

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN
CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

PHÂN TÍCH CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN CÁC TỈNH
QUẢNG BÌNH, QUẢNG TRỊ, ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA
NGUỒN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO VÀO CÔNG TÁC VẬN HÀNH

Người hướng dẫn: PGS.TS. Nguyễn Hữu Hiếu

Sinh viên thực hiện: Đặng Đức Thắng – 105200176

Nguyễn Như Hoàng Thiện – 105200214

Đà Nẵng, 2025

MỤC LỤC

LỜI MỞ ĐẦU.....	2
1. Lí do chọn đề tài:	2
2. Mục đích nghiên cứu:	2
3. Phạm vi và đối tượng nghiên cứu:.....	2
4. Ý nghĩa khoa học và tính thực tiễn của đề tài:	3
5. Bố cục đồ án:	3
CHƯƠNG 1: CƠ SỞ LÝ LUẬN ĐỂ NÂNG CAO HIỆU QUẢ KHI SỬ DỤNG CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG ĐIỆN MẶT TRỜI VÀ ĐIỆN GIÓ KHI KẾT NỐI VỚI HTĐ QUỐC GIA	4
1.1. Tổng quan về nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió tại Việt Nam.	4
1.1.1. Thực trạng sử dụng và phát triển nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió tại Việt Nam.....	4
1.1.2. Những lợi ích mang lại và thách thức của nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió.	5
1.1.3. Đặc điểm của năng lượng mặt trời và gió tại Việt Nam.....	5
1.1.4. Phân loại pin quang điện và tuabin gió.	7
1.2. Cơ sở lý luận để đánh giá các ảnh hưởng và nâng cao hiệu quả khi sử dụng các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió trong các chế độ vận hành của hệ thống điện.	8
1.2.1. Các yêu cầu kết nối lưới của năng lượng điện mặt trời, điện gió của Việt Nam.	8
1.2.2. Cơ sở lý luận.....	8
1.3. Những vấn đề khó khăn của hệ thống điện khi có sự tham gia các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió.	9
CHƯƠNG 2: TÌM HIỂU VỀ SỬ DỤNG PHẦN MỀM PSS/E ĐỂ MÔ PHỎNG, TÍNH TOÁN, PHÂN TÍCH AN TOÀN VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN.	10
2.1. Giới thiệu các quy trình phân tích chế độ vận hành an toàn hệ thống điện.	10
2.1.1. Ở chế độ vận hành bình thường:	10
2.1.2. Ở chế độ vận hành N-1 trên mạng điện:.....	10
2.2. Tìm hiểu về sử dụng phần mềm pss/e để mô phỏng, tính toán, phân tích an toàn vận hành hệ thống điện:	10
2.2.1. Tổng quan về phần mềm PSS/E:.....	10
2.2.2. Nhập dữ liệu vào PSS/E:	13
2.2.3. Phương pháp trao đổi công suất:	19
2.3. Kết luận chương 2:	21

CHƯƠNG 3: ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG ĐIỆN MẶT TRỜI VÀ ĐIỆN GIÓ KHI VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CỦA 2 TỈNH QUẢNG BÌNH VÀ QUẢNG TRỊ Ở CẤP ĐIỆN ÁP 220/110 KV TRÊN PHẦN MỀM PSS/E QUA CÁC CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH KHÁC NHAU.	23
3.1. Nguồn điện, lưới điện và kết lưới.	23
3.1.1. Nguồn điện:	23
3.1.2. Lưới điện:	23
3.2. Phân tích ưu nhược điểm của hệ thống điện 2 tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị.	24
3.2.1. Ưu điểm.	24
3.2.1.1. Địa lý.....	24
3.2.1.2. Lưới điện.....	24
3.2.1.3. Nguồn điện.....	24
3.2.2. Nhược điểm.	24
3.2.2.1. Điều kiện tự nhiên.....	24
3.2.2.2. Nguồn.....	24
3.2.2.3. Lưới điện.....	24
3.2.2.4. Phụ tải.	24
3.3. Ảnh hưởng của nguồn NLTT vào công tác vận hành hệ thống điện của 2 tỉnh quảng bình và quảng trị:.....	24
3.3.1. Ưu điểm:	24
3.3.2. Nhược điểm:	25
3.4. Các kịch bản vận hành:	25
3.4.1. Trường hợp 1: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 6h sáng.....	25
3.4.1.1. Đánh giá điện áp:	27
3.4.1.2. Đánh giá khả năng mang tải trên đường dây.	29
3.4.2. Trường hợp 2: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 12h trưa.....	30
3.4.2.1. Đánh giá điện áp:	33
3.4.2.2. Đánh giá khả năng mang tải của đường dây:.....	34
3.4.3. Trường hợp 3: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 19h tối.....	38
3.4.3.1. Đánh giá điện áp:	41
3.4.3.2. Đánh giá khả năng mang tải của đường dây:.....	42
3.5. Kết luận chương 3.	45

