

BỘ CÔNG THƯƠNG
CÔNG TY TNHH MTV VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN
VÀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN QUỐC GIA

**BÁO CÁO TỔNG KẾT
VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA
NĂM 2024**

Hà Nội, tháng 01/2025

LƯU Ý

BẢN QUYỀN BÁO CÁO NÀY THUỘC VỀ CÔNG TY TNHH MTV VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN VÀ THỊ TRƯỜNG ĐIỆN QUỐC GIA (NSMO). TỪNG PHẦN HAY TOÀN BỘ THÔNG TIN TRONG BÁO CÁO KHÔNG ĐƯỢC PHÉP SAO CHÉP, IN ẤN, DỊCH THUẬT HOẶC SỬ DỤNG CHO BẤT KỲ MỤC ĐÍCH KHÁC KHI CHƯA CÓ SỰ ĐỒNG Ý CỦA NSMO BẰNG VĂN BẢN. GHI RÕ NGUỒN KHI TRÍCH DẪN HOẶC SỬ DỤNG LẠI CÁC THÔNG TIN TRONG BÁO CÁO.

MỤC LỤC

I. ĐÁNH GIÁ CHUNG.....	8
II. PHỤ TẢI	10
II.1. Một số đặc điểm phụ tải trong năm.....	10
II.2. Điện nhập khẩu từ Trung Quốc, Lào.....	11
II.3. Xuất khẩu điện sang Campuchia.....	12
III. NGUỒN ĐIỆN	13
III.1. Công suất đặt toàn hệ thống điện	13
III.1.1. Phân loại theo loại hình nhà máy	13
III.1.2. Phân loại theo chủ sở hữu.....	14
III.1.3. Nguồn mới đưa vào vận hành năm 2024.....	14
III.2. Tình hình thủy văn	15
III.2.1. Tổng quan.....	15
III.2.2. Phân bố thủy văn năm 2024 theo từng khu vực địa lý.....	17
III.3. Nhiên liệu than.....	18
III.4. Nhiên liệu khí.....	18
III.5. Khai thác các loại hình nguồn điện trong năm.....	20
III.6. Vấn đề điều chỉnh tần số và kết nối AGC cho các nhà máy điện	21
III.7. Tình hình vận hành năng lượng tái tạo năm 2024	22
III.7.1. Điện mặt trời.....	22
III.7.2. Điện gió.....	23
III.7.3. Thủy điện nhỏ.....	23
III.7.4. Tổng công suất phát các nguồn NLTT.....	24
III.8. Tình hình dự báo năng lượng tái tạo năm 2024	25
IV. LƯỚI ĐIỆN	29
IV.1. Các công trình mới	29
IV.2. Công tác điều độ, vận hành lưới điện.....	30
IV.2.1. Sự cố lưới điện	30
IV.2.2. Vấn đề mang tải cao ĐD, MBA và điện áp thấp - cao trên hệ thống	32
IV.2.3. Công tác bảo dưỡng sửa chữa lưới điện.....	37
IV.2.4. Tình hình triển khai thực hiện thao tác xa	38
IV.3. Vấn đề ngắn mạch trên HTĐ năm 2024.....	38
IV.3.1. Thống kê các nút có dòng ngắn mạch vượt quá khả năng cắt trên lưới 500kV.....	38

IV.3.2.	Thống kê các nút có dòng ngắn mạch vượt quá khả năng cắt trên lưới 220/110kV	38
IV.3.3.	Các giải pháp giảm dòng ngắn mạch đã thực hiện.....	39
IV.4.	Vấn đề chất lượng điện năng trên HTĐ năm 2024	40
IV.5.	Đánh giá, phân tích tình hình hoạt động hệ thống rơle bảo vệ	41
IV.5.1.	Tình hình sự cố và hoạt động của hệ thống rơ le bảo vệ và tự động	41
IV.5.2.	Công tác tính toán chỉnh định rơle bảo vệ và tự động	42
IV.5.3.	Công tác thu thập thông tin và phân tích sự cố	44
IV.5.4.	Công tác thỏa thuận RLBV.....	45
IV.5.5.	Công tác ghép nối, bảo trì, quản lý vận hành hệ thống ghi sự cố trên HTĐ Quốc gia 45	
IV.5.6.	Các vấn đề tồn tại về rơle bảo vệ	45
IV.5.7.	Khai thác hệ thống FRs/WAMs cảnh báo chế độ vận hành trong điều độ thời gian thực; thu thập thông tin, phân tích sự cố.....	46
V.	THỊ TRƯỜNG ĐIỆN	49
V.1.	Danh sách các NMD tham gia TTĐ năm 2024	49
V.2.	Chi tiết tình hình vận hành thị trường điện năm 2024	51
V.2.1.	Bên bán điện.....	51
V.2.2.	Bên mua điện.....	52
V.3.	Kết quả vận hành thị trường điện.....	54
V.3.1.	Giá điện năng thị trường SMP	54
V.3.2.	Giá công suất CAN	54
V.3.3.	Thanh toán trên thị trường giao ngay	55
V.4.	Công tác phát triển thị trường điện bán buôn và bán lẻ.....	55
V.5.	Tình hình vận hành hệ thống công nghệ thông tin TTĐ	56
VI.	HỆ THỐNG SCADA/EMS	57
VI.1.	Đánh giá tình hình vận hành hệ thống SCADA và thông tin liên lạc	57
VI.1.1.	Kết nối SCADA các NMD và TBA.....	57
VI.1.2.	Tình hình kết nối giữa các Trung tâm điều khiển xa (OCCx) với các Trung tâm điều độ hệ thống điện miền	58
VI.1.3.	Rà soát, đánh giá thực trạng kết nối SCADA.....	59
VI.2.	Tình hình triển khai thực hiện QĐ55 và khó khăn thách thức	59
VI.2.1.	Tình hình triển khai thực hiện QĐ55.....	59
VI.2.2.	Các khó khăn, vướng mắc trong quá trình thực hiện	60
VI.3.	Triển khai vận hành các ứng dụng EMS tại ĐĐQG.....	60

VI.3.1.	Ứng dụng OpenAGC.....	60
VI.3.2.	Ứng dụng OpenNET.....	61
VI.3.3.	Ứng dụng OpenOTS.....	63
VI.3.4.	Các ứng dụng phục vụ vận hành HTĐ	63
VII.	KHÓ KHĂN VÀ THÁCH THỨC	67
VII.1.	Khó khăn thách thức vẫn tồn tại từ các năm trước	67
VII.2.	Khó khăn thách thức mới phát sinh trong năm 2024.....	68
VIII.	ĐỀ XUẤT VÀ KIẾN NGHỊ.....	69
VIII.1.	Về công tác vận hành hệ thống điện và thị trường điện	69
VIII.2.	Về dịch vụ phụ trợ.....	70
VIII.3.	Đề xuất kiến nghị khác	70

DANH MỤC BẢNG

Bảng 1 Sản lượng phụ tải các tháng trong năm 2024.....	10
Bảng 2 Sản lượng phụ tải hệ thống điện Quốc gia từ năm 2015-2024.....	10
Bảng 3 Phụ tải cực đại các tháng trong năm 2024.....	10
Bảng 4 Phụ tải cực đại qua các năm	10
Bảng 5 Hệ số điền kín qua các tháng trong năm 2024 ($K1 = P_{tb}/P_{max}$).....	11
Bảng 6 Hệ số điền kín qua các tháng trong năm 2024 ($K2 = P_{min}/ P_{max}$)	11
Bảng 7 Điện nhập khẩu từ Trung Quốc các tháng trong năm 2024.....	11
Bảng 8 Điện nhập khẩu từ Lào các tháng trong năm 2024.....	11
Bảng 9 Điện xuất khẩu Campuchia các tháng trong năm 2024.....	12
Bảng 10 Công suất đặt nguồn điện theo các loại hình năm 2024.....	13
Bảng 11 Công suất đặt nguồn điện theo chủ sở hữu năm 2024	14
Bảng 12 Đánh giá tổng lượng nước về năm 2024.....	16
Bảng 13 Một số thủy điện không bảo đảm tích nước cuối năm 2024.....	17
Bảng 14 Tình hình tiêu thụ khí Nam Côn Sơn + Cửu Long.....	19
Bảng 15 Tình hình tiêu thụ khí PM3-CAA	19
Bảng 16 Điện sản xuất toàn hệ thống theo loại hình năm 2024.....	20
Bảng 17 Thống kê FDI qua các tháng trong năm 2023 & 2024	21
Bảng 18 Thống kê số lần vượt ngưỡng FDI qua các tháng trong năm 2023 & 2024..	21
Bảng 19 Thống kê tần suất mang tải các ĐD/MBA.....	32
Bảng 20 Chỉ số VDI năm 2024 & 2023	35
Bảng 21 Thống kê VDI HTĐ 500kV năm 2023 & 2024.....	36
Bảng 22 Thống kê công tác bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện năm 2024	37
Bảng 23 Tổng kết sự cố trên lưới 500kV năm 2024	41
Bảng 24 Tổng kết sự cố trên lưới 220/110kV năm 2024	42
Bảng 25 Danh sách các nhà máy mới tham gia trực tiếp TTĐ năm 2024.....	50
Bảng 26 Số lượng bản chào ngày và bản chào giờ thành công.....	51

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1 Cơ cấu nguồn theo loại hình.....	13
Hình 2 Cơ cấu nguồn điện theo chủ sở hữu năm 2024.....	14
Hình 3 Biểu đồ công suất và sản lượng của điện mặt trời trong năm 2024.....	22
Hình 4 Biểu đồ công suất và sản lượng của gió trong năm 2024.....	23
Hình 5 Biểu đồ sản lượng của thủy điện nhỏ theo miền từng tháng trong năm 2024.....	24
Hình 6 Biểu đồ công suất của thủy điện nhỏ trên HTĐQG theo mùa trong năm 2024.....	24
Hình 7 Biểu đồ công suất các nguồn NLTT theo tháng trong năm 2024.....	24
Hình 8 Biểu đồ công suất các nguồn NLTT theo quý trong năm 2024.....	25
Hình 9 Biểu đồ sản lượng các nguồn NLTT theo tháng trong năm 2024.....	25
Hình 10 Tương quan sai số dự báo Điện mặt trời và Điện gió.....	26
Hình 11 Đánh giá sai số trung bình năm.....	27
Hình 12 Cơ cấu công suất đặt theo loại hình tham gia thị trường điện.....	50
Hình 13 Tăng trưởng công suất các nhà máy tham gia thị trường điện.....	50
Hình 14 Thống kê về số bản chào giá của các đơn vị trong giai đoạn 2013 - 2024.....	52
Hình 15 Tương quan giữa phụ tải và giá điện năng Thị trường điện.....	54
Hình 16 Giá công suất thị trường điện.....	54
Hình 17 Diễn biến tổng doanh thu thị trường.....	55
Hình 18 Số lượng NMD và TBA năm 2023 và 2024.....	57

I. ĐÁNH GIÁ CHUNG

Năm 2024 đánh dấu một năm đặc biệt trong quá trình hoạt động của Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (trước đây) và nay là Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia. Trong hơn 7 tháng đầu năm, Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (EVNNLDC), với 30 năm kinh nghiệm trong lĩnh vực chỉ huy điều hành hệ thống điện và thị trường điện Việt Nam, đã tiếp tục đảm bảo tốt nhiệm vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia một cách an toàn, ổn định và tối ưu.

Ngày 01/08/2024, Thủ tướng chính phủ đã ban hành Quyết định 752/QĐ-TTg về việc tách Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam và chủ trương thành lập Công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia trực thuộc Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp và Quyết định 753/QĐ-TTg về việc phê duyệt chủ trương chuyển giao quyền đại diện chủ sở hữu vốn nhà nước tại Công ty trách nhiệm hữu hạn một thành viên Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia từ Ủy ban Quản lý vốn nhà nước tại doanh nghiệp về Bộ Công Thương. Ngày 12/08/2024, NSMO chính thức được bàn giao từ Ủy ban quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp về Bộ Công Thương quản lý.

Quá trình chuyển đổi này diễn ra trong bối cảnh hệ thống điện Quốc gia gặp nhiều biến động và thách thức, đặc biệt là tình hình thời tiết cực đoan diễn ra trong năm 2024 là năm được ghi nhận lịch sử với nhiệt độ trung bình các tháng đều vượt 1,5°C so với trung bình cùng thời kỳ (trong đó tháng 4/2024 nhiệt độ trung bình cao hơn 2,72°C). Tuy nhiên, Ban lãnh đạo và toàn thể cán bộ trong NSMO đã làm việc với tinh thần và khí thế cao để hoàn thành xuất sắc "**nhiệm vụ kép: (i) đảm bảo hệ thống điện được vận hành an toàn, tin cậy, thị trường điện minh bạch, và (ii) đảm bảo sự chuyển đổi mô hình tổ chức và vận hành thành công**".

Một số thành tích nổi bật của NLDC/NSMO trong năm 2024 như sau:

1. Bảo đảm an toàn cung ứng điện, ổn định hệ thống trong bối cảnh phụ tải tăng trưởng cao (mùa khô từ 11-14%, nắng nóng kéo dài đến đầu tháng 9/2024). Tổng sản lượng ĐSX&NK HTĐ Quốc gia đạt ~310.65 tỷ kWh, tăng ~10.0 % so với năm 2023. Sản lượng ngày cao nhất đã vượt qua ngưỡng 1 tỷ kWh/ngày, đồng thời phụ tải cực đại HTĐQG đã đạt 48955 MW, tăng trưởng 8.8% so với năm 2023.
2. Bảo đảm tính công bằng, minh bạch trong giao dịch, không để xảy ra khiếu nại mà không có giải thích hợp lý trong công tác lập kế hoạch vận hành và lập lịch huy động thị trường điện.
3. Chỉ huy đóng điện đưa vào vận hành đường dây 500 kV mạch 3 từ Quảng Trạch đến Phố Nối và hơn 300 công trình đường dây, trạm biến mới quan trọng khác trên lưới điện 500/220/110 kV; thực hiện nhiều công tác lưới điện phức tạp phục vụ đóng điện đường dây 500 kV mạch 3, thi công đường cao tốc Bắc - Nam, đường Vành đai 4 vùng Thủ đô,...

4. Xây dựng các kịch bản và chủ động ứng phó các cơn bão lớn, đặc biệt là cơn bão số 3 Yagi trong tháng 9/2024; Dự báo và điều hành chuẩn xác các hồ thủy điện miền Trung ứng phó ảnh hưởng các đợt mưa bão.

II. PHỤ TẢI

II.1. Một số đặc điểm phụ tải trong năm

Sản lượng

Năm 2024, tổng sản lượng toàn hệ thống (tính tại đầu cực máy phát, bao gồm điện mặt trời mái nhà) đạt **310.65** tỷ kWh, tăng **10.02%** so với năm 2023. Cụ thể:

Bảng 1 Sản lượng phụ tải các tháng trong năm 2024

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Tổng toàn HT (GWh)	24107	19888	25800	27001	28208	27727	27860	28776	24946	26025	25105	25202

Bảng 2 Sản lượng phụ tải hệ thống điện Quốc gia từ năm 2015-2024

Năm	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Tổng toàn HT (GWh)	163038	181877	197486	220310	240105	247543	256731	271103	282350	310646

Công suất

Bảng 3 Phụ tải cực đại các tháng trong năm 2024

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pmax HTĐ QG (MW)	42187	42188	43295	47670	47396	49533	46809	49523	46111	43848	44642	44695
Pmax Bắc (MW)	21949	20881	21307	21633	23767	25159	23811	25540	23946	22328	22537	23299
Pmax Trung (MW)	4020	4312	4616	4809	4735	4853	4572	4824	4481	4521	4164	4518
Pmax Nam (MW)	18585	19598	20666	21425	21459	20809	19935	20920	19950	20028	20234	19193

Bảng 4 Phụ tải cực đại qua các năm

Năm	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pmax HTĐ QG (MW)	22210	25809	28109	30931	35126	38249	39111	42482	45434	45531	49533
Pmax Bắc (MW)	10629	11874	13517	14870	17272	18313	19307	20952	22333	23568	25540
Pmax Trung (MW)	2403	2546	2740	3045	3228	3535	3467	4069	4613	4939	4853
Pmax Nam (MW)	10678	11798	13262	14101	15295	17139	17519	20616	20071	19702	21459

Hệ số điền kín

Năm 2024, hình dáng đồ thị phụ tải HTĐ QG tương đương năm 2023. Hệ số K1 trung bình năm là **0.77**, hệ số K2 trung bình năm là **0.53** tương đương với năm 2023. Như vậy, chênh lệch phụ tải giữa cao điểm và thấp điểm toàn hệ thống ~ **1.88** lần, riêng HTĐ Bắc ~ **2.15** lần. Chênh lệch phụ tải lớn gây nhiều khó khăn cho công tác lập lịch huy động nguồn trong cả mùa khô và mùa mưa do ràng buộc giới hạn truyền tải Bắc - Trung và sự khác biệt về cơ cấu nguồn điện, đặc điểm vận hành nguồn điện các miền.

Bảng 5 Hệ số điền kín qua các tháng trong năm 2024 (K1 = Ptb/Pmax)

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TB
HTĐ QG	0.77	0.68	0.80	0.79	0.80	0.78	0.80	0.78	0.75	0.80	0.78	0.73	0.77
HTĐ Bắc	0.68	0.62	0.71	0.78	0.73	0.75	0.79	0.74	0.68	0.73	0.70	0.65	0.71
HTĐ Trung	0.72	0.67	0.69	0.76	0.75	0.75	0.76	0.76	0.76	0.71	0.75	0.67	0.73
HTĐ Nam	0.79	0.65	0.78	0.79	0.79	0.77	0.76	0.76	0.75	0.77	0.79	0.76	0.76

Bảng 6 Hệ số điền kín qua các tháng trong năm 2024 (K2 = Pmin/ Pmax)

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TB
HTĐ QG	0.48	0.35	0.56	0.58	0.56	0.56	0.60	0.57	0.48	0.55	0.56	0.53	0.53
HTĐ Bắc	0.40	0.30	0.48	0.56	0.47	0.52	0.60	0.54	0.27	0.49	0.51	0.46	0.47
HTĐ Trung	0.46	0.30	0.46	0.52	0.55	0.56	0.52	0.56	0.53	0.47	0.53	0.48	0.50
HTĐ Nam	0.49	0.28	0.58	0.54	0.52	0.53	0.53	0.52	0.44	0.55	0.56	0.54	0.51

II.2. Điện nhập khẩu từ Trung Quốc, Lào

Điện nhập khẩu Trung Quốc

Việc mua điện Trung Quốc được thực hiện qua các đường dây 220kV Malutang - Hà Giang, Guman - Lào Cai và đường dây 110kV Thâm Cầu - Móng Cái.

Năm 2024, tổng sản lượng mua điện Trung Quốc đạt **1847 tr.kWh**, bằng **100.1%** so với kế hoạch năm (**1845 tr.kWh**).

Bảng 7 Điện nhập khẩu từ Trung Quốc các tháng trong năm 2024

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Năm
Mua Trung Quốc (tr.kWh)	113	155	183	215	239	274	190	72	105	44	53	202	1847

Điện nhập khẩu Lào

Điện nhập khẩu từ Lào trong năm 2024 đạt 3297 tr.kWh, tăng so với năm 2023 (3034 tr.kWh) và bằng **88.6%** kế hoạch năm (3722 tr.kWh).

Bảng 8 Điện nhập khẩu từ Lào các tháng trong năm 2024

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Năm
Mua Lào (tr.kWh)	326	220	190	162	210	277	317	419	372	466	212	129	3297

II.3. Xuất khẩu điện sang Campuchia

Công suất và sản lượng từng tháng

Trong năm 2024, HTĐ Việt Nam tiếp tục xuất khẩu điện sang Campuchia qua mạch kép 220kV Châu Đốc - Takeo với công suất cực đại 250 MW. Tổng sản lượng điện bán sang Campuchia đạt **583** triệu kWh, tăng so với năm 2023 (378 triệu kWh) và đạt **76.3%** so với kế hoạch năm (**764** triệu kWh).

Bảng 9 Điện xuất khẩu Campuchia các tháng trong năm 2024

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Năm
Bán EDC (tr.kWh)	31	63	60	70	72	48	20	25	25	24	63	83	583

Dao động công suất

Năm 2022 đã xảy ra 05 lần dao động công suất: ngày 16/01/2022 do 2 mạch đường dây 220kV Kratie - Stung Treng bị tách, 02 lần trong ngày 06/10/2022 khi thử nghiệm các tổ máy của nhà máy nhiệt điện HSPGC, 02 lần ngày 29/11/2022 do sự cố đường dây 115kV dẫn đến mất tải trên HTĐ Campuchia và việc tăng công suất của nhà máy ở phía Bắc Campuchia chưa phù hợp.

Trong năm 2023, trên lưới điện liên kết Việt Nam - Campuchia không ghi nhận có trường hợp dao động điện lớn. Lưới điện liên kết chỉ ghi nhận 1 lần dao động công suất ngày 06/11 do sét đánh gây sự cố đường dây 230kV thuộc lưới điện Campuchia.

Trong năm 2024, trên lưới điện liên kết Việt Nam - Campuchia không ghi nhận có trường hợp dao động điện lớn.

Năm 2024, một số sự cố trên lưới 115kV Campuchia gây mất tải dẫn đến lượng công suất lớn truyền ngược sang hệ thống điện Việt Nam, cụ thể như sau: ngày 05/04/2024, công suất truyền ngược Pmax ~800 MW; ngày 25/04/2024 công suất truyền ngược Pmax ~660 MW; ngày 29/04/2024, công suất truyền ngược Pmax ~120 MW; ngày 04/05/2024 công suất truyền ngược Pmax ~576 MW.

NSMO vẫn tiếp tục tích cực phối hợp với EVN và EDC để giải quyết các vấn đề tồn đọng nhằm giảm thiểu tối đa các hiện tượng dao động công suất và thực hiện nghiên cứu các giải pháp trung/dài hạn nhằm hạn chế nguy cơ gây sự cố diện rộng khi HTĐ Campuchia có nhiễu động mạnh hoặc mất đồng bộ với HTĐ Việt Nam.

III. NGUỒN ĐIỆN

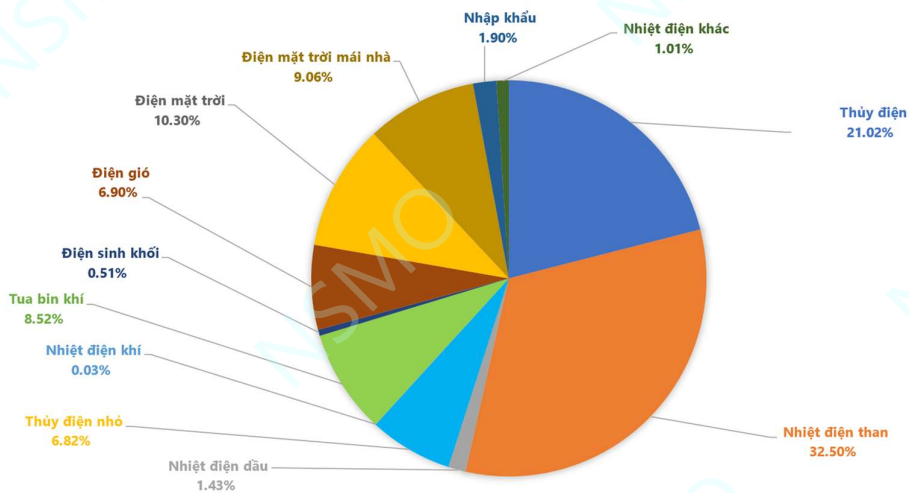
III.1. Công suất đặt toàn hệ thống điện

Tính đến hết năm 2024, tổng công suất đặt Hệ thống điện Quốc gia là **86863 MW**, tăng 2.8% so với năm 2023. Cụ thể, cơ cấu nguồn điện như bảng sau:

III.1.1. Phân loại theo loại hình nhà máy

Bảng 10 Công suất đặt nguồn điện theo các loại hình năm 2024

Loại hình nguồn	Công suất đặt (MW)	Tỷ lệ (%)
Thủy điện	18263	21.02%
Nhiệt điện than	28229	32.50%
Nhiệt điện dầu	1242	1.43%
Thủy điện nhỏ	5927	6.82%
Nhiệt điện khí	24	0.03%
Tua bin khí	7398	8.52%
Điện sinh khối	439	0.51%
Điện gió	5991	6.90%
Điện mặt trời	8950	10.30%
Điện mặt trời mái nhà	7873	9.06%
Nhập khẩu	1652	1.90%
Nhiệt điện khác	876	1.01%
Tổng	86863	100%

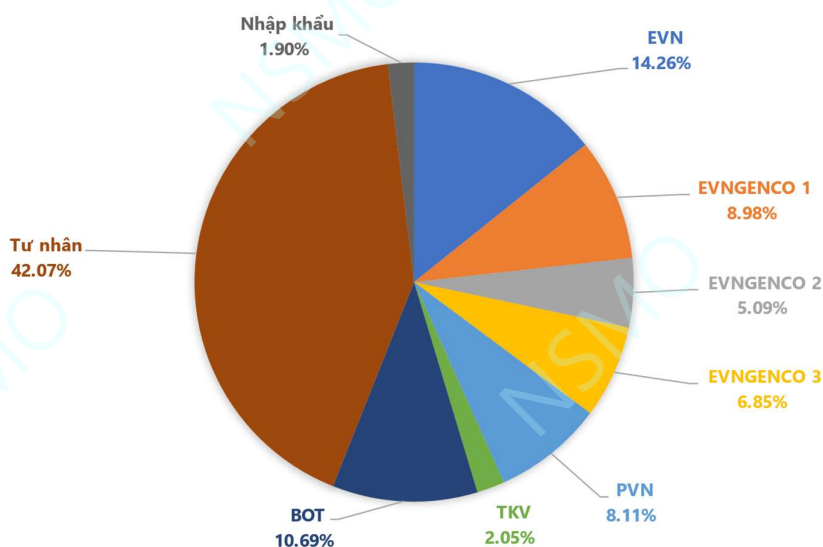


Hình 1 Cơ cấu nguồn theo loại hình

III.1.2. Phân loại theo chủ sở hữu

Bảng 11 Công suất đặt nguồn điện theo chủ sở hữu năm 2024

Chủ sở hữu	Công suất đặt (MW)	Tỷ lệ (%)
EVN	12385	14.26%
EVNGENCO 1	7803	8.98%
EVNGENCO 2	4420	5.09%
EVNGENCO 3	5951	6.85%
PVN	7042	8.11%
TKV	1780	2.05%
BOT	9285	10.69%
Tư nhân	36546	42.07%
Nhập khẩu	1652	1.90%
Tổng	86863	100.00%



Hình 2 Cơ cấu nguồn điện theo chủ sở hữu năm 2024

III.1.3. Nguồn mới đưa vào vận hành năm 2024

Năm 2024, tổng công suất nguồn điện hòa lưới lần đầu là 1804.6 MW, nâng tổng công suất đặt HTĐ quốc gia lên 86863 MW bao gồm: Nhiệt điện than (697 MW), Thủy điện (995.8 MW), Điện gió (111.8 MW), trong đó có 01 tổ máy nhiệt điện than lớn (S1 nhà máy BOT Vũng Áng II).

