và dự kiến tốc độ tăng GRDP của khu vực này cũng ở mức 7,0% cho giai đoạn 2021-2030. Do vậy, tăng trưởng điện thương phẩm dự báo ở mức 8,9%/năm. Tuy nhiên, thực tế trong các năm 2021-2023, điện thương phẩm miền Nam chỉ tăng 3,6%/năm và phụ tải cực đại tăng 5,3%/năm. Trong đó, một số tỉnh thành đầu tàu về kinh tế có mức tăng trưởng điện khá thấp như: TP. Hồ Chí Minh 3,4%/năm; Đồng Nai 2,3%/năm; Bình Dương 2,3%/năm; Long An 2,5%/năm. Như vậy, nhu cầu tiêu thụ điện thực tế của miền Nam các năm 2021-2024 thiên thấp so với dự báo của QHĐ VIII, chỉ đạt 85% về điện thương phẩm và 89% về phụ tải cực đại.

2. Đánh giá chương trình phát triển nguồn điện

Không tính tới nguồn điện mái nhà hiện hữu, tổng công suất đặt nguồn điện toàn quốc đến hết năm 2024 vào khoảng 79 GW, đạt khoảng 53% tổng công suất đặt dự kiến đến năm 2030 theo QHĐ VIII (khoảng 150 GW).

Nếu so với Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII (giai đoạn 2023-2025), khối lượng thực hiện được đối với các loại hình nguồn điện như sau:

- Nhiệt điện than thực hiện được 1.432/1.432 MW, đạt 100%;
- Điện gió trên bờ thực hiện được 883/4.663 MW, đạt 19%;
- Thủy điện vừa và lớn thực hiện được 906/2.133 MW, đạt 42%;
- Thủy điện nhỏ thực hiện được 569/1.585 MW, đạt 36%.

Nhìn chung, trừ nguồn nhiệt điện than có tỷ lệ công suất tăng thêm giữa thực tế đạt 100% kế hoạch (do hoàn thành xây dựng NĐ Vân Phong 1 trong năm 2024), các loại hình nguồn khác có tỷ lệ thực hiện tương đối thấp so với dự kiến trong Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII. Các dự án LNG dự kiến đưa vào vận hành trong giai đoạn đến năm 2025 vẫn đang trong quá trình triển khai xây dựng bao gồm NĐ Nhơn Trạch 3,4 (1.624 MW) và LNG Hiệp Phước giai đoạn I (1.200 MW).

Một số loại hình nguồn điện như nhiệt điện LNG, nhiệt điện khí nội, nguồn điện linh hoạt, pin lưu trữ, thủy điện tích năng, điện gió ngoài khơi (ĐGNK), dự kiến vào vận hành trong giai đoạn 2026-2030, chưa được triển khai chậm hoặc khó khăn trong triển khai. Cụ thể như sau:

a) Nhiệt điện than

QHĐ VIII đề xuất xây dựng 12 dự án nhiệt điện than trong giai đoạn tới năm 2030. Đến nay, NĐ Thái Bình II, Vân Phong I đã đóng điện vận hành; các dự án NĐ Quảng Trạch I, An Khánh (Bắc Giang), Na Dương II, Vũng Áng II đang trong quá trình đầu tư xây dựng. Đối với NĐ Long Phú I, tổng thầu EPC dự án là Power Machine đang chịu lệnh cấm vận của Mỹ, nên dự án hiện đang phải tạm dừng dù đã thực hiện được 75% tổng tiến độ.

Các dự án còn lại hiện chưa rõ tiến độ bao gồm: NĐ Nam Định I, Quảng Trị, Vĩnh Tân III, Sông Hậu II, Công Thanh. Đây là các dự án được QHĐ VIII đưa vào danh mục

nguồn điện rủi ro, khó khăn trong triển khai. Trong đó, Bộ Công Thương đã ban hành văn bản số 4640/BCT-ĐL ngày 03/7/2024 gửi Công ty Điện lực quốc tế Thái Lan thống nhất dừng triển khai dự án BOT NĐ Quảng Trị và văn bản số 4579/BCT-ĐL thông báo tới Công ty TNHH Điện lực Sông Hậu 2 về việc chấm dứt Hợp đồng BOT của dự án NĐ Sông Hậu II.

