

MỤC LỤC

KINH TẾ VÀ QUẢN LÝ

- 1. Nguyễn Thị Bích Loan và Phan Thành Hưng** - Nghiên cứu yếu tố ảnh hưởng tới ý định chấp nhận nhận lương hưu qua tài khoản ngân hàng của người hưởng lương hưu ở thành phố Hà Nội. **Mã số: 174.1GEMg.11** 3
Factors Affecting the Intention to Accept Pension Through the Bank Account of Pensioner in Hanoi City
- 2. Phùng Thế Đông, Nguyễn Kim Trang và Nguyễn Hương Ly** - Các yếu tố tác động đến cầu tiền ở Việt Nam. **Mã số: 174.1MEco.11** 13
Factors Impact on Money Demand in Vietnam
- 3. Đinh Xuân Bách** - Phát triển thị trường dịch vụ phụ trợ cho hệ thống điện Việt Nam khi tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo tăng cao. **Mã số: 174.1TrEM.12** 25
Development of the Ancillary Services Market for Vietnam's Power System in Situation of Increasing Renewable Energy Sources
- 4. Huỳnh Thị Diệu Linh và Hoàng Thanh Hiền** - An toàn thực phẩm và xuất khẩu thủy sản từ Việt Nam sang Hoa Kỳ - tiếp cận từ hồi quy chuỗi thời gian. **Mã số: 174.1IHEM.11** 37
Food Safety And Seafood Export From Vietnam To The United States of America - A Time Series Regression Approach

QUẢN TRỊ KINH DOANH

- 5. Mai Thanh Lan, Đinh Thị Hương và Bùi Thị Thu Hà** - Yếu tố tác động đến ý định khởi nghiệp xanh, lợi thế cạnh tranh xanh và phát triển bền vững của giới trẻ Việt Nam. **Mã số: 174.2BAdm.21** 47
Factors that Impact the Green Entrepreneurial Intention, Green Competitive Advantage and Sustainable Development of Vietnam Youth

- 6. Đặng Thị Lan Phương, Lê Thanh Huyền và Vũ Ngọc Diệp** - Tác động của tỉ lệ thu nhập lãi cận biên tới tỉ lệ nợ xấu của các ngân hàng thương mại Việt Nam trong bối cảnh COVID-19. **Mã số: 174.2.FiBa.21** 62
Impact of Net Interest Margin to the Non - Performing Loan Ratio of Commercial Banks in Vietnam During COVID-19 Period
- 7. Nguyễn Hữu Khôi và Nguyễn Thị Nga** - Giá trị cảm nhận, mua hàng lặp lại và truyền miệng trong bối cảnh bán lẻ: vai trò trung gian của hài lòng và gắn bó cảm xúc. **Mã số: 174.2BMkt.21** 76
Perceived Value, Repurchase and Word-Of-Mouth in the Retailing Context: the Intermediary Roles of Satisfaction and Emotional
- 8. Đàm Thị Thuỷ và Hoàng Thị Ba** - Tác động của việc triển khai thực hành quản lý chất lượng toàn diện đến kết quả hoạt động kinh doanh của các khách sạn: một nghiên cứu điển hình tại Việt Nam. **Mã số: 174.2BAdm.21** 89
Impact of Total quality management practices on hotel's performance: A research in Vietnam

Ý KIẾN TRAO ĐỔI

- 9. Phạm Vũ Luận, Hoàng Cao Cường và Chử Bá Quyết** - Nghiên cứu các yếu tố ảnh hưởng đến quyết định chấp nhận xuất bản điện tử của các nhà xuất bản tại Việt Nam vận dụng khung TOE và lý thuyết khuếch tán đổi mới IDT. **Mã số: 174.3OMIs.31** 103
Studying the Factors that Influence the Decision to Accept Electronic Publishing of Publishers in Vietnam by Applying the TOE Framework and the IDT Innovation Diffusion Theory

PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG DỊCH VỤ PHỤ TRỢ CHO HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM KHI TỰ TRỌNG CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TĂNG CAO

Dinh Xuân Bách

Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia
Email: dinhxuanbach2112@gmail.com

Ngày nhận: 22/11/2022

Ngày nhận lại: 08/01/2023

Ngày duyệt đăng: 09/01/2023

Phát triển dịch vụ phụ trợ của hệ thống điện (HTĐ) là nhu cầu thiết yếu trong bối cảnh nguồn điện năng lượng tái tạo (NLTT) chiếm tỉ trọng lớn. Những năm gần đây, nguồn điện NLTT ở Việt Nam ngày một tăng cao nhưng hoạt động dịch vụ phụ trợ hầu như chưa được triển khai. Dựa trên các nguồn thông tin thứ cấp, bài viết phân tích thực trạng hệ thống điện và thị trường điện Việt Nam, luận giải những khó khăn vướng mắc khi thị trường vận hành trong bối cảnh mức độ thâm nhập của các nguồn năng lượng tái tạo ngày một gia tăng, đòi hỏi nhu cầu dịch vụ phụ trợ để đảm bảo an toàn hệ thống. Trên cơ sở xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ năm 2023 của Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia, tác giả bài viết đề xuất một vài khuyến nghị mang tính định hướng giải pháp với các cơ quan quản lý nhà nước (Bộ Công Thương, Cục Điều tiết Điện lực), với Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) và các nhà máy điện (NMD) nhằm phát triển dịch vụ phụ trợ của hệ thống điện Việt Nam.

Từ khóa: Hệ thống điện, thị trường điện, năng lượng tái tạo, nhu cầu dịch vụ phụ trợ.

JEL Classifications: D02

1. Giới thiệu

Trong hệ thống điện truyền thống, các nguồn như nhiệt điện, thủy điện, tuabin khí có rotor là các khối quay lớn và đóng góp quán tính quay cho hệ thống điện. Khi nguồn điện càng phát triển, quán tính trở nên càng lớn, đồng nghĩa với khả năng chống chịu các nhiễu động về tần số tốt hơn. Tuy nhiên, với tỉ lệ xâm nhập lớn và nhanh của các nguồn điện NLTT như hiện nay, quán tính HTĐ có xu hướng giảm do các nguồn NLTT với công nghệ inverters không đóng góp vào quán tính quay, cũng như việc cần phải giảm số lượng các đầu máy truyền thống bám lưới để ưu tiên cho nguồn NLTT [2]. Do vậy, tần số HTĐ tiềm ẩn nguy cơ thay đổi nhanh hơn với các sự cố, trong trường hợp các sự cố lớn dễ dẫn tới việc cắt tải, cắt nguồn sớm trước khi đáp ứng điều tần sơ cấp kịp làm việc.

Theo nguyên tắc, tại mỗi thời điểm, các tổ máy cung cấp dịch vụ điều tần cần dự trữ một lượng công suất nhất định. Lượng dự trữ này được quyết định bởi

đơn vị vận hành hệ thống điện. Khi dự trữ công suất lớn thì hệ thống được vận hành an toàn. Tuy nhiên, nếu dự trữ công suất quá lớn thì vốn đầu tư cho nguồn điện và chi phí vận hành hệ thống sẽ tăng lên. Vì vậy, việc tính toán nhu cầu dự trữ công suất vừa đảm bảo được an ninh hệ thống điện đồng thời tối ưu kinh tế là bài toán quan trọng.