CHƯƠNG 4: PHÂN TÍCH ẢNH HƯỞNG CỦA NGUỒN NĂNG LƯỢNG ĐIỆN MẶT TRỜI VÀ ĐIỆN GIÓ ĐẾN HỆ THỐNG LƯỚI ĐIỆN KHI XẢY RA SỰ CỐ

N-1	46
4.1. Đặt vấn đề.....	46
4.2. Phân tích và đánh giá sự cố N-1 trên hệ thống điện hai tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị.	46
4.2.1. Trường hợp 1: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 6h sáng.....	46
4.2.1.1. Sự cố N-1 phía 220kV.....	47
4.2.1.2. Sự cố N-1 phía 110kV.....	48
4.2.2. Trường hợp 2: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 12h trưa.....	51
4.2.2.1. Sự cố N-1 phía 220kV.....	52
4.2.2.2. Sự cố N-1 phía 110kV.....	56
4.2.3. Trường hợp 3: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 19h tối.....	59
4.2.3.1. Sự cố N-1 phía 220kV.....	60
4.2.3.2. Sự cố N-1 phía 110kV.....	64
4.3 Kết luận chương 4 :	66
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ	67
1. Kết luận:.....	67
2. Kiến nghị.	67
TÀI LIỆU THAM KHẢO	68

DANH MỤC CÁC HÌNH ẢNH

Hình1.1. Bản đồ phân bố các dự án điện gió và điện mặt trời tại Việt Nam.	4
Hình1.2. Bản đồ bức xạ mặt trời tại Việt Nam.	6
Hình1.3. Bản đồ vận tốc gió Việt Nam ở độ cao 80m và bản đồ gió tại bờ biển Việt Nam	7
Hình 2.1. Giao diện chung PSS/E.....	11
Hình 2.1. Các lựa chọn khi tạo 1 chế độ làm việc trong PSS/E.	12
Hình 2.3. Giao diện bảng nhập dữ liệu trong chương trình PSS/E.....	13
Hình 2.4. Giao diện bảng nhập dữ liệu BUS trong chương trình PSS/E.....	14
Hình 2.5. Giao diện bảng nhập dữ liệu nhà máy trong chương trình PSS/E.	15
Hình 2.6. Giao diện bảng nhập dữ liệu máy phát trong chương trình PSS/E.....	15
Hình 2.7. Giao diện bảng nhập dữ liệu phụ tải trong chương trình PSS/E.....	16
Hình 1.8. Giao diện bảng nhập dữ liệu Fixed Shunt trong chương trình PSS/E.	16
Hình 2.8. Giao diện bảng nhập dữ liệu Swichted Shunt trong chương trình PSS/E.	17
Hình 2.9. Giao diện bảng nhập dữ liệu đường dây trong chương trình PSS/E.....	17
Hình 2.10. Giao diện bảng nhập dữ liệu MBA 2 cuộn dây trong chương trình PSS/E.	18
Hình 2.11. Giao diện bảng nhập dữ liệu MBA 3 cuộn dây trong chương trình PSS/E	19
Hình 2.12. Giao diện chung của phương pháp Gauss-Seidel.	20
Hình 2.13. Giao diện chung của phương pháp Newton-Raphson.	21
Hình 3.1. Cơ cấu nguồn trong HTĐ 2 tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị.....	23
Hình 3.2. Trích lục báo cáo Limit checking reports và Bus based reports trong phần mềm PSS/E.	29
Hình 3.3. Sơ đồ mô phỏng.	30
Hình 3.4. Trích lục báo cáo Limit checking reports và Bus based reports trong phần mềm PSS/E.	35
Hình 3.5. Sơ đồ mô phỏng.	35
Hình 3.6. Trích lục báo cáo Limit checking reports và Bus based reports trong phần mềm PSS/E.	36
Hình 3.7. Sơ đồ mô phỏng.	37
Hình 3.8. Trích lục báo cáo Limit checking reports và Bus based reports trong phần mềm PSS/E.	38
Hình 3.9. Sơ đồ mô phỏng.	38
Hình 3.10. Trích lục báo cáo Limit checking reports trong phần mềm PSS/E.....	43
Hình 3.11. Sơ đồ mô phỏng.	43