b) Nhiệt điện khí trong nước

QHĐ VIII đề xuất xây dựng 03 trung tâm khí điện: TBKHH Quảng Trị (340 MW) nhận khí từ mỏ Báo Vàng, TBKHH Dung Quất I, II, III (3x750 MW) và TBKHH Miền Trung I, II (2x750 MW) nhận khí từ mỏ Cá Voi Xanh và TBKHH Ô Môn II, III, IV (3x1050 MW) nhận khí từ mỏ khí Lô B. Trong đó, trung tâm khí điện Ô Môn đã có những tín hiệu tích cực khi những hợp đồng cung ứng khí GSA, hợp đồng vận chuyển khí GTA đầu tiên cho Ô Môn I được ký vào tháng 3/2024; dự án Ô Môn IV đang thực hiện thủ tục để lựa chọn nhà thầu EPC và đàm phán hợp đồng bán điện; dự án Ô Môn III đang được Bộ Kế hoạch và Đầu tư trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt phương án vốn vay ODA của Nhật Bản; Ô Môn II đang đàm phát các hợp đồng cung ứng khí và bán điện.

Trong khi đó, các trung tâm điện khí còn lại gặp khó khăn do tiến độ triển khai các dự án khí thượng nguồn. Cụ thể, các mỏ Bảo Vàng và mỏ Cá Voi Xanh chưa xác định trữ lượng và tiến độ nguồn khí. Trường hợp không ký được Hợp đồng Mua bán điện PPA và Hợp đồng cung ứng khí GSA trong năm 2026, các dự án điện khí này có rủi ro khó đáp ứng tiến độ 2030.

c) Nhiệt điện LNG

QHĐ VIII đề xuất xây dựng 13 dự án nhiệt điện khí LNG với tổng 22.400 MW. Trong đó, có 02 dự án/2.824 MW đang triển khai xây dựng, dự kiến vận hành 2025, 2026 bao gồm LNG Nhơn Trạch 3,4 và LNG Hiệp Phước; 09 dự án/16.700 MW đã cấp chủ trương đầu tư, bao gồm: LNG Quảng Ninh, LNG Thái Bình, LNG Quảng Trạch 2, LNG Hải Lăng giai đoạn 1, NĐ Sơn Mỹ I, NĐ BOT Sơn Mỹ II, LNG Long An I, LNG Bạc Liêu, LNG Nghi Sơn; 02 dự án/3.000 MW chưa cấp chủ trương đầu tư là LNG Quỳnh Lập, LNG Cà Ná.

Ngoại trừ LNG Nhơn Trạch 3,4 và LNG Hiệp Phước đang xây dựng, các dự án còn lại đều đối mặt với rủi ro về tiến độ tương tự các dự án nhiệt điện khí nội. Trường hợp không ký được Hợp đồng Mua bán điện PPA và Hợp đồng cung ứng khí GSA trong năm 2026, các dự án điện khí này có rủi ro khó đáp ứng tiến độ 2030.

d) Thủy điện vừa và lớn, thủy điện tích năng

Theo QHĐ VIII, giai đoạn tới 2030 dự kiến đưa vào vận hành hơn 40 dự án thủy điện vừa và lớn với tổng công suất hơn 4200 MW. Trong đó có 10 dự án đã vận hành bao gồm: TĐ Pắc Ma, TĐ Long Tạo, TĐ Đắk Mi 2, TĐ Thượng Kon Tum, TĐ Suối Sập 2A, TĐ Sông Tranh 4, TĐ Sông Lô 6, TĐ Sông Lô 7, TĐ Nậm Củm 3 và TĐ Phú Tân 2. Các dự án đang trong quá trình xây dựng bao gồm TĐ Hòa Bình mở rộng, TĐ Hồi Xuân, TĐ Ialy mở rộng. Các dự án trên được dự kiến có thể vào vận hành năm 2025. Dự án TĐ Trị An mở rộng đã được phê duyệt báo cáo nghiên cứu khả thi vào tháng 8/2023, đang lập thiết kế kỹ thuật và trình duyệt phương án huy động vốn. Một số dự án có rủi ro trong quá trình triển khai như TĐ La Ngâu, TĐ cột nước thấp Phú Thọ.

QHĐ VIII phê duyệt quy hoạch 2 dự án thủy điện tích năng bao gồm thủy điện tích năng Bác Ái và Phước Hòa vận hành trong giai đoạn 2026-2030. Hiện nay, dự án thủy điện tích năng Bác Ái đang trong giai đoạn lựa chọn nhà thầu giai đoạn II, có thể đáp ứng tiến độ vào vận hành năm 2029-2030; thủy điện tích năng Phước Hòa đang trình duyệt báo cáo nghiên cứu tiền khả thi.

e) Điện gió trên bờ, điện mặt trời, điện sinh khối và điện rác

QHĐ VIII dự kiến quy mô điện gió trên bờ và điện mặt trời tập trung đến năm 2030 vào khoảng 21.880 MW và 10.236 MW. Danh mục chi tiết các dự án mới cho nguồn điện gió được phê duyệt trong các Quyết định số 262/QĐ-TTg ngày 0/4/2024 và 1682/QĐ-TTg ngày 28/12/2024, trong khi danh mục các nguồn điện mặt trời mới chưa được xác định.