Hiện nay, các nhà máy điện cung cấp dịch vụ điều chỉnh tần số trong hệ thống điện Việt Nam chủ yếu là các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu (SMHP) và chưa có tính cạnh tranh. Bên cạnh đó, tỷ lệ phát triển của các nguồn NLTT tăng nhanh, hệ thống điện ngày càng đòi hỏi nhu cầu về dịch vụ phụ trợ lớn hơn. Trong khi đó, tốc độ tăng trưởng của hạ tầng truyền tải và các loại hình nguồn cung cấp dịch vụ phụ trợ còn hạn chế. Bởi vậy, việc thúc đẩy xây dựng các cơ chế hỗ trợ cho các loại hình dịch vụ phụ trợ phát triển là vấn đề cấp thiết trong bối cảnh yêu cầu đảm bảo cung cấp điện ngày càng cao. Trong tương lai, các loại hình lưu trữ

linh hoạt như thủy điện tích năng, tích trữ năng lượng dạng pin phát triển sẽ sớm thúc đẩy thị trường dịch vụ phụ trợ nếu có cơ chế khuyến khích đủ hấp dẫn.

Dựa trên các phân tích chi tiết về quy mô Hệ thống điện, sự phát triển Thị trường điện và nhu cầu dịch vụ phụ trợ ở Việt Nam, bài báo này đề xuất phương hướng phát triển thị trường dịch vụ phụ trợ nhằm đảm bảo nhiệm vụ cung cấp điện an toàn, ổn định, liên tục của ngành điện. Bên cạnh đó, đáp ứng các chỉ tiêu về chất lượng điện năng, chỉ số độ tin cậy yêu cầu ngày càng cao của Thủ tướng Chính phủ.

Các số liệu về Hệ thống điện, Thị trường điện và dịch vụ phụ trợ ở Việt Nam được tác giả đưa ra và phân tích một cách kỹ lưỡng. Từ đó, tác giả làm rõ được hướng nghiên cứu của bài báo là cấp thiết trong bối cảnh công tác vận hành hệ thống điện ngày càng gặp nhiều khó khăn bởi sự tăng trưởng của các nguồn năng lượng tái tạo trong tương lai.

2. Tổng quan về hệ thống điện và thị trường điện Việt Nam

Hệ thống điện Việt Nam có nhiệm vụ thực hiện từ các khâu sản xuất, truyền tải và phân phối điện năng cho 63 tỉnh thành. Theo yếu tố lịch sử, địa lý, HTĐ Việt Nam được chia thành 3 HTĐ miền Bắc, Trung, Nam:

- HTĐ miền Bắc: gồm 28 tỉnh thành phía Bắc kéo dài tới hết Hà Tĩnh.

- HTĐ miền Trung: gồm 13 tỉnh thành, 9 tỉnh từ Quảng Bình - Khánh Hòa và 4 tỉnh Tây Nguyên là Đak Lak, Dak Nong, Kon Tum, Gia Lai.

- HTĐ miền Nam: gồm 22 tỉnh thành, 19 tỉnh Nam Bộ và Ninh Thuận, Bình Thuận và Lâm Đồng.

2.1. Nguồn điện

Hệ thống điện Việt Nam có các loại hình nguồn điện như: thủy điện, nhiệt điện than, tuabin khí, nhiệt điện dầu, điện mặt trời, điện gió, sinh khối, với tổng công suất đặt tính tới tháng 11/2022 là 79351 MW, trong đó tỷ lệ NLTT (bao gồm điện mặt trời (ĐMT) và điện gió (ĐG)) là 26,76% và có xu hướng tiếp tục tăng nhờ các chính sách khuyến khích phát triển của chính phủ. Hiện nay, các nguồn NLTT đã vận hành thương mại được huy động tối đa theo nguồn năng lượng sơ cấp và khả năng hấp thụ của hệ thống. Đối với tỷ trọng thâm nhập NLTT đang tương đối lớn, các loại hình nguồn nhiệt điện than, tua-bin khí sẽ được huy động ở cấu hình tối thiểu đảm bảo yêu cầu kỹ thuật của hệ thống.

Bên cạnh đó, HTĐ Việt Nam còn mua điện từ Trung Quốc qua 2 đường dây 220 kV Lào Cai - Guman, Hà Giang - Malutang (550 MW); mua điện

Lào từ các nhà máy Xekaman 1, Xekaman 3, Xekaman Xanxay. Ngoài ra HTĐ Việt Nam có kết nối với HTĐ Campuchia qua đường dây Châu Đốc - Tà Keo.

Phân bố nguồn điện:

- Thủy điện: Phân bố ở cả 3 miền trên 11 hệ thống sông: Hồng, Cà, Mã, Hương, Vu Gia - Thu Bồn, Trà Khúc, Srepok, Sesan, Ba, Kôn - Hà Thanh, Đồng Nai. Miền Bắc thủy điện tập trung ở khu vực Tây Bắc Bộ, khu vực Thanh Hóa - Nghệ An có thủy điện nhỏ (thủy điện Đa mục tiêu ở miền Bắc bao gồm: Sơn La, Hòa Bình, Lai Châu, Tuyên Quang). Đặc trưng của thủy điện Miền Trung là có hệ thống các nhà máy thủy điện bậc thang (SMHP Yaly - 720 MW, Sesan 4 - 360 MW). Miền Nam có công suất thủy điện nhỏ nhất trong 3 miền, các nhà máy thủy điện tập trung ở khu vực Lâm Đồng, Bình Phước, Đồng Nai (Trị An 400 MW).

- Nhiệt điện than: Tập trung ở khu vực Đông Bắc Bộ nơi gần các mỏ than, hoặc các cảng biển, cảng sông nước sâu để nhập khẩu than trong miền Nam như các cụm Duyên Hải, Vĩnh Tân, Sông Hậu. Ngoài ra, khu vực Bắc Trung Bộ cũng có một số nhà máy nhiệt điện than Vũng Áng, Nghi Sơn.

- Tuabin khí: Khu vực miền Nam, được cấp khí tự nhiên bởi 3 bể Cửu Long, Nam Côn Sơn và PM3. Bên cạnh đó, Cá Voi Xanh và Lô B đang đàm phán giá khí (một số nhà máy tua-bin khí như: Phú Mỹ, Cà mau, Nhơn Trạch, Bà Rịa).

- Điện mặt trời (ĐMT) farm: Miền Bắc (Yên Định, Cẩm Hòa, Cẩm Hưng), chủ yếu có ở các tỉnh miền Nam, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên là nơi có điều kiện tự nhiên thuận lợi cho ĐMT (farm lớn nhất là Xuân Thiện Easup - 600 MW).

- Điện Mặt trời mái nhà: gồm Khu vực Đồng Nai, Bình Dương, Bình Phước, Long An, Gia Lai,...

- Điện gió: gồm Bạc Liêu, Bến Tre, Tây Nguyên (Đak Lak Eanam 400 MW), Nam Trung Bộ.

- Nhiệt điện dầu: chỉ có ở Khu vực Nam Bộ (Ô Môn 660 MW, Thủ Đức, Hiệp Phước).

2.2. Lưới điện

Hệ thống lưới điện ở Việt Nam hiện nay bao gồm:

- Số TBA 500 kV là 41 trạm với 70 MBA với các gam máy 450, 600, 900 MVA.

- Tổng số mạch 500 kV là 106 mạch (9008 km), 29 TBD và 70 KBN. Lưới điện 500 kV các miền được thiết kế thành nhiều mạch vòng kín.

- Liên kết B-T qua 3 mạch 500 kV là Vũng Áng - Đà Nẵng, Hà Tĩnh - Đà Nẵng, Vũng Áng - Quảng Trạch - Đốc Sỏi. Giới hạn truyền tải của liên kết 500

kV và 220 kV Bắc Trung là 2800 MW. Lưu ý thêm rằng, nút cổ chai 500 kV Nho Quan - Nghi Sơn 2 - Hà Tĩnh có giới hạn truyền tải là 1800 MW.