Hình 4.1. Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam)	47
Hình 4.2. Sự cố một trong hai MBA T220 Lao Bảo.....	48
Hình 4.3. Sự cố một trong hai xuất tuyến đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà.....	48
Hình 4.4. Sự cố một trong hai đường dây 110kV ĐG Gelex – T220 Lao Bảo.	49
Hình 4.5. Sự cố đường dây 110kV Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà.....	50
Hình 4.6. Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam).	52
Hình 4.7. Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Phong Điền.....	52
Hình 4.8. Sự cố đường dây 220kV T220 Đồng Hới – NMDG BT1.....	53
Hình 4.9. Sự cố đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.	54
Hình 4.10. Sự cố đường dây 220kV T220 Ba Đồn – T500 Vũng Áng (Miền Bắc).	55
Hình 4.11. Sự cố một trong hai MBA T220 Lao Bảo.....	55
Hình 4.12. Sự cố đường dây 110kV T110 Vĩnh Linh – T110 Quán Ngang	56
Hình 4.13. Sự cố đường dây T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà.....	57
Hình 4.14. Sự cố một trong hai đường dây 110kV T110 ĐG Gelex – T220 Lao Bảo	58
Hình 4.15. Sự cố đường dây 220kV T220 Đồng Hới – T500 Vũng Áng (Miền Bắc).	60
Hình 4.16. Sự cố một trong hai đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.....	60
Hình 4.17. Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Đồng Hới.....	61
Hình 4.18. Sự cố một trong hai đường dây 220kV NMDG BT1 – T220 Đồng Hới.....	62
Hình 4.19. Sự cố một MBA T220 Lao Bảo.....	63
Hình 4.20. Sự cố đường dây 110kV Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà.....	64
Hình 4.21. Sự cố một trong hai đường dây 110kV ĐG Gelex – T220 Lao Bảo.	65
Hình 4.22. Sự cố một trong hai xuất tuyến đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà.....	65

DANH MỤC CÁC BẢNG

Bảng 1.1 Số liệu về bức xạ mặt trời tại Việt Nam.....	6
Bảng 3.1 Thông số công suất phát của các NMDG và Thủy điện.....	25
Bảng 3.2. Thông số phụ tải tại 6h sáng.....	26
Bảng 3.3. Giá trị điện áp tại các thanh cái 110kV và 220kV.	27
Bảng 3.4. Thông số công suất phát của các NMDG và NMDMT.....	30
Bảng 3.5. Thông số phụ tải tại 12h trưa.....	31
Bảng 3.6. Giá trị điện áp tại các thanh cái 110kV và 220kV.....	33
Bảng 3.7. Thông số công suất phát của các NMDG và NMTD.	39
Bảng 3.8. Thông số phụ tải tại 19h tối.....	40
Bảng 3.9 Giá trị điện áp tại các thanh cái 110kV và 220kV.....	41
Bảng 4.1. Các phần tử quá tải khi xảy ra sự cố N-1 vào 6h sáng.	46
Bảng 4.2. Các phần tử quá tải khi xảy ra N-1 tại 12h trưa.	51
Bảng 4.3. Các phần tử quá tải khi xảy ra sự cố N-1 vào lúc 19h tối.	59

DANH MỤC CÁC KÍ HIỆU VÀ CHỮ VIẾT TẮT

Các kí hiệu:

EVN	Tập Đoàn điện lực Việt Nam
P(MW)	Công suất tác dụng đang phát trong PSS/E
S(MVA)	Công suất biểu kiến trong PSS/E

Các chữ viết tắt:

HTĐ	Hệ thống điện
NLTT	Năng lượng tái tạo
NMĐMT	Nhà máy điện mặt trời
NMĐG	Nhà máy điện gió
NMTĐ	Nhà máy thủy điện
TBA	Trạm biến áp.
ĐMTMN	Điện mặt trời mái nhà.
PSS/E	Phần mềm PSS/E
T110	Trạm biến áp 110 kV
T220	Trạm biến áp 220 kV

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan trong quá trình làm đồ án tốt nghiệp sẽ thực hiện nghiêm túc các quy định về liêm chính học thuật:

- Không gian lận, bịa đặt, đạo văn, giúp người học khác vi phạm các quy định về liêm chính học thuật.
- Trung thực trong việc trình bày, thực hiện các hoạt động học thuật và kết quả từ hoạt động học thuật của bản thân trong quá trình làm đồ án tốt nghiệp.
- Sử dụng sản phẩm học thuật của người khác có trích dẫn nguồn gốc rõ ràng.