Khả năng triển khai các loại nguồn điện này còn nhiều rủi ro như chưa có khung giá để đàm phán hợp đồng bán điện, chưa có hướng dẫn chi tiết để lựa chọn nhà đầu tư cho các dự án điện, một số dự án chưa được phê duyệt kèm theo phương án đấu nối.

Đối với các dự án điện sinh khối và điện rác, việc triển khai thực hiện tại các địa phương vẫn còn lúng túng do thiếu các hướng dẫn về công tác đấu thầu cho từng dự án, tiến độ vận hành của nhiều dự án còn chưa xác định.

f) Nguồn điện gió ngoài khơi

Theo QHĐ VIII, đến năm 2030, dự kiến phát triển 6.000 MW nguồn điện gió ngoài khơi. Phương án phát triển 6.000 MW ĐGNK nói trên theo từng vùng đã được xác định trong KHĐ VIII, được phê duyệt theo Quyết định 262. Theo đó, dự kiến sẽ phát triển khoảng 2.500 MW nguồn ĐGNK tại Bắc Bộ, 500 MW tại Trung Trung Bộ, 2.000 MW tại Nam Trung Bộ và 1.000 MW tại Nam Bộ.

Tuy nhiên, việc phát triển các dự án ĐGNK còn gặp nhiều khó khăn do cần phù hợp với quy hoạch không gian biển, chưa có quy định cấp có thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư, cơ chế giao thí điểm ĐGNK chưa được ban hành… Các dự án ĐGNK yêu cầu vốn đầu tư lớn, công nghệ phức tạp, thời gian chuẩn bị đầu tư và xây dựng kéo dài.

g) Nguồn pin lưu trữ, nguồn linh hoạt

Các dự án pin lưu trữ và nguồn linh hoạt được dự kiến phát triển với tổng công suất mỗi loại hình là 300 MW. Tuy nhiên, đến nay vẫn chưa có quy định về hành trong hệ thống điện, giá điện đối với loại hình các nguồn điện này, gây khó khăn cho nhà đầu tư trong việc chứng minh hiệu quả tài chính của dự án.

h) Nhập khẩu điện Lào

QHĐ VIII đưa ra định hướng đến năm 2030 nhập khẩu khoảng 5.000 MW từ Lào theo Hiệp định giữa hai Chính phủ; có thể tăng lên 8.000 MW. Tính đến tháng 12/2024, tổng công suất nguồn điện Lào đã vận hành và được phê duyệt chủ trương nhập khẩu điện đạt 3464 MW. Tình hình thực hiện cụ thể như sau:

- Các nhà máy điện đã vận hành thương mại (COD) có tổng công suất 1033 MW.
- 16 dự án đã khí PPA với tổng công suất 1207 MW.

- 07 dự án đã được phê duyệt chủ trương nhập khẩu với tổng công suất 1224 MW.

Ngoài ra, EVN đã trình Bộ Công Thương thẩm định chủ trương nhập khẩu điện cho 7 dự án/cụm dự án nhà máy điện với tổng công suất 225,5 MW (trong đó có NMTĐ Nậm Chiane 104 MW đã sẵn sàng bán điện và đấu nối về khu vực miền Bắc). Nếu các dự án này được phê duyệt chủ trương nhập khẩu điện, tổng quy mô công suất nguồn nhập khẩu điện từ Lào có thể tăng lên 3689 MW.

3. Đánh giá chương trình phát triển lưới điện truyền tải

Theo Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII đưa ra định hướng phát triển lưới điện 500-220 kV trong giai đoạn 2021-2025 như sau:

- Trạm biến áp 500 kV tăng thêm 31.950 MVA (22.800 MVA xây mới và 9.150 MVA cải tạo), xây mới 3.861 km đường dây 500 kV;

- Trạm biến áp 220 kV tăng thêm 52.580 MVA (44.701 MVA xây mới và 7.879 MVA cải tạo), xây mới 7.857 km và cải cạo 1.697 km đường dây 220 kV.