- Liên kết Trung - Nam qua 4 mạch: Pleiku - Di Linh, Dak Nông - Cầu Bông, Pleiku 2 - Chơn Thành, Xuân Thiện Easup - Chơn Thành. Giới hạn truyền tải của liên kết 500 kV và 220 kV Trung Nam là 4500 MW.

Xu hướng truyền tải trên lưới 500 kV chủ yếu truyền tải theo hướng từ miền Trung ra miền Bắc và vào miền Nam để đáp ứng nhu cầu phụ tải đồng thời khai thác hiệu quả các nguồn NLTT ở miền Trung và nguồn thủy điện miền Bắc. “Nút cổ chai” của truyền tải 500 kV là cung đoạn Nho Quan - Nghi Sơn 2 - Hà Tĩnh - Vũng Áng. Từ Vũng Áng vào Đà Nẵng, Quảng Trạch (Bắc - Trung) chỉ có thể truyền tải tối đa được ~ 2800 MW, bao gồm khả năng truyền tải của cung đoạn Nho Quan - Nghi Sơn - Hà Tĩnh - Vũng Áng và công suất từ nhà máy điện (NMD) Vũng Áng phát lên lưới 500 kV. Theo chiều Trung - Bắc từ Đà Nẵng, Quảng Trạch đến Vũng Áng, Hà Tĩnh chỉ có thể truyền tải tối đa được 2200 MW khi NMD Vũng Áng phát thấp, khi NMD Vũng Áng phát cao truyền tải Trung ra Bắc sẽ bị giảm theo.

2.3. Phụ tải điện

Sản lượng điện năm 2021 (gồm cả điện mặt trời mái nhà) ước đạt 256.7 tỷ kWh, tăng 4.4% so với năm 2020. Công suất đỉnh và sản lượng lớn nhất năm 2021 là 42482 MW (tăng 9% so với Pmax năm 2020) và 880 triệu kWh rơi vào thời điểm tháng 06/2021. Cơ cấu phụ tải: gồm 55% tải công nghiệp và xây dựng, 33% phụ tải sinh hoạt, còn lại là tải thương mại và dịch vụ, nông lâm ngư nghiệp... Trong đó, phụ tải sinh hoạt chiếm một tỷ trọng khá lớn. Đặc biệt, đây là loại phụ

tải thay đổi theo các giờ trong ngày, ngày trong tuần, thay đổi theo mùa, nhạy cảm với sự thay đổi của thời tiết gây ảnh hưởng lớn đến hình dáng của biểu đồ phụ tải và gây khó khăn cho công tác dự báo cũng như vận hành HTĐ.

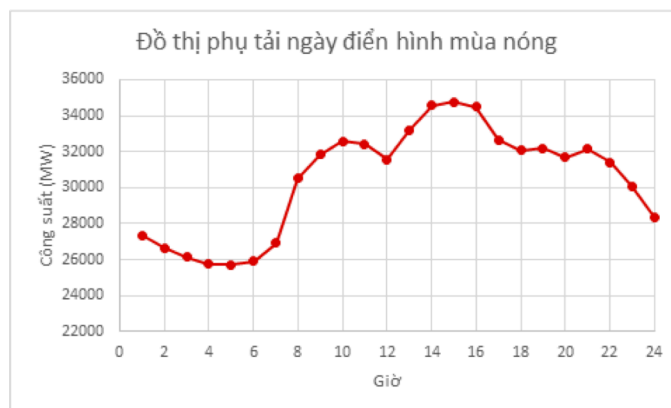
- Hệ số điền kín (P_{tb}/P_{max}): $K_1 = 0.72$
 - Hệ số hình dáng (P_{min}/P_{max}): $K_2 = 0.52$
 - Hệ số hình dáng trung bình (P_{min}/P_{max}): $K_3 = 0.69$
- Các yếu tố ảnh hưởng đến nhu cầu phụ tải bao gồm:

- Các mùa trong năm.
- Thời tiết, bao gồm nhiệt độ, độ ẩm, tốc độ gió, lượng mưa, độ che phủ của mây,...
- Các ngày trong tuần, ngày làm việc, ngày nghỉ, ngày lễ và các sự kiện đặc biệt trong năm.
- Cơ cấu phụ tải: công nghiệp, sinh hoạt, dịch vụ,...
- Thói quen sản xuất sinh hoạt.
- Tăng trưởng kinh tế, chính sách quy hoạch của Nhà nước.
- Một số yếu tố bất thường khác (thiên tai, bão lũ, dịch bệnh,...).

Căn cứ vào đặc điểm khí hậu Việt Nam nằm trong khu vực nhiệt đới gió mùa (được chia thành 2 mùa rõ rệt là mùa nóng (từ tháng 4 đến tháng 9) và mùa lạnh (thời gian còn lại)) và tình hình phát triển của nền kinh tế trong giai đoạn hiện nay, biểu đồ phụ tải HTĐ Việt Nam được chia thành 2 dạng biểu đồ điển hình cho 2 mùa.

Điển hình ngày mùa nóng (tháng 4 - tháng 9):

- Đồ thị phụ tải có 2 cao điểm: sáng (09h - 11h), chiều (14h - 16h), tuy nhiên vào những ngày nắng nóng cực đoan còn có cao điểm đêm (21h - 22h). Các cao điểm chênh nhau khoảng (2000 - 3000 MW). Phụ tải lớn nhất thường rơi vào cao điểm chiều. Thấp điểm vào khoảng 02h - 04h sáng.



Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

Hình 1: Đồ thị phụ tải ngày điển hình mùa nóng

KINH TẾ VÀ QUẢN LÝ

- Biểu đồ phụ tải tương đối bằng phẳng do nền nhiệt độ trong ngày cao, ít thay đổi.

- Tốc độ tăng tải lớn từ 07h đến 08h (khoảng 3000 - 3500 MW/h), giảm tải vào lúc 11h đến 12h (khoảng 1000 MW).

(*Điển hình ngày mùa lạnh (tháng 10 - tháng 3):*)

- Đồ thị phụ tải có 2 cao điểm: sáng (09h - 11h), tối (17h30 - 18h30), các cao điểm chênh nhau khoảng 3000 - 4000 MW. Phụ tải lớn nhất thường rơi vào cao điểm tối. Thấp điểm vào khoảng 02h - 04h sáng.

- Đồ thị phụ tải tương đối nhấp nhô, tăng giảm tải lớn giữa khoảng thời gian.

- Đối với phụ tải quốc gia đang bị ảnh hưởng nhiều bởi phụ tải miền Bắc. Lý do thời tiết miền Bắc khắc nghiệt hơn so với miền Trung, miền Nam trong khi nền nhiệt của miền Trung và miền Nam tương đối cao hơn. Ngoài ra, tỉ trọng phụ tải sinh hoạt của miền Bắc tương đối lớn khiến đồ thị phụ tải không bằng phẳng.

- Do khí hậu lạnh nên nền nhiệt thay đổi trong ngày, phụ tải thường có xu hướng tăng/giảm không đồng đều, tốc độ tăng/giảm tải lớn và cao điểm chiều thường cao hơn nhiều so với cao điểm buổi sáng.

Phụ tải tuần điển hình:

- Phụ tải trong tuần có các ngày điển hình là: ngày làm việc (thứ Hai - thứ Sáu) có biểu đồ phụ tải tương đối giống nhau, phụ tải thứ Bảy và phụ tải Chủ Nhật.