Em xin cam đoan số liệu và kết quả nghiên cứu trong đồ án này là trung thực và chưa hề được sử dụng để bảo vệ một học vị nào. Mọi sự giúp đỡ cho việc thực hiện đồ án này đã được cảm ơn và các thông tin trích dẫn trong đồ án đã được chỉ rõ nguồn gốc rõ ràng và được phép công bố.

Sinh viên thực hiện.

Sinh viên thực hiện 01.

Sinh viên thực hiện 02.

LỜI MỞ ĐẦU

1. Lí do chọn đề tài:

Bởi vì sự giao động nhanh chóng về giá của các dạng nguồn năng lượng cũng như các vấn đề liên quan đến môi trường chẳng hạn như làm tăng ô nhiễm môi trường và phát thải hiệu ứng nhà kính nên các dạng nguồn NLTT đang được nghiên cứu và nhanh chóng ứng dụng để dần thay thế các dạng nguồn năng lượng trong những năm gần đây. Các nguồn NLTT như gió, mặt trời luôn phải chịu ảnh hưởng từ sự thay đổi của các yếu tố môi trường: vận tốc gió, bức xạ mặt trời, nhiệt độ... gây nên sự biến động, đồng thời cũng không thể khai thác tối đa sản lượng công suất của các nguồn năng lượng này. Bên cạnh những yếu tố tích cực mang lại từ các nguồn NLTT, các nguồn này khi kết nối vào HTĐ đã và đang gây ra không ít khó khăn, thách thức cho công tác vận hành HTĐ. Nguyên nhân là do tính chất bất định, biến đổi nhanh, phụ thuộc vào thời tiết, khí hậu và đặc điểm tự nhiên của từng khu vực.

HTĐ 2 tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị có cấp điện áp đến 220kV và nằm trong HTĐ Miền Trung. Trong những năm gần đây, HTĐ của 2 tỉnh ghi nhận sự tăng trưởng mạnh mẽ về phụ tải và nguồn điện. Vì tốc độ tăng trưởng phụ tải vượt quá sự gia tăng công suất nguồn nên nhiều đường dây truyền tải vận hành ở giới hạn an toàn. Bởi vậy cần phải có những tính toán đánh giá và đề xuất các phương án hợp lý nhằm nâng cao tính an toàn vận hành trong HTĐ của 2 tỉnh.

2. Mục đích nghiên cứu:

Mô phỏng và phân tích chế độ vận hành HTĐ các tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị bằng phần mềm PSS/E. Đánh giá ảnh hưởng của nguồn NLTT vào công tác vận hành và đề xuất các giải pháp nâng cao vận hành an toàn lưới điện của 2 tỉnh.

3. Phạm vi và đối tượng nghiên cứu:

• Phạm vi nghiên cứu:

- Nghiên cứu, phân tích về điện áp, dòng điện, phân bố công suất các chế độ vận hành HTĐ các tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị.
- Đánh giá ảnh hưởng của nguồn NLTT vào công tác vận hành hệ thống lưới điện 2 tỉnh.
- Đề xuất các giải pháp về mặt điều độ và giải pháp lâu dài khi các nguồn năng lượng tái tạo xâm nhập nhiều vào lưới điện trong tương lai.

• Đối tượng nghiên cứu:

- Lưới điện 2 tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị.

4. Phương pháp nghiên cứu:

- Thu thập dữ liệu của hệ thống điện 2 tỉnh.
- Dùng phần mềm PSS/E để mô phỏng, tính toán, phân tích và đánh giá chế độ vận hành ở từng khung giờ của lưới điện 2 tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị.
- Đề xuất các giải pháp nâng cao khả năng vận hành an toàn, lâu dài của lưới điện 2 tỉnh Quảng Bình, Quảng trị.

5. Ý nghĩa khoa học và tính thực tiễn của đề tài:

Tính toán và phân tích các chế độ vận hành của lưới điện, từ đó đưa ra các giải pháp phù hợp nhằm nâng cao vận hành an toàn, ổn định và tin cậy. Đảm bảo khả năng cung cấp điện liên tục, đáp ứng nhu cầu sử dụng điện càng cao của phụ tải hiện tại và tương lai.

6. Bố cục đồ án:

Lời mở đầu.