Chi tiết về nguồn điện mới đưa vào vận hành năm 2024 tại Phụ lục 3.2 - Phụ lục báo cáo tổng kết vận hành HTĐQG năm 2024.

III.2. Tình hình thủy văn

III.2.1. Tổng quan

Năm 2024 là năm diễn biến thiên tai rất phức tạp với nhiều loại hình thái thời tiết cực đoan như hạn hán, nắng nóng gay gắt, mưa lớn diện rộng gây ngập lụt, lũ quét, sạt lở đất... Tác động thiên tai khốc liệt nhất năm do chịu ảnh hưởng của cơn bão số 3 (siêu bão lịch sử Yagi) đổ bộ trực tiếp vào khu vực đất liền nước ta gây ra mưa lớn, lũ lụt cho 20/25 tỉnh thành ở miền Bắc, tổn thất nặng nề về người và tài sản; hoàn lưu cơn bão đã gây ra gió giật mạnh, mưa to làm cho nhiều cột điện, đường dây điện cao áp và trung áp gãy đổ, sự cố, toàn bộ hai tỉnh Hải Phòng và Quảng Ninh mất điện diện rộng...

Trong nửa đầu năm 2024, hiện tượng El Nino tiếp tục duy trì tác động đến khí hậu thời tiết nước ta. Nền nhiệt độ trung bình ở hầu hết các vùng trên cả nước trong các tháng mùa khô cao hơn so với TBNN từ 0.5-1.5°C. Dòng chảy trên các sông từ tháng 1-5, hồ chứa khu vực Bắc Bộ phổ biến thiếu hụt so với TBNN từ 30-60%, thiếu hụt nhiều trên sông Thao và sông Lô từ 50-60%, dòng chảy trên các sông ở Trung Bộ, Tây Nguyên và Nam Bộ phổ biến thiếu hụt so với TBNN từ 25-50%. Tình hình cung cấp điện trong các tháng mùa khô phải đối mặt với nhiều khó khăn khi nền nhiệt độ cao dẫn đến phụ tải tăng trưởng ~11.97% cao hơn đáng kể so với các năm 2022 và 2023, cao hơn kế hoạch năm 2024 do Bộ Công Thương phê duyệt, trong khi nước về trong các tháng 1-5 các hồ thủy điện thấp hơn trung bình nhiều năm. Mục tiêu cao nhất đặt ra trong năm 2024 là đảm bảo đủ điện trong các tháng cao điểm nắng nóng, đảm bảo cung cấp điện ổn định, an toàn, liên tục; các hồ thủy điện được điều tiết linh hoạt, tiết kiệm, luôn giữ mực nước cao hơn cột nước tính toán để có thể phát công suất điện tối đa đến hết mùa khô năm 2024. Đến ngày 30/6/2024, sản lượng thủy điện còn lại trong hồ Quốc gia/Bắc/Trung/Nam lần lượt là 6827/4946/1387/494 tr.kWh. Phân phối dòng chảy, tổng lượng nước về từ tháng 1-5 ở cả 3 miền đều thấp hơn so với cùng kỳ năm 2023, tổng lượng nước về 5 tháng đạt 68.0 tỷ.m³ thấp hơn 16.2 tỷ.m³ so với cùng kỳ năm 2023. Nhưng sang tháng 6 tình hình thủy văn được cải thiện ở miền Bắc, do đó tổng lượng nước về 6 tháng mùa khô của hệ thống thủy điện đạt 111.7 tỷ.m³ cao hơn 3.1 tỷ.m³ (tăng ~2.83%) so với TBNN, cao hơn 5.7 tỷ.m³ (tăng 5.4%) so với năm 2023. Tổng sản lượng thủy điện theo nước về trong 6 tháng mùa khô đạt 21.1 tỷ.kWh, thấp hơn 0.4 tỷ.kWh (giảm ~1.9%) so với năm 2023. Về xả nước đở ải vụ Đồng Xuân khu vực Trung du và Đồng bằng Bắc Bộ, năm 2023-2024 hoàn thành 2 đợt xả, đợt 1 từ ngày (23-28)/1 và đợt 2 từ ngày (18-21)/2 với tổng lượng nước phát điện phục vụ xả đở ải từ các thủy điện là 2.78 tỷ.m³ tiết kiệm khoảng 0.72 tỷ m³ so với tổng lượng nước xả dự kiến.

Giai đoạn nửa cuối năm, trạng thái ENSO trung tính chi phối khí hậu thời tiết nước ta. Mùa lũ bắt đầu theo đúng quy luật nhiều năm nhưng mưa bão, lũ lụt xuất hiện dồn dập ở khu vực Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ và Trung Trung Bộ; xuất hiện mưa trái mùa ở khu vực Nam Bộ. Điểm đáng chú ý trong mùa mưa lũ năm 2024, mặc dù đã bước qua thời kỳ lũ chính vụ, nhưng từ ngày (9-12)/9 do ảnh hưởng hoàn lưu bão số 3 gây ra mưa lớn bất thường trên toàn miền Bắc, lưu lượng nước về các hồ thủy điện ở miền Bắc tăng nhanh đột biến. Thực hiện chỉ đạo của Ban Chỉ đạo Quốc gia về Phòng chống thiên tai, 8 hồ thủy

điện lớn ở miền Bắc đồng loạt mở tổng cộng 29 cửa xả lũ điều tiết (Tuyên Quang mở 4 cửa xả, Lai Châu mở 1 cửa xả, Bản Chát mở 4 cửa xả, Huội Quảng mở 4 cửa xả, Hòa Bình mở 2 cửa xả, Thác Bà mở 2 cửa xả, Trung Sơn mở 6 cửa xả, Bản Vẽ mở 6 cửa xả). Theo số liệu quan trắc trên hệ thống sông Hồng - Thái Bình, sông Thao, sông Lô thì hầu hết các trạm đo đều trên mức báo động 3, lũ sông Hồng vượt mốc lịch sử năm 1968 gần 1m. Tình huống nguy hiểm đã xảy ra, trên vùng hồ thủy điện Thác Bà xuất hiện lũ lịch sử vượt xa đỉnh lũ thiết kế (đỉnh lũ thiết kế tần suất 0.01% là 5100 m³/s). Thời điểm lúc 9h ngày 10/9 lưu lượng nước về hồ lớn nhất đạt là 5620 m³/s, vượt quá khả năng xả tối đa là 3225 m³/s, mực nước hồ cao nhất đạt 59.84 m vượt cao trình mực nước dâng bình thường 1.84 m, cao hơn mực nước chống lũ khẩn cấp 0.24 m, đe dọa trực tiếp đến an toàn đập dâng và toàn bộ nhà máy. Thủ tướng Chính phủ đã chỉ đạo phải thực hiện các biện pháp chống lũ khẩn cấp đảm bảo an toàn hạ du, an toàn đập chính (phương án phá đập phụ số 4 đã được tính đến). Tuy nhiên sau khi đạt đỉnh, lưu lượng đến hồ có xu thế giảm nhanh, đến 13h ngày 11/9, lưu lượng nước về hồ đã giảm còn 2.992 m³/s, thấp hơn lưu lượng xả là 3.005 m³/s, mực nước hồ hạ thấp dần, dung tích cất lũ từ cao trình mực nước dâng bình thường 58m đến mực nước gia cường 61m đã phát huy hiệu quả trong mùa mưa lũ năm 2024, thủy điện Thác Bà vẫn được bảo đảm an toàn khi xảy ra lũ đặc biệt lớn. Phân phối dòng chảy 6 tháng mùa mưa, dòng chảy phân bố không đều giữa các miền, trong khi nước về ở miền Bắc cao hơn so với TBNN thì miền Trung và miền Nam nhìn chung nước về thấp hơn TBNN. Tổng lượng nước 6 tháng mùa lũ toàn hệ thống ước đạt 338.2 tỷ.m³, thấp hơn 2.9 tỷ.m³ (giảm ~2.8%) so với TBNN, cao hơn 69.5 tỷ.m³ (tăng ~26%) so với năm 2023. Tổng sản lượng thủy điện theo nước về trong 6 tháng mùa mưa ước đạt 63.9 tỷ.kWh, cao hơn 11.5 tỷ.kWh (tăng ~22%) so với năm 2023.

Tổng lượng nước về toàn hệ thống năm 2024 ước đạt 450 tỷ.m³ tương đương TBNN, cao hơn 77 tỷ.m³ (tăng ~20%) so với năm 2023.

Bảng 12 Đánh giá tổng lượng nước về năm 2024

Thủy điện	Wv (tỷ.m ³)			So sánh TBNN		So sánh 2023	
	TBNN (1)	2023 (2)	2024 (3)	(3) - (1)	%	(3) - (2)	%
Quốc gia	450.0	372.7	449.9	-0.1	0%	77	▲ 20.7%
Miền Bắc	271.1	182.7	289.3	18.2	▲ 6.7%	107	▲ 58.3%
Miền Trung	128.9	136.5	116.3	-12.6	▼ 9.8%	-20	▼ 14.8%
Miền Nam	48.0	53.5	44.3	-3.7	▼ 7.7%	-9	▼ 17.2%

Tổng lượng xả thừa năm 2024 là 49.7 tỷ.m³ tương đương ~11% tổng lượng nước về.

Đến hết ngày 31/12/2024, có 37/48 hồ chứa thủy điện điều tiết trên 1 tuần và điều tiết trên 02 ngày dưới 1 tuần đạt gần đến cao trình mực nước dâng bình thường (MNDBT), mực nước thấp hơn từ 1.3-7.9 m so với MNDBT. Tỷ lệ tích nước toàn hệ thống so với dung

tích hữu ích (Vtich/Vhi) đạt khoảng 96%; trong đó, thủy điện miền Bắc đạt tỷ lệ 98%, miền Trung đạt 93%, miền Nam đạt 91%.

Bảng 13 Một số thủy điện không bảo đảm tích nước cuối năm 2024

	Mức nước	MNDBT	Hụt so với MNDBT
	m		
Cửa Đạt	106	110	-4
Nậm Chiến 1	941.1	945	-3.9
Hương Sơn	802.7	804	-1.3
Nậm Kông 3	533.9	541.8	-7.9
Sông Bung 2	599.5	605	-5.5
Kanak	509.5	515	-5.5
Vĩnh Sơn B	824.2	826	-1.8
Krông H'nh	253.6	255	-1.4
Ialy	513.6	515	-1.4
Thác Mơ	216.1	218	-1.9

III.2.2. Phân bố thủy văn năm 2024 theo từng khu vực địa lý

Thủy điện miền Bắc

Về mùa khô, tổng lượng nước các hồ thủy điện 6 tháng đầu năm đạt 70.9 tỷ.m³ cao hơn 1.8 tỷ.m³ (tăng ~2.6%) so với TBNN, cao hơn 18.4 tỷ.m³ (tăng ~35%) so với năm 2023.

Về mùa lũ, tổng lượng nước 6 tháng cuối năm đạt 218.5 tỷ.m³ cao hơn 16.5 tỷ.m³ so với TBNN (tăng ~7.7%), cao hơn 87.1 tỷ.m³ (tăng ~67%) so với năm 2023. Do nước lũ về nhiều và sớm các thủy điện đã vận hành mở cửa xả liên tục từ tháng 6 đến tháng 10. Trong đó hồ Hòa Bình vận hành cửa xả từ ngày 24/6, Tuyên Quang vận hành cửa xả từ ngày 12/6, Sơn La và Lai Châu mở cửa xả từ 24/7; hồ Thác Bà có nhiều năm không tích được đến MNDBT nhưng năm nay đã vận hành cửa xả từ ngày 4/8. Do các thủy điện ở miền Bắc liên tiếp xả thừa nên gây ngập lụt hạ du, ảnh hưởng tới các hoạt động giao thông đường thủy, nuôi trồng thủy sản, sản xuất nông nghiệp dân sinh và các hoạt động kinh tế xã hội, đặc biệt tại hạ lưu sông Hồng - Thái Bình.

Thủy điện ở miền Trung

Khu vực trung Trung Bộ và nam Trung Bộ:

- Tổng lượng nước 8 tháng đầu năm toàn khu vực đạt 13.2 tỷ.m³ tương đương giá trị TBNN, thấp hơn 4.2 tỷ.m³ (giảm ~24%) so với năm 2023.
- Về mùa lũ, tổng lượng nước 4 tháng cuối năm đạt 24.5 tỷ.m³ thấp hơn 2.3 tỷ.m³ (giảm ~8.6%) so với TBNN, thấp hơn 2.5 tỷ.m³ (giảm ~9%) so với năm 2023.

Khu vực Tây Nguyên

- Về mùa khô, tổng lượng nước 6 tháng đầu năm toàn khu vực đạt 21.2 tỷ.m³ tương đương giá trị TBNN, thấp hơn 5.8 tỷ.m³ (giảm ~34%) so với năm 2023.
- Về mùa lũ, tổng lượng nước 6 tháng cuối năm đạt 56.3 tỷ.m³ thấp hơn 9.7 tỷ.m³ (giảm ~15%) so với TBNN, thấp hơn 8.6 tỷ.m³ (giảm ~13%) so với năm 2023.

Thủy điện ở miền Nam

Khu vực Tây Nguyên

- Về mùa khô, tổng lượng nước 7 tháng đầu năm đạt 5.6 tỷ.m³ cao hơn 0.4 tỷ.m³ (tăng ~8.7%) so với TBNN, thấp hơn 1.2 tỷ.m³ (giảm ~18%) so với năm 2023.
- Về mùa lũ, tổng lượng nước trên toàn khu vực 5 tháng cuối năm đạt 7.3 tỷ.m³ thấp hơn 2 tỷ.m³ (giảm ~21%) so với TBNN, tương đương so với cùng kỳ năm 2023.

Khu vực Nam Bộ

- Về mùa khô, tổng lượng nước 6 tháng đầu năm đạt 6.5 tỷ.m³ cao hơn 0.8 tỷ.m³ (tăng ~15%) so với TBNN, thấp hơn 1.6 tỷ.m³ (giảm ~20%) so với năm 2023.
- Về mùa lũ, tổng lượng nước 6 tháng cuối năm đạt 24.9 tỷ.m³ thấp hơn 2.8 tỷ.m³ (giảm ~10%) so với TBNN, thấp hơn 6.1 tỷ.m³ (giảm ~20%) so với năm 2023.

Chi tiết về số liệu thủy văn tại Phụ lục 4.2 và Phụ lục 4.3 - Phụ lục báo cáo tổng kết vận hành HTĐQG năm 2024.

III.3. Nhiên liệu than

Tổng sản lượng than đã tiêu thụ cho phát điện trong năm 2024 khoảng 73.374 nghìn tấn, tương đương với sản lượng điện đã sản xuất được khoảng 153.2 tỷ kWh.

Trong các tháng đầu năm 2024, tình hình cấp than của một số NMD không đảm bảo kết hợp với việc một số tổ máy sự cố dài ngày gây thiếu hụt sản lượng điện so với kế hoạch.

III.4. Nhiên liệu khí

Năm 2024, tổng sản lượng khí cấp cho phát điện đạt 4.217 tỷ m³ (trong đó khí Cửu Long + Nam Côn Sơn là 2.762 tỷ m³, khí PM3-CAA là 1.207 tỷ m³, khí LNG là 0.248 tỷ m³). Sản lượng khí khai thác của cụm khí Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ đều có xu hướng suy giảm. Tổng lượng khí cung cấp được hiện nay đối với cả hai nguồn cấp được khoảng 17 triệu m³/ngày (đáp ứng khoảng 60% khả năng chạy tối đa của các tổ máy).

Tổng hợp tình hình tiêu thụ khí Nam Côn Sơn + Cửu Long trong các tháng của năm 2024:

Bảng 14 Tình hình tiêu thụ khí Nam Côn Sơn + Cửu Long

Tháng	Sản lượng trung bình ngày (triệu m3/ngày)	Tối đa (triệu m3/ngày)	Tối thiểu (triệu m3/ngày)
1	8.18	9.92	3.54
2	8.56	10.96	4.21
3	10.25	12.30	7.69
4	10.40	12.52	7.53
5	9.45	12.71	6.34
6	7.78	11.19	4.53
7	5.86	7.36	3.80
8	6.75	8.83	4.88
9	4.65	7.85	2.16
10	5.15	7.06	2.24
11	5.86	8.49	2.36
12	7.69	10.25	4.68

Tổng hợp tình hình tiêu thụ khí PM3-CAA trong các tháng của năm 2024:

Bảng 15 Tình hình tiêu thụ khí PM3-CAA

Tháng	Sản lượng trung bình ngày (triệu m3/ngày)	Tối đa (triệu m3/ngày)	Tối thiểu (triệu m3/ngày)
1	3.21	4.18	1.47
2	3.26	4.63	1.14
3	3.24	4.69	0.00
4	4.06	4.53	3.64
5	3.73	4.63	1.32
6	3.01	4.52	1.26
7	3.56	3.98	2.57
8	1.82	4.00	0.00
9	2.52	3.68	1.20
10	3.21	4.07	1.69
11	3.95	4.65	2.90
12	4.02	4.57	3.02

III.5. Khai thác các loại hình nguồn điện trong năm

Nhìn chung, điện sản xuất toàn hệ thống trong năm sát với kế hoạch năm, riêng sản lượng Thủy điện đạt 88.723 tỷ kWh, bằng 110.8% kế hoạch năm, sản lượng Nhiệt điện than đạt 153.194 tỷ kWh, bằng 95.5% kế hoạch năm, sản lượng Tuabin khí (GAS + DO) đạt 21.849 tỷ kWh, bằng 90.0% kế hoạch năm, và sản lượng NLTT (Điện gió, Điện mặt trời, Điện mặt trời mái nhà và Điện sinh khối) đạt 41.555 tỷ kWh, bằng 105.8% so với kế hoạch năm.

Bảng 16 Điện sản xuất toàn hệ thống theo loại hình năm 2024

Loại hình	Sản lượng điện (tr.kWh)	Tỷ lệ (%)
Thủy điện	88,723	28.56%
Nhiệt điện than	153,194	49.31%
Nhiệt điện dầu (FO)	154	0.05%
TBK chạy khí + Đuôi hơi	21,827	7.03%
TBK chạy dầu (DO)	22	0.01%
Nhiệt điện chạy khí	2	0.00%
Điện gió	12,747	4.10%
Điện mặt trời	16,039	5.16%
ĐMTMN	11,738	3.78%
Điện sinh khối	1,032	0.33%
Diesel	25	0.01%
Mua Trung Quốc	1,847	0.59%
Mua Lào	3,297	1.06%
Tổng	310,646	100.00%

III.6. Vấn đề điều chỉnh tần số và kết nối AGC cho các nhà máy điện

Chỉ số FDI năm 2024

Chất lượng điện năng năm 2024 tiếp tục được nâng cao so với các năm trước, điều chỉnh tần số HTĐ QG đảm bảo chỉ số về độ lệch tần số (FDI) là 0.003% tương đương với năm 2023 và thấp hơn kế hoạch năm (0.015%). Số lần tần số ra ngoài ngưỡng 50 ± 0.5 Hz năm 2024 là 43 lần cao hơn năm 2023 (34 lần) và thấp hơn so với tiêu chuẩn tần số quy định tại Thông tư Quy định hệ thống điện truyền tải (43 lần so với 130 lần theo quy định, số liệu chi tiết thống kê số lần tần số vượt ngưỡng trong Bảng 18).

Trong năm 2024, NSMO đã đưa hệ thống AGC vào vận hành điều chỉnh tần số chủ yếu với các NMD đa mục tiêu Sơn La, Lai Châu, Huội Quảng, Bản Chát, Ialy, Trị An. Ngoài ra còn sử dụng AGC để giám sát nguồn NLTT do thừa nguồn hoặc theo giới hạn truyền tải ĐD 500kV liên kết, đặc biệt là cung đoạn truyền tải từ miền Trung ra miền Bắc (Nghị Sơn - Nho Quan và Quảng Trạch - Thanh Hóa).

Bảng 17 Thống kê FDI qua các tháng trong năm 2023 & 2024

Tháng	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TB
FDI 2024	0.001	0.010	0.010	0.001	0.002	0.000	0.001	0.000	0.011	0.001	0.000	0.000	0.003
FDI 2023	0.008	0.001	0.000	0.000	0.018	0.004	0.000	0.006	0.000	0.000	0.000	0.002	0.003

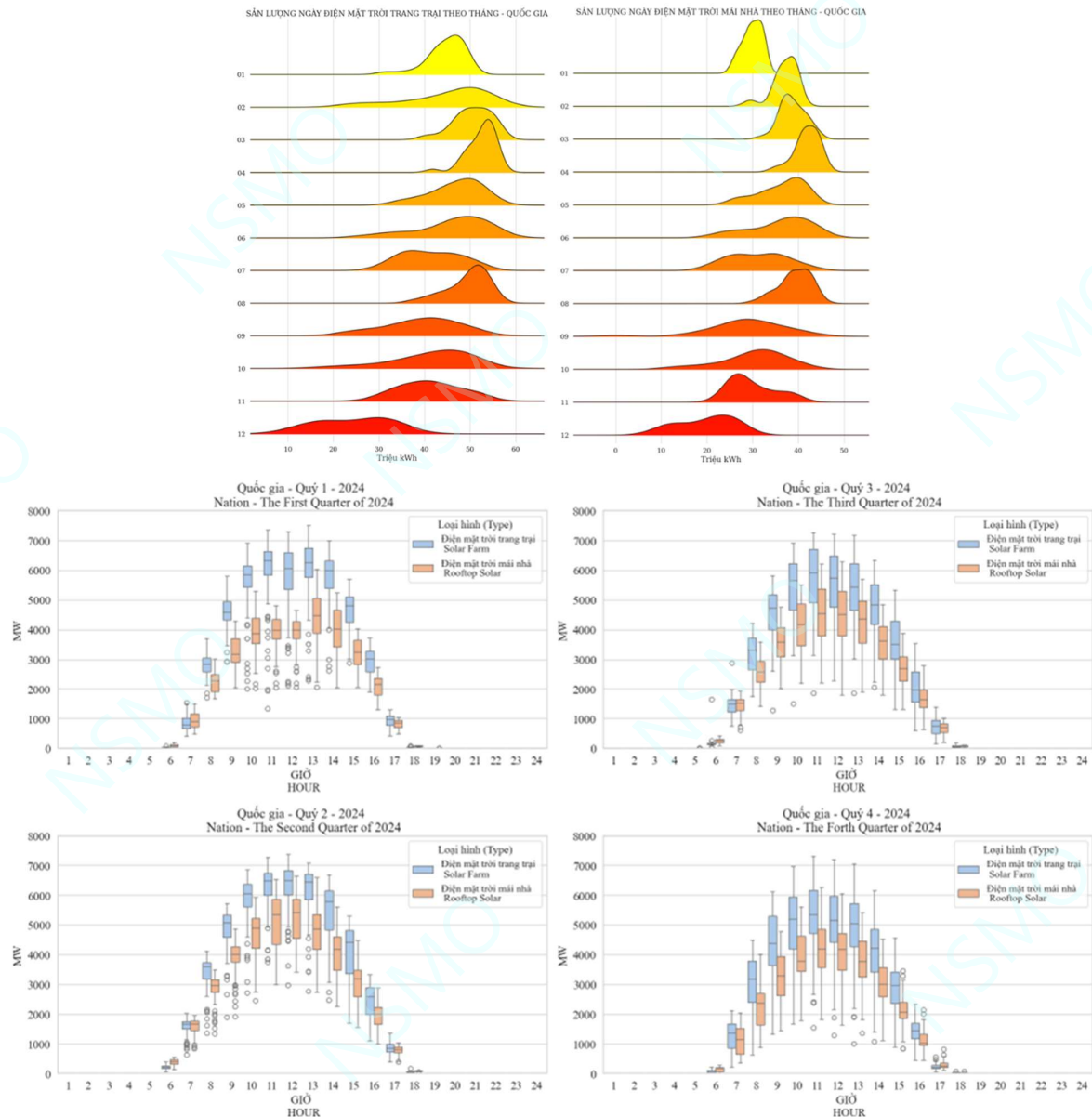
Bảng 18 Thống kê số lần vượt ngưỡng FDI qua các tháng trong năm 2023 & 2024

Các dải tần số (Hz)	Năm	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9	T10	T11	T12	Năm
52.0 > f ≥ 51.25	2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2024-2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51.25 > f > 50.5	2024	2	11	15	0	5	0	0	0	0	0	0	0	33
	2023	7	0	0	0	5	2	0	0	0	0	0	2	16
	2024-2023	-5	11	15	0	0	-2	0	0	0	0	0	-2	17
49.5 > f > 48.75	2024	0	1	1	1	0	0	1	0	3	2	0	0	9
	2023	2	1	1	1	4	3	0	5	0	0	0	1	18
	2024-2023	-2	0	0	0	-4	-3	1	-5	3	2	0	-1	-9
48.75 ≥ f > 48.0	2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2024-2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
48.0 ≥ f ≥ 47.5	2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2024-2023	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

III.7. Tình hình vận hành năng lượng tái tạo năm 2024

III.7.1. Điện mặt trời

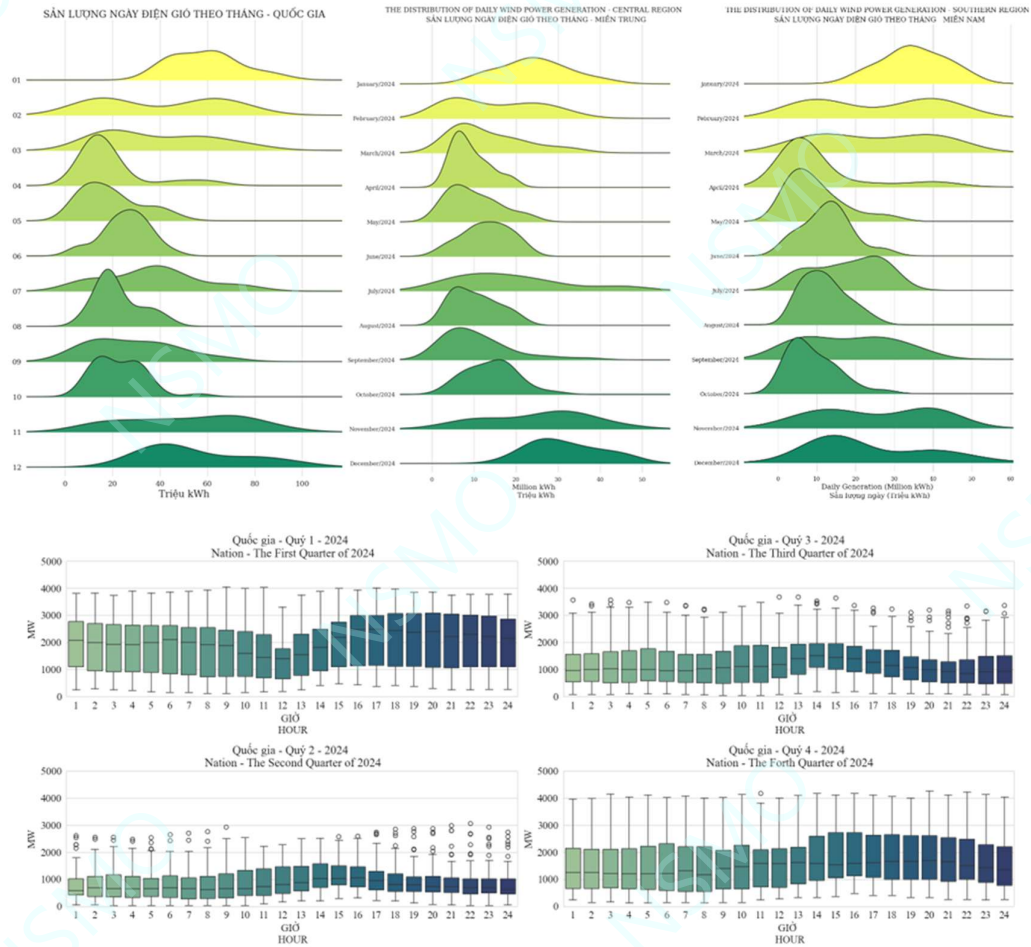
Công suất phát và sản lượng ngày của điện mặt trời trang trại và điện mặt trời mái nhà đều đạt mức cao trong quý I và quý II. Giá trị công suất phát lớn nhất ghi nhận được khoảng 60 triệu kWh đối với điện mặt trời trang trại và khoảng 50 triệu kWh đối với điện mặt trời mái nhà trong tháng 4 và 5. Từ quý III (tháng 7-9), công suất phát có xu hướng giảm dần khi sản lượng giảm nhẹ. Trong quý IV (tháng 10-12), công suất phát và sản lượng ngày ghi nhận mức thấp nhất, khoảng 30-40 triệu kWh đối với điện mặt trời trang trại và dưới 35 triệu kWh đối với điện mặt trời mái nhà.