Trong giai đoạn 2021-2024, khối lượng lưới điện truyền tải 500-220 kV tăng thêm như sau:

- Trạm biến áp 500 kV tăng thêm 13.200 MVA, đường dây 500 kV tăng thêm 3.861 km. Các công trình lưới điện 500 kV quan trọng đã hoàn thành trong giai đoạn vừa qua có thể kể đến như đường dây mạch 3 Quảng Trạch – Dốc Sỏi và Quảng Trạch – Phố Nối được đưa vào vận hành các năm 2022 và 2024 đã giúp nâng cao dung lượng truyền tải giữa miền Bắc và miền Trung cũng như giữa khu vực Bắc Bộ và Bắc Trung Bộ; các trạm biến áp nâng cao năng lực cấp điện cho miền Bắc và miền Nam như nâng công suất các trạm biến áp 500 kV Quảng Ninh, Nho Quan, xây mới trạm biến áp 500 kV Thanh Hóa, nâng công suất các trạm biến áp 500 kV Nhà Bè, Sông Mây, xây mới trạm biến áp 500 kV Long Thành; cải thiện khả năng giải tỏa công suất tại khu vực miền Trung như nâng công suất trạm biến áp 500 kV Đắk Nông.

- Trạm biến áp 220 kV tăng thêm 52.580 MVA, đường dây 220 kV tăng thêm khoảng 2.000 km, cải tạo 1.257 km.

Như vậy, khối lượng trạm biến áp 500 – 220 kV tăng thêm đạt lần lượt 41% và 47% so với khối lượng đề ra trong giai đoạn 2021-2025 của Kế hoạch QHĐ VIII, khối lượng đường dây 500-220 kV tăng thêm cùng đạt lần lượt 72% và 26% so với mục tiêu trong giai đoạn 2021-2025 của Kế hoạch QHĐ VIII. Đối với các công trình cải tạo đường dây, trong giai đoạn 2021-2024, khối lược thực hiện đạt 75% mục tiêu trong giai đoạn 2021-2030 của Kế hoạch QHĐ VIII. Trong khi đó, chưa thực hiện cải tạo các đường dây 500 kV theo đề xuất, do các công trình cải tạo này dự kiến được thực hiện trong giai đoạn 2026-2030.

Có thể thấy rằng khối lượng lưới điện truyền tải tăng thêm trong các năm vừa qua chưa cao do gặp một số khó khăn, vướng mắc trong quá trình triển khai đầu xư xây dựng bao gồm:

(i) Vướng mắc trong quy trình, thủ tục pháp lý liên quan đến chủ trương đầu tư, giao đất, cho thuê đất đối với các dự án công/ trình điện;

(ii) Giá nguyên vật liệu tăng cao: Giá nhiều vật liệu như sắt, thép tăng cao hơn 40% so với đơn giá trên hợp đồng, làm tăng tổng dự toán, dẫn đến khả điều chỉnh tổng mức đầu tư. Các nguyên nhân nói trên ảnh hưởng đến quy trình đấu thầu cũng như thực hiện thi công các công trình truyền tải.

(iii) Vướng mắc trong công tác bồi thường giải phóng mặt bằng và chuyển đổi mục đích sử dụng đất rừng

4. Ưu nhược điểm và bài học kinh nghiệm trong quá trình triển khai thực hiện Quy hoạch điện 8

Từ khi được phê duyệt vào tháng 5 năm 2023 tới nay, QHĐ VIII đã được triển khai quyết liệt. Các ưu và nhược điểm trong quá trình triển khai thực hiện QHĐ VIII như sau:

Về ưu điểm, ngay sau khi ban hành QHĐ VIII, Bộ Công Thương và đơn vị Tư vấn đã tích cực xây dựng và hoàn thiện Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII, trình Chính phủ phê duyệt trong các Quyết định số 262/QĐ-TTg ngày 01/4/2024 và Quyết định số 1682/QĐ-TTg ngày 28/12/2024. Bộ Công Thương đã tích cực xây dựng và trình Quốc hội, Chính phủ ban hành các căn cứ pháp lý quan trọng bao gồm Luật Điện lực sửa đổi, các Nghị định về cơ chế mua bán điện trực tiếp, cơ chế, chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ. Ngoài ra, Bộ Công Thương cũng đã ban hành các Thông tư quan trọng như quy định về phương pháp xây dựng khung giá cho các loại hình nguồn NLTT, quy định về tiêu chuẩn đánh giá hồ sơ dự thầu và mẫu hồ sơ đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư thực hiện dự án đầu tư công trình năng lượng. Các địa phương đã chủ động bố trí quỹ đất cho phát triển các công trình điện. Các Tập đoàn, đơn vị trong ngành điện đã tích cực thực hiện đúng các vai trò, chức năng theo chỉ đạo của Chính phủ, Bộ Công Thương. Nhờ đó, ngành điện đã cơ bản đảm bảo đáp ứng đủ điện để phục vụ nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội của đất nước.