- Các cao điểm ngày thứ Bảy, Chủ Nhật thường thấp hơn các ngày trong tuần.

- Ngày Chủ Nhật có sản lượng (A) và công suất đỉnh (P_{max}) nhỏ nhất trong tuần (P thấp 2500MW - 3000MW và A thấp hơn khoảng 50tr kWh so với các ngày trong tuần).

- Thấp điểm trong tuần thường vào rạng sáng ngày thứ Hai.

- Phụ tải ngày thứ Bảy có hình dáng giống các ngày trong tuần nhưng thấp hơn, phụ tải Công nghiệp có hình dáng khác và thấp hơn các ngày khác.

- Tốc độ tăng tải rất cao vào khoảng 07h - 08h (khoảng 3500MW, tương đương khoảng 60MW/phút), giảm nhanh vào 21 - 22h.

Đồ thị phụ tải có đỉnh nhọn và dốc, công suất chênh lệch giữa thấp điểm trưa và cao điểm tối khoảng 16.000 MW. Sự biến động lớn này gây ra nhiều khó khăn cho công tác vận hành. Vào mùa nóng, công suất



(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

Hình 2: Đồ thị phụ tải ngày điển hình mùa lạnh



(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

Hình 3: Đồ thị phụ tải tuần điển hình

phụ tải cực đại toàn hệ thống đã đạt tới hơn 45.000 MW (21/06/2022). Với những khó khăn đó, nhu cầu dịch vụ phụ trợ để đảm bảo an ninh cung cấp điện tăng lên làm tăng chi phí vận hành tăng.

2.4. Thị trường điện

Theo Luật Điện lực 28/2004/QH11 [6], thị trường điện (TTĐ) ra đời với các mục tiêu cơ bản sau:

- Đảm bảo cung cấp điện an toàn, ổn định, liên tục với giá điện hợp lý và không gây nhiễu loạn tới hoạt động sản xuất kinh doanh.
- Thu hút vốn đầu tư từ mọi thành phần kinh tế từ trong nước tới quốc tế vào ngành Điện, giảm áp lực đầu tư công, phát triển ngành điện bền vững.
- Nâng cao tính cạnh tranh, bảo đảm công bằng minh bạch trong các hoạt động mua bán giao dịch và vận hành.

Ngành Điện từ mô hình độc quyền chuyển đổi sang TTĐ qua các cấp độ sau:

Thị trường phát điện cạnh tranh: Mô hình 1 người mua, cạnh tranh giữa các đơn vị phát điện.

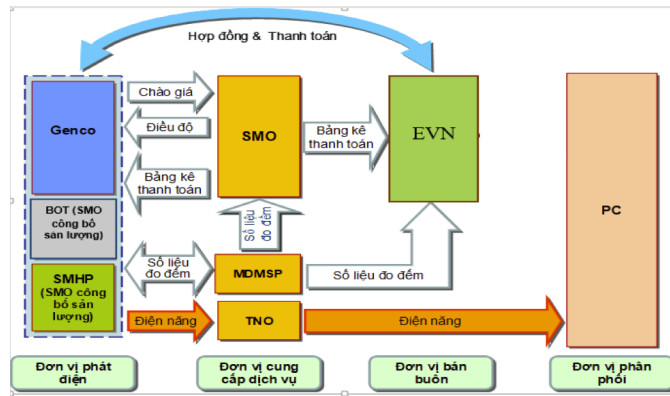
- Ưu điểm: Ít sự biến động cho ngành Điện khi chuyển đổi từ mô hình độc quyền.

- Nhược điểm: Cạnh tranh còn hạn chế, đòi hỏi đơn vị mua buôn duy nhất phải có tiềm lực lớn về tài chính, công ty Phân phối không được lựa chọn đối tác cung cấp điện.

Thị trường bán buôn điện cạnh tranh: Công ty Phân phối đã được lựa chọn nhà cung cấp và cạnh tranh mua điện trên thị trường giao ngay.

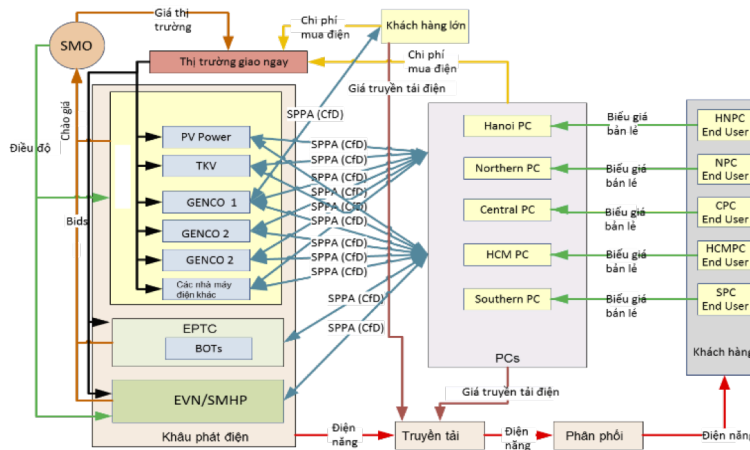
- Ưu điểm: Cạnh tranh ở cấp độ cao và hiệu quả hơn VCGM, Khách hàng lớn có thể lựa chọn nhà cung cấp.

- Nhược điểm: Sẽ có nhiều thay đổi lớn trong ngành điện, xây dựng mô hình vận hành sẽ phức tạp hơn.



(Nguồn: Cục Điều tiết Điện lực)

Hình 4: Cấu trúc tổng thể thị trường phát điện cạnh tranh



(Nguồn: Cục Điều tiết Điện lực)

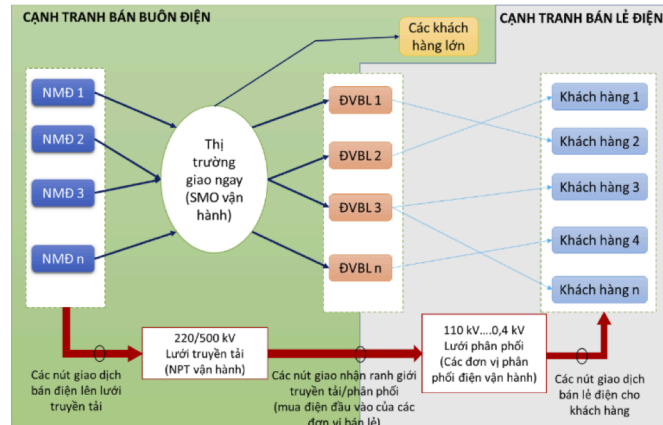
Hình 5: Cấu trúc tổng thể thị trường bán buôn điện cạnh tranh

KINH TẾ VÀ QUẢN LÝ

Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh:

- Ưu điểm: cạnh tranh ở cấp độ cao nhất, hiệu quả từ cạnh tranh sẽ tốt hơn. Tất cả khách hàng có thể thu được lợi ích trực tiếp từ sự cạnh tranh và có quyền tự do lựa chọn nhà cung cấp.
- Nhược điểm: cần nhiều cơ chế, quy định phức tạp, đòi hỏi cơ sở hạ tầng đủ lớn mạnh để phục vụ công tác vận hành TTD.

hành, toàn hệ thống mới có 31 nhà máy điện trực tiếp tham gia chào giá trên thị trường với tổng công suất 9212 MW. Đến nay, sau 10 năm vận hành, số lượng nhà máy tham gia trực tiếp tăng xấp xỉ 3,5 lần (108 nhà máy), với tổng công suất tăng khoảng 3,35 lần (30940 MW), tăng bình quân 13,12 %/năm. Đặc biệt, ngoài việc tăng trưởng ở phía các đơn vị phát điện, việc tham gia thị trường điện của 5 Tổng công ty điện lực cũng từng



(Nguồn: Cục Điều tiết Điện lực)

Hình 6: Cấu trúc tổng thể thị trường bán lẻ điện cạnh tranh

Tính đến nay, thị trường điện cạnh tranh Việt Nam đã vận hành chính thức được 10 năm - kể từ ngày 1/7/2012 và trải qua hai giai đoạn phát triển: thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) và thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM). Tại thời điểm bắt đầu vận

bước thay đổi trong khâu mua buôn điện và dần tiến tới vận hành chính thức thị trường bán lẻ điện cạnh tranh (VREM) vào năm 2023 theo kế hoạch đã đề ra [7].