Hình 3 Biểu đồ công suất và sản lượng của điện mặt trời trong năm 2024

III.7.2. Điện gió

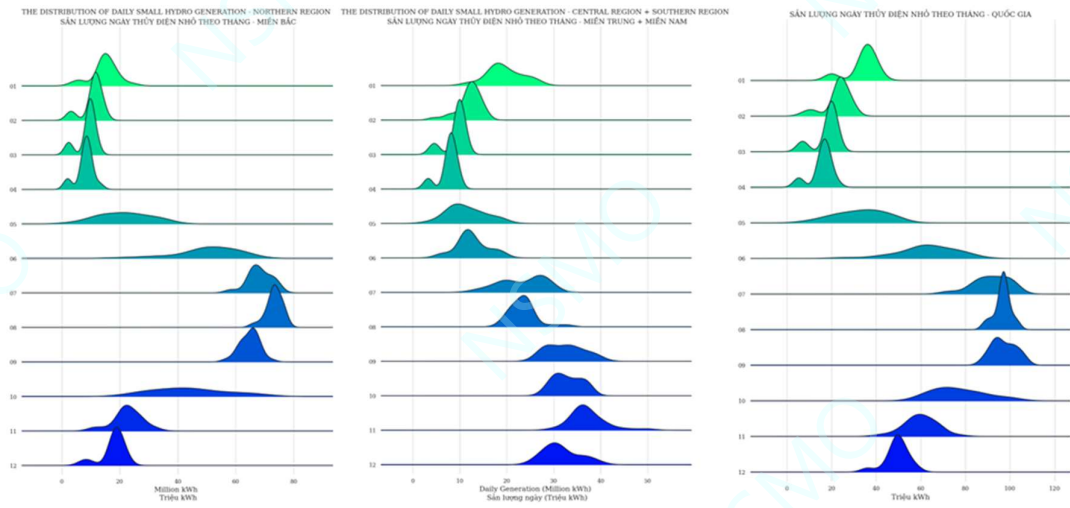
Sản lượng điện gió và công suất phát cao nhất tập trung vào giai đoạn chính vụ gió mùa Đông Bắc (tháng 11 - 3), đặc biệt vào quý IV, khi công suất ghi nhận đạt gần 3850 MW. Trong khi đó, giai đoạn quý II là thời kỳ thấp điểm, với sản lượng và công suất phát giảm rõ rệt. Miền Trung và miền Nam có sự đóng góp lớn vào sản lượng quốc gia, đặc biệt trong mùa cao điểm gió.



Hình 4 Biểu đồ công suất và sản lượng của gió trong năm 2024

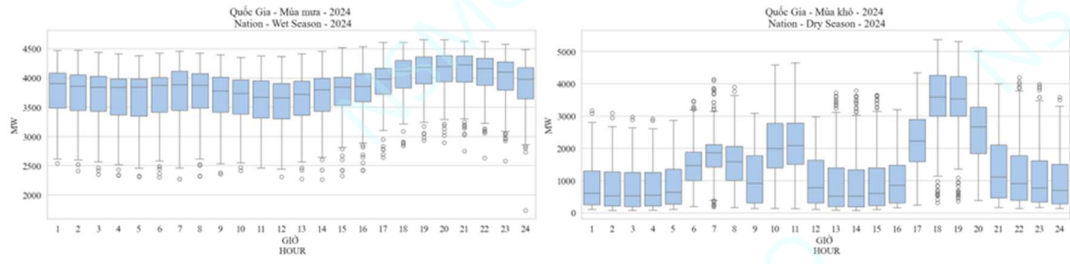
III.7.3. Thủy điện nhỏ

Sản lượng thủy điện nhỏ quốc gia cao vào các tháng từ tháng 6 đến tháng 10 tương ứng với các tháng mùa mưa trong năm. Miền Bắc có thời gian phát điện cao nhất từ tháng 6 đến tháng 9, trong khi miền Trung và miền Nam ghi nhận sản lượng cao từ tháng 7 đến tháng 10. Đỉnh sản lượng lớn nhất toàn quốc rơi vào tháng 7, khi các khu vực đều bước vào giai đoạn mưa nhiều nhất.



Hình 5 Biểu đồ sản lượng của thủy điện nhỏ theo miền từng tháng trong năm 2024

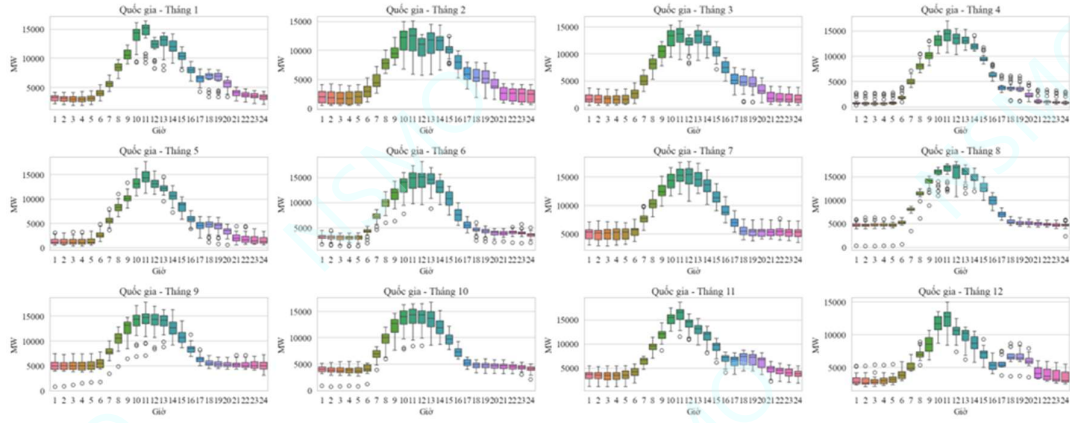
Vào mùa mưa, công suất phát thủy điện nhỏ duy trì ổn định cả ngày với ít biến động, tập trung ở mức công suất 3500-4500 MW. Mùa khô, công suất phát điện có sự thay đổi lớn theo giờ do ảnh hưởng của giờ cao điểm từng khu vực, công suất đỉnh có thời điểm đạt 5000 MW vào cao điểm chiều tối (17-20 giờ), trong khi công suất phát ban ngày và ban đêm thấp hơn đáng kể.



Hình 6 Biểu đồ công suất của thủy điện nhỏ trên HTĐQG theo mùa trong năm 2024

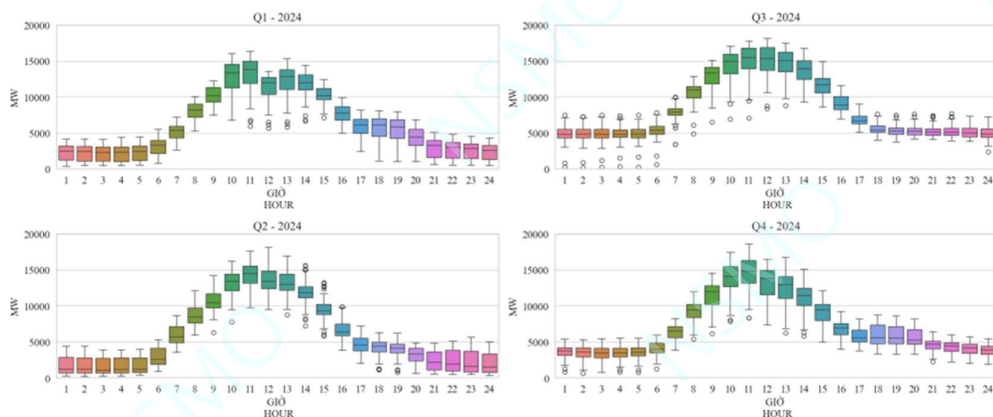
III.7.4. Tổng công suất phát các nguồn NLTT

Sản lượng các nguồn NLTT (điện mặt trời trang trại, ĐMTMN, điện gió và thủy điện nhỏ) phân bố tập trung ở mức cao vào tháng 7 đến tháng 9.

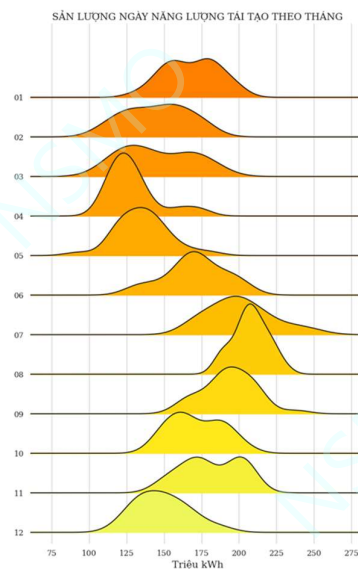


Hình 7 Biểu đồ công suất các nguồn NLTT theo tháng trong năm 2024

Công suất phát năng lượng tái tạo trong quý II có xu hướng thấp hơn các quý còn lại trong năm. Giá trị công suất phát lớn nhất khoảng 17500 MW vào quý III. Quý I và IV có công suất trung bình cao, ổn định nhưng không vượt quá quý III. Xu hướng này phản ánh sự phụ thuộc của năng lượng tái tạo vào bức xạ mặt trời và điều kiện tự nhiên theo mùa vụ trong năm.



Hình 8 Biểu đồ công suất các nguồn NLTT theo quý trong năm 2024



Hình 9 Biểu đồ sản lượng các nguồn NLTT theo tháng trong năm 2024

III.8. Tình hình dự báo năng lượng tái tạo năm 2024

Nhằm nâng cao chất lượng dự báo, từ đầu năm 2024 NSMO và các đơn vị phát điện đã triển khai việc giảm độ phân giải và thời gian cập nhật công suất dự báo (CSDB) cho lập lịch huy động và vận hành thời gian thực thực hiện theo văn bản số 4576/ĐĐQG-NLTT ngày 29/12/2022. Độ phân giải dữ liệu được giảm từ 30 phút xuống 15 phút, thời điểm cập nhật dự báo được giảm từ 35 phút xuống 5 phút trước chu kỳ vận hành. Qua đó, các thay đổi về khí tượng, thực tế phát của các nhà máy được cập nhật thường xuyên, sát thời gian thực hơn vào các mô hình dự báo.

Sau khi áp dụng các giải pháp giảm độ phân giải và tăng tần suất cập nhật dự báo, chất lượng dự báo năng lượng tái tạo (NLTT) trong năm 2024 của nguồn NSMO dự báo

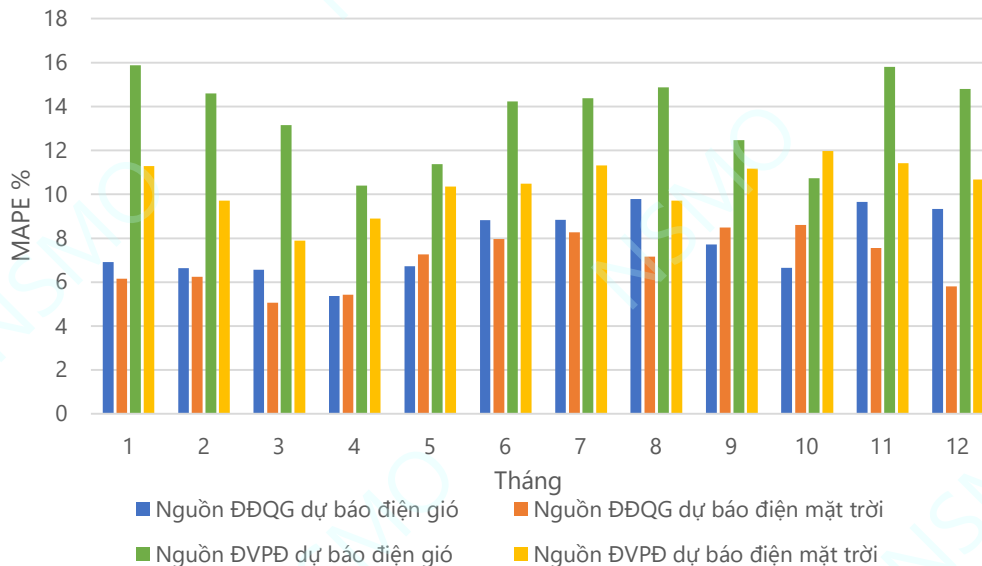
tiếp tục cải thiện đáng kể, đạt độ chính xác cao hơn so với năm 2023. Đối với nguồn ĐVPĐ dự báo, sai số dự báo trung bình của điện gió trong năm 2024 giảm rõ rệt, thể hiện sự tiến bộ đáng kể so với năm 2023. Tuy nhiên, sai số dự báo trung bình đối với điện mặt trời lại có xu hướng tăng, cho thấy vẫn còn những khó khăn cần được khắc phục để nâng cao hiệu quả dự báo trong tương lai. Kết quả so sánh trung bình sai số dự báo nhà máy điện NLTT trong năm 2024 so sánh với năm 2023 như sau:

Bảng So sánh sai số dự báo 2023 và 2024

MAPE (%)	Điện mặt trời				Điện gió			
	NSMO dự báo		ĐVPĐ dự báo		NSMO dự báo		ĐVPĐ dự báo	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024
Sai số dự báo chu kỳ tới	7.00	6.1	10.41	11.6	7.75	6.4	13.55	9.9

(*) Sai số dự báo được tính theo giá trị MAPE, Mean Absolute Percentage Error - sai số dự báo tuyệt đối trung bình được quy định tại Căn cứ Quyết định 67/QĐ-ĐTĐL về quy trình dự báo công suất, điện năng của các nguồn năng lượng tái tạo. Với các chu kỳ xảy ra quá tải lưới điện, sai số được so sánh với giá trị khả phát của nhà máy tính theo năng lượng sơ cấp.

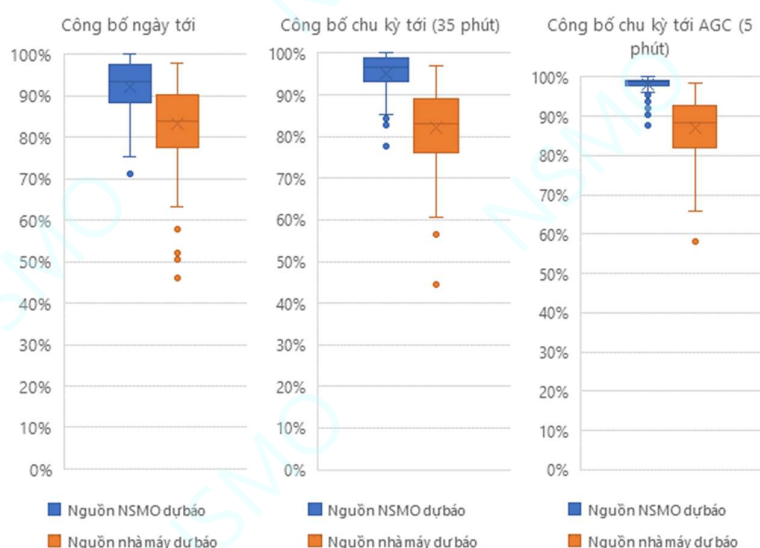
Tương quan sai số dự báo nguồn điện mặt trời và điện gió



Hình 10 Tương quan sai số dự báo Điện mặt trời và Điện gió

Nguồn NSMO dự báo tiếp tục có độ chính xác cao hơn so với nguồn dự báo từ đơn vị phát điện. Nguyên nhân là do NSMO đang có nhiều nguồn dữ liệu dự báo (2 nguồn từ đơn vị cung cấp độc lập, 1 nguồn NSMO tự dự báo và 1 nguồn từ đơn vị phát điện) và có hệ thống lựa chọn dự báo để tính toán kết quả dự báo theo mức độ tin cậy từ dự báo trong quá khứ của 4 nguồn dự báo kể trên.

Theo Quyết định 67/ĐTĐL ngày 10/08/2021 và văn bản số 4608/ĐĐQG-NLTT ban hành ngày 26/12/2023, trong năm 2024, ngưỡng sai số trung bình được quy định cụ thể như sau: đối với dự báo ngày tới, sai số không được vượt quá 15% cho nhà máy điện mặt trời và 18% cho nhà máy điện gió; đối với dự báo trong ngày vận hành, sai số trung bình không được vượt quá 12% đối với nhà máy điện mặt trời và 15% đối với nhà máy điện gió. Kết quả đánh giá sai số trung bình năm theo thống kê tỷ lệ đáp ứng ngưỡng sai số dự báo cho từng nhà máy theo từng loại hình trong mỗi ngày. Kết quả thống kê được trình bày như hình dưới.



Hình 11 Đánh giá sai số trung bình năm

Kết quả phân tích biểu đồ này cho thấy mức độ chính xác của dự báo tăng lên khi thời điểm cập nhật dự báo càng gần với chu kỳ vận hành. Cụ thể:

- **Đối với nguồn dự báo từ NSMO:**
 - Tỷ lệ đáp ứng sai số theo quy định đạt khoảng **88%** cho dự báo ngày tới.
 - Khi cập nhật trước 35 phút chu kỳ vận hành, tỷ lệ này được cải thiện lên **97%**.
 - Với cập nhật trước 5 phút chu kỳ vận hành, độ chính xác đạt **99%**, gần như tối ưu.
- **Đối với nguồn dự báo từ các nhà máy:**
 - Tỷ lệ đáp ứng sai số theo quy định đạt **75%** cho dự báo ngày tới.
 - Khi cập nhật trước 35 phút chu kỳ vận hành, tỷ lệ này tăng lên **81%**.
 - Với cập nhật trước 5 phút, mức độ chính xác đạt **85%**, cho thấy sự cải thiện nhưng vẫn thấp hơn so với nguồn từ NSMO.

Khi so sánh với kết quả đánh giá dự báo năm 2023: đối với nguồn do NSMO dự báo năm 2024 có sự cải thiện rõ rệt so với năm 2023, đặc biệt ở tính ổn định và độ chính xác ở các khung công bố; đối với nguồn ĐVPH công bố mặc dù có cải thiện trong năm 2024, độ chính xác vẫn thấp hơn nhiều so với nguồn NSMO, đặc biệt ở các khung thời gian ngắn hạn. Nhìn chung, nguồn dự báo từ NSMO luôn có độ chính xác cao hơn so với dự báo của các nhà máy, đặc biệt khi thời điểm cập nhật càng gần với chu kỳ vận hành. Điều này phản ánh hiệu quả của việc sử dụng nhiều nguồn dữ liệu và hệ thống phân tích tiên tiến của NSMO.

Thực hiện Quy trình dự báo công suất, điện năng phát của các nguồn điện NLTT (Quyết định số 67/QĐ-ĐTĐL ngày 10/08/2021), các đơn vị phát điện gửi dự báo cho Điều độ Quốc gia cho khung thời gian ngắn hạn (chu kỳ tới, ngày tới). Giá trị dự báo này đang được NSMO sử dụng làm đầu vào cho hệ thống lựa chọn dự báo cũng như làm căn cứ tính toán công suất dự báo được lựa chọn khi phải tiến hành phân bổ giới hạn công suất phát các nguồn năng lượng tái tạo khi hệ thống xảy ra quá tải, thừa nguồn. Qua thống kê vận hành năm 2024, trong tổng số hơn 243 nhà máy ĐMT và ĐG thì tỷ lệ số nhà máy đáp ứng ngưỡng sai số yêu cầu theo quy định phổ biến trong khoảng 70%-80% đối với ngày tới và 80%-90% đối với chu kỳ tới. Số lượng các nhà máy còn lại có sai số vượt ngoài ngưỡng quy định tương đối lớn chiếm khoảng 10% tổng số nhà máy và thường sai số đối với nhóm các nhà máy này là theo xu hướng sai số dự báo cao hơn giá trị thực tế. Nguyên nhân là do các đơn vị phát điện chưa quan tâm đúng mức đến công tác dự báo với các lỗi thường gặp như: không nhập dữ liệu dự báo, chưa chú ý cập nhật công suất dự báo trong ngày vận hành.

IV. LƯỚI ĐIỆN

IV.1. Các công trình mới

Lưới điện 500kV

Thực hiện đóng điện nghiệm thu nhiều công trình ĐD và TBA quan trọng trên lưới điện 500kV như: Đóng điện nghiệm thu 10 ĐD 500kV (tổng chiều dài 1460km), trong đó có công trình trọng điểm là đường dây 500kV mạch 3 từ Quảng Trạch - Thanh Hóa - Phố Nối; đóng điện mới 05 MBA truyền tải với tổng dung lượng 3450 MVA, đóng điện thay mới 01 MBA; 03 MBA 500kV của NMĐ. Ngoài ra còn 30 lần đóng điện sau thay thế, nâng cấp các thiết bị. Đây là các công trình trọng điểm của HTĐ Quốc gia trong năm 2024, góp phần nâng cao năng lực truyền tải và giải tỏa công suất cho nguồn NLTT. Trong đó, những công trình quan trọng có thể kể đến như sau:

- Đóng nghiệm thu 05 MBA mới: AT1 Long Thành, AT2 Thanh Hóa, AT1 Đăk Nông, AT1 Quảng Ninh, AT1 Sông Mã.
- Thay mới 01 MBA: AT1 Hòa Bình pha A.
- Đóng điện mới các MBA đầu cực của NMĐ Vũng Áng II, laly mở rộng.
- Đóng điện mới 10 ĐD 500kV: Sông Mã - Long Thành - Phú Mỹ, Đức Hòa - Sông Hậu, Thanh Hóa - Quảng Trạch, Thanh Hóa - Phố Nối, Nhà Bè - Nhơn Trạch 4 - Phú Mỹ.

HTĐ miền Bắc

Trong năm 2024, đã thực hiện đóng điện nghiệm thu:

- Đóng điện nâng công suất 7 MBA 110 kV với tổng dung lượng lắp đặt tăng 221 MVA.
- Đóng mới 60 MBA 110 kV với tổng dung lượng lắp đặt MBA là 3016.5 MVA.
- Đóng mới 10 MBA 220 kV với tổng dung lượng lắp đặt MBA là 2500 MVA.
- Đóng mới 54 đường dây và nhánh rẽ 110 kV với tổng chiều dài là 411.897 km.
- Đóng mới 15 đường dây và nhánh rẽ 220 kV với tổng chiều dài là 449.1 km.
- Đóng điện nâng tiết diện 12 đường dây và nhánh rẽ 110 kV với tổng chiều dài là 193.4 km.
- Đóng mới 8 tụ bù 110kV với tổng dung lượng lắp đặt là 497.088 MVAR.
- Nâng công suất 1 tụ bù 110kV với tổng dung lượng lắp đặt là 33.9 MVAR.
- Đóng mới 31 tổ máy với tổng công suất 198 MW.

HTĐ miền Trung

Trong năm 2024, đã thực hiện đóng điện nghiệm thu cho 68 công trình (kể cả công trình mới và công trình thay thế, cải tạo, nâng cấp đường dây và các thiết bị). Các công trình này làm tăng độ tin cậy cung cấp điện, chống quá tải các MBA, bổ sung nguồn điện cho hệ thống điện quốc gia. Cụ thể như sau:

- 20 công trình về đường dây với tổng chiều dài đường dây 220kV, 110kV tăng thêm khoảng 294,6 km (Trong đó: 18 công trình mới (05 đường dây 220kV, 13 đường dây 110kV) và 02 công trình nâng cấp, cải tạo (phân pha dây dẫn, thay dây dẫn)).

Ngoài ra, A3 đã thực hiện đóng điện cho khoảng 40 đường dây 220, 110kV sau khi nâng cao khoảng cách an toàn, phục vụ giao chéo cao tốc Bắc – Nam.

41 công trình về trạm biến áp với tổng dung lượng máy biến áp 220kV, 110kV tăng thêm là 1298 MVA (Trong đó: 16 công trình mới (02 trạm biến áp 220kV, 14 trạm biến áp 110kV kể cả TBA nhà máy điện) và 25 công trình nâng cấp, cải tạo, thay thế (05 trạm biến áp 500kV, 06 trạm biến áp 220kV, 14 trạm biến áp 110kV));

07 công trình về nguồn điện với tổng công suất nguồn điện tăng thêm là 94.2 MW đều là các nhà máy điện thuộc quyền điều khiển của A3.

HTĐ miền Nam

Trong năm 2024, đã thực hiện đóng điện nghiệm thu cho 141 hạng mục công trình (kể cả công trình mới và công trình thay thế, cải tạo, nâng cấp đường dây, MBA và các thiết bị). Các công trình này làm tăng độ tin cậy cung cấp điện, chống quá tải các máy biến áp, đường dây, bổ sung thêm nguồn điện cho hệ thống. Cụ thể như sau:

- Công trình về nguồn điện: Đóng điện nghiệm thu mới các thiết bị 220kV SPP NMĐ Khí LNG (Nhơn Trạch 3), SPP 220kV cho NMĐ Gió Bạc Liêu GD3.
- Đóng điện nghiệm thu các thiết bị 220kV trạm 500kV Long Thành.
- Trạm biến áp 220kV: đóng điện nghiệm thu mới 05 TBA 220kV và bổ sung thêm 04 MBA cho các trạm 220kV với tổng dung lượng là 2.750MVA.
- Trạm biến áp 110kV: Đóng điện nghiệm thu mới 22 TBA 110kV, bổ sung 11 MBA và nâng công suất thêm 21 MBA cho các trạm 110kV với tổng dung lượng là 2.303MVA.
- Công trình về đường dây: Đóng điện nghiệm thu 34 đoạn đường dây 220kV đấu nối các trạm 220kV với tổng chiều dài là 1008.31km và 73 đoạn đường dây 110kV đấu nối các trạm 110kV đóng mới với tổng chiều dài là 730.37km.
- Đóng điện nghiệm thu toàn bộ trạm 110kV Chợ Lớn xây dựng mới (chuyển đổi sang trạm GIS).