Chương 1 : Cơ sở lý luận để nâng cao hiệu quả khi sử dụng các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió khi kết nối với hệ thống điện quốc gia.

Chương 2 : Tìm hiểu về sử dụng phần mềm PSS/E để mô phỏng, tính toán, phân tích an toàn vận hành hệ thống điện.

Chương 3 : Đánh giá ảnh hưởng của các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió khi vận hành lưới điện của 2 tỉnh quảng bình và quảng trị ở cấp điện áp 220/110kV trên phần mềm PSS/E qua các chế độ vận hành khác nhau.

Chương 4 : Phân tích ảnh hưởng của nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió đến hệ thống lưới điện khi xảy ra sự cố N-1.

Kết luận và kiến nghị.

Tài liệu tham khảo.

Phụ lục

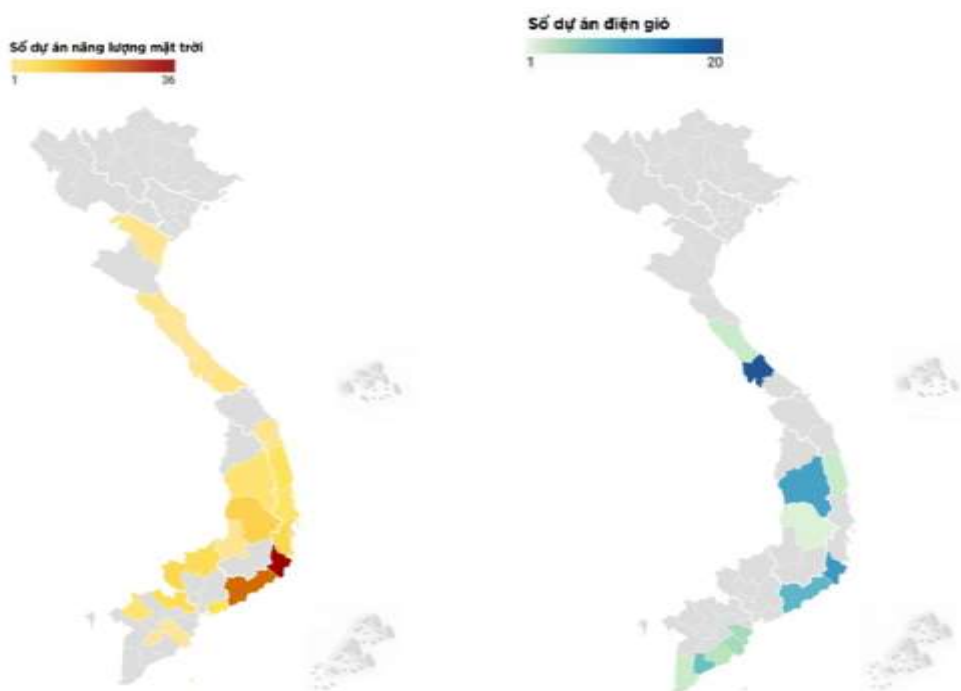
CHƯƠNG 1: CƠ SỞ LÝ LUẬN VỀ NĂNG CAO HIỆU QUẢ KHI SỬ DỤNG CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG ĐIỆN MẶT TRỜI VÀ ĐIỆN GIÓ KHI KẾT NỐI VỚI HTĐ QUỐC GIA

1.1. Tổng quan về nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió tại Việt Nam.

1.1.1. Thực trạng sử dụng và phát triển nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió tại Việt Nam.

Việt Nam là đất nước có khí hậu nhiệt đới gió mùa, có nhiều tiềm năng để phát triển các nguồn năng lượng tái tạo như: Điện mặt trời, điện gió. Theo ước tính Việt Nam có khoảng 8,6% diện tích đất, nước thích hợp để phát triển các trang trại điện gió. Đối với điện mặt trời, lượng bức xạ mặt trời trung bình hằng năm ở Việt Nam khoảng ngày, tạo điều kiện thuận lợi cho phát triển các trang trại năng lượng điện mặt trời quy mô lớn.

Nhu cầu sử dụng nguồn năng lượng điện mặt trời của Việt Nam đang gia tăng nhanh chóng, đặc biệt là các hộ gia đình. Hiện nay, Bộ Công Thương đang khuyến khích phát triển nguồn năng lượng tái tạo đặc biệt là điện mặt trời và điện gió bằng việc ban hành một số Thông Tư. Do sự phát triển các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió một cách nhanh chóng dẫn đến việc quá tải hệ thống lưới điện quốc gia. Theo số liệu từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), đến hết năm 2022, đã có 8908 MW điện mặt trời, 7660 MW điện mặt trời áp mái, 5059 MW điện gió. Tổng công suất đặt của các nguồn điện gió và mặt trời đã chiếm gần 27% tổng công suất đặt của hệ thống trong đó điện gió chiếm 6,27%



và điện mặt trời chiếm 19,53%.