Hiện tại, thị trường điện giao ngay Việt Nam (spot market) đang áp dụng mô hình thị trường chào giá theo

Chu kỳ	Ngày		An Khánh 1				S1				Than	
	17/01/2022		Giá chào cho mỗi dải công suất (đồng/kWh)									
	Khoảng công suất chào (MW)		1	814	820	840	850	860	870	890	890	1133.50
	Pmin	CSCB	Ngưỡng công suất tương ứng									
1	34	59	34	37	40	43	46	49.50	52.50	56	56	59
2	34	59	34	37	40	43	46	49.50	52.50	56	56	59
3	34	59	34	37	40	43	46	49.50	52.50	56	56	59
4	34	59	34	37	40	43	46	49.50	52.50	56	56	59
5	34	59	34	37	40	43	46	49.50	52.50	56	56	59
6	34	59	34	37	40	43	46	49.50	52.50	56	56	59
7	34	59	34	37	40	43	46	49.50	52.50	56	56	59

(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

Hình 7: Bản chào tổ máy nhiệt điện

chỉ phí (Cost-Based Pool) với chu kỳ giao dịch, chu kỳ điều độ là 30 phút và áp dụng chào giá ngày tới. Trong ngày D-1, đơn vị phát điện lập bản chào giá cho 48 chu kỳ giao dịch của ngày D và gửi cho Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Đơn vị phát điện thực hiện chào giá trong phạm vi giá sàn và giá trần cho toàn bộ công suất khả dụng của các tổ máy phát điện. Giá trần bản chào các tổ máy nhiệt điện được tính toán theo Quy định thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Giá trần bản chào của các tổ máy thủy điện được xác định trên cơ sở giá trị nước do Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện tính toán. Bản chào giá của đơn vị phát điện bao gồm tối đa 10 cặp giá chào (đ/kWh) và công suất (MW) của từng tổ máy phát điện trong từng chu kỳ giao dịch [8].

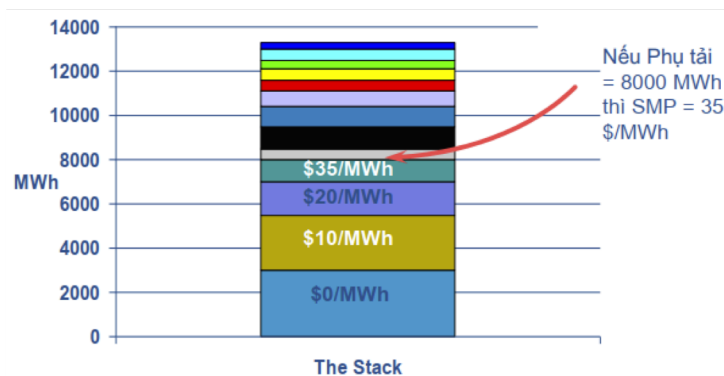
Bản chào được sắp xếp theo nguyên tắc như sau: Xếp các dải chào có giá thấp trước, rồi đến các dải chào có giá cao hơn đến khi đáp ứng phụ tải.

Từ 0h ngày 1/9/2020, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (ĐĐQG) đã chuyển đổi thành công chu kỳ điều độ, vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện từ 60 phút xuống còn 30 phút theo chỉ đạo của Bộ Công Thương. Đây là một bước ngoặt lớn trong vận hành hệ thống điện và thị trường điện của Việt Nam, góp phần quan trọng đáp ứng các yêu cầu vận hành hệ thống điện đang phát triển lớn mạnh cả về chất và lượng, với sự đa dạng loại hình phát điện, đặc biệt là sự phát triển mạnh mẽ của nguồn năng lượng tái tạo; đồng thời đây là bước đột phá trong công tác vận hành thị trường điện, đảm bảo tối ưu hóa chi

Chu kỳ	Ngày		Đại Ninh				H1				Thủy điện	
	17/01/2022		Giá chào cho mỗi dải công suất (đồng/kWh)									
	Khoảng công suất chào (MW)		0	1200	1628.70	1628.70	1628.70	1628.70	1628.70	1628.70	1628.70	1628.70
	Pmin	CSCB	Ngưỡng công suất tương ứng									
1	10	150	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150
2	10	150	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150
3	10	150	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150
4	10	150	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150
5	10	150	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150
6	10	150	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150
7	10	150	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150

(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

Hình 8: Bản chào tổ máy thủy điện



(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

Hình 9: Ví dụ nguyên tắc sắp xếp bản chào

phí cho toàn xã hội và góp phần đảm bảo an ninh cung cấp điện, tạo tiền đề cho việc phát triển của thị trường bán lẻ điện cạnh tranh trong tương lai.

3. Những vấn đề đặt ra và dự báo nhu cầu dịch vụ phụ trợ của hệ thống điện Việt Nam

Có thể nói, sau 10 năm vận hành thị trường điện, hệ thống pháp lý, hạ tầng công nghệ thông tin, nhân lực vận hành thị trường điện đã được hình thành, tạo điều kiện cho việc đáp ứng các giai đoạn phát triển cao hơn của thị trường điện. Tuy nhiên, bên cạnh những thành công, công tác vận hành thị trường điện vẫn còn rất nhiều khó khăn, thách thức, nhất là trong bối cảnh nguồn năng lượng tái tạo ngày càng tăng cao.

Một là, mặc dù các quy định hiện tại đã cho phép ký hợp đồng dài hạn (Hợp đồng của các nhà máy đã được ký với thời hạn từ 3-5 năm, một số nhà máy có thời hạn hợp đồng 10 năm) và xác định giá dịch vụ phụ trợ dài hạn cho các dịch vụ khởi động nhanh và dịch vụ phát sinh thường xuyên để đảm bảo an ninh hệ thống điện, tuy nhiên, để xác định chính xác giá dịch vụ phụ trợ, hàng năm các đơn vị cần phối hợp tính toán xác định giá dịch vụ phụ trợ căn cứ trên các số liệu thực tế đã thực hiện và đã được kiểm toán cũng như các thông tin dự kiến cho năm kế tiếp. Đây là những thách thức không nhỏ cho các bên tham gia hợp đồng.

Hai là, cung cầu hệ thống điện có nhiều yếu tố bất định do ảnh hưởng của thời tiết, dịch bệnh dẫn tới tác động lớn đến tốc độ tăng trưởng phụ tải, tiến độ nguồn điện của các nhà đầu tư ngoài EVN như PVN, TKV... Sự phát triển của các nguồn năng lượng tái tạo làm thay đổi cơ cấu, tỷ trọng nguồn điện dẫn đến nhu cầu mới về dịch vụ phụ trợ, sự khác biệt lớn giữa quy hoạch và thực tế, ảnh hưởng của biến đổi khí hậu... trong điều kiện ràng buộc tối thiểu chi phí hệ thống điện làm cho việc dự báo chính xác nhu cầu huy động dịch vụ phụ trợ cho chu kỳ dài từ 3 đến 5 năm là rất khó khăn. Việc xác định giá dịch vụ phụ trợ dài hạn cũng có nhiều rủi ro cho các bên do sai số kế hoạch lớn, ảnh hưởng bởi các yếu tố khách quan như tỷ giá, lãi vay...