IV.2. Công tác điều độ, vận hành lưới điện

IV.2.1. Sự cố lưới điện

Trong năm 2024, tổng số sự cố trên lưới như tổng hợp ở Bảng 20:

Bảng 20 Tổng số sự cố trên lưới điện 500, 220 và 110kV

Đơn vị	Năm 2023				Năm 2024				Tỉ lệ 2024/2023	
	KD	TQ	TBA	Tổng	KD	TQ	TBA	Tổng		
Lưới điện 500kV	EVNNPT	17	17	11	45	22	18	13	53	117.78
	NMĐ	0	0	5	5	1	2	6	9	180.00
	Tổng 500kV	17	17	16	50	23	20	19	62	124.00
Lưới điện	EVNNPC	29	63	11	103	48	74	4	126	122.33
	EVNCPC	3	7	1	11	7	2	1	10	90.91

Đơn vị	Năm 2023				Năm 2024				Tỉ lệ 2024/2023	
	KD	TQ	TBA	Tổng	KD	TQ	TBA	Tổng		
110kV – 220kV	EVNSPC	37	33	18	88	26	17	2	45	51.14
	EVNHANOI	0	0	1	1	2	2	0	4	400.00
	EVNHCMC	5	1	3	9	4	2	4	10	111.11
	EVNNPT	18	37	15	70	28	45	18	91	130.00
	Tổng EVN	92	141	49	282	115	142	29	286	101.42
	NMĐ	44	86	86	217	64	124	87	275	126.73
	Khách hàng	82	82	77	241	84	79	76	239	99.17
	Tổng 110- 220kV	218	309	212	740	263	345	192	800	108.11

Trong năm 2024, tổng sự cố xảy ra trên hệ thống 500kV là 62 sự cố, bằng 124% so với năm 2023 (50 sự cố), trong đó có 43 lần sự cố trên đường dây (có 23 sự cố kéo dài, 20 lần sự cố thoáng qua 1 pha trên ĐD) và 19 sự cố thiết bị trạm và MBA.

Các nguyên nhân chính gây sự cố lưới điện 500kV

- Sự cố do nguyên nhân phóng điện đường dây do sét và vi phạm khoảng cách an toàn trên đường dây, do hư hỏng cách điện chuỗi sứ;
- Do thiên tai, mưa bão
- Do rơ le hoạt động bất thường;
- Sự cố do đơn vị công tác;
- Do đội công tác đấu sai mạch nhị thứ gây nhảy máy cắt;
- Do mạch nhị thứ;
- Thiết bị trạm vận hành không tin cậy.

Các nguyên nhân chính gây sự cố lưới điện miền 220, 110kV

- Các sự cố phần nhiều do nguyên nhân phóng điện đường dây do sét và vi phạm khoảng cách an toàn trên đường dây, do hư hỏng cách điện chuỗi sứ: Nguyên nhân sự cố bao gồm giông bão, sét đánh gây phóng điện đường dây; vỡ sứ cách điện gây phóng điện. xe cẩu va chạm với đường dây trên không, dân chặt cây đổ vào đường dây, dân thả điều vào đường dây.
- Hư hỏng mạch nhị thứ: chạm chạm mạch nhị thứ, hư hỏng tiếp điểm đầu ra rơ-le bảo vệ;
- Do rơ le hoạt động bất thường
- Phóng điện thiết bị trong trạm: MBA, MC, dây dẫn, cáp... bị hư hỏng
- Đội thí nghiệm thao tác sai gây nhảy các máy cắt, cài đặt sai không đúng theo trị số chỉnh định trong phiếu
- Khá nhiều sự cố không xác định được nguyên nhân.

IV.2.2. Vấn đề mang tải cao ĐD, MBA và điện áp thấp - cao trên hệ thống

Mức mang tải

Bảng 21 19 Thống kê tần suất mang tải các ĐD/MBA

Đơn vị	Thiết bị	Số lượng ĐD/MBA đầy tải (*)	Tần suất ĐD/MBA đầy tải, quá tải (chu kỳ 30 phút)				Tổng
			>80 - 90%	>90 - 100%	>100 - 110%	> 110%	
A0	MBA 500kV	58	19498	8200	235	5	27938
	MBA 220kV	111	49,793	18,488	4,393	251	72,925
A1	MBA 110kV	465	142,597	35,263	10,289	4,890	193,039
	ĐD 220kV	80	25,232	8,835	898	0	34,965
	ĐD 110kV	268	71,946	18,804	1,196	1	91,947
A2	MBA 220kV	85	21228	3632	68	0	24928
	MBA 110kV	37	43566	3682	162	3	47413
	ĐD 220kV	73	6654	1130	39	0	7823
	ĐD 110kV	189	26755	11463	1436	5	39679
A3	MBA 220kV	10	480	18	0	0	403
	MBA 110kV	5	579	167	0	0	746
	ĐD 220kV	16	1736	352	6	0	2094
	ĐD 110kV	39	3773	808	3	0	4584

(*) Không kể các MBA 500kV đầu cực máy phát.

Lưới điện 500kV

Các MBA 500kV ở chế độ cảnh báo (> 90% - 100%): AT1/AT2 Lai Châu, AT1/2 Việt Trì, AT1/2 Hòa Bình, AT2 Quảng Ninh, AT1/2 Sơn La, AT1 Vũng Áng, AT1/2 Hiệp Hòa, AT1/2 Đắk Nông, AT1/2 Thạnh Mỹ, AT1/2 Di Linh, AT2 Dốc Sỏi, AT1 Sông Mây, AT1/AT2 Vĩnh Tân, AT6/AT7 Nhà Bè, AT2 Phú Mỹ, AT2 Duyên Hải.

Các MBA 500kV ở chế độ khẩn cấp (> 100% - 110%): AT1/AT2 Lai Châu, AT1/AT2 Sơn La, AT2 Việt Trì. .

Xu hướng truyền tải trên lưới 500kV liên kết miền chủ yếu theo hướng từ miền Trung, miền Nam hỗ trợ cho miền Bắc. Mức truyền tải nặng nhất trên đường dây 500kV

truyền tải thuộc các ĐD truyền tải Bắc - Trung và Trung - Nam gồm: ĐD 500kV Nho Quan - Nghi Sơn - Hà Tĩnh.

Công tác vận hành lưới điện đáp ứng được yêu cầu truyền tải điện và nhu cầu sử dụng điện tại các khu vực. Tính đến hết năm 2024, sản lượng truyền tải trên lưới điện 500/220kV Trung → Bắc đạt **6.573** tỷ kWh, bằng 98.7% so với năm 2023 (**6.659** tỷ kWh); Sản lượng truyền tải trên lưới điện 500/220kV Bắc → Trung đạt **5.795** tỷ kWh, bằng 279.9% So với năm 2023 (**2.070** tỷ kWh). Sản lượng truyền tải 500/220/110kV Trung → Nam đạt **22.736** tỷ kWh, bằng 100.2% so với năm 2023 (**22.691** tỷ kWh).

Chi tiết số liệu truyền tải trong năm 2024 được thể hiện tại Phụ lục 3.4 - Phụ lục báo cáo tổng kết vận hành HTĐQG năm 2024.

HTĐ miền Bắc

Ở miền Bắc, các phần tử ĐD/MBA 220kV, vận hành ở chế độ cảnh báo hoặc khẩn cấp nguyên nhân chủ yếu do thời tiết nắng nóng cực đoan, phân bố nguồn điện theo loại hình không đồng đều giữa các khu vực dẫn đến đầy, quá tải các đường dây liên kết giữa khu vực Đông Bắc - Tây Bắc; cụ thể như sau:

- Các ĐD 220kV vận hành ở chế độ cảnh báo (>90 - 100%) gồm: 273 Chèm E1.6 - 271 Tây Hồ E1.40, 271 Bim Sơn 220 E9.20 - 274 Ninh Bình E23.1, 274 Trực Ninh E3.20 - 272 NĐ Thái Bình A11.0, 273 Trực Ninh E3.20 - 271 Thái Thụy E11.15, 275 Thái Bình E11.1 - 271 NĐ Thái Bình A11.0, 272 T500 Sơn La - 271 Huội Quảng A29.10, 275 Hải Dương 2 E8.20 - 281 NĐ Hải Dương A8.25, 280 T500 Hiệp Hòa - 271 E7.15 Quang Châu , 273 Thái Bình E11.1 - 274 Phố Cao E28.20, 275 T500 Sơn La - 271 E17.50 Mường La , 275 T500 Sơn La - 272 Sơn La E17.6, 274 T500 Nho Quan - 271 Ninh Bình E23.1, 275 Sóc Sơn E1.19 - 271 Vĩnh Yên E25.2, 273 T500 Thường Tín - 274 Mai Động E1.3, 273 T500 Quảng Ninh - 272 Hoàn Bồ E5.8, 272 T500 Quảng Ninh - 271 Hoàn Bồ E5.8, 276 Hải Dương 2 E8.20 - 282 NĐ Hải Dương A8.25, 273 Thái Nguyên E6.2 - 271 Bắc Giang E7.6, 274 T500 Hà Tĩnh - 273 NĐ Formosa , 273 E29.5 Than Uyên - 272, 274 A29.0 Bản Chát , 280 T500 Hiệp Hòa - 272 E7.15 Quang Châu , 279 T500 Hiệp Hòa - 271 E7.15 Quang Châu , 279 Hà Đông E1.4 - 276 Hòa Bình A100, 272 Tràng Bạch E5.9 - 276 Mạo Khê A5.25, 274 Vật Cách E2.9 - 276 Tràng Bạch E5.9, 274 T500 Thường Tín - 273 Mai Động E1.3, 272 Tây Hồ E1.40 - 271 Vân Trì E1.23, 271 T500 Việt Trì - 273 E4.4 Việt Trì , 272 T500 Việt Trì - 272 E4.4 Việt Trì , 275 Nghi Sơn E9.10 - 271 Nghi Sơn 1 A9.35, 276 Nghi Sơn E9.10 - 273 Nghi Sơn 1 A9.35, 272 Thái Bình E11.1 - 272 Kim Động E28.10, 272 Nghi Sơn E9.10 - 272 Nông Cống E9.50, 276 T500 Nho Quan - 271 Thanh Nghị E24.15, 271 Bim Sơn E9.20 - 274 Ninh Bình E23.1, 273 Xuân Mai E10.5 - 274 Hòa Bình A100.
- Các MBA vận hành ở chế độ cảnh báo (>90 - 100%) gồm: AT1 TBA 220kV Tây Hồ, AT1 TBA 220kV Bảo Lâm, AT3 TBA 500kV Nho Quan, AT2 TBA 220kV Hải Dương, AT4 TBA 220kV Mai Động, AT1 TBA 220kV Nông Cống, AT2 TBA 220kV Sóc Sơn, AT2 TBA 220kV Ninh Bình, AT1 TBA 220kV Yên Hưng, AT3 TBA 220kV Mai Động, AT2 TBA 220kV Tây Hồ, AT2 TBA 220kV Nam Định, AT1 TBA 220kV Sơn La, AT1

TBA 220kV Hoàn Bồ, AT2 TBA 220 KV Long Biên, AT1 TBA 220kV Lào Cai, AT2 TBA 220kV Bim Sơn, AT2 TBA 220kV Đình Vũ, AT3 TBA 500kV Thường Tín, AT2 TBA 220kV Việt Trì, AT1 TBA 220kV Thanh Nghị, AT1 TBA 220kV Bảo Thắng, AT2 TBA 220kV Chèm, AT2 TBA 220kV Trực Ninh, AT4 TBA 500kV Thường Tín, AT1/AT2 TBA 220kV Sơn Tây, AT4 TBA 500kV Hà Tĩnh, AT1 TBA 220kV Nam Định, AT1 TBA 220kV Ninh Bình, AT5 TBA 220kV Chèm, AT1 TBA 220kV Trực Ninh, AT5 TBA 220kV Hà Đông.

- Các đường dây 220kV ở chế độ khẩn cấp (> 100% - 110%): 274 Phú Bình E6.16 - 274 Tuyên Quang E14.6, 271 Nghi Sơn E9.10 - 271 Nông Cống E9.50, 276 Yên Bái E12.3 - 272 Tuyên Quang E14.6, 276 T500 Sơn La - 273 Sơn La E17.6, 272 Yên Bái E12.3 - 274 Lào Cai E20.3, 271 Yên Bái E12.3 - 273 Lào Cai E20.3, 275 T500 Nho Quan - 273 Phủ Lý E24.4, 273 T500 Việt Trì - 272 E25.10 Vĩnh Tường , 274 T500 Việt Trì - 273 E25.2 Vĩnh Yên , 276 T500 Hà Tĩnh - 274 Hưng Đông E15.1, 274 T500 Hiệp Hòa - 272 Phú Bình E6.16, 273 Bắc Giang E7.6 - 275 Phả Lại A80-2 , 275 T500 Hà Tĩnh - 275 Hưng Đông E15.1.
- Các MBA 220kV ở chế độ khẩn cấp (> 100% - 110%): AT3 TBA 220kV Bắc Ninh 3 , AT1 TBA 220kV Bắc Giang , AT2 TBA 220kV Vật Cách , AT3 TBA 500kV Hà Tĩnh , AT1 TBA 220kV Yên Mỹ , AT2 TBA 220kV Thái Bình , AT3/AT4 TBA 220kV Hà Đông , AT1 TBA 220kV Thái Thụy , AT4 TBA 500kV Đông Anh , AT1 TBA 220kV Việt Trì , AT1 TBA 220kV Vật Cách , AT1/AT2 TBA 220kV Vĩnh Yên , AT3 TBA 220kV Bắc Ninh 2 , AT2 TBA 220kV Ba Chè , AT1 TBA 220kV Đồng Hoà , AT4 TBA 500kV Hiệp Hòa , AT2 TBA 220kV Bảo Thắng , AT3 TBA 500kV Đông Anh , AT2 TBA 220kV Bắc Ninh , AT1 TBA 220kV Phú Bình , AT1 TBA 220kV Tương Dương , AT2 TBA 220kV Bắc Ninh 2 , AT2 TBA 220kV Đồng Hoà , AT2 TBA 220kV Tuyên Quang , AT3 TBA 220kV Hưng Đông , AT1 TBA 220kV Quang Châu , AT1 TBA 220kV Ba Chè , ...
- Các đường dây, MBA 220kV ở chế độ cực kỳ khẩn cấp (> 110%): AT2 Phủ Lý, AT2 Yên Bái.

HTĐ miền Trung

Các phần tử đầy, quá tải trong hệ thống điện miền Trung nguyên nhân chủ yếu do nguồn điện khu vực phát cao, tập trung ở các khu vực Quảng Trị, Khánh Hòa và các tỉnh Tây Nguyên, cụ thể như sau:

- Đối với MBA 220kV, có 11 trường hợp. Trong đó, có 04 MBA thường xuyên bị quá tải ở T220 Kon Tum và T220 Đắk Nông.
- Đối với MBA 110kV, có 02 trường hợp, trong đó có MBA T110 Hòa Phú thường xuyên quá tải do phụ tải công nghiệp.
- Đối với đường dây 220kV, có 16 trường hợp, trong đó có các đường dây thường xuyên quá tải nặng như: 276 Pleiku2 – 272 Chư Sê, 273, 274 Đồng Hới - 273 BT1, 272 Đông Hà - 274 Huế, 273 Dốc Sỏi - 271 Quảng Ngãi, 271 Pleiku – 273 SK An Khê, 271 Quy Nhơn - 271 Tuy Hòa.
- Đối với đường dây 110kV, có 39 trường hợp, trong đó có các đường dây thường xuyên quá tải như: 173 Đông Hà - 171 Đông Hà, 171 Tây Nguyên - 171 EaHleo,

171 Quán Ngang – 177 Đông Hà, 172 Phát triển miền núi - 171 HBRE Chư Prong.,
175 KrongBuk – 172 Tây Nguyên. .

HTĐ miền Nam

Trong năm 2024, các nguồn điện NLTT, đặc biệt là nguồn điện mặt trời, điện gió kết hợp với nguồn thủy điện khu vực khi phát cao đã gây đầy/quá tải một số đường dây, MBA 220kV, 110kV tại khu vực Ninh Thuận, Bình Thuận, Bình Dương, Bình Phước. Mặc dù đã được tiết giảm, một số đường dây vẫn xảy ra đầy/quá tải, cụ thể như sau:

- MBA AT1, AT2 Ninh Phước (106%), MBA 10T Đa Nhim do cụm NMĐ Mặt trời + Gió phát cao.
- Đường dây 220kV 272 MT Hồng Phong 1A, 1B – 276 Phan Thiết 2 do cụm NMĐ mặt trời + điện gió phát cao.
- Đường dây 220kV 271 Đa Nhim – 271 Đức Trọng 2, 273 Hàm Thuận - 272 Phan Thiết 2 do cụm NMĐ mặt trời + gió phát cao..
- Các khu vực tập trung nhiều dự án ĐMTMN kết hợp với nguồn thủy điện khu vực khi phát cao cũng đã làm nhiều MBA, đường dây 110kV bị đầy/quá tải điển hình như trạm: Ninh Sơn, Ninh Phước..., đường dây 173 NMĐ Thác Mơ - 171 Lộc Ninh, 172 NMĐ Thác Mơ - 171 Bình Long 2, 172 Bình Long 2 - 172 Lộc Ninh, 173 Bình Long 2 - 172 & 174 NMĐ Cần Đơn.

Điện áp

Bảng 20 Chỉ số VDI năm 2024 & 2023

Đơn vị	Cấp điện áp	VDI năm		VDI kế hoạch năm	So sánh (%)	
		2024	2023		2024/2023	2024/KH
A0	500kV	0.4	0.2	0.045	200%	888.89%
A1	220kV	0.054	0.037	0.035	145.95%	154.29%
	110kV	0.15	0.273	0.16	54.95%	93.75%
A2	220kV	0.023	0.002	0.035	1150%	0.57%
	110kV	0.005	0.002	0.16	250%	0.31%
A3	220kV	0.012	0.003	0.035	400%	34.29%
	110kV	0.002	0.026	0.16	7.69%	1.25%

Điện áp trên HTĐ 500kV

Chỉ số điện áp vượt ngưỡng VDI: năm 2024 là **0.4%** và cao hơn kế hoạch năm (0.045%), chi tiết tại Bảng 21.

Bảng 21 Thống kê VDI HTĐ 500kV năm 2023 & 2024

Tháng	Năm 2023		Năm 2024	
	Số giờ vượt ngưỡng	VDI	Số giờ vượt ngưỡng	VDI
1	8	0.03	17.0	0.05
2	2	0.01	63.0	0.22
3	2.5	0.01	35.5	0.11
4	3	0.01	36.0	0.12
5	116	0.38	24.5	0.08
6	335	1.13	54.0	0.18
7	26	0.09	121.5	0.39
8	83	0.27	118.5	0.38
9	31	0.10	177.0	0.57
10	19	0.06	428.0	1.34
11	37.5	0.12	215.0	0.69
12	52.5	0.17	209	0.65
Trung bình năm		0.20		0.40
Tổng số	715.5		1499	

Điện áp trên HTĐ miền Bắc

Chỉ số VDI 220kV trung bình năm 2024 là 0.054 cao hơn so với năm 2023 (0.037) và cao hơn quy định (0.035). Chỉ số VDI 110kV trung bình 0.150 cả năm thấp hơn so với năm 2023 (0.27) và thấp hơn giá trị quy định (0.16) do tính chất hệ thống điện miền phức tạp phụ thuộc kết cấu lưới (đường dây dài, phụ tải cao thấp khu vực, nguồn thủy điện nhỏ tập trung ở vùng xa...). Năm 2024 mức mang tải thiết bị lưới điện 220kV cao hơn, không phải khống chế công suất như năm 2023, ngoài ra năm 2024 thực hiện nhiều công tác cắt điện phục vụ kéo dây 500kV mạch 3, phục vụ các dự án giao thông trọng điểm (cao tốc Bắc – Nam phía đông, đường vành đai 4...)

- Các khu vực thường có điện áp cao vào các dịp lễ, Tết do phụ tải giảm thấp, khu vực tập trung nhiều nhà máy thủy điện (Vd: Mường Tè, Lào Cai, Bảo Thắng, Hà Giang, Tuyên Quang, Yên Bái, Tương Dương, Đô Lương, Quỳnh Lưu...; nút 220 kV T500 Hà Tĩnh, Nho Quan, T500 Lai Châu; nút 110 kV TĐ Nậm Cắn, Ca Nan ; Trạm Tấu, Noong Phai, Pá Hu, Nậm Yên, Pake, Cẩm Thủy, Sông Chường, Mường Luân 1, Sông Mã 3....
- Vào tháng 5-8 do thời tiết nắng nóng là nguyên nhân làm điện áp 110kV thấp, điển hình tại một số nút 110 kV (Vd: Lạc Sơn, Mai Châu, Tam Nông, Đồng Đăng ~102-104 kV...).

Điện áp trên HTĐ miền Trung

Chỉ số lệch điện áp ở lưới điện 220kV là 0.01159 cao hơn so với lưới 110kV là 0.00213. Năm 2024, chỉ số độ lệch điện áp VDI lưới 220kV cao hơn so với năm 2023 (0.00288); chỉ số độ lệch điện áp VDI lưới 110kV thấp hơn so với năm 2023 (0.02642). So với chỉ tiêu tối ưu hóa chi phí, chỉ số VDI lưới 220kV và 110kV đều đạt.

Điện áp trên HTĐ miền Nam

Trong năm 2024 chỉ số độ lệch điện áp VDI lưới 220kV là 0,021 cao hơn so với năm 2023 (0,002); chỉ số độ lệch điện áp VDI lưới 110kV là 0,005 cao hơn so với năm 2023 (0,002). So với chỉ tiêu tối ưu hóa chi phí, chỉ số VDI lưới 220kV và 110kV đều thấp hơn kế hoạch giao 0,035/0,160.

Điện áp thấp: Ngoại trừ các trường hợp điện áp nút 220kV, 110kV thấp do sự cố thiết bị, cụm nhà máy thủy điện phát thấp phải chuyển tải trạm biến áp 110kV sang nhận từ nguồn khác. Trong năm 2024 hầu hết điện áp các nút trên HTĐ miền Nam nằm trong giới hạn cho phép.

Điện áp cao: Trong các ngày Tết Nguyên đán năm 2024 phụ tải HTĐ miền Nam giảm đáng kể so với ngày bình thường ($P_{min}=6.894,7\text{MW}$, ngày 10/02/2024). Tuy nhiên do thời tiết đa phần nắng nóng dẫn đến phụ tải cao hơn so với cùng kỳ năm trước và việc chủ động chuẩn bị trước các phương án, nghiêm chỉnh thực hiện các biện pháp nhằm duy trì điện áp hệ thống miền chỉ xuất hiện các nút điện áp vượt giới hạn cho phép trong ngắn hạn, tổng số nút có điện áp vượt ngưỡng là 35 trạm 220kV. Điều độ viên SSO đã chỉ huy điều độ vận hành hiệu quả và áp dụng triệt để các biện pháp để giảm điện áp như: Huy động hút vô công tối đa tất cả các tổ máy khả dụng; tách vận hành tất cả các tụ bù 110kV, trung thế và hạ thế; lệnh các NMD NLTT đặt đúng chế độ tự động điều chỉnh điện áp (AVR); huy động các bộ SVC của các nhà máy điện, phối hợp với ĐĐV Campuchia để đảm bảo công suất vô công không truyền sang lưới điện Việt Nam. Do đó, trong công tác vận hành, điều độ viên không cần tiến hành tách đường dây 110kV, 220kV để giảm điện áp khu vực.

IV.2.3. Công tác bảo dưỡng sửa chữa lưới điện

Bảng 22 Thống kê công tác bảo dưỡng, sửa chữa lưới điện năm 2024

	Đường dây	MBA	Thanh cái	Các thiết bị khác	Tổng
500kV	1028			1342	2370
Miền Bắc	220kV	110kV		6812	11051
	901	3338			
Miền Trung	220kV	110kV		3520	4184
	143	521			
Miền Nam	220kV	110kV		8196	14330
	1589	5541			
Quốc gia	13061			19870	32931

Trong năm 2024, thực hiện tổng số 32931 phiếu thao tác trên lưới 500/220/110kV an toàn, nhanh chóng và chính xác, tăng 13.13% so với năm 2023 (29108 phiếu thao tác). Các công tác chủ yếu có thể kể đến như:

- (i) Bảo dưỡng định kỳ thiết bị, đường dây;
- (ii) Đấu nối, thi công công trình mới;
- (iii) Xử lý các hiện tượng bất thường xảy ra trong quá trình vận hành (cành cây, dây vướng vào đường dây, cây nghiêng vi phạm khoảng cách an toàn, nóng đỏ lều, đầu cốt DCL, MC, nghiêng cột).
- (iv) Tách do hư hỏng kênh truyền bảo vệ.

IV.2.4. Tình hình triển khai thực hiện thao tác xa

HTĐ miền Bắc

Năm 2024, ĐĐMB thực hiện tổng cộng 4.091 lần thao tác xa (thao tác có kế hoạch 2579 lần, thay đổi kết dây+điều chỉnh điện áp 1082 lần, sự cố lưới điện 105 lần và thao tác bất thường 292 lần, thử nghiệm TTX 33 lần). 460 PTT OPENSOM. Năm 2024, đưa 03 trạm vào TTX nâng tổng trạm TTX 56 trạm.

HTĐ miền Trung

Trong năm 2024, CSO đã đóng mới 03 trạm 220kV vận hành ở chế độ không người trực (Hải Châu, Đắk Ooc, An Khê) nâng số lượng trạm biến áp 220kV thao tác xa từ CSO là 31/31 (100%).

HTĐ miền Nam

Năm 2024, Trung tâm Điều độ HTĐ miền Nam (SSO) đã thao tác xa tổng cộng 56 trạm trên hệ thống SCADA OSI, các thao tác xa thiết bị phần lớn đều đảm bảo được độ tin cậy.

Chi tiết danh sách các trạm 220kV thao tác xa trên HTĐ miền được thể hiện tại Phụ lục 3.8 - Phụ lục báo cáo tổng kết vận hành HTĐQG năm 2024.