Hình 1.1. Bản đồ phân bố các dự án điện gió và điện mặt trời tại Việt Nam.

Bản đồ trên thể hiện số lượng dự án điện mặt trời (bên trái) và điện gió (bên phải) đang vận hành tại các tỉnh thành của Việt Nam tính đến tháng 5 năm 2022.

Theo Quyết định 768/QĐ-TTG phê duyệt điều chỉnh quy hoạch điện VIII nêu rõ:

- Đẩy mạnh phát triển điện gió trên bờ, gần bờ và ngoài khơi, điện mặt trời, đặc biệt là điện mặt trời mặt nước phù hợp với khả năng hấp thụ của hệ thống, khả năng giải tỏa công suất của lưới điện, giá thành điện năng và chi phí truyền tải hợp lý gắn với bảo đảm an toàn vận hành và tính kinh tế chung của hệ thống điện, tận dụng tối đa cơ sở hạ tầng lưới điện hiện có. Ưu tiên, khuyến khích phát triển điện gió, điện mặt trời (trong đó có điện mặt trời trên mái nhà dân, trung tâm thương mại, mái các công trình xây dựng, mái nhà xưởng, khu công nghiệp, điện mặt trời tại các cơ sở sản xuất kinh doanh) tiêu thụ tại chỗ, không đấu nối hoặc không bán điện vào lưới điện quốc gia. Phát triển điện mặt trời tập trung phải kết hợp với lắp đặt pin lưu trữ với tỷ lệ tối thiểu 10% công suất và tích trong 2 giờ.

1.1.2. Những lợi ích mang lại và thách thức của nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió.

Năng lượng điện mặt trời và điện gió là những nguồn năng lượng thân thiện với môi trường, không phát tán ra khí thải CO₂... So với thủy điện phải tính toán các rủi ro có thể xảy ra với đập nước, tính toán đến việc di dân và mất đất canh tác của người dân tại nơi đặt thủy điện và hiện nay các vị trí có thể quy hoạch làm thủy điện cũng không còn nhiều thì xây dựng các trang trại điện gió, điện mặt trời sẽ mang lại nhiều lợi ích hơn.

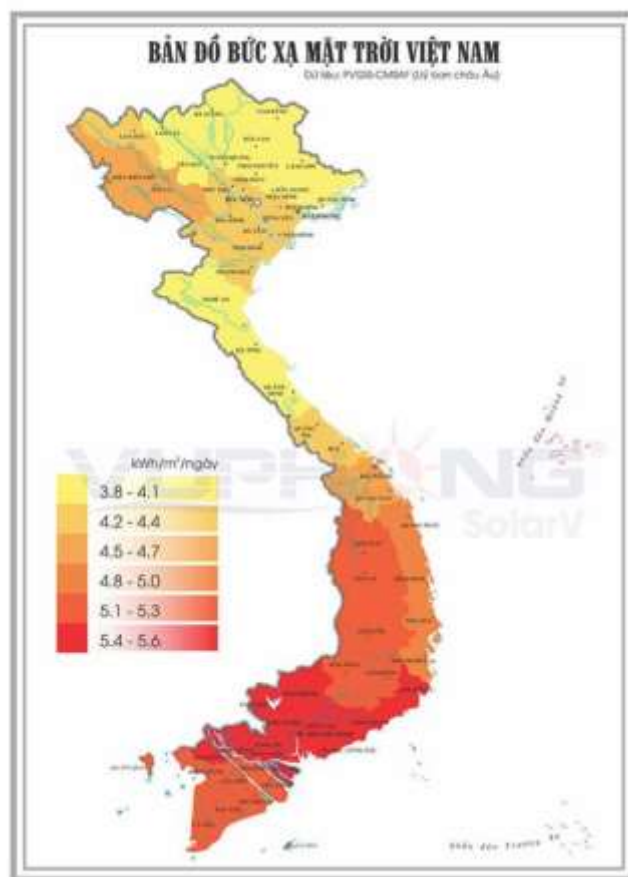
Mặc dù lợi ích và tiềm năng phát triển lớn là thế nhưng không thể phủ nhận những khó khăn và thách thức mà chúng đang gặp phải. Trong đó thách thức lớn nhất là nguồn cung cấp không ổn định do phụ thuộc vào tự nhiên, do đó sản lượng điện của chúng khó dự đoán. Điều này làm cho việc đáp ứng các yêu cầu của hệ thống trở lên khó khăn.