Trong bối cảnh mức độ thâm nhập của các nguồn điện năng lượng tái tạo ngày một tăng cao, làm suy giảm quán tính hệ thống điện, nhu cầu dịch vụ phụ trợ tất yếu có xu hướng tăng lên để đảm bảo an toàn trong vận hành. Vì vậy, việc tính toán chính xác nhu cầu dịch vụ phụ trợ cho Hệ thống điện Quốc gia là vấn đề đặc biệt quan trọng. Các dịch vụ phụ trợ trong HTĐ Việt Nam bao gồm: điều khiển tần số, khởi động nhanh, vận

hành phải phát để đảm bảo an ninh Hệ thống điện, điều chỉnh điện áp và khởi động đen. Theo quy định tại Quy trình xác định và vận hành dịch vụ phụ trợ (QĐ 106/QĐ-ĐTĐL ngày 14/12/2018 của Cục Điều tiết điện lực [1]), Thông tư 25/2016/TT-BCT và Thông tư 30/2019/TT-BCT, Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia là đơn vị có nhiệm vụ thu thập thông tin về khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ của các NMD và xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ hàng năm.

(1) Nhu cầu dịch vụ điều khiển tần số HTĐ

Trong thời gian vừa qua, cùng với chính sách ưu đãi phát triển năng lượng tái tạo, hệ thống điện Việt Nam ghi nhận sự phát triển bùng nổ của các nguồn NLTT (ĐMT và ĐG). Tính đến hết tháng 10/2022, tổng công suất năng lượng tái tạo đã đóng điện trên HTĐ Quốc gia đã lên đến ~ 21.234 MW (bao gồm khoảng 8907 MW nguồn ĐMT trang trại, 4667 MW nguồn ĐG và 7660 MW nguồn ĐMT áp mái), chiếm 26,76% công suất đặt hệ thống. Đây là nguồn cung cấp công suất, năng lượng cần thiết để đảm bảo an ninh cung cấp điện. Đặc biệt trong những khung giờ thấp điểm trưa hoặc ngày lễ Tết, khi nền phụ tải hệ thống giảm thấp trong khi các nguồn năng lượng tái tạo vẫn được ưu tiên phát tối đa trong khả năng giải tỏa của lưới điện, thì tỉ lệ công suất nguồn này đóng góp vào hệ thống có thể lên đến 45-60% tổng nhu cầu phụ tải. Trong giai đoạn xa hơn, các nguồn năng lượng tái tạo sẽ còn tiếp tục tăng trưởng và có thể chiếm tỉ lệ cao hơn nữa trong cơ cấu nguồn toàn hệ thống.

Các nguồn năng lượng tái tạo với công nghệ inverters không có mo-men quay như nhà máy điện truyền thống nên không thể cung cấp được quán tính quay cho HTĐ. Do vậy, quán tính HTĐ Việt Nam sẽ ngày càng có xu hướng giảm thấp khi sự thâm nhập của các nguồn NLTT vào hệ thống sẽ ngày càng lớn trong tương lai không xa.

Theo kết quả tính toán của Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia, nhu cầu điều tần của hệ thống năm 2023 theo phương pháp được quy định trong QĐ 106/QĐ-ĐTĐL [9], nhu cầu dự phòng điều tần như sau:

- Chế độ thấp điểm trưa, cao điểm sáng/chiều: khi nguồn ĐMT phát cao:

- Chế độ thấp điểm đêm: chỉ có nguồn ĐG:

Ngoài ra, do tỉ trọng các nguồn NLTT trong HTĐ Quốc gia tính đến đầu năm 2022 đã tương đối lớn với tỉ trọng công suất đặt đạt 26,76% và tỷ lệ công suất đặt NLTT trên phụ tải cực đại toàn hệ thống năm 2023 có thể đạt 42,7%, Trung tâm Điều độ HTĐ Quốc gia

Bảng 1: Nhu cầu công suất điều tần chế độ thấp điểm trưa và cao điểm sáng/chiều

CS của NLTT (MWAC)	Điều tần sơ cấp (MW)	Điều tần thứ cấp (MW)
20000	175	700
10000	155	700
5000	150	700

(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

Bảng 2: Nhu cầu công suất điều tần chế độ thấp điểm đêm

CS của NLTT (MWAC)	Điều tần sơ cấp (MW)	Điều tần thứ cấp (MW)
3980 (ĐG)	170	700

(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

(ĐĐQG) đã tính toán đánh giá thêm nhu cầu dự phòng điều tần thứ cấp có tính đến ảnh hưởng của sự biến động nguồn NLTT với mức biến động 5% và dự phòng cho tổ máy lớn nhất trên hệ thống có công suất 688 MW. Với đặc thù giới hạn truyền tải trên các cung đoạn đường dây 500 kV, ĐĐQG tính toán phân bổ phù hợp cho các HTĐ miền trong các trường hợp truyền tải trên cung đoạn 500 kV đạt ngưỡng giới hạn truyền tải để đảm bảo cho sự cố tổ máy hoặc biến động công suất phát, phụ tải của các miền. Chi tiết tính toán với các mức phát của nguồn NLTT, phân bổ cho các miền như sau:

Về chi phí cho dịch vụ điều tần thứ cấp trong năm 2022, ĐĐQG thực hiện tính toán dựa trên các phương án như sau [10]:

- Phương án 1: Toàn bộ lượng công suất dự phòng điều tần thứ cấp sẽ được cung cấp bởi các NMD trực tiếp tham gia TTD.

- Phương án 2: Lượng công suất dự phòng điều tần thứ cấp sẽ được cung cấp chủ yếu bởi các nhà máy SMHP (Hòa Bình, Sơn La, Ialy, Trị An, Lai Châu). Phần công suất dự phòng điều tần thứ cấp còn lại được mua trên TTD.

Như vậy, tỉ trọng nguồn NLTT tăng cao đã gây áp lực lớn hơn về nhu cầu dịch vụ điều chỉnh tần số cho

Bảng 3: Nhu cầu công suất điều tần thứ cấp chế độ thấp điểm trưa, cao điểm sáng/chiều và truyền tải đạt ngưỡng giới hạn

CS của NLTT (MWAC)	Điều tần thứ cấp (MW)		
	Tổng	MB	MT&MN
20000	1700	700	1000
10000	1200	700	500
5000	950	700	250

(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

Bảng 4: Nhu cầu công suất điều tần thứ cấp chế độ thấp điểm đêm và truyền tải đạt ngưỡng giới hạn

CS của NLTT (MWAC)	Điều tần thứ cấp (MW)		
	Tổng	MB	MT&MN
3980 (ĐG)	900	700	200

(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

- Chế độ thấp điểm trưa, cao điểm sáng/chiều khi NLTT phát cao và truyền tải đạt ngưỡng giới hạn:
- Chế độ thấp điểm đêm (chỉ có nguồn ĐG):

hệ thống điện. Ngày nay, ngoài giải pháp đầu tư các thiết bị tích trữ năng lượng thì các loại hình nguồn linh hoạt khác cũng cần được xem xét như thủy điện tích

Bảng 5: Chi phí dịch vụ điều tần thứ cấp

Chi phí dịch vụ điều tần thứ cấp					
BNE		Thăng Long			
SMPcap (đ/kWh)		1503.5	1602.3	1922.8	2211.2
CANtb (đ/kWh)		390	379.4	374.5	373.9
PA 1	A (tỷ kWh)	6.13	6.13	6.13	6.13
	Chi phí (tỷ VNĐ)	2391.2	2326.7	2296.7	2293
PA 2	A (tỷ kWh)	6.13	6.13	6.13	6.13
	Chi phí (tỷ VNĐ)	2084.8	2028.6	2002.4	1999.2

(Nguồn: Báo cáo Thị trường điện năm 2022, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

năng, bánh đà, tận dụng tuabin khí chu trình đơn và phải có cơ chế cho các loại hình nguồn trên. Việc phát triển các loại hình tích trữ năng lượng cũng như các nguồn linh hoạt sẽ thúc đẩy thị trường dịch vụ phụ trợ phát triển, độc lập với thị trường năng lượng.