IV.3. Vấn đề ngắn mạch trên HTĐ năm 2024

IV.3.1. Thống kê các nút có dòng ngắn mạch vượt quá khả năng cắt trên lưới 500kV

Trong năm 2024, dòng ngắn mạch tại các trạm 500kV chưa vượt quá khả năng cắt của các máy cắt. Tuy nhiên, dòng ngắn mạch tại trạm 500kV Phú Lâm theo tính toán đã cao gần ngưỡng với dòng cắt định mức của máy cắt (37.9/40kA).

IV.3.2. Thống kê các nút có dòng ngắn mạch vượt quá khả năng cắt trên lưới 220/110kV

Miền Bắc

- Lưới 220kV: Xuất hiện **10 TBA** có dòng ngắn mạch tăng cao hơn so với dòng cắt định mức của máy cắt: T220 Hà Đông (44.5/40kA), Sóc Sơn (47.2/40kA), Vân Trì (32.9/31.5kA), Đồng Hòa (38.9/31.5kA), Vật Cách (38.5/31.5kA), Tràng Bạch (48.1/31.5kA); T500 Thường Tín (45.2/40kA), Phả Lại (57.9/31.5kA), Nho Quan (43.5/40kA).

- Lưới 110kV Xuất hiện **35 TBA** có dòng ngắn mạch tăng cao hơn so với dòng cắt định mức của máy cắt: T220 Hà Đông (61.3/31.5kA), Chèm (55.6/31.5kA), Thành Công (57.1/40kA), Sóc Sơn (45.8/31.5kA), Vân Trì (42.1/31.5kA), Tây Hồ (54.6/40kA), Đông Anh (49.9/40kA), Tràng Bạch (42.8/40kA), Nam Định (31.7/25kA), Thái Nguyên (31.9/25kA), Phú Bình (41.5/40kA), Bắc Giang (34.5/25kA), Phả Lại (48.7/31.5kA), Bắc Ninh (43.3/25kA), Phố Nối (35.1/31.5kA); T110 Đông Anh (43.6/31.5kA), Thượng Đình (46.2/31.5kA), Nghĩa Đô (44.6/31.5kA), Phương Liệt (45.1/31.5kA), Giám (36.6/31.5kA), Thanh Xuân (38.8/31.5kA), Nhật Tân (54.8/31.5kA), Nam Thăng Long (44.6/40kA), Văn Quán (39.1/31.5kA), Sơn Tây 2 (33.8/31.5kA), Quốc Oai (37.5/31.5kA), NC Long Biên (40.9/31.5kA), An Lạc (34.8/31.5kA), Đông Anh 2 (50.4/31.5kA), Minh Khai (46.6/31.5kA), Hoàn Sơn (38.9/31.5kA), Bắc Thành Công (51.7/31.5kA), CV Thủ Lệ (46.5/31.5kA), Đại Kim (46.9/31.5kA).

Miền Trung

- Không ghi nhận hiện tượng dòng ngắn mạch vượt quá dòng định mức của các máy cắt ở tại các trạm biến áp 220kV và 110kV.

Miền Nam:

- Lưới 220kV Xuất hiện **06 TBA** có dòng ngắn mạch tăng cao hơn so với dòng cắt định mức của máy cắt: T220 Phú Lâm (42/40kA), Cai Lậy (35.4/31.5kA), Ô Môn 2 (42.2/40kA), Thuận An (33.4/31.5kA), Hóc Môn (36.7/31.5kA), Bình Hòa (34.6/31.5kA).
- Lưới 110kV: Không ghi nhận hiện tượng dòng ngắn mạch vượt quá khả năng cắt của máy cắt.

IV.3.3. Các giải pháp giảm dòng ngắn mạch đã thực hiện

IV.3.3.1. Mở các máy cắt để giảm dòng ngắn mạch tại các trạm biến áp

Miền Bắc

Mở MC liên lạc tại các T220 để giảm dòng ngắn mạch: MC 112 Mai Động, 112 Hà Đông, 112 Chèm, 112 Thành Công, 112 Phương Liệt, 100 Sóc Sơn, 100 Vân Trì, 112 Đông Anh 500, 112 Đông Anh, 172 Bắc Thành Công, 200 Tràng Bạch, 200 Vật Cách, 200 Đồng Hòa, 112 Quang Châu;

Miền Nam:

Mở MC 200A, 200B Phú Mỹ 1.

IV.3.3.2. Giải pháp đầu tư đã thực hiện

Thay thế các MC có dòng cắt NM định mức cao hơn tại TBA T220 Hòa Bình, Nhà Bè (lên dòng cắt định mức 63kA);

Lắp kháng phân đoạn thanh cái 220kV tại các TBA: Phú Lâm, Tân Định, Cầu Bông, Long Thành, Bình Hòa, Thuận An, Tân Uyên, Mỹ Tho 500, Thủ Đức, Cát Lái, Nhà Bè, Bình Chánh, Sông Mây, Long Bình, Trung Nam; Lắp kháng phân đoạn thanh cái 110kV TBA 220kV Tân Thành;

Lắp kháng đường dây 220kV Cầu Bông - Hóc Môn (phía Cầu Bông), Cầu Bông - Bình Tân (phía Cầu Bông), Tân Uyên - Thuận An (phía Tân Uyên), Tân Uyên - Thủ Đức (phía Tân Uyên); Thủ Đức - Cát Lái (1 mạch phía Thủ Đức).

Lắp đặt kháng hạn dòng tại các TBA: Miền Bắc: Phía 220kV T500 Thường Tín (150 Ω), T500 Hiệp Hòa (150 Ω), T500 Phố Nối (150 Ω), T220 Tràng Bạch (150 Ω); Miền Nam: Phía 220kV T500 Sông Mây (150 Ω), Tân Định (150 Ω), Thuận Nam (tổng dung lượng kháng hạn dòng ~60 Ω); Bình Hòa (7.5 Ω), Long Thành (7.5 Ω), Thủ Đức (7.5 Ω), Long Bình (7.5 Ω), Cầu Bông (tổng dung lượng kháng hạn dòng ~57.6 Ω), Phú Lâm (7.5 Ω), Thuận An (150 Ω), Tân Uyên (tổng dung lượng kháng hạn dòng ~12.6 Ω).

Chuyển đấu nối tại các TBA Tân Định (1 mạch ĐZ Uyên Hưng - Tân Định - Củ Chi thành 1 mạch ĐZ Uyên Hưng - Củ Chi); TBA Long Bình (1 mạch ĐZ Tân Uyên - Long Bình - Long Thành thành 1 mạch ĐZ Tân Uyên Long Thành); Bình Chánh (1 mạch ĐZ Phú Lâm - Bình Chánh - Quận 8 thành 1 mạch ĐZ Phú Lâm - Quận 8);

Thay thế các MC 220kV tại TBA Nhà Bè thành các MC có dòng chịu đựng ngắn mạch 63kA.

IV.4. Vấn đề chất lượng điện năng trên HTĐ năm 2024

Trong năm 2024, theo ghi nhận từ các kết quả đo đạc và giám sát chất lượng điện năng vẫn ghi nhận hiện tượng chất lượng điện năng không đạt tiêu chuẩn tại một số NMD NLTT như:

- Lưới 500kV: ĐG Ea Nam (không đạt tiêu chuẩn mức nhấp nháy điện áp dài hạn).
- Lưới 110kV: ĐMT Sinenergy Ninh Thuận (không đạt tiêu chuẩn giá trị biến dạng sóng hài riêng lẻ điện áp/dòng điện và mức nhấp nháy điện áp dài hạn), Bình An (không đạt tiêu chuẩn giá trị biến dạng sóng hài riêng lẻ dòng điện); ĐG Hồng Phong 1 (không đạt tiêu chuẩn giá trị biến dạng sóng hài riêng lẻ điện áp/dòng điện).

IV.5. Đánh giá, phân tích tình hình hoạt động hệ thống rơ le bảo vệ

IV.5.1. Tình hình sự cố và hoạt động của hệ thống rơ le bảo vệ và tự động

Năm 2024, nhìn chung các rơ le làm việc tin cậy, chọn lọc, tác động nhanh và phát hiện đúng sự cố, đảm bảo hệ thống điện vận hành an toàn, ổn định. Tuy nhiên vẫn còn các sự cố hệ thống rơ le làm việc chưa tin cậy và chọn lọc do chạm chập nhị thứ, kênh truyền, cài đặt, thí nghiệm hoặc do các nguyên nhân khác. Trong năm 2024 xảy ra một số sự cố phức tạp, kéo dài, ảnh hưởng đến nhiều phần tử như: sự cố thanh cái C22 TBA 220kV Hóc Môn ngày 28/01/2024, sự cố hư hỏng TI561 pha B TBA 500kV Thường Tín ngày 19/04/2024, sự cố MBA T3, AT1 TBA 220kV Cai Lậy ngày 31/08/2024, các sự cố do ảnh hưởng của cơn bão số 03 ngày 07/09/2024, các sự cố do ảnh hưởng của cơn bão số 06 ngày 27/10/2024, sự cố hư hỏng TI585 pha B TBA 500kV Phố Nối,...

Trong năm 2024, đã xảy ra 35 sự cố liên quan tới các nguồn NLTT, trong đó có 11 sự cố HT rơ le bảo vệ tác động sai. Nguyên nhân chính dẫn tới rơ le tác động sai là do lỗi mạch nhị thứ hoặc do công tác cài đặt, thí nghiệm khi đóng điện các nguồn NLTT. Năm 2024, số sự cố liên quan đến các nguồn NLTT giảm ~24% so với năm 2023, số sự cố rơ le bảo vệ tác động sai giảm ~27% và so với năm 2023 đã không còn sự cố lặp lại nhiều lần. Tổng kết số vụ sự cố trên lưới 500kV năm 2024 như sau:

Bảng 23 Tổng kết sự cố trên lưới 500kV năm 2024

Thiết bị RLBV	Năm 2024		Năm 2023	
	Số lần	% Tổng số vụ RLBV hoạt động	Số lần	% Tổng số vụ RLBV hoạt động
	66	100	72	100
	47	71.4	54	75.0
Mạch nhị thứ	3	4.5	7	9.6
Lỗi TU, TI				
Rơ Le	3	4.5	1	1.4
Giá trị chỉnh định				
Công tác cài đặt, thí nghiệm	8	12.1	4	5.6
Máy cắt	2	3.0		
Chưa xác định	1	1.5	2	2.8
Khác	2	3.0	4	5.6

Tổng kết số vụ sự cố trên lưới 220/110kV năm 2024:

Bảng 24 Tổng kết sự cố trên lưới 220/110kV năm 2024

	A1	A2	A3	Tổng
	631	158	171	960
	541	128	130	799
Mạch nhị thứ	27	15	12	54
Lỗi TU, TI		2		2
Rơ Le	5	3	5	13
Giá trị chỉnh định				
Công tác cài đặt, thí nghiệm	7	2	4	13
Máy cắt	1			1
Chưa xác định	50	6	9	65
Khác		2	11	13

IV.5.2. Công tác tính toán chỉnh định rơ le bảo vệ và tự động

Công tác tính toán và kiểm tra thông số chỉnh định rơ-le bảo vệ được thực hiện theo thông tư quy định điều độ hệ thống điện Quốc gia, Thông tư quy định hệ thống điện truyền tải và các Quy trình, quy phạm liên quan như Quy phạm Trang bị điện... Việc phối hợp giữa cấp Điều độ và các bên liên quan để thực hiện cài đặt thông số chỉnh định vào rơ-le và giám sát việc cài đặt chỉnh định, thu thập thông tin và phân tích sự cố được thực hiện theo quy trình "Quy định kiểm soát công tác trang bị, chỉnh định và thí nghiệm rơ-le bảo vệ trong Tập đoàn Điện lực Quốc gia Việt Nam" ban hành kèm theo quyết định số 782/QĐ-EVN ngày 04/08/2023 và Quy trình "Quy trình điều tra sự cố nhà máy điện, lưới điện và hệ thống điện của Tập đoàn Điện lực Quốc gia Việt Nam" ban hành kèm theo quyết định số 736/QĐ-EVN ngày 09/06/2021.

IV.5.2.1. Công tác tính toán chỉnh định rơ le lưới điện 500/220/110kV

NSMO đã tính toán và ban hành 810 phiếu chỉnh định rơ le bảo vệ (số phiếu năm 2023 là 361 phiếu) phục vụ đóng điện các công trình mới và thay thế thiết bị trên HTĐ 500kV như:

- Đóng điện TBA 500kV Long Thành, đóng điện MBA T2 NMNĐ Vũng Áng II, đóng điện các công trình thuộc dự án mạch 3 Quảng Trạch - Thanh Hóa - Phố Nối, đóng điện SPP 500kV Nhơn Trạch 4, đóng điện các ngăn xuất tuyến phục vụ đấu nối NMTĐ laly mở rộng.
- Cải tạo TBA 500kV Thạnh Mỹ, nâng công suất MBA AT1 Sông Mây, nâng công suất MBA T1 Đăk Nông.
- Hiệu chỉnh bổ sung và hoàn thiện các mạch sa thải đặc biệt trên hệ thống 500kV.
- Thực hiện tính toán thay thế hệ thống điều khiển bảo vệ của các TBA 500kV sử dụng vốn TEP tại Hòa Bình, Hà Tĩnh.

- Các công trình thay rơ le bảo vệ, các công tác hiệu chỉnh, rà soát hệ thống RLBV, các công tác tách bảo vệ so lệch thanh cái, công tác thay thế các thiết bị TU, TI, MC,...

Đối với lưới điện 220/110kV, các Trung tâm điều độ hệ thống điện miền đã ban hành tổng cộng 7743 phiếu chỉnh định rơ le phục vụ đóng điện công trình mới và thay thế thiết bị (A1: 3672 phiếu, A2: 1407 phiếu, A3: 2664 phiếu, năm 2023: 8410 phiếu).

Nhìn chung công tác tính toán thông số chỉnh định rơ-le bảo vệ trong năm 2024 đáp ứng các yêu cầu vận hành tin cậy, nhanh, chọn lọc, phát hiện đúng sự cố

IV.5.2.2. Công tác tính toán, kiểm tra chỉnh định rơ le cho nhà máy điện

Trong năm 2024, đã tính toán, kiểm tra và thông qua giá trị chỉnh định rơle bảo vệ cho đóng điện đưa vào vận hành 7 nhà máy điện (TBA sân phân phối các NMĐ) thuộc quyền điều khiển của A0 (NMĐG Công Lý tỉnh Sóc Trăng giai đoạn 1, NMNĐ Vũng Áng II, NMNĐ Nhơn Trạch 3, NMTĐ Hương Sơn 2, NMĐG Tân Ân 1 giai đoạn 2021-2025, NMNĐ Nhơn Trạch 4, NMTĐ laly mở rộng), 20 nhà máy điện thuộc quyền điều khiển của Ax và hiệu chỉnh lại giá trị chỉnh định rơle cho 16 nhà máy điện (A0: 11, Ax: 5) để đáp ứng yêu cầu vận hành hiện tại của HTĐ Quốc gia nhằm nâng cao độ an toàn tin cậy trong vận hành. iViệc kiểm tra, thông qua các trị số chỉnh định rơle bảo vệ cho các NMĐ đảm bảo các yêu cầu về phối hợp chọn lọc giữa bảo vệ thiết bị điện trong nhà máy và bảo vệ lưới điện. Thời hạn thực hiện kiểm tra chỉnh định rơ le các nhà máy đều đáp ứng tiến độ đóng điện các tổ máy

IV.5.2.3. Hệ thống sa thải phụ tải F81 và sa thải đặc biệt

Việc tính toán mức tần số và tỷ lệ sa thải phụ tải F81 được thực hiện theo văn bản 265-EVN/ĐĐQG - PT ngày 29/07/1999 với các mức cắt tải từ 49.0Hz - 47.8Hz (miền Nam) và 49.0Hz - 47.4Hz (miền Bắc và miền Trung). Trong năm 2024, NSMO đã phối hợp với các điều độ miền (A1, A2, A3) liên tục thực hiện rà soát các xuất tuyến trung áp cài đặt F81 và đề xuất hiệu chỉnh, thay thế để đảm bảo phù hợp, đồng thời trong năm 2024 cũng đã thực hiện tính toán, rà soát đánh giá lại tỉ lệ và mức sa thải của hệ thống F81 để phù hợp với hiện trạng khi có đường dây 500kV Quảng Trạch - Thanh Hóa - Phố Nối và định kỳ rà soát đánh giá tình trạng hoạt động của hệ thống F81.

Năm 2024, hệ thống F81 có 4 lần làm việc (trong đó có 3 sự cố do bị tách đảo khu vực và 1 sự cố do ảnh hưởng của cơn bão số 06 ngày 27/10/2024 gây tần số thấp trên HTĐ miền Bắc). Tuy nhiên, trên lưới điện các miền trong năm 2024 vẫn còn một số rơle tần số thấp làm việc không tin cậy tại một số ngăn lộ trung áp tại các trạm 110kV: Gia Lâm, Bảo Yên, Gián Khẩu, Yên Mô,...

Năm 2024, mạch sa thải phụ tải theo công suất trên đường dây 500kV Nho Quan - Nghi Sơn - Hà Tĩnh - Đà Nẵng - Thạnh Mỹ/Dốc Sỏi theo chiều từ Nam - Bắc tác động 01 lần do ảnh hưởng của sự cố tại TBA 220kV Hóc Môn ngày 28/01/2024. Đối với các mạch liên động, sa thải đặc biệt khác, trong năm 2024 không có lần nào tác động.

Ngoài ra trong năm 2024, đã nghiên cứu đề xuất sửa đổi, thiết lập mới các hệ thống mạch liên động, sa thải đặc biệt trên hệ thống điện quốc gia như sau:

- Loại bỏ mạch sa thải nguồn Đông Nam Bộ do không còn phù hợp với cấu hình hệ thống hiện tại.
- Thiết lập bổ sung mạch sa thải phụ tải theo điện áp thấp tại các trạm 500kV Thường Tín, Đông Anh, Tây Hà Nội đảm bảo vận hành hệ thống điện miền Bắc trong các chế độ cao điểm nắng nóng.
- Tính toán, đề xuất hiệu chỉnh các mạch liên động, sa thải phụ tải, nguồn điện sau khi đóng điện đường dây 500kV mạch 3, bao gồm các công việc chính như:
 - o Thiết lập bổ sung mạch sa thải phụ tải theo điện áp thấp tại các trạm 220kV Thanh Nghị, Phủ Lý, Bím Sơn, Ba Chè, tại các trạm 500kV Nho Quan, Thanh Hóa, Phố Nối.
 - o Hiệu chỉnh mạch sa thải đặc biệt theo công suất đường dây 500kV Nho Quan - Nghi Sơn - Hà Tĩnh - Đà Nẵng/Vũng Áng chiều Nam - Bắc và thiết lập mới mạch sa thải đặc biệt theo công suất trên trục ĐZ 500kV Quảng Trạch - Thanh Hóa - Phố Nối chiều Nam - Bắc. Bổ sung, hiệu chỉnh lập ra 03 nhóm phụ tải và 02 nhóm nguồn điện cần sa thải, hiệu chỉnh, bổ sung logic để đảm bảo vận hành trong các trường hợp vận hành 04 mạch, 03 mạch và 02 mạch đường dây 500kV.
 - o Đưa mạch liên động mở vòng lưới 220kV khi mất liên kết 500kV sang chế độ OFF.
 - o Bổ sung mạch sa thải nguồn theo tần số cao cho các NMTĐ trên HTĐ miền Trung, hiệu chỉnh ngưỡng sa thải theo tần số cao các NMTĐ trên HTĐ miền Bắc để đảm bảo vận hành trong chế độ mất liên kết Bắc - Trung.
 - o Tính toán, rà soát hiệu chỉnh hệ thống sa thải phụ tải F81 trung áp trên HTĐ miền Bắc, đề xuất các ngưỡng sa thải phụ tải theo tần số và giảm số ngưỡng từ 9 mức về 7 mức tần số để phù hợp với việc vận hành sau khi đóng điện đường dây 500kV mạch 3.
 - o Hiệu chỉnh mạch liên động chống quá tải MBA 500kV tại trạm 500kV Đà Nẵng khi nhảy MC 572, 575.

IV.5.3. Công tác thu thập thông tin và phân tích sự cố

Trong năm 2024, công tác thu thập thông tin và phân tích sự cố đã được NSMO và các chi nhánh Ax thực hiện theo đúng quy định, trong đó đã tiến hành thu thập, phân tích đánh giá chi tiết đối với các sự cố trên HTĐ 500kV và các sự cố lớn trên hệ thống điện miền và đề ra các giải pháp khắc phục tránh sự cố lặp lại như:

- Sự cố nhảy ĐD 573 Pleiku - 572 NMTĐG Eanam ngày 01/01/2024;
- Sự cố nhảy MBA AT2 TBA 500kV Hòa Bình và thanh cái C21, C22 NMTĐ Hòa Bình ngày 25/01/2024;
- Sự cố thanh cái C22 TBA 220kV Hóc Môn gây mạch STĐB theo công suất theo chiều Nam - Bắc tác động ngày 28/01/2024;
- Sự cố nhảy ĐD 574 Di Linh - 571 Eanam ngày 24/03/2024;
- Sự cố hư hỏng TI 561 pha B TBA 500kV Thường Tín ngày 19/04/2024;
- Sự cố nhảy ĐD 572 Sơn La - 575 Việt Trì ngày 20/04/2024;

- Sự cố nhảy ĐD 584 Mỹ Tho - 571 Duyên Hải và 572 Duyên Hải - 583 Mỹ Tho ngày 04/05/2024;
- Sự cố nhảy ĐD 580 Hà Tĩnh - 573 Nghi Sơn ngày 23/05/2024;
- Sự cố nhảy khối máy phát - máy biến áp các tổ máy H3-H8 NMTĐ Hòa Bình ngày 19/05/2024;
- Sự cố TBA 500kV Hòa Bình và thanh cái C21 NMTĐ Hòa Bình ngày 06/09/2024;
- Sự cố do ảnh hưởng của cơn bão số 3 ngày 07/09/2024;
- Sự cố nhảy ĐD 585 Phố Nối - 571 Thanh Hóa ngày 15/10/2024;
- Sự cố do ảnh hưởng của cơn bão số 6 ngày 27/10/2024;
- Sự cố hư hỏng TI585 pha B TBA 500kV Phố Nối ngày 22/11/2024;
- Sự cố MBA AT1, T3 tại TBA 220kV Cai Lậy ngày 31/08/2024;

Ngoài ra, NSMO và các chi nhánh Ax đang phối hợp với các đơn vị quản lý vận hành để thường xuyên rà soát lại các sai khác giữa phiếu chỉnh định và cài đặt trong rơ le để hiệu chỉnh cập nhật phiếu nhằm giảm các sự cố tác động nhằm do có sai khác chỉnh định.

IV.5.4. Công tác thỏa thuận RLBV

Trong năm 2024 đã thực hiện thỏa thuận role bảo vệ và tự động cho 7 nhà máy điện thuộc quyền điều khiển của A0 và 14 Nhà máy điện thuộc quyền điều khiển của Ax, cập nhật nội dung 13 thỏa thuận rơ le bảo vệ các nhà máy điện, bao gồm các nguồn điện truyền thống và các nguồn NLTT mới.

IV.5.5. Công tác ghép nối, bảo trì, quản lý vận hành hệ thống ghi sự cố trên HTĐ Quốc gia

Trong năm 2024, thực hiện thử nghiệm ghép nối hệ thống FR/PMU/PQ cho 16 nhà máy/trạm biến áp (NMTĐ Nam Kong 2, NMTĐ Nam Kong 3, TBA 220kV Nam Kong 3, ngăn 273 T500 Đăk Nông, tổ máy 2 NMTĐ Vũng Áng 2, ngăn 575, 576 Quảng Trạch, NMTĐ Hướng Linh 4, ngăn 271, 272 T500 Thuận Nam, NMTĐ Ialy mở rộng, T500 Ialy MR, NMTĐ Nam E-Moun, NMTĐ Nhơn Trạch 3, ngăn 575, 576 Thạnh Mỹ, NMTĐ Vân Phong 1, NMTĐ Nậm Sum 3,...).

IV.5.6. Các vấn đề tồn tại về role bảo vệ

IV.5.6.1. Lưới điện 500kV

Từ khi đóng điện vận hành năm 1994 đến nay, hệ thống điện (HTĐ) 500kV đã liên tục phát triển, nhiều đường dây và trạm biến áp (TBA) mới được đóng điện đưa vào vận hành, nhiều TBA đã được cải tạo và mở rộng. Ngày nay, lưới điện 500kV đã trở thành lưới điện xương sống của HTĐ Việt Nam, việc vận hành an toàn, ổn định và tin cậy HTĐ 500kV đóng một vai trò đặc biệt quan trọng trong vận hành an toàn, ổn định và kinh tế HTĐ Việt Nam. Qua theo dõi vận hành trang thiết bị rơ-le bảo vệ và tự động cũng như công tác tính toán chỉnh định role trên lưới điện 500kV nhận thấy, việc thiết kế hệ thống role bảo vệ trên lưới điện 500kV hiện nay vẫn còn một số tồn tại bất cập ảnh hưởng đến việc vận hành an toàn, ổn định và tin cậy của HTĐ 500kV như sau:

- Việc trang bị các hệ thống ghi sự cố tại các TBA 500kV mới chưa tuân thủ quy định tại Thông tư quy định hệ thống điện truyền tải.
- Một số rơle bảo vệ cũ hiện đang được sử dụng trên HTĐ 500kV không có chức năng ghi sự cố dẫn đến khó khăn trong công tác phân tích sự cố.
- Vẫn tồn tại sự cố xảy ra do sai sót của công tác thí nghiệm, thi công.

IV.5.6.2. Lưới điện 220/110kV

Lưới điện 220, 110kV hiện nay còn tồn tại một số vấn đề như sau:

- Tồn tại 50 công trình mới 220kV, 110kV chưa được trang bị hệ thống rơle bảo vệ đầy đủ, đáp ứng theo QĐ2896-EVN kể từ chỉ đạo của Tập đoàn tại văn bản 1468/EVN-KTSX ngày 13/03/2020 (A1: 14 trạm, A2: 34 trạm, A3: 02 trạm).
- Tồn tại 03 trạm 500kV và 220kV có trang bị bảo vệ so lệch thanh cái nhưng bị lỗi phải tách khỏi vận hành.
- Tồn tại 176 trạm 110kV hiện nay chưa được trang bị bảo vệ so lệch thanh cái 110kV, trong đó:
 - Tồn tại 19 ĐD 220kV (Bắc: 10, Nam: 09) chưa được trang bị bảo vệ có kênh truyền hoặc thiết kế có trang bị nhưng chưa hoàn thiện để đưa vào vận hành/đang tách. Điều này dẫn đến hệ thống RLBV có thể tác động không chọn lọc và chưa đáp ứng được yêu cầu thời gian loại trừ sự cố theo TT25/2016.
 - Tồn tại 912 ngăn lộ ĐD 110kV (A1: 195, A2: 584, A3: 133) đang vận hành chưa được trang bị bảo vệ có kênh truyền hoặc thiết kế có trang bị nhưng chưa hoàn thiện để đưa vào vận hành/đang tách.
 - Hiện nay, việc tách bảo vệ so lệch thanh cái 87B trong thời gian dài đối với các trạm đang thực hiện dự án TEP dẫn tới các sự cố khi xảy ra sẽ không được loại trừ nhanh, tiềm ẩn nguy cơ gây ảnh hưởng đến sự vận hành an toàn của hệ thống điện.