Hơn nữa khi các tấm pin năng lượng mặt trời hết thời hạn sử dụng, lúc này nó là loại rác thải độc hại khi đưa ra ngoài môi trường rất khó xử lý. Ngoài ra các công trình như đường dây truyền tải, trạm biến áp... cũng gây không ít ảnh hưởng đến môi trường và người dân xung quanh. Bất lợi và thách thức là thế nhưng đây vẫn được coi là nguồn năng lượng sạch, ít tác động đến môi trường.

1.1.3. Đặc điểm của năng lượng mặt trời và gió tại Việt Nam.

Do có vị trí địa lý thuận lợi nên Việt Nam có nguồn năng lượng mặt trời dồi dào. Trung bình, tổng bức xạ năng lượng mặt trời vào khoảng 5 kWh/m²/ngày đối với các tỉnh miền Trung và miền Nam, khoảng 4 kWh/m²/ngày đối với các tỉnh miền Bắc. Từ dưới vĩ tuyến 17, bức xạ mặt trời không chỉ nhiều mà còn ổn định. Theo thống kê, khi chuyển từ mùa khô sang mùa mưa bức xạ sẽ giảm khoảng 20%. Số giờ nắng ở miền Bắc khoảng từ

1.500-1.700 giờ trong khi ở miền Trung và miền Nam con số này khoảng 2.000-2.600 giờ mỗi năm.



Hình 1.2. Bản đồ bức xạ mặt trời tại Việt Nam.

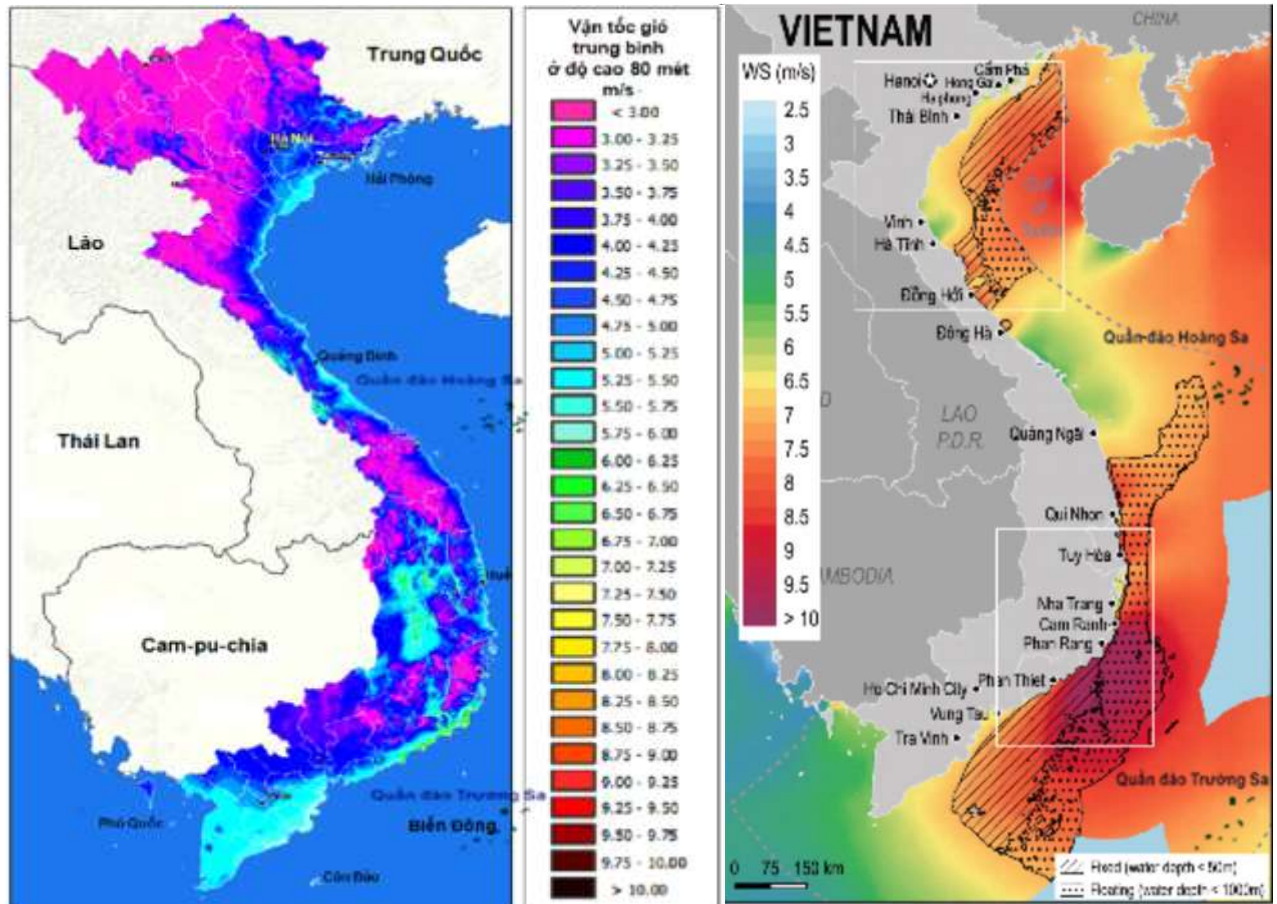
Bảng 1.1 Số liệu về bức xạ mặt trời tại Việt Nam.