Về nhược điểm, kết quả thực hiện đầu tư các công trình nguồn và lưới điện vẫn chưa đạt được mục tiêu trong QHĐ VIII và Kế hoạch thực hiện QHĐ VIII dẫn tới nguy cơ thiếu điện trong các năm tới. Các nguyên nhân dẫn tới tình trạng chậm triển khai các công trình nguồn và lưới điện trong QHĐ VIII như sau:

- Bối cảnh địa chính trị sự cạnh tranh giữa các cường quốc trên thế giới đang gia tăng, dẫn đến những bất ổn về nguồn cung và giá năng lượng sơ cấp cho sản xuất điện của rất nhiều các quốc gia, trong đó có Việt Nam.

- Các dự án nguồn điện trong nước gặp khó khăn trong quá trình triển khai. Các dự án nhiệt điện than gặp khó khăn trong việc thu xếp vốn do các lo ngại về vấn đề môi trường. Các dự án điện khí trong nước và LNG gặp khó khăn trong việc đàm phán cung cấp khí và đồng bộ chuỗi dự án khí – điện.

- Đối với lưới điện truyền tải, quá trình triển khai gặp các khó khăn về các thủ tục xin cấp chủ trương đầu tư, thay đổi mục đích sử dụng đất rừng, đền bù giải phóng mặt bằng, thỏa thuận hướng tuyến...

- Sự thiếu đồng bộ giữa quy hoạch các cấp, đặc biệt các vấn đề liên quan đến quy hoạch và kế hoạch sử dụng đất, sử dụng không gian biển do thời gian lập, quy trình thẩm

định và phê duyệt quy hoạch và điều chỉnh quy hoạch, dẫn tới khó khăn trong quá trình triển khai các dự án điện lực.

- Công tác thẩm định, phê duyệt quy hoạch kéo dài dẫn tới thời gian thực hiện quy hoạch sau phê duyệt bị rút ngắn.

- Chưa có chế tài ràng buộc trách nhiệm của các chủ đầu tư khi thực hiện chậm trễ các dự án quan trọng (đối với cả doanh nghiệp nhà nước, tư nhân, doanh nghiệp nước ngoài)....

- Việc huy động vốn đầu tư cho phát triển nguồn và lưới điện gặp nhiều khó khăn. Theo QĐ 500/QĐ-TTg, tổng vốn đầu tư cho phát triển điện lực ước tính trung bình khoảng 12 tỷ USD/năm cho nguồn điện và 1,5 tỷ USD/năm cho lưới truyền tải giai đoạn 2021-2030. Tuy nhiên, cơ chế giá điện hiện nay chưa đủ hấp dẫn nhà đầu tư nên việc huy động đủ vốn cho phát triển nguồn và lưới điện gặp khó khăn.

Từ quá trình triển khai thực hiện QHĐ VIII, một số bài học kinh nghiệm được rút ra như sau:

- Quy hoạch phát triển điện lực và Kế hoạch thực hiện QHĐ cần sớm được phê duyệt để có đủ thời gian triển khai thực hiện.

- Cần khẩn trương hoàn thiện cơ chế, chính sách để thu hút các nguồn vốn đầu tư, rà soát và sửa đổi cơ sở pháp lý nhằm tháo gỡ các vướng mắc trong phát triển điện lực.

- Xây dựng chế tài về trách nhiệm của các nhà đầu tư và địa phương đối với việc phát triển các dự án điện lực.

- Cần nghiên cứu, xem xét ban hành giá bán điện, khung giá phát điện, giá truyền tải điện hợp lý nhằm khuyến khích phát triển nguồn điện và lưới điện.

- Chính phủ, Bộ Công Thương và các đơn vị liên quan cần thường xuyên đôn đốc, chỉ đạo thực hiện các công trình điện lực quan trọng, trọng điểm ưu tiên đầu tư đã được phê duyệt.

- Có cơ chế cho phép Quy hoạch phát triển điện lực và Kế hoạch thực hiện QHĐ rà soát thường xuyên nhằm đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế, xã hội.

- Các địa phương cần liên tục rà soát, đảm bảo tính thống nhất giữa Quy hoạch điện quốc gia và các Quy hoạch tỉnh, Quy hoạch, kế hoạch sử dụng đất để sẵn sàng tiếp nhận các dự án điện lực.

- Cần khẩn trương thực hiện việc lựa chọn chủ đầu tư các dự án điện theo quy định của pháp luật về đầu tư, nhất là các dự án nguồn điện NLTT và các dự án lưới truyền tải.