IV.5.7. Khai thác hệ thống FRs/WAMs cảnh báo chế độ vận hành trong điều độ thời gian thực; thu thập thông tin, phân tích sự cố

Hiện nay, NSMO đang tiếp tục khai thác hiệu quả hệ thống FRs/WAMs đang được trang bị trong các công tác:

Thu thập thông tin, phân tích sự cố, hỗ trợ thông tin cho các đơn vị điều độ, vận hành trong việc phân tích sự cố và ra các lệnh thao tác phù hợp nhằm nâng cao tính liên tục ổn định của hệ thống. Đặc biệt là đối với các sự cố xảy ra trên phạm vi rộng lớn, hoặc các sự cố do ảnh hưởng của các điều kiện thời tiết cực đoan gây ra gián đoạn các hệ thống thông tin liên lạc như: (i) Sự cố thanh cái C22 TBA 220 kV Hóc Môn ngày 28/01/2024; (ii) Sự cố mất điện thanh cái 220 kV tại TBA 220 kV Tân Thành ngày 29/03/2024; (iii) Sự cố hư hỏng TI 561 Thường Tín ngày 19/04/2024; ĐZ Mỹ Tho - 571 Duyên Hải & 572 Duyên Hải - 583 Mỹ Tho ngày 04/05/2024; (iv) Sự cố nhảy khối MF-MBA các tổ máy H3, H4, H5, H6, H7, H8 NMTĐ Hòa Bình và đường dây 279 Hà Động - 276 NMTĐ Hòa Bình; Sự cố Bão Yagi, Sự cố Bão số 6 ngày 27/10/2024.

Thông qua việc đo lường, hiển thị, tính toán và phân tích các thông số cơ bản của hệ thống điện như: tần số, điện áp/dòng điện, góc pha, trào lưu công suất... trong thời

gian thực, cảnh báo khi có thông số vượt quá giới hạn cho phép giúp cho Điều độ viên nắm bắt một cách trực tuyến về chế độ vận hành của hệ thống qua đó cải thiện và nâng cao khả năng xử lý tình huống trong vận hành hệ thống điện.

Ngoài ra, trong một số sự cố trên HTĐ truyền tải gần đây ghi nhận một số trường hợp rơ le tác động bất thường, sự cố khi đóng xung đường dây dài, ảnh hưởng của hồ cảm của đường dây song song chung cột: sự cố ĐZ Mỹ Tho - 571 Duyên Hải & 572 Duyên Hải - 583 Mỹ Tho ngày 04/05/2024; (ii) Sự cố ĐD 573 Quảng Trạch - 573 Dốc Sỏi, 574 Quảng Trạch - 574 Dốc Sỏi ngày 27/10/2024; Việc trang bị một hệ thống ghi sự cố chuyên dụng, độc lập với hệ thống rơ le bảo vệ, có độ dài bản ghi dài, ngưỡng kích hoạt bản ghi bé (độc lập với ngưỡng tác động của rơ le) và được đồng bộ thời gian cho các đường dây truyền tải quan trọng cũng góp phần cung cấp thêm thông tin phục vụ phân tích sự cố được chính xác và nhanh chóng hơn.

Cùng với sự phát triển của HTĐ, các sự cố, bất thường hệ thống điện hiện nay đang có xu hướng diễn biến phức tạp, gây ảnh hưởng trên diện rộng với sự tham gia của nhiều phần tử hệ thống điện, trong đó đặc biệt là các nguồn điện NLTT như: Các hiện tượng điện áp thấp trên HTĐ miền Bắc vào các ngày 13/06/2022, 04/07/2022, đặc biệt là hiện tượng điện áp thấp ngày 04/07/2022 gây ra hiện tượng mạch sa thải phụ tải theo điện áp thấp tác động trên HTĐ miền Bắc đồng thời gây nhảy sự cố các tổ máy của một số NMD tại khu vực miền Nam và hiện tượng suy giảm công suất của các NMD NLTT... Thông qua việc khai thác các bản ghi từ hệ thống FR/PMU trang bị cho các NMD NLTT, các kỹ sư của Trung tâm điều độ HTĐ Quốc gia đã cơ bản phân tích, đánh giá được các sự kiện, diễn biến chính của sự cố, quá đó đã đánh giá được việc đáp ứng của các NMD NLTT trong sự cố có phù hợp và đáp ứng quy định hay không. Do đó, việc trang bị và tăng cường khai thác hệ thống FR/PMU trên HTĐ Quốc gia trong giám sát công suất, điện áp, góc pha; thu thập các bản ghi sự cố, sự kiện đóng vai trò quan trọng trong việc giám sát vận hành HTĐ, nhanh chóng phân tích, xác định nguyên nhân sự cố, giảm thiểu thời gian cắt điện và tiến tới triển khai hệ thống WAMPAC trong tương lai. Ngoài ra, hệ thống FRs/PMUs đã cung cấp dữ liệu quan trọng, có độ phân giải cao phục vụ các công tác tính toán, phân tích chuyên sâu, giúp đề ra các giải pháp khắc phục, phòng ngừa tránh sự cố lặp lại.

Cấu hình và kết nối hệ thống WAMs với hệ thống SCADA để chia sẻ dữ liệu hiện tượng dao động công suất trên các đường dây Châu Đốc - Takeo và các đường dây 500 kV cung đoạn truyền tải Bắc - Trung và Trung - Nam đồng thời đưa ra tín hiệu cảnh báo thời gian thực nhằm hỗ trợ điều độ viên trong công tác vận hành hệ thống điện.

Cấu hình và kết nối hệ thống WAMs với hệ thống SCADA để chia sẻ một số tín hiệu đo lường công suất truyền tải trên một số cung đoạn truyền tải 500 Bắc - Nam làm tín hiệu đầu vào cho công cụ AGC góp phần không nhỏ trong công tác đảm bảo tính dự phòng cho hệ thống giám sát hiện hữu cũng như nâng cao tính chính xác cho các bài toán tính toán trên hệ thống điện.

Sử dụng các dữ liệu đo lường từ hệ thống WAMs để tính toán, kiểm tra thông số ĐZ 500kV: đã thực hiện tính toán cho 30 đường dây.

V. THỊ TRƯỜNG ĐIỆN

Năm 2024 thị trường điện (TTĐ) vận hành tối ưu và minh bạch trong bối cảnh nhiều khó khăn và thách thức với những nét chính như sau:

- TTĐ tiếp tục có thêm 3 nhà máy (với tổng công suất là 1396 MW) tham gia trực tiếp. Tuy nhiên, thị phần (tỷ trọng nguồn tham gia TTĐ so với tổng công suất đặt hệ thống) vẫn ở mức thấp là 38% do đa phần các nguồn mới vận hành là nguồn không phải đối tượng hoặc chưa tham gia TTĐ (NLTT, BOT, thí nghiệm trước COD). 1 nhà máy dừng tham gia thị trường điện (Hương Sơn) do chuyển sang cơ chế chi phí tránh được.
- Công tác lập kế hoạch vận hành và lập lịch huy động thị trường điện (TTĐ) được thực hiện đúng quy định đảm bảo hệ thống điện vận hành tối ưu, minh bạch đặc biệt trong các giai đoạn (i) Phụ tải thấp trong các dịp nghỉ lễ (ii) Khó khăn trong việc cung cấp điện do lưu lượng nước về kém, suy giảm nguồn nhiên liệu khí, nhiều tổ máy nhiệt điện bị sự cố (iii) Cắt điện các đường dây 220kV, 500kV phục vụ thi công đường cao tốc Bắc - Nam, công tác xây dựng đường dây 500kV mạch 3, công tác xây dựng đường Vành đai 4 - Vùng Thủ đô Hà Nội (iv) Ứng phó với cơn bão số 3 (siêu bão Yagi).
- Tính đến năm 2024, tổng công suất các nguồn năng lượng tái tạo vận hành thương mại theo cơ chế năng lượng tái tạo chuyển tiếp là 1577.6 MW. Tỷ trọng nguồn NLTT vẫn ở mức cao đạt 27.02% tổng công suất đặt hệ thống. Với tỷ trọng NLTT cao, gây một số khó khăn trong công tác vận hành TTĐ ở các mảng dự báo phụ tải, lập kế hoạch vận hành, công tác chào giá, xử lý thừa nguồn thấp điểm, vấn đề khởi động và ngừng máy của nguồn nhiệt điện...
- Giá trần TTĐ năm 2024 là 1510 đ/kWh, CAN trung bình là 330.5 đ/kWh (BNE là NMĐ Thăng Long). Giá thị trường năm 2024 tăng 1,16% so với năm 2023. SMP trung bình là 1078.2 đ/kWh (năm 2023 là 1091.9 đ/kWh). Tổng doanh thu thị trường ước đạt 207.002 tỷ VNĐ (tăng 1.12% so với năm 2023).
- Về công tác huy động các nhà máy BOT để đảm bảo ràng buộc bao tiêu nhiên liệu/sản lượng điện tối thiểu tại hợp đồng mua bán điện của các NMĐ BOT gặp nhiều khó khăn trong khi chưa có quy định cụ thể tại các quy định vận hệ thống điện và thị trường điện.
- Công tác phát triển thị trường điện tiếp tục được triển khai với tham gia xây dựng cơ chế DPPA, tham gia góp ý Luật điện lực, Thông tư, quy trình liên quan đến công tác vận hành hệ thống điện, xây dựng hợp đồng dịch vụ điều độ vận hành hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện giữa NSMO và EVN, triển khai thực hiện các chương trình hợp tác quốc tế về phát triển thị trường điện cùng với những kiến nghị. Hạ tầng vận hành thị trường điện tiếp tục được nâng cấp và phát triển thông qua sử dụng Plexos trong lập lịch ngày tới, chu kỳ tới.

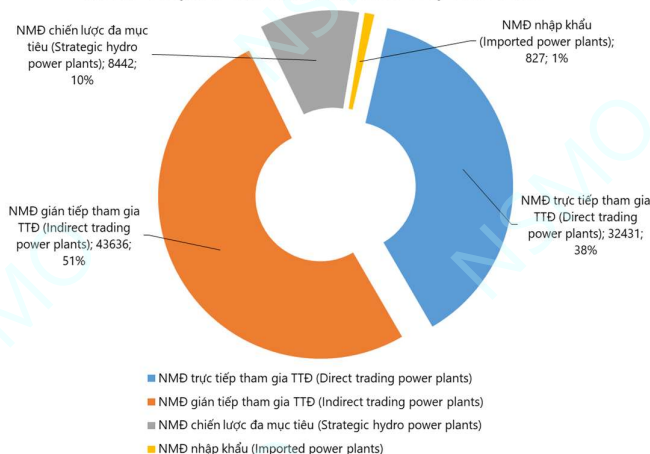
V.1. Danh sách các NMĐ tham gia TTĐ năm 2024

Trong năm 2024 có thêm 03 nhà máy điện tham gia trực tiếp thị trường điện, với tổng công suất đặt là 1396 MW; nâng tổng số nhà máy điện tham gia trực tiếp chào giá

trên thị trường điện lên 112 nhà máy với tổng công suất đặt là 32431 MW, chiếm khoảng 38% tổng công suất đặt toàn hệ thống, tăng 1% so với năm 2023. Một nhà máy dừng tham gia thị trường điện (Hương Sơn) do chuyển sang cơ chế chi phí tránh được.

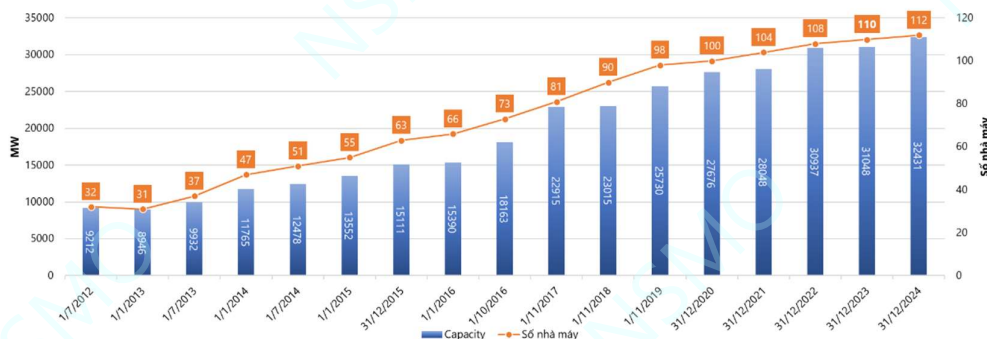
Danh sách các nhà máy trực tiếp tham gia thị trường điện tại Phụ lục 1.3 - Phụ lục báo cáo tổng kết vận hành HTĐQG năm 2024.

CƠ CẤU CÔNG SUẤT ĐẶT NGUỒN ĐIỆN THEO TRẠNG THÁI THAM GIA THỊ TRƯỜNG



Hình 12 Cơ cấu công suất đặt theo loại hình tham gia thị trường điện

TĂNG TRƯỞNG CÁC NHÀ MÁY TRỰC TIẾP THAM GIA TTD



Hình 13 Tăng trưởng công suất các nhà máy tham gia thị trường điện

Danh sách các nhà máy mới tham gia trực tiếp thị trường điện bao gồm:

Bảng 25 Danh sách các nhà máy mới tham gia trực tiếp TTD năm 2024

STT	Tên nhà máy	Công suất (MW)	Thời điểm tham gia TTD
1	Sông Lô 7	26	01/02/2024
2	Pắc Ma	160	01/05/2024
3	Thái Bình 2	1200	01/08/2024

V.2. Chi tiết tình hình vận hành thị trường điện năm 2024

V.2.1. Bên bán điện

V.2.1.1. Lập kế hoạch vận hành thị trường điện

NSMO đã thực hiện tính toán các kế hoạch vận hành thị trường điện năm, tháng, tuần tới để trình Tập đoàn Điện lực Việt Nam (trước ngày 01/08/2024), Cục Điều tiết điện lực (từ sau 01/08/2025) theo đúng quy định.

Kế hoạch vận hành thị trường điện năm được tính toán với bộ số liệu đầu vào thống nhất với kế hoạch vận hành hệ thống điện được Bộ Công Thương phê duyệt, ngoài ra, trong mô phỏng thị trường điện NSMO đã nhiều lần đánh giá, lựa chọn các số liệu hợp lý để tính toán đưa ra các thông số chính như: (i) giá trần thị trường điện; (ii) nhà máy điện mới tốt nhất và giá công suất thị trường; (iii) sản lượng hợp đồng năm của các nhà máy điện; (iv) tỷ lệ thanh toán theo thị trường α và hệ số hiệu chỉnh sản lượng kế hoạch năm $[a, b]$ góp phần đảm bảo duy trì tỷ lệ chi phí phù hợp cho Tập đoàn.

Các kế hoạch vận hành tháng, tuần tới đều được cập nhật liên tục theo tình hình vận hành thực tế của hệ thống. Công tác tính toán và phân bổ sản lượng hợp đồng của các nhà máy điện cũng được thực hiện đúng với các giả thiết và dự báo đã được Tập đoàn và Cục Điều tiết chấp thuận, đảm bảo các ràng buộc trong việc điều tiết hồ chứa, đáp ứng nước tưới tiêu cho hạ du theo các yêu cầu của địa phương, đảm bảo hạn chế vi phạm vùng cấm tổ máy... theo đúng quy định tại Thông tư, các quy trình kỹ thuật liên quan và các văn bản chỉ đạo của Bộ Công Thương/Cục Điều tiết.

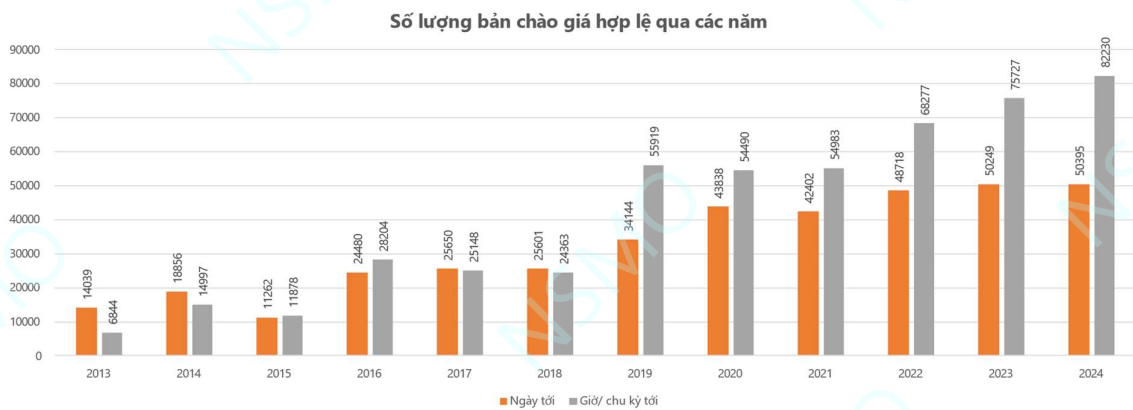
V.2.1.2. Tình hình chào giá các đơn vị

Các nhà máy chủ động trong việc chào giá, tuân thủ việc thực hiện chào giá ngày tới, chu kỳ tới theo thời gian quy định. Số lượng bản chào chu kỳ tới có xu hướng tăng lên do ngày càng có nhiều các nhà máy thủy điện nhỏ theo cơ chế điều tiết dưới 02 ngày tham gia thị trường điện (TTĐ), đồng thời các nhà máy ngày càng chủ động cập nhật tình hình thực tế của các tổ máy so với giai đoạn đầu khi mới vận hành thị trường.

Trong năm 2024, số lượng bản chào ngày thành công và bản chào giờ thành công lần lượt như bảng dưới đây:

Bảng 26 Số lượng bản chào ngày và bản chào giờ thành công

Bản chào ngày thành công	Bản chào giờ thành công
50395	82230



Hình 14 Thống kê về số bản chào giá của các đơn vị trong giai đoạn 2013 - 2024

V.2.1.3. Các công tác khác

- Triển khai sử dụng phần mềm Plexos trong các công tác lập lịch huy động ngày tối, nghiên cứu áp dụng trong tính toán lập lịch chu kỳ giao dịch tối.
- Triển khai các công việc xây dựng quy trình tính toán sản lượng khả dụng công bố, góp ý các công việc liên quan đến vận hành điều độ các dự án điện với Lào.
- Xây dựng báo cáo các số khó khăn, vướng mắc trong quá trình thực hiện các Hợp đồng mua bán điện
- Cơ sở dữ liệu hóa các Hợp đồng mua bán điện
- Triển khai cơ sở hạ tầng CNTT phục vụ cơ chế DPPA.

V.2.2. Bên mua điện

V.2.2.1. Công tác thu thập số liệu đo đếm, xác nhận, xử lý các vấn đề phát sinh liên quan đến thu thập số liệu đo đếm

Năm 2024, việc đối soát sản lượng giao nhận được thực hiện thuận lợi, số liệu đo đếm của 5 Tổng công ty điện lực sai lệch không đáng kể. Công tác đối soát đã được hoàn thiện, chênh lệch sản lượng chốt tháng trên kho đo đếm với số liệu thu thập của NSMO còn rất nhỏ và duy trì đều theo hàng tháng.

V.2.2.2. Công tác dự báo phụ tải các TCTĐL phục vụ phân bổ Qc

Từ năm 2018, các TCTĐL thực hiện công bố dự báo phụ tải hàng tháng cho từng chu kỳ giao dịch trong tháng tới trên trang web thị trường điện. Kết quả đánh giá sai số dự báo phụ tải trung bình tháng của các TCTĐL cho năm 2024 như sau:

Đơn vị	Tháng 1	Tháng 2	Tháng 3	Tháng 4	Tháng 5	Tháng 6
EVNNPC	-2.07%	-3.78%	-0.54%	-11.64%	-2.66%	2.42%
EVNSPC	-10.03%	-4.59%	-2.90%	-7.38%	9.95%	3.51%
EVNCPC	0.42%	-1.97%	-3.76%	-6.21%	-0.74%	3.05%
EVNHANOI	-3.53%	-3.47%	-3.97%	-6.62%	3.43%	-5.57%
EVNHCM	-4.62%	-11.54%	-6.30%	-1.42%	-5.98%	-4.01%
Đơn vị	Tháng 7	Tháng 8	Tháng 9	Tháng 10	Tháng 11	Tháng 12

EVNNPC	4.04%	-3.81%	-0.05%	4.50%	2.00%	6.44%
EVNSPC	5.60%	-7.97%	0.55%	0.83%	-3.29%	-3.17%
EVNCPC	11.85%	-1.77%	0.26%	1.69%	-2.31%	5.74%
EVNHANOI	-3.65%	-11.14%	1.14%	1.63%	2.01%	2.42%
EVNHCM	0.10%	-0.35%	-1.96%	-0.33%	-0.43%	3.02%

V.2.2.3. Công tác dự báo phụ tải các TCTĐL phục vụ phân bổ Qc

Năm 2024, NSMO tính toán và công bố tỷ lệ sản lượng điện năng mua theo cơ chế thị trường điện trong năm 2024 đối với các nhà máy điện ký hợp đồng với EVN được phân bổ hợp đồng (X1%), sản lượng hợp đồng dự kiến năm, các tháng của các tổng công ty điện lực trong năm 2024 với các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng và các nhà máy ký hợp đồng trực tiếp; tính toán và công bố Sản lượng hợp đồng từng chu kỳ giao dịch (Qc) của các tổng công ty điện lực với các nhà máy điện được phân bổ hợp đồng.

V.2.2.4. Công tác tính toán và công bố thông tin thị trường điện, bảng kê hàng ngày, bảng kê tháng cho đơn vị mua điện

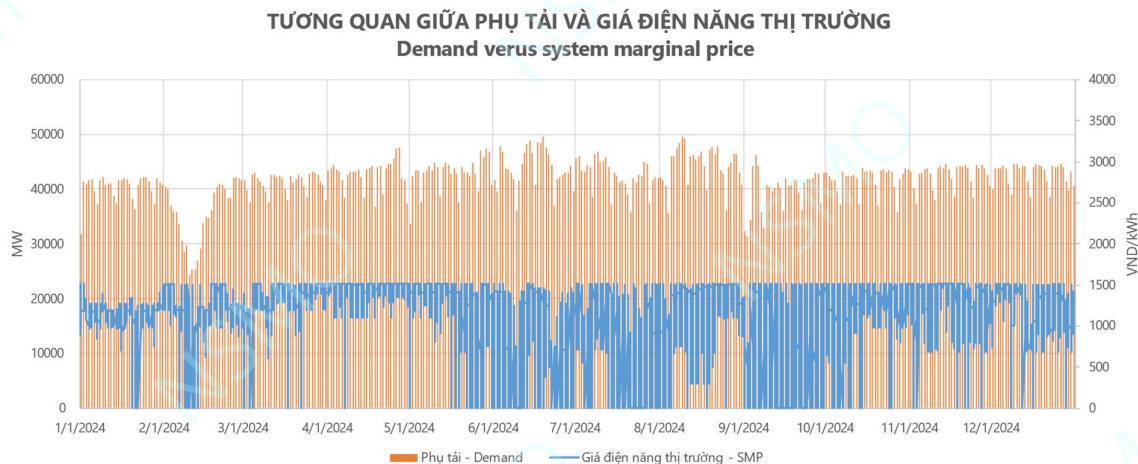
Công tác tính toán và công bố giá CSMP, CCAN, CFMP, tỷ lệ mua điện từ các nhà máy ký hợp đồng trực tiếp (X2) áp dụng cho các đơn vị mua điện, chi phí mua điện đối với thành phần sản lượng được phân bổ hợp đồng (Cm1) và thành phần sản lượng ký hợp đồng trực tiếp (Cm2); lập và công bố bảng kê thanh toán thị trường điện giao ngay bao gồm bảng kê ngày và bảng kê tháng, cơ bản đã đáp ứng được thời gian biểu quy định tại Thông tư số 45/2018/TT-BCT ngày 15/11/ 2018 quy định về thị trường bán buôn điện cạnh tranh. Tất cả các TCTĐL đã hoàn thành xác nhận bảng kê ngày và bảng kê tháng năm 2024 (tính hết tháng 11/2022).

V.3. Kết quả vận hành thị trường điện

V.3.1. Giá điện năng thị trường SMP

Giá trần thị trường điện áp dụng trong năm 2024 là 1510 đ/kWh.