Vùng	Giờ nắng trong năm	Cường độ bức xạ mặt trời (kWh/m ² , ngày)	Ứng dụng
Đông Bắc	1600 – 1750	3,3 – 4,1	Trung bình
Tây Bắc	1750 – 1800	4,1 – 4,9	Trung bình
Bắc Trung Bộ	1700 – 2000	4,6 – 5,2	Tốt
Tây Nguyên và Nam Trung Bộ	2000 – 2600	4,9 – 5,7	Rất tốt
Nam Bộ	2200 – 2500	4,3 – 4,9	Rất tốt
Trung bình cả nước	1700 – 2500	4,6	Tốt

Về năng lượng gió, với địa hình đặc thù của Việt Nam có $\frac{3}{4}$ diện tích là đồi núi, có đường bờ biển dài hơn 3.000 km và khí hậu nhiệt đới gió mùa thì đây là nơi rất thích hợp để phát triển điện gió. Ở những nơi có địa hình núi, đồi, cao nguyên đón gió và các thung lũng song song với hướng gió là nơi lý tưởng để phát triển các trang trại điện gió. Theo bản đồ gió toàn cầu (Global Wind Atlas) ước tính, hơn 39% diện tích của Việt Nam có

tốc độ gió trung bình hằng năm trên 6 m/s ở độ cao 65 m và 8% diện tích đất liền có tốc độ gió trung bình là 7 m/s.

Tiềm năng gió ở ngoài khơi lớn hơn rất nhiều so với trên bờ. Ngoài khơi gió thổi mạnh, ổn định và yếu dần khi vào đất liền. Các bờ biển và duyên hải là nơi trực tiếp đón các luồng gió từ biển thổi vào. Các cơ sở hạ tầng của điện gió cũng ít bị ảnh hưởng bởi các vấn đề liên quan đến quyền sử dụng đất hơn so với đất liền.



Hình 1.3. Bản đồ vận tốc gió Việt Nam ở độ cao 80m và bản đồ gió tại bờ biển Việt Nam.

1.1.4. Phân loại pin quang điện và tuabin gió.

a) Pin quang điện.

- Đơn tinh thể: được làm từ silicon đơn tinh thể, có hiệu suất chuyển đổi năng lượng cao nhất.
- Đa tinh thể: được làm từ silicon đa tinh thể, có hiệu suất chuyển đổi năng lượng thấp hơn loại đơn tinh thể.
- Thin-film: được làm từ silic vô định hình, có hiệu suất chuyển đổi năng lượng thấp nhất nhưng tốn ít chi phí nhất để sản xuất.

b) Tuabin gió.

- Tuabin gió sử dụng máy phát đồng bộ roto dây quấn (SG).
- Tuabin gió sử dụng máy phát cảm ứng lồng sóc (SCIG).
- Tuabin gió sử dụng máy phát không đồng bộ nguồn kép (DFIG).
- Tuabin gió sử dụng máy phát đồng bộ sử dụng nam châm vĩnh cửu (PMSG).

1.2. Cơ sở lý luận để đánh giá các ảnh hưởng và nâng cao hiệu quả khi sử dụng các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió trong các chế độ vận hành của hệ thống điện.

1.2.1. Các yêu cầu kết nối lưới của năng lượng điện mặt trời, điện gió của Việt Nam.