(2) Nhu cầu dịch vụ khởi động nhanh

Các tổ máy GT 1, 2, 3, 4 nhà máy điện Cần Thơ, GT 4, 5 NMD Thủ Đức, GT 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 NMD Bà Rịa đáp ứng tiêu chuẩn về kỹ thuật khi tham gia dịch vụ khởi động nhanh.

Theo quy định tại điều 17 Quyết định 106, nhu cầu khởi động nhanh bằng giá trị lớn nhất giữa các thông số:

- Sai số dự báo phụ tải 2%,
- Tổ máy lớn nhất : 688 MW,
- Nhu cầu điều tần thứ cấp : 700 MW.

Với Pmax năm 2023 đạt 42606 - 48497 MW, nhu cầu khởi động nhanh cho các tháng năm 2023 như sau:

Như vậy nhu cầu khởi động nhanh từ 852.1 - 969.9 MW.

(3) Nhu cầu dịch vụ vận hành phải phát

Các tổ máy ST 4 Cần Thơ, S1, S2, S3 NMD Thủ Đức (*), S1, S2 Ô Môn, S1, S2, S3, S4 Ninh Bình (**), GT 3, 4, 5, 6, 7, 8, ST 9,10 NMD Bà Rịa (***), đáp ứng tiêu chuẩn về kỹ thuật khi tham gia cung cấp dịch vụ vận hành phải phát.

Các tổ máy Phú Mỹ 1, Phú Mỹ 21, Phú Mỹ 4, Nhơn Trạch 1, Nhơn Trạch 2 và Cà Mau (****) khi vận hành chu trình đơn hoặc thiếu nhiên liệu chính phải sử dụng một phần hoặc toàn bộ nhiên liệu phụ theo nhu cầu của HTĐ.

Bảng 6: Nhu cầu khởi động nhanh

Tháng	Pmax Phụ tải	2% Pmax	Tổ máy lớn nhất	Điều tần thứ cấp	Nhu cầu khởi động nhanh Max (1,2,3)
1	43793	875.9	688	700	875.9
2	42606	852.1	688	700	852.1
3	43956	879.1	688	700	879.1
4	44279	885.6	688	700	885.6
5	47538	950.8	688	700	950.8
6	48497	969.9	688	700	969.9
7	48082	961.6	688	700	961.6
8	46861	937.2	688	700	937.2
9	44693	893.9	688	700	893.9
10	43659	873.2	688	700	873.2
11	45031	900.6	688	700	900.6
12	45374	907.5	688	700	907.5

(Nguồn: Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia)

(**) Các nhà máy Cần Thơ và Thủ Đức hiện chưa đảm bảo các yêu cầu về hệ thống quan trắc nước thải và nước làm mát;*

(***) Nhà máy điện Ninh Bình đang trong quá trình chuẩn bị để tham gia TTD năm 2023;*

(****) Nhà máy điện Bà Rịa đang trong quá trình chuẩn bị để tham gia TTD năm 2023;*

(******) Nhà máy điện Cà Mau chưa có đăng ký năm 2023 cũng như chưa có hợp đồng về cung cấp dịch vụ phụ trợ.

(4) Nhu cầu dịch vụ điều chỉnh điện áp

ĐDQG lập danh sách danh sách nhà máy điện (NMD) đủ điều kiện kỹ thuật tham gia theo quy định tại Khoản 3 Điều 73 Thông tư 25. Theo đó, các tổ máy cung cấp dịch vụ điều chỉnh điện áp phải có khả năng thay đổi công suất phản kháng ngoài dải hệ số công suất 0.85 (với chế độ phát công suất phản kháng) đến 0.9 (với chế độ nhận công suất phản kháng). Hiện tại chỉ có một số tổ máy có khả năng chạy bù là đáp ứng được tiêu chí này. Ngoài ra, đối với các nhà máy điện NLTT có khả năng đáp ứng được ngoài dải theo cả 2 chiều phát/nhận công suất phản kháng theo yêu cầu kỹ thuật tại khoản 4 điều 42 Thông tư TT30/2019, hoặc có khả năng phát/nhận công suất phản kháng khi không có nguồn năng lượng sơ cấp cũng được xem xét đáp ứng tiêu chuẩn kỹ thuật cung cấp dịch vụ điều chỉnh điện áp.

(5) Nhu cầu dịch vụ khởi động đen

ĐDQG lựa chọn các nhà máy đáp ứng đủ tiêu chí theo Quy định khởi động đen và khôi phục HTĐ Quốc gia do Bộ Công Thương ban hành (Thông tư số 22/2017/TT-BCT [11]). Theo đó danh sách NMD khởi động đen gồm:

- Miền Bắc: NMD khởi động đen chính: Sơn La, Hòa Bình.

- Miền Trung: NMD khởi động đen dự phòng: Sê San 4.

- Miền Nam: NMD khởi động đen chính: Trị An. NMD khởi động đen dự phòng: Hàm Thuận, Đại Ninh.

4. Một số giải pháp đề xuất

Để nâng cao hiệu quả vận hành các dịch vụ phụ trợ, đảm bảo vận hành an toàn, tin cậy hệ thống điện quốc gia, các cơ quan quản lý nhà nước, đơn vị tổ chức, điều hành, quản lý hoạt động thị trường điện, các NMD tham gia cung ứng dịch vụ phụ trợ cần tập trung giải quyết một số vấn đề cốt lõi sau:

Với Bộ Công Thương

Xuất phát từ các vấn đề thực tiễn đặt ra nêu tại mục 3, Bộ Công Thương cùng các cơ quan chức năng liên quan cần rà soát các quy định hiện hành, nghiên cứu ban hành các thông tư, quy định để tạo hành lang pháp lý đầy đủ cho việc mua bán điện và cung cấp các hợp

đồng dịch vụ phụ trợ đối với các loại hình nguồn điện hiện tại và tương lai; tiếp tục nghiên cứu hoàn thiện cơ chế, chính sách, nâng cấp hệ thống hạ tầng, công nghệ thông tin... để thị trường điện Việt Nam phát triển hoàn chỉnh ở các giai đoạn tiếp theo. Trước mắt, cần tập trung nghiên cứu, ban hành cơ chế chào giá cho các loại hình dịch vụ phụ trợ. Tiếp tục cho phép thực hiện việc ký hợp đồng với thời hạn dài (trên 3 năm) hoặc dài hơn tương tự kinh nghiệm quốc tế, xác định giá dịch vụ phụ trợ thực hiện từng năm. Theo đó, hàng năm theo quy định giá dịch vụ phụ năm N sẽ được tính toán, thẩm định và phê duyệt từ năm N-1 để đảm bảo chính xác và phù hợp với thực tế thực hiện, đồng thời tránh trường hợp các nhà máy dịch vụ phụ trợ hết hạn giá điện dẫn tới chỉ được huy động trong trường hợp để đảm bảo an ninh cung cấp điện.