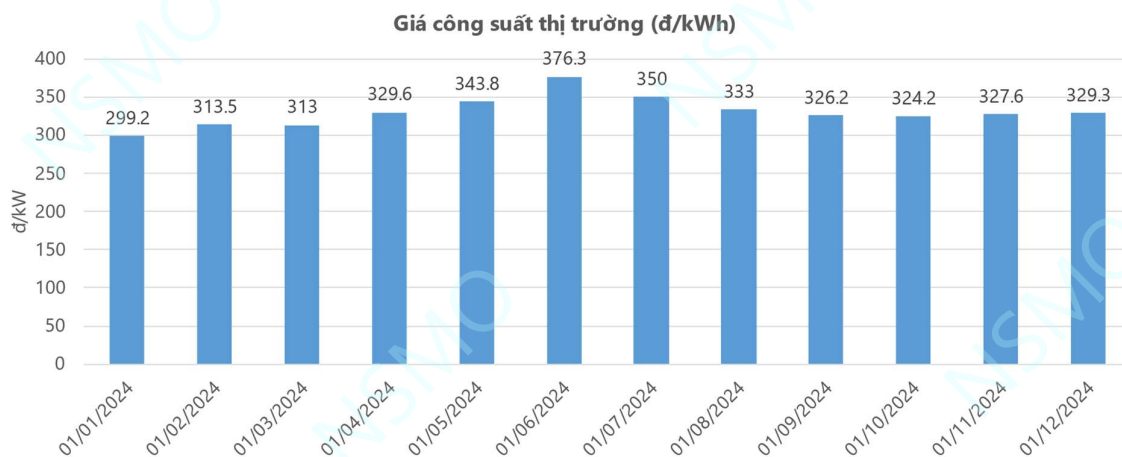
Giá điện năng thị trường điện nhìn chung phản ánh cân bằng cung cầu, tăng trưởng phụ tải, có diễn biến phụ thuộc vào yếu tố mùa và tình hình hệ thống điện. Diễn biến giá điện năng thị trường năm 2024 như sau:



Hình 15 Tương quan giữa phụ tải và giá điện năng Thị trường điện

V.3.2. Giá công suất CAN

Giá công suất CAN được tính toán với dự kiến thu hồi chi phí của nhà máy BNE trong năm 2024 cụ thể là nhà máy nhiệt điện Thăng Long và tỷ lệ với phụ tải lớn nhất từng chu kỳ để khuyến khích các nhà máy khả dụng vào các giờ cao điểm của hệ thống. Năm 2024, CAN có xu hướng cao hơn năm 2023. Diễn biến giá công suất CAN trung bình năm 2024 như sau:



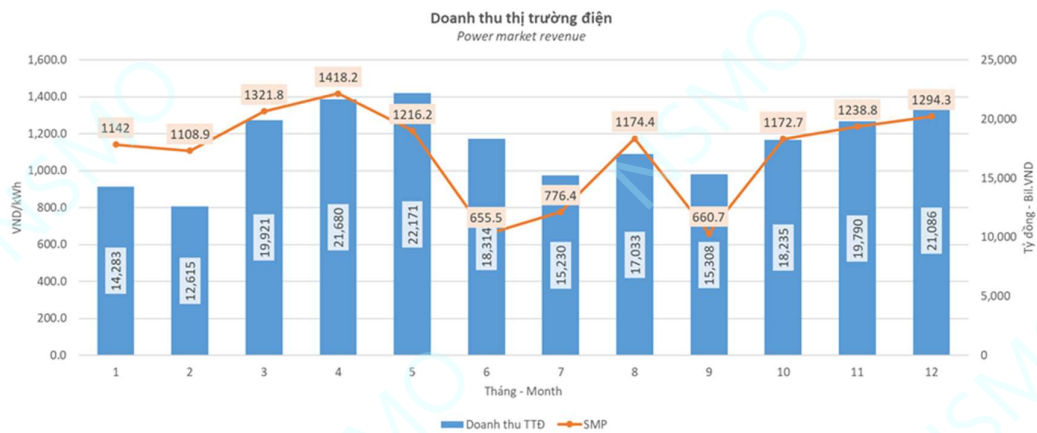
Hình 16 Giá công suất thị trường điện

V.3.3. Thanh toán trên thị trường giao ngay

Trong năm 2024, diễn biến giá thị trường và tổng chi phí cho khâu phát (doanh thu của các đơn vị phát điện) đối với 112 nhà máy điện trực tiếp tham gia thị trường như sau:

Tháng	SMP trung bình (VNĐ/kWh)	Tổng doanh thu thị trường (tỷ VNĐ)
Tháng 1	1142.0	14,283
Tháng 2	1108.9	12,615
Tháng 3	1321.8	19,921
Tháng 4	1418.2	21,680
Tháng 5	1216.2	22,171
Tháng 6	655.5	18,314
Tháng 7	776.4	15,230
Tháng 8	1174.4	17,033
Tháng 9	660.7	15,308
Tháng 10	1172.7	18,235
Tháng 11	1238.8	19,790
Tháng 12*	1359.9	21,086

Diễn biến doanh thu thị trường điện năm 2024 như sau:



Hình 17 Diễn biến tổng doanh thu thị trường

V.4. Công tác phát triển thị trường điện bán buôn và bán lẻ

Trong năm 2024, NSMO tiếp tục tham gia tích cực trong công tác phát triển thị trường điện bán buôn và bán lẻ như sau:

- Tham gia xây dựng cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa các nhà máy NLTT và khách hàng lớn (cơ chế DPPA); Triển khai cơ sở hạ tầng để đáp ứng thông tư về cơ chế DPPA đã ban hành
- Tham gia xây dựng thông tư vận hành thị trường điện, thông tư chi phí SMO, các thông tư phục vụ thành lập Công ty NSMO.
- Tham gia các chương trình hợp tác quốc tế về phát triển thị trường điện.

V.5. Tình hình vận hành hệ thống công nghệ thông tin TTĐ

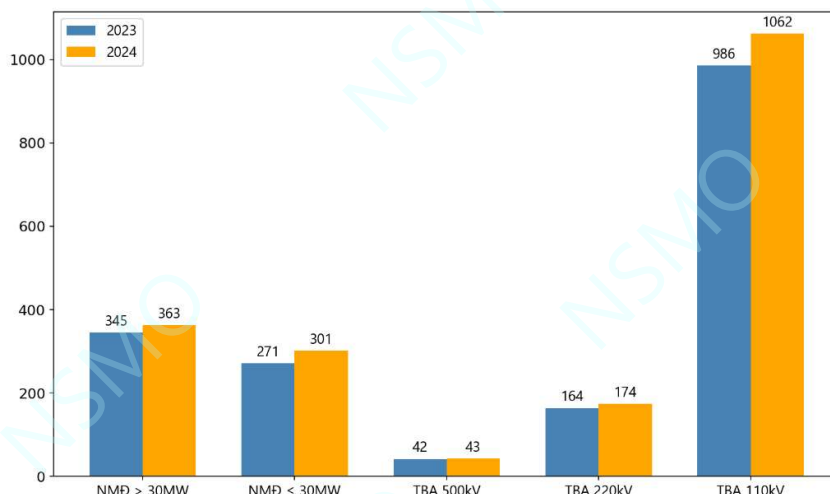
Hệ thống công nghệ thông tin cho vận hành thị trường điện hoạt động tốt, tốc độ luôn ổn định, đáp ứng việc trao đổi thông tin một cách liên tục, đúng thời điểm giữa NSMO, EPTC và các nhà máy điện, các thông tin liên quan đến vận hành hệ thống điện và thị trường điện được công bố đầy đủ. Hệ thống thu thập số liệu đo đếm hoạt động tốt, đáp ứng đầy đủ số liệu thanh toán cho các đơn vị theo đúng quy định.

Cùng với việc triển khai các giải pháp nâng cấp hạ tầng CNTT thông qua các dự án triển khai nâng cấp, bảo trì cơ sở hạ tầng CNTT phục vụ vận hành TTĐ giai đoạn 2024-2026; việc từng bước chuyển đổi hệ thống tính toán lập kế hoạch vận hành, hệ thống lập lịch và thanh toán thị trường điện sang sử dụng phần mềm PLEXOS, hạ tầng CNTT hoàn toàn có khả năng đáp ứng các yêu cầu vận hành TTĐ trong giai đoạn 2024-2026. Do đó, dự án VWEM không làm ảnh hưởng nhiều đến công tác vận hành hiện nay do A0 luôn chủ động nâng cấp hạ tầng cơ sở CNTT kịp thời đáp ứng các yêu cầu mới của TTĐ.

VI. HỆ THỐNG SCADA/EMS

VI.1. Đánh giá tình hình vận hành hệ thống SCADA và thông tin liên lạc

Hệ thống điện Quốc gia hiện nay có 664 nhà máy điện (trong đó 363 nhà máy > 30MW; 301 nhà máy ≤ 30MW). Số trạm biến áp là 1279 (trong đó 43 trạm biến áp 500kV; 174 trạm biến áp 220kV; 1062 trạm biến áp 110kV).



Hình 18 Số lượng NMD và TBA năm 2023 và 2024

Số lượng các nhà máy và trạm biến áp hiện đang có tín hiệu SCADA về Cấp điều độ Quốc gia và các Cấp điều độ miền như sau:

VI.1.1. Kết nối SCADA các NMD và TBA

Điều độ Quốc gia:

Hiện nay có 411 nhà máy điện (trong đó 363 nhà máy > 30MW; 48 nhà máy ≤ 30 MW) và 43 trạm biến áp 500kV:

- Tổng số NMD và TBA đang có tín hiệu SCADA: 449/454 đạt 98.90%. Trong đó có 402 NMD và TBA đủ tín hiệu vận hành chiếm 88.57%.
- Số NMD đang kết nối có tín hiệu SCADA: 406/411 (đạt 98.78%). Trong 406 NMD đang kết nối SCADA: có 370 NMD đang kết nối và đủ tín hiệu vận hành chiếm 90.02%; 36 NMD thiếu/sai tín hiệu SCADA chiếm 8.76%.
- Số trạm biến áp đang kết nối SCADA: 43/43 (đạt 100%). Trong 43 TBA đang kết nối có 32 TBA đủ tín hiệu vận hành chiếm 74.42%; 11 TBA thiếu/sai tín hiệu SCADA chiếm 25.58%.

Điều độ miền Bắc:

Hiện nay có 240 nhà máy điện (trong đó 74 nhà máy > 30MW; 166 nhà máy ≤ 30 MW). Số trạm biến áp là 597 (trong đó 16 TBA 500 kV, 71 TBA 220 kV, 510 TBA 110 kV):

- Tổng số NMD và TBA đang có tín hiệu SCADA: 798/837 đạt 95.34%. Trong đó có 718 NMD và TBA đủ tín hiệu vận hành đạt 85.78%.

- Số NMĐ đang kết nối có tín hiệu SCADA: 225/240 (đạt 93.75%). Trong 225 NMĐ đang kết nối SCADA: có 194 NMĐ đang kết nối và đủ tín hiệu vận hành chiếm 80.83%; 31 NMĐ thiếu/sai tín hiệu SCADA chiếm 12.92%.
- Số trạm biến áp đang kết nối SCADA: 573/597 (đạt 95.98%). Trong 573 TBA đang kết nối có 524 TBA đủ tín hiệu vận hành chiếm 87.77%; 49 TBA thiếu/sai tín hiệu SCADA ứng với tỷ lệ 8.21%.

Điều độ miền Trung:

Hiện nay có 209 nhà máy điện (trong đó có 122 nhà máy > 30MW; 87 nhà máy ≤ 30MW). Số trạm biến áp là 209 (trong đó 10 TBA 500kV, 30 TBA 220kV và 169 TBA 110kV).

- Tổng số NMĐ và TBA đang kết nối có tín hiệu SCADA: 415/418 đạt 99.28%. Trong đó có 408 NMĐ và TBA đủ tín hiệu vận hành đạt 97.61%.
- Số NMĐ đang kết nối có tín hiệu SCADA: 206/209 (đạt 98.56%). Trong 206 NMĐ đang kết nối SCADA có: 200 NMĐ đang kết nối và đủ tín hiệu vận hành chiếm 95.69%; 06 NMĐ thiếu/sai tín hiệu SCADA chiếm 2.87%.
- Số trạm biến áp đang kết nối SCADA: 209/209 (đạt 100%). Trong 209 TBA đang kết nối có 208 TBA đủ tín hiệu vận hành chiếm 99.52%; 1 TBA thiếu/sai tín hiệu SCADA ứng với tỉ lệ 0.48%.

Điều độ miền Nam:

Hiện nay có 204 nhà máy điện (trong đó có 156 nhà máy > 30MW; 48 nhà máy ≤ 30MW). Số trạm biến áp là 474 (trong đó 18 TBA 500kV, 73 TBA 220kV và 383 TBA 110kV).

- Tổng số NMĐ và TBA đang kết nối có tín hiệu SCADA: 675/678 đạt 99.79%. Trong đó có 597 NMĐ và TBA đủ tín hiệu vận hành đạt 88.05%.
- Số NMĐ đang kết nối có tín hiệu SCADA: 202/204 (đạt 99.02%). Trong 202 NMĐ đang kết nối SCADA có: 137 NMĐ đang kết nối và đủ tín hiệu vận hành chiếm 67.16%; 65 NMĐ thiếu/sai tín hiệu SCADA ứng với tỉ lệ 31.86%.
- Số trạm biến áp đang kết nối SCADA: 473/474 (đạt 99.79%). Trong 473 TBA đang kết nối có 460 TBA đủ tín hiệu vận hành chiếm 97.05%; 13 TBA thiếu/sai tín hiệu SCADA ứng với tỉ lệ 2.74%.

Chi tiết về Tình hình kết nối SCADA của các NMĐ/TBA thuộc quyền điều khiển tại Phụ lục 3.12.3 - Phụ lục báo cáo tổng kết vận hành HTĐQG năm 2024.

VI.1.2. Tình hình kết nối giữa các Trung tâm điều khiển xa (OCCx) với các Trung tâm điều độ hệ thống điện miền

Điều độ miền Bắc:

- Hiện nay đã kết nối được 27 TTĐK xa về A1.
- Chất lượng tín hiệu từ TTĐK xa về A1 tốt.

Điều độ miền Trung:

- Hiện nay đã kết nối được 17 TTĐK xa về A3.
- Chất lượng tín hiệu từ TTĐK xa về A3 tốt.

Điều độ miền Nam:

- Hiện nay đã kết nối được 8 TTĐK xa về A2.
- Chất lượng tín hiệu từ TTĐK xa về A2 tốt.
- Thiếu tín hiệu từ NMĐMT Ninh Phước 6.1, 6.2; NMĐMT Sơn Mỹ 3.1 thuộc OCC PECC2, NMĐMT Văn Giáo 2 thuộc OCC Văn Giáo, NMĐG Đông Hải 1 - GĐ 1 thuộc OCC Bắc Phương, NMĐMT Dầu Tiếng 2, 3 thuộc OCC Dầu Tiếng, TĐ Thác Mơ thuộc OCC Thác Mơ, NMĐG Bình Đại 2, 3; NMĐMT TTC1 thuộc OCC Bình Đại.

Chi tiết về Tình hình kết nối giữa các Trung tâm điều khiển xa (OCCx) với các Trung tâm Điều độ Hệ thống điện miền tại Phụ lục 3.12.4 - Phụ lục báo cáo tổng kết vận hành HTĐQG năm 2024.

VI.1.3. Rà soát, đánh giá thực trạng kết nối SCADA

Hoàn thiện việc thiếu/sai, mất kết nối tín hiệu SCADA:

NSMO đã chủ động kiểm tra và khắc phục kết nối và xử lý sai/thiếu tín hiệu trong phạm vi quản lý; phối hợp cùng các đơn vị qua điện thoại, email, công văn. Đối với các NMĐ/TBA mất kết nối, thiếu/sai số kéo dài: NSMO thực hiện nhắc nhở các đơn vị qua các hình thức gọi điện, gửi email hàng ngày và phát hành văn bản yêu cầu xử lý sai số SCADA. Tuy nhiên vẫn còn khá nhiều NMĐ/TBA vẫn để xảy ra tình trạng mất kết nối và thiếu/sai số kéo dài.

Hiện nay việc duy trì kết nối và đảm bảo chất lượng tín hiệu SCADA của các NMĐ/TBA chưa được các Chủ đầu tư (CĐT) quan tâm đúng mức. Khi có sự cố về kết nối, thiếu/sai SCADA của các NMĐ/TBA thuộc trách nhiệm của CĐT, NSMO đều thông báo đến các CĐT theo hình thức: gọi điện, gửi email (hàng ngày) đến đầu mối của NMĐ/TBA và gửi Công văn với các NMĐ/TBA đang tồn tại SCADA trong thời gian dài. Cụ thể trong tháng 12/2024, NSMO đã ban hành công văn số 1356/NSMO-CN+ĐĐ+PT ngày 17/12/2024 về việc khắc phục lỗi sai, thiếu, cập nhật chậm và thường xuyên gián đoạn tín hiệu SCADA gửi đến các nhà máy điện và các công ty truyền tải điện. Nhưng đến nay vẫn còn một số NMĐ vẫn chưa xử lý các tồn tại.

An toàn thông tin:

Trong quá trình thỏa thuận kết nối SCADA và hệ thống thông tin với các TBA/NMĐ/TTĐK, NSMO đã yêu cầu các đơn vị thực hiện trách nhiệm triển khai các giải pháp an toàn thông tin theo quy định để đảm bảo an toàn thông tin khi nối vào hệ thống điện Quốc gia.

VI.2. Tình hình triển khai thực hiện QĐ55 và khó khăn thách thức

VI.2.1. Tình hình triển khai thực hiện QĐ55

Trong quá trình thực hiện các công việc thỏa thuận, kết nối hệ thống SCADA & HTTT, NSMO đang căn cứ, áp dụng các Thông tư, Quy định như sau:

- Thông tư 40/2014/TT-BCT ngày 05/11/2014 của Bộ Công Thương về quy định quy trình điều độ hệ thống điện Quốc gia và Thông tư 31/2019/TT-BCT ngày 18/11/2019 của Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư 40/2014/TT-BCT.

- Thông tư 25/2016/TT-BCT ngày 30/11/2016 của Bộ Công Thương về quy định hệ thống điện truyền tải; Thông tư 39/2015/TT-BCT ngày 18/11/2015 của Bộ Công Thương về quy định hệ thống điện phân phối; Thông tư 30/2019/TT-BCT ngày 18/11/2019 của Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư 25/2016/TT-BCT và Thông tư 39/2015/TT-BCT; Thông tư 39/2022/TT-BCT ngày 30/12/2022 của Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư 25/2016/TT-BCT, Thông tư 39/2015/TT-BCT và Thông tư 30/2019/TT-BCT.
- Quyết định 55/2017/QĐ-ĐTĐL ngày 22/8/2017 của Cục Điều tiết Điện lực về việc Quy định yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành hệ thống SCADA.

VI.2.2. Các khó khăn, vướng mắc trong quá trình thực hiện

Hiện nay, hệ thống SCADA tại NSMO đã đạt đến ngưỡng giới hạn và sizing hạn chế không mở rộng, để đảm bảo mục tiêu duy trì hệ thống SCADA hoạt động ổn định, liên tục cung cấp dịch vụ cho công tác giám sát và vận hành HTĐ và TTĐ trong trong ngắn hạn, NSMO thực hiện đồng bộ một số giải pháp tối ưu sizing tại hệ thống SCADA/EMS trung tâm tại các cấp điều độ như sau: (a) loại bỏ các tín hiệu rơ-le bảo vệ đã khai thác được qua các hệ thống khác (hệ thống ghi sự cố FR, hệ thống đo góc pha PMU, hệ thống rơ-le bảo vệ kỹ thuật số,...); (b) khai thác tín hiệu tương tự 1 pha thay cho 3 pha; (c) loại bỏ các tín hiệu tương tự, tín hiệu số của các thiết bị không thuộc quyền điều khiển; (d) các đơn vị điều độ chủ động chia sẻ dữ liệu SCADA để phục vụ vận hành. Về dài hạn, các hệ thống SCADA/EMS tại NSMO, NSO, CSO, SSO cần có kế hoạch nâng cấp phù hợp đáp ứng khả năng kết nối các TBA/NMĐ mới, khi quy mô hệ thống điện ngày các tăng theo quy hoạch điện 8.

Trong những năm qua, chúng kiến sự phát triển các nhà máy điện, trạm biến áp khối tư nhân (đặc biệt là các nhà máy năng lượng tái tạo) vào hệ thống điện Quốc gia, việc này cũng phát sinh nhiều nguy cơ về mất ATTT cho an ninh hệ thống điện. Các nhà máy NLTT nói riêng và các NMĐ/TBA/TTĐK mới đưa vào vận hành thực hiện kết nối với các Cấp điều độ đều sử dụng giao thức IEC 104 (Nền tảng IP) theo Quyết định 55/QĐ-ĐTĐL. Việc sử dụng nền tảng IP đem lại các tính linh hoạt về chuyển đổi, dự phòng, bổ sung các thiết bị mới, tuy nhiên đây là môi trường sở thích của các tin tặc khi thực hiện tấn công vào các hệ thống thông tin. Trung tâm điều độ HTĐ Quốc gia (nay là công ty NSMO) đã chủ động báo cáo, kiến nghị ERAV về việc cần thiết bổ sung các Quy định kỹ thuật về đảm bảo ATTT khi kết nối các TBA/NMĐ/TTĐK vào hệ thống điện Quốc gia.

VI.3. Triển khai vận hành các ứng dụng EMS tại ĐĐQG

VI.3.1. Ứng dụng OpenAGC

Từ tháng 09/2017, NSMO đã chính thức vận hành hệ thống AGC, thực hiện điều tần thứ cấp hệ thống điện Quốc gia với các nhà máy tham gia theo PTVH HTĐ Quốc gia gồm các nhà máy thủy điện đa mục tiêu: Hòa Bình, Lai Châu, Sơn La, Huội Quảng, Bản Chát, Tuyên Quang, laly, Trị An, Sê San 4.

Từ năm 2019 tới nay, NSMO đã sử dụng OpenAGC để thường xuyên giám sát, điều khiển các NMĐ NLTT gió, mặt trời (tới nay là hơn 250 Nhà máy), trong đó bao gồm các NMĐ NLTT có điều kiện ngừng/giảm trước các NMĐ khác khi lưới điện đầy/quá tải nhằm

tránh quá tải lưới điện 220-110kV khu vực nội vùng, liên vùng, giám sát tần số, giám sát trào lưu qua các ĐD 500kV liên kết Bắc - Trung, Trung - Nam, đảm bảo HTĐ vận hành an toàn, liên tục, ổn định trong thời gian thực. NSMO không ngừng cải tiến ứng dụng AGC với cấu hình linh hoạt để đáp ứng nhu cầu vận hành của Hệ thống điện Việt Nam, đảm bảo phân bổ công suất cho các NMĐ được công bằng, minh bạch, theo đúng nguyên tắc huy động nguồn được ERAV/EVN quy định, và tăng cường tối đa tính tự động hóa trong công tác điều độ vận hành.

Trong năm 2024, NSMO đã phát triển thành công các hạng mục, chức năng bổ sung phục vụ công tác vận hành AGC thời gian thực và nhu cầu vận hành AGC trên HTĐ Việt Nam:

- Đưa vào vận hành chức năng AGC điều khiển các NM NLTT giám sát đồng thời 2 cung đoạn truyền tải 500kV NQ -NS -HT -VA, ĐN và Trung - Nam, cũng như hiệu chỉnh AGC hỗ trợ vận hành thời gian thực (bổ sung cảnh báo khi có nhà máy không đáp ứng setpoint giảm trong AGC NLTT, bổ sung tự động chọn limit amp theo giám sát 2 mạch hoặc 1 mạch trong AGC NLTT,...).
- Hiệu chỉnh chức năng, giao diện hiển thị cảnh báo hệ thống SCADA/EMS và ứng dụng AGC hỗ trợ mạch STĐB phù hợp với việc nâng ngưỡng giới hạn truyền tải trên cung đoạn ĐZ 500kV Hà Tĩnh -Nghị Sơn -Nho Quan theo chiều Nam -Bắc và hiệu chỉnh ngưỡng tác động của mạch STĐB.
- Hiệu chỉnh chức năng, giao diện và mức giám sát truyền tải trên hệ thống SCADA/EMS và ứng dụng AGC giám sát giới hạn truyền tải liên vùng & hỗ trợ mạch STĐB phù hợp với việc hiệu chỉnh mạch sa thải phụ tải theo công suất trên ĐD 500kV chiều Nam - Bắc sau khi đóng điện ĐD 500kV mạch 3 Quảng Trạch - Thanh Hóa - Phố Nối.

Bên cạnh đó, NSMO cũng đã phối hợp với các nhà máy điện thuộc quyền điều khiển để rà soát hiện trạng, phối hợp thử nghiệm để hoàn thiện khả năng kết nối AGC. Tính đến tháng 12/2024, tổng số NMĐ sẵn sàng kết nối AGC là 374 nhà máy điện với tổng công suất đặt là 59217.9 MW. So với 2023, tăng thêm 5 nhà máy, tương ứng 930.4 MW.

VI.3.2. Ứng dụng OpenNET

Ứng dụng tính toán lưới điện online OpenNet mô phỏng toàn bộ các phần tử trong HTĐ và sử dụng các số liệu thu thập được từ hệ thống SCADA nhằm thực hiện các tính toán phân tích chế độ HTĐ. Để các bài toán OpenNet chạy hội tụ và tin cậy, NSMO luôn cập nhật đảm bảo CSDL của OpenNet đúng như hệ thống thực tế đang vận hành, bao gồm toàn bộ lưới điện 500kV-220kV và 110kV. Tỷ lệ số trạm mô phỏng CSDL luôn được duy trì 100% từ năm 2020.

Kết quả tính của OpenNet phụ thuộc nhiều vào chất lượng tín hiệu SCADA. Tỷ lệ tín hiệu SCADA chính xác sử dụng cho bộ CSDL OpenNet đang là 80-81% (chỉ xét các trạm có tín hiệu SCADA cập nhật tốt, tín hiệu chính xác về NSMO), tăng ~1% so với năm 2023 do NSMO và các chi nhánh Ax đã và đang tăng cường trao đổi các đơn vị để cải thiện chất lượng SCADA. Đối với các khu vực có tỷ lệ tín hiệu tốt, nhất là khu vực các trạm

do EVN quản lý đầu tư như lưới điện, các NMD thuộc EVN, tỉ lệ chất lượng tín hiệu chính xác đạt trên 80%. Tuy nhiên, khu vực ngoài EVN, đặc biệt là một số trạm khách hàng và nhà máy thủy điện nhỏ, tồn tại nhiều trạm mất kết nối thường xuyên, ảnh hưởng đến ứng dụng OpenNet.

Trong năm 2024, NSMO và ĐDM đã tiếp tục áp dụng vào vận hành thời gian thực các chức năng OpenNet, bao gồm:

- Chức năng Đánh giá trạng thái, SE - State Estimator gợi ý điểm đo cho các trạm mất, sai, thiếu tín hiệu. Bài toán Đánh giá trạng thái luôn chạy hội tụ, ổn định. Tỉ lệ hội tụ đạt ~98%. Trong năm 2023, NSMO đã thử nghiệm việc khai thác các tín hiệu đo góc pha từ hệ thống WAMS gửi sang hệ thống SCADA để bổ sung tín hiệu và tính tin cậy cho bài toán SE.
- Chức năng PF - Power Flow phục vụ cho thao tác lưới, trợ giúp ĐĐV ra quyết định trước thao tác. Điều độ viên tính toán trào lưu bằng OpenNet trước khi thực hiện các thao tác mà cần phải kiểm tra trào lưu trên lưới, đặc biệt các công tác đột xuất cũng như các khu vực lưới điện hay đầy/quá tải.
- Chức năng CA - Contingency Analysis đánh giá ảnh hưởng của sự cố trên hệ thống điện cũng như ảnh hưởng của các công tác trên hệ thống điện đang được vận hành tốt.
- Chức năng xuất file snapshot trong OpenNet đã được NSMO tận dụng như một giải pháp quan trọng để đáp ứng nhu cầu tính toán chuyên sâu cho hệ thống điện, bao gồm các bài toán phân tích SSR (Sub-Synchronous Resonance), VSA (Voltage Stability Analysis), TSA (Transient Stability Analysis) và các ứng dụng tương tự. Với yêu cầu dữ liệu đầu vào chính xác, phản ánh hiện trạng vận hành thời gian thực của hệ thống điện, OpenNet được thiết kế để thực hiện các tính toán cơ bản, nhưng khả năng xử lý các phân tích chuyên sâu vẫn còn hạn chế. Khắc phục vấn đề này, NSMO đã khai thác chức năng xuất file snapshot để chuyển đổi dữ liệu vận hành lưới điện từ OpenNet sang định dạng PSSE. Điều này không chỉ đảm bảo tính chính xác của dữ liệu đầu vào mà còn mở ra khả năng sử dụng các công cụ tính toán mạnh mẽ bên ngoài, giúp giải quyết các bài toán kỹ thuật phức tạp. Hơn nữa, NSMO đã phát triển các công cụ hỗ trợ quá trình xuất file, đảm bảo hoạt động ổn định, hiệu quả và đáng tin cậy, góp phần nâng cao mức độ tự động hóa và tối ưu hóa quy trình phân tích hệ thống điện.

Giải pháp này khẳng định sự sáng tạo và khả năng tận dụng công nghệ hiện có để vượt qua giới hạn, đảm bảo hỗ trợ tối đa cho việc vận hành và phân tích hệ thống điện hiện đại.

Trong năm 2023-2024, NSMO đang tiếp tục bổ sung dữ liệu dự báo, lập lịch chu kỳ tới, ngày tới và tuần tới vào CSDL EMS phục vụ đánh giá, tính toán ràng buộc lưới điện trên EMS đối với các phương thức ngắn hạn.

Việc này có ý nghĩa quan trọng trong công tác đánh giá với các phương thức nguồn, lưới điện trong ngắn hạn (look-ahead) như chu kỳ tới, ngày tới & tuần tới. Trên cơ sở trang web lịch sửa chữa đã được nâng cấp phiên bản mới, hỗ trợ số hóa các công tác lưới

điện, cũng như các dữ liệu phương thức lập lịch nguồn, dự báo phụ tải đều đã được số hóa, việc tích hợp, đồng bộ các dữ liệu trên vào EMS để tính toán, đánh giá lưới điện cho các phương thức nguồn điện, phụ tải ngắn hạn trở nên khả thi. Đây cũng là một trong những điều kiện tiên quyết để tiến tới phát triển thị trường điện bán buôn/bán lẻ và rút ngắn giao dịch thị trường điện, yêu cầu sự tính toán, trao đổi liên tục giữa EMS và MMS để đánh giá các ràng buộc lưới điện trong công tác lập lịch.

Trong các năm tiếp theo, NSMO sẽ tiếp tục thử nghiệm mở rộng thêm các ứng dụng từ OpenNet trong vận hành thời gian thực như tính toán D+1, W+1, mở rộng tính toán nâng cao từ các case snapshot OpenNet như tối ưu tổn thất, SSR,...

VI.3.3. Ứng dụng OpenOTS

NSMO khai thác hệ thống mô phỏng đào tạo điều độ viên - OpenOTS trong công tác đào tạo và nghiên cứu. Trong năm 2024, NSMO tiếp tục tận dụng tối đa hệ thống OTS (Operator Training Simulator) như một công cụ trọng yếu trong việc đào tạo và nâng cao năng lực cho đội ngũ Điều độ viên tại NSMO và các chi nhánh Ax. Hệ thống này đã được sử dụng trong diễn tập xử lý sự cố, đảm bảo các Điều độ viên nói chung và các kỹ sư mới nắm vững quy trình vận hành và phản ứng nhanh chóng trong các tình huống khẩn cấp trong vận hành hệ thống điện thời gian thực.

Bên cạnh đó, OTS cũng được sử dụng trong trong diễn tập xử lý sự cố định kỳ hàng tháng/hàng quý hoặc các phương thức cấp điện đặc biệt (mùa khô, mùa lũ, các sự kiện chính trị quan trọng) của NSMO và các chi nhánh Ax. Từ năm 2020 tới nay, NSMO còn đẩy mạnh sử dụng OTS trong các tính toán mô phỏng chuyên sâu như mô phỏng và tính toán mạch sa thải đặc biệt theo chiều Nam - Bắc có sự tham gia của AGC, mô phỏng và tính toán khả năng sử dụng nguồn tuabin khí thực hiện điều tần trong chế độ thấp điểm đêm mùa lũ, mô phỏng và nghiên cứu các thuật toán AGC mới để điều khiển các nguồn NLTT, cũng như bổ sung nội dung OTS trong đề cương đào tạo chức danh kỹ sư phương thức hệ thống điện Quốc gia.

Đặc biệt, trong năm 2024, NSMO đã khai thác OTS để xây dựng các kịch bản chuyên biệt phục vụ diễn tập đóng điện đường dây 500kV mạch 3 từ Quảng Trạch đến Phố Nối. Điều này không chỉ nâng cao tính thực tiễn của các bài diễn tập mà góp phần bảo đảm vận hành an toàn trong công tác đóng điện lần đầu cũng như vận hành trong các chế độ khác nhau của hệ thống điện.

Năm 2024, NSMO đã phối hợp với nhà thầu để đánh giá tính khả thi kết nối OTS tại NSMO và các chi nhánh Ax, dự kiến trong năm 2025 sẽ triển khai diễn tập xử lý sự cố đồng thời giữa các cấp điều độ tại NSMO/chi nhánh Ax.

Với vai trò là một công cụ mô phỏng quan trọng, OTS đã và đang góp phần không nhỏ vào việc chuẩn hóa quy trình đào tạo, nâng cao kỹ năng vận hành và đảm bảo an toàn, ổn định cho hệ thống điện Quốc gia.

VI.3.4. Các ứng dụng phục vụ vận hành HTĐ

Ngoài các ứng dụng chính được thiết kế sẵn trong hệ thống SCADA/EMS của OSI, NSMO cũng đã chủ động xây dựng nhiều ứng dụng để phục vụ vận hành HTĐ trong bối

cảnh HTĐ đang được phát triển nhanh với nhiều thách thức mới, không có sẵn trong thiết kế trong hệ thống hiện hữu. Một số ứng dụng được xây dựng bổ sung, vận hành trong thời gian vừa qua như sau:

VI.3.4.1. Hệ thống điều khiển sa thải tải từ xa, cắt tải khẩn cấp phục vụ điện áp (sử dụng OpenLSR)

Để đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn trong các trường hợp nguy cơ sự cố hoặc sự cố, tạo công cụ cho các Điều độ viên thực hiện sa thải phụ tải khẩn cấp một cách nhanh chóng, kịp thời, Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia (tiền thân của NSMO) triển khai giải pháp thực hiện sa thải phụ tải khẩn cấp từ hệ thống SCADA của A0/A1 từ năm 2023. Công cụ cho phép tín hiệu sa thải phụ tải từ NSMO đến thiết bị sẽ được truyền đi, xử lý tự động và hoàn thành trong vòng 01 phút. Trong đó, ứng dụng Open LSR thuộc hệ thống SCADA A1 được sử dụng để trực tiếp gửi tín hiệu cắt đi cắt các máy cắt của ngăn lộ đã được cấu hình tại NPC và HANOIPC. Hiện trạng triển khai, khai thác ứng dụng này tại các miền như sau:

Tại miền Bắc

NSO đã hoàn thành các hạng mục công việc thử nghiệm chức năng ứng dụng OpenLSR, xây dựng CSDL SCADA, phối hợp các PC để cấu hình và thử nghiệm nhóm sa thải phụ tải,..., sẵn sàng yêu cầu vận hành chính thức từ năm 2023. Trong năm 2024, NSMO/NSO đã phối hợp với NPC, HANOIPC để hiệu chỉnh hệ thống sa thải phụ tải chuyển các ngăn sa thải từ ngăn tổng trung áp sang ngăn xuất tuyến đường dây trung áp, đặc biệt HANOIPC đã thực hiện được việc sa thải tự động khi nhận được tín hiệu sa thải từ NSMO/NSO tương tự như tại NPC.

Trong vận hành cao điểm mùa khô 2024, NSMO/NSO đã vận hành chính thức hệ thống sa thải phụ tải khẩn cấp này sau khi hiệu chỉnh, thử nghiệm thành công, và thực tế đã gửi tín hiệu sa thải vài lần.

Tại miền Trung, miền Nam

Trong năm 2024, NSMO đã phối hợp với CSO và CPC để khai báo, cấu hình, thử nghiệm ứng dụng và sa thải đến máy cắt ngăn lộ phụ tải theo danh sách sa thải phụ tải khẩn cấp thành công Riêng tại miền Nam, SSO mới chỉ thử nghiệm cấu hình, thử nghiệm ứng dụng và gửi tín hiệu giả lập tới hệ thống SCADA tại HCMPC, DONGNAIPC, chưa thử nghiệm đến tận máy cắt ngăn lộ sa thải, còn hệ thống SCADA của các điện lực còn lại trong SPC chưa sẵn sàng để thực hiện sa thải khẩn cấp từ SCADA NSMO/SSO do hệ thống SCADA của các đơn vị này đã quá tải, không đảm bảo thực hiện việc sa thải này.

VI.3.4.2. Công cụ giám sát phụ tải trung áp, đầu nguồn của các TCTĐL

Từ năm 2023 tới nay, NSMO đã xây dựng công cụ, giao diện trên hệ thống SCADA/EMS nhằm tính toán, giám sát phụ tải của 5 Tổng Công ty điện lực, theo 3 phương pháp tính gồm: (i) Tính toán SCADA tổng trung áp, (ii) Tính toán công suất tải theo điểm giao nhận các TCT điện lực, và (iii) Số liệu tính toán từ ứng dụng OpenNet trên EMS.

Các số liệu tính toán được cập nhật liên tục trên giao diện SCADA phục vụ vận hành thời gian thực, cũng như chia sẻ số liệu cho các Tổng công ty điện lực để giám sát trong trường hợp cần thực hiện điều chỉnh phụ tải khi được yêu cầu.

VI.3.4.3. Công cụ Dự báo phụ tải công suất phản kháng và Cân bằng Công suất phản kháng trên HTĐ Quốc gia

Từ năm 2023 tới nay, NSMO đã xây dựng và đưa vào vận hành Dự báo phụ tải công suất phản kháng và Cân bằng Công suất phản kháng trên HTĐ Quốc gia. Sử dụng phương pháp dự báo tương quan xu thế, lựa chọn phương pháp phân vùng dự báo và phương pháp tính công suất phản kháng từ các tín hiệu đo lường thực tế trong hệ thống, công cụ được xây dựng đã mang tới thông tin về cung cầu và dự phòng công suất phản kháng trong vận hành thời gian thực. Ngoài phần giám sát thời gian thực, Điều độ viên có thêm thông tin về dự báo nhu cầu công suất phản kháng phục vụ cho việc đánh giá khả năng cung cấp công suất phản kháng cho hệ thống cho các chu kỳ tiếp theo, góp phần nâng cao sự chủ động của Điều độ viên trong vận hành hệ thống điện. Bên cạnh đó, công cụ hỗ trợ giám sát cân bằng công suất phản kháng trên từng khu vực bao gồm: Lượng hóa MVar cung cầu cho từng vùng trên HTĐ và trên cả hệ thống, Lượng hóa MVar dự phòng theo chiều tăng và giảm cho từng vùng trên HTĐ (trong chế độ bình thường) và từng tổ máy trên hệ thống điện,...

VI.3.4.4. Công cụ giám sát Công suất/Cấu hình nhiệt điện tối thiểu thời gian thực trên phần mềm PSSE và hệ thống SCADA/EMS

Từ năm 2023 tới nay, NSMO đã xây dựng và vận hành công cụ giám sát Công suất/Cấu hình nhiệt điện tối thiểu thời gian thực trên phần mềm PSSE và hệ thống SCADA/EMS. Trong các thời điểm cao điểm mùa lũ thủy điện miền Bắc, nguồn thủy điện miền Bắc có xu hướng phát cao (công suất ~11000-12000MW). Để cân bằng giữa không xuất hiện tình trạng thừa nguồn và tránh lãng phí tài nguyên thiên nhiên và vẫn đảm bảo công suất khả dụng vào thời gian cao điểm và huy động các tổ máy nhiệt điện than Đông Bắc, công cụ hỗ trợ giám sát công suất và số tổ máy nhiệt điện than Đông Bắc nối lưới để bảo đảm ổn định điện áp hệ thống điện miền Bắc vào cao điểm.

Ngoài ra, đặc biệt trong dịp Lễ Tết, cấu hình huy động nguồn nhiệt điện than và tuabin khí tối thiểu cần được xác định để đảm bảo các tiêu chí cơ bản ở chế độ xác lập như: đảm bảo cân bằng công suất ở cao điểm/thấp điểm trong ngày, đảm bảo điện áp các nút không vượt ngưỡng giải cho phép, đảm bảo mức mang tải của các phần tử. Công cụ xây dựng trên hệ thống SCADA/EMS hỗ trợ giám sát trực quan trong thời gian thực, cảnh báo kịp thời khi không đảm bảo cấu hình tối thiểu.

VI.3.4.5. Giám sát công suất các mạch liên động online, giám sát giới hạn truyền tải trong thời gian thực theo các tiêu chí ổn định

Từ năm 2024, để đáp ứng yêu cầu ngày càng cao trong vận hành hệ thống điện, NSMO đã phát triển các công cụ giám sát công suất các mạch liên động và giới hạn truyền tải trong thời gian thực theo các tiêu chí ổn định. Các công cụ này không chỉ hỗ trợ đắc lực trong vận hành mà còn góp phần quan trọng trong việc đảm bảo an toàn và tối ưu hóa khả năng truyền tải điện quốc gia. Các tính năng nổi bật bao gồm:

- Giám sát các mạch liên động quan trọng như F81, F27, và các mạch sa thải phụ tải đặc biệt (STĐB).
- Theo dõi giới hạn truyền tải trên các cung đoạn đường dây Bắc - Trung dựa trên nhiều phương pháp tính toán và tiêu chí ổn định, bao gồm số tổ máy nhiệt điện tham gia, phụ tải thực tế và điện áp thực tế của lưới điện 500kV...
- Việc triển khai các công cụ này không chỉ thể hiện tầm nhìn chiến lược của NSMO mà còn khẳng định năng lực sáng tạo trong việc nâng cao chất lượng vận hành hệ thống, hướng tới mục tiêu xây dựng một hệ thống điện thông minh, an toàn và bền vững.

VII. KHÓ KHĂN VÀ THÁCH THỨC

Bên cạnh những kết quả đã đạt được, còn tồn tại các khó khăn, thách thức sau:

VII.1. Khó khăn thách thức vẫn tồn tại từ các năm trước

Thứ nhất, hệ thống điện còn thiếu khả năng vận hành linh hoạt trong bối cảnh tỉ trọng nguồn NLTT tăng cao cũng như các nguồn nhiệt điện có khả năng đáp ứng kém. Cụ thể để có thể khai thác các nguồn NLTT cũng như các nhà máy thủy điện đang xả và có nguy cơ xả vào các ngày có phụ tải thấp (cuối tuần, ngày lễ) NSMO đã phải ngừng dự phòng nhiều tổ máy nhiệt điện than và tuabin khí trên cơ sở đảm bảo đủ số đầu máy nối lưới tối thiểu theo điều kiện kỹ thuật của hệ thống. Tuy nhiên việc các tổ máy NĐT ngừng / lên máy thường xuyên dẫn đến xác suất sự cố khi huy động tăng cao, không khởi động được theo phương thức hoặc kéo dài thời gian khởi động, gây khó khăn cho việc đảm bảo đáp ứng phụ tải đỉnh.

Thứ hai, nhiều nhà máy thủy điện trên 30MW được điều tiết bởi 11 quy trình vận hành liên hồ chứa còn một số bất cập và tồn tại vướng mắc khi hài hòa với quy định thị trường điện và nhu cầu hệ thống điện.

Thứ ba, các nguồn phân tán (điện mặt trời mái nhà và thủy điện nhỏ) tiếp tục là những loại hình nguồn có sự thâm nhập sâu trong HTĐ Quốc gia, đặc biệt trong bối cảnh những quy định cơ chế mới đã được ban hành như nghị định 135/2024/NĐ-CP ngày 22/10/2024 quy định cơ chế và chính sách khuyến khích phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản xuất, tự tiêu thụ. Việc kết nối và trao đổi thông tin các loại hình này với các cấp điều độ phục vụ giám sát vận hành và quản lý dự báo đã có nhiều điểm cải thiện tuy nhiên vẫn cần cải thiện hơn nữa trong năm 2025 để nâng cao chất lượng vận hành các nguồn điện nhỏ.

Thứ tư, HTĐ Quốc gia Việt Nam hiện nay có thể được coi như sự liên kết của 04 hệ thống điện miền / khu vực bao gồm HTĐ miền Bắc, miền Trung, miền Nam và HTĐ Campuchia. Hệ thống điện Campuchia tiếp tục phát triển về quy mô nhưng vẫn tồn tại nhiều vấn đề kỹ thuật gây khó khăn trong công tác vận hành cũng như còn tiềm ẩn nhiều nguy cơ sự cố như: (i) chưa có khả năng vận hành độc lập do chưa có NMD có khả năng điều tần; (ii) mạch sa thải phụ tải theo công suất trên đường dây Châu Đốc - Takeo chưa được thiết kế, cài đặt phù hợp (iii) chưa có các mạch tự động quan trọng như mạch tự động chống các trường hợp sự cố gây mất ổn định động đường dây liên kết; (iv) công tác chia sẻ thông tin trong vận hành đôi lúc chưa được chặt chẽ...

Thứ năm, các cơ sở hạ tầng phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện đã vận hành trong thời gian dài chưa được đầu tư, nâng cấp (nhiều hạ tầng đã vận hành hơn 10 năm như hệ thống SCADA/EMS, hệ thống thu thập và quản lý số liệu đo đếm,...), rủi ro sự cố làm gián đoạn việc cung cấp dịch vụ luôn thường trực. Năng lực của các hạ tầng đã và đang vượt ngưỡng giới hạn, không đáp ứng được nhu cầu giám sát và vận hành hệ thống điện, việc vận hành ngày càng gặp nhiều khó khăn đặc biệt hệ thống điện càng ngày phát triển theo quy hoạch điện VIII. Ngoài ra, các hạ tầng lõi phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện cũng đang đối diện rủi ro về mất an toàn, an ninh thông

tin khi đang kết nối và vận hành đến rất nhiều trạm biến áp và nhà máy điện. Cơ sở hạ tầng Thị trường điện chuyển đổi chu kỳ giao dịch từ 60 phút sang 30 phút trong bối cảnh phần mềm lõi tối ưu thị trường điện AREVA market clearing đã đến ngưỡng giới hạn và khó có khả năng đáp ứng yêu cầu mô phỏng hệ thống điện và thị trường điện trong giai đoạn sắp tới.

VII.2. Khó khăn thách thức mới phát sinh trong năm 2024

Thứ nhất, đường dây 500kV mạch 3 Quảng Trạch - Thanh Hóa - Phố Nối đóng điện vận hành đã góp phần nâng cao khả năng truyền tải của lưới điện 500kV, qua đó nâng cao độ tin cậy, ổn định của hệ thống, tuy nhiên việc trang bị thiết bị bù trên đường dây chưa đồng bộ với việc đẩy nhanh tiến độ mạch 3 khi TBA 500kV Quỳnh Lưu chưa có, làm cho điện áp trên hệ thống 500kV cao, một số thời điểm vượt quá giá trị cho phép theo quy định tại Thông tư.

Thứ hai, trong năm 2024, NSMO đã tham gia các tổ biên soạn, xây dựng và sửa đổi rất nhiều văn bản pháp luật như Luật Điện lực, NĐ 80 về DPPA, NĐ 135 về ĐMTMN, TT 12 sửa đổi các thông tư liên quan đến điều độ, TT 21 quy định thị trường điện bán buôn cạnh tranh ... Khối lượng công việc biên soạn, góp ý là rất lớn, đồng thời các quy định thay đổi cũng có nhiều ảnh hưởng đến công tác vận hành hệ thống điện và thị trường điện. Ngoài ra, trong thời gian tới NSMO sẽ cần tiếp tục tham gia tích cực trong việc sửa đổi hàng loạt Thông tư, quy trình, quy định để phù hợp với những quy định mới tại Luật Điện lực 2024 cũng như phù hợp với thực trạng vận hành và xu hướng phát triển của HTĐ và TTĐ trong thời gian tới.

Thứ ba, khối các phòng Quản trị của NSMO chưa có kinh nghiệm đối với mô hình Công ty TNHH MTV do Nhà nước nắm giữ 100% vốn điều lệ nên có một số khó khăn trong giai đoạn đầu thành lập. Cơ chế tiền lương chưa hấp dẫn trong khối công nghệ thông tin và bảo mật, dẫn đến khó khăn nhất định trong việc tuyển dụng, thu hút nhân tài.

Thứ tư, mô hình tổ chức NSMO chưa hoàn thiện, vốn điều lệ của NSMO nhỏ trong khi nhu cầu đầu tư để nâng cấp, hiện đại hoá hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện rất lớn dẫn đến NSMO rất khó khăn trong việc huy động vốn để đầu tư cho hạ tầng. Đồng thời, khi trở thành Công ty TNHH MTV, NSMO phát sinh nhiều các chi phí mới cho hoạt động của một Công ty vốn chưa bộc lộ khi Điều độ Quốc gia còn hạch toán phụ thuộc.

VIII. ĐỀ XUẤT VÀ KIẾN NGHỊ

VIII.1. Về công tác vận hành hệ thống điện và thị trường điện

Kiến nghị Bộ Công Thương rà soát, hiệu chỉnh, bổ sung các quy định pháp lý liên quan đến công tác vận hành hệ thống điện và thị trường điện, tập trung vào các nội dung như thứ tự huy động nguồn điện, quy định về công tác dự báo, vận hành các nguồn NLTT cũng như các nguồn phân tán / tự điều độ, cơ chế khuyến khích phát triển dịch vụ phụ trợ, quy định và cơ chế phát triển các loại hình công nghệ tiên tiến như FACTS, HVDC, Back-to Back, tích trữ năng lượng.

Để đảm bảo khả năng cung ứng điện đến cuối mùa khô, việc tiếp tục chiến lược giữ nước và linh hoạt trong vận hành các hồ thủy điện, ưu tiên nước cho phát điện giờ cao điểm tương tự như năm 2024 là rất cần thiết. Trong năm 2024, các chỉ thị của Thủ tướng Chính phủ đã tạo điều kiện để NSMO có cơ sở giữ nước và vận hành linh hoạt các hồ thủy điện, đảm bảo an ninh cung ứng điện. NSMO kiến nghị Bộ Công Thương xem xét báo cáo, đề xuất với Chính phủ về các chủ trương tương tự, để NSMO có cơ sở tiếp tục thực hiện trong năm 2025.

Kiến nghị Cục Điều tiết Điện lực, Vụ Dầu khí và Than và các đơn vị liên quan phối hợp cùng NSMO để đề xuất và tham gia thực hiện các giải pháp đảm bảo cung ứng điện trong năm 2025 và các năm tiếp theo trong đó bao gồm giải pháp đảm bảo nhiên liệu cho phát điện, đặc biệt là nhiên liệu LNG.

Kiến nghị Cục Điều tiết điện lực có ý kiến chỉ đạo các chủ đầu tư NMD/TBA khẩn trương khắc phục việc thiếu/sai, mất kết nối tín hiệu SCADA và chưa hoàn thiện kết nối SCADA về các cấp điều độ.

Kiến nghị Cục Điều tiết điện lực có ý kiến chỉ đạo các đơn vị thực hiện các nghĩa vụ đảm bảo an toàn thông tin khi kết nối vào hệ thống điện Quốc gia, góp phần đảm bảo an ninh hệ thống điện.

Kiến nghị Bộ Công Thương chỉ đạo EVN, các TCTĐL và các đơn vị liên quan quan tâm và đẩy mạnh các giải pháp tiết kiệm điện, sử dụng năng lượng hiệu quả, chuyển dịch phụ tải và chuẩn bị các phương án điều hòa/điều tiết phụ tải, huy động diesel khách hàng để ứng phó khi cần thiết, đặc biệt giai đoạn cuối mùa khô (từ tháng 4 đến tháng 7 năm 2025).

Kiến nghị Bộ Công Thương/các đơn vị hỗ trợ, tìm kiếm các nguồn vốn phù hợp để sớm triển khai xây dựng các cơ sở hạ tầng phục vụ công tác nghiên cứu, vận hành HTĐ và TTĐ như phòng Lab, triển khai xây dựng hệ thống WAMPAC đồng bộ mạch 3 cho HTĐ Việt Nam...

Kiến nghị Bộ Công Thương/Cục Điều tiết Điện lực tiếp tục nghiên cứu để xây dựng cơ chế để tăng tỷ trọng các nguồn điện tham gia thị trường đặc biệt đối với các loại hình nguồn có tỷ trọng lớn như SMHP, BOT.

Kiến nghị Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các đơn vị đối tác phối hợp chặt chẽ và hỗ trợ NSMO thực hiện nhiệm vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện an toàn, liên tục, đảm bảo an ninh cung ứng điện tuyệt đối trong năm 2025.

VIII.2. Về dịch vụ phụ trợ

Kiến nghị khi hạ tầng cho phép, cần xem xét, thiết lập và phát triển thị trường dịch vụ phụ trợ. Trong đó các dịch vụ điều tần và dự phòng quay được tính toán đồng ưu với thị trường năng lượng, các loại hình dịch vụ phụ trợ khác cần có cơ chế đấu thầu cạnh tranh để ký hợp đồng và được thanh toán hợp lý.

VIII.3. Đề xuất kiến nghị khác

Kiến nghị Cục Điều tiết Điện lực xem xét kế hoạch sản xuất kinh doanh và giá điều độ hệ thống điện và điều hành giao dịch thị trường điện trình Bộ Công Thương phê duyệt nhằm tạo điều kiện để NSMO có đủ nguồn kinh phí tiền lương (đặc biệt cơ chế lương cho đội ngũ kỹ sư chức danh của NSMO) và chi phí hoạt động, đầu tư, đặc biệt cho giai đoạn 2025-2030.

Kiến nghị Bộ Công Thương chỉ đạo Vụ Kế hoạch - Tài chính theo dõi, bám sát Bộ Kế hoạch - Đầu tư, Bộ Tài chính về phương án sắp xếp, bố trí vốn cho NSMO trong giai đoạn tiếp theo trong kế hoạch đầu tư công trung hạn, trong đó kiến nghị UBND thành phố Hà Nội xem xét chấp thuận chủ trương đầu tư đối với lô đất 13-E5 Cầu Giấy để xây dựng ngay trụ sở mới cho Công ty NSMO; kiến nghị UBND thành phố Hồ Chí Minh, thành phố Đà Nẵng... tạo điều kiện bố trí nguồn quỹ đất cho trụ sở chính/dự phòng của các đơn vị A2, A3.

Kiến nghị Bộ Công Thương chỉ đạo Vụ Tổ chức Cán bộ có hướng dẫn chỉ đạo để kiện toàn Tổ chức Công ty để đảm bảo nguồn nhân lực điều hành Hệ thống an toàn, ổn định trong các năm tới.

Kiến nghị Bộ Công Thương chỉ đạo các đơn vị chức năng thuộc Bộ phối hợp chặt chẽ với NSMO để xây dựng cơ chế, chính sách ưu đãi để đảm bảo cơ sở hạ tầng và các hệ thống thiết yếu khác phụ vụ công tác điều độ, vận hành hệ thống điện, điều hành thị trường điện và cơ chế, chính sách nhằm thu hút nguồn nhân lực chất lượng cao cho hoạt động điều độ hệ thống điện, điều hành thị trường điện đáp ứng nhu cầu công việc trong tình hình mới.