Với Cục Điều tiết Điện lực

Tiếp tục nghiên cứu sửa đổi các Quy định thị trường điện và hệ thống điện cho phép: Phân tách nhu cầu dự phòng theo từng miền, khu vực để đảm bảo khả năng truyền tải; Có cơ chế khuyến khích các nhà máy gián tiếp tham gia thị trường cung cấp dịch vụ điều chỉnh tần số, dịch vụ điều chỉnh điện áp; Bổ sung thêm các quy định, nguyên tắc cụ thể hơn trong việc lập kế hoạch, lập lịch trình và huy động các loại hình dịch vụ phụ trợ để đảm bảo công bằng, minh bạch; Bổ sung quy định cho các loại hình có thể cung cấp dịch vụ phụ trợ sắp tới như thủy điện tích năng, công nghệ pin tích trữ (BESS)...; Bổ sung khả năng tham gia cung cấp dịch vụ phụ của các khách hàng lớn; Bổ sung cơ chế giám sát, xử lý trong trường hợp không cung cấp hoặc cung cấp dịch vụ phụ trợ không phù hợp, tiến tới xây dựng thị trường dịch vụ phụ trợ hoàn chỉnh.

Đối với cơ chế hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA), để phân bổ chi phí dịch vụ phụ theo đúng quy định, đồng thời vẫn đảm bảo đúng nguyên tắc thị trường, đảm bảo khả năng quản lý rủi ro của đơn vị phát điện và khách hàng theo giá tham chiếu là giá thị trường, chi phí mua bán điện trực tiếp cần được phân tách và được xác định bằng tổng của chi phí truyền tải điện, chi phí phân phối điện, chi phí điều độ vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện và chi phí dịch vụ phụ trợ hệ thống điện tính cho một đơn vị điện năng của Tổng công ty Điện lực như Dự thảo 2 Quy định thực hiện thí điểm mua bán điện trực tiếp trước đây đã xây dựng.

Với Tập đoàn Điện lực Việt Nam

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy việc cung cấp dịch vụ phụ trợ thường được thị trường hoá hoặc đồng tối ưu với thị trường năng lượng. Tuy nhiên để thực hiện

cần nâng cấp hạ tầng vận hành hệ thống điện và thị trường điện đồng bộ và đầu tư về nguồn lực kinh tế. Với chức năng tổ chức, quản lý và điều hành các hoạt động phát điện, truyền tải điện, phân phối điện, bán buôn và bán lẻ điện để đảm bảo cung cấp điện an toàn, ổn định, liên tục và đạt chất lượng cao, đáp ứng nhu cầu sử dụng điện, phục vụ phát triển kinh tế - xã hội, EVN cần tiếp tục tính toán, xác định nhu cầu dịch vụ phụ trợ, chỉ đạo các nhà máy trực thuộc và báo cáo Cục Điều tiết Điện lực yêu cầu các nhà máy ngoài Tập đoàn có giải pháp kỹ thuật để cải thiện khả năng, hạ tầng đáp ứng yêu cầu điều chỉnh tần số thứ cấp tại đơn vị.

Với các nhà máy điện hiện hành

Nâng cao chất lượng vận hành các tổ máy nổi lưới khả năng đáp ứng các nhu cầu kỹ thuật vận hành của hệ thống điện.

Với các nhà máy điện dự kiến vận hành trong tương lai

Trước khi vào vận hành thương mại cần đánh giá, thử nghiệm các yêu cầu kỹ thuật của nhà máy điện nhằm đáp ứng khả năng cung cấp các dịch vụ phụ trợ trong hệ thống điện.

5. Kết luận

Thúc đẩy phát triển thị trường điện có ý nghĩa rất quan trọng để đảm bảo vững chắc an ninh năng lượng trong khi vẫn ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn NLTT. Với tình hình phát triển của hệ thống điện Việt Nam hiện nay, nhu cầu dự trữ công suất cho dịch vụ điều tần nói riêng và các dịch vụ phụ trợ khác sẽ tăng lên để phục vụ công tác vận hành đảm bảo an toàn, ổn định và tin cậy. Các cơ quan quản lý nhà nước (Bộ Công Thương, Cục điều tiết điện lực...) cần xác định được các nhà máy đủ điều kiện kỹ thuật; xây dựng các cơ chế khuyến khích và thiết lập thị trường cho các loại hình dịch vụ phụ trợ nhằm đảm bảo cạnh tranh công bằng, minh bạch và tối ưu hóa mọi nguồn lực; có các cơ chế ràng buộc trách nhiệm dự báo công suất và chế tài phạt đối với nguồn NLTT khi gây gánh nặng cho thu xếp dự phòng công suất trong hệ thống. Ngoài ra, nâng cao chất lượng dự báo nhu cầu dịch vụ phụ trợ của ĐĐQG, nâng cao chất lượng vận hành các tổ máy, đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật trong vận hành điện của các NMD cũng là những giải pháp vô cùng quan trọng.

Như vậy, bài báo đã phân tích thực trạng hệ thống điện Việt Nam hiện nay. Từ đó, xây dựng các phương hướng phát triển để giải quyết nhu cầu dịch vụ phụ trợ cho hệ thống điện trong bối cảnh mức độ khai thác năng lượng tái tạo ngày càng tăng. Mục đích cuối cùng của nghiên cứu này là đảm bảo hệ thống điện được vận

hành một cách an toàn, ổn định, tin cậy và đạt hiệu quả về mặt kinh tế. Đây cũng chính là đóng góp quan trọng của bài báo. ♦

Tài liệu tham khảo:

1. Quyết định 106/QĐ-ĐTĐL Quy trình xác định và vận hành dịch vụ phụ trợ, Cục Điều tiết Điện lực.
2. Sáng kiến tính toán quán tính Hệ thống điện, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia.
3. Thông tư 25/2016/TT-BCT Quy định hệ thống điện truyền tải, Bộ Công thương.
4. Thông tư 30/2019/TT-BCT sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 25/2016/TT-BCT Quy định hệ thống điện truyền tải, Bộ Công thương.
5. Giới thiệu chung VWEM, Thị trường điện, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia.
6. Luật điện lực 2004 số 28/2004/QH11.
7. 10 năm vận hành Thị trường điện cạnh tranh, Tập đoàn Điện lực Việt Nam.
8. Báo cáo Thị trường điện năm 2022, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia.
9. Thông tư 22/2017/TT-BCT Quy định khởi động đen và khôi phục Hệ thống điện Quốc gia.

Summary

Developing ancillary services of the power system is an essential need in the situation that renewable energy sources (RES) take up a large proportion. In recent years, renewable energy sources in Vietnam have been increasing day by day, but ancillary services have not been deployed. Based on secondary sources of information, the article analyzes the current situation of the power system and electricity market in Vietnam, explains the difficulties and obstacles when the market operates in the context of the penetration level of renewable energy sources is increasing and it requires ancillary services to ensure system safety. On the basis of determining the need for ancillary services in 2023 of the National Load Dispatch Centre, the author of the article proposes some solution-oriented recommendations to state management agencies (Ministry of Industry and Trade, Electricity Regulatory Authority), with Electricity of Vietnam (EVN) and power plants to develop ancillary services of the Vietnam's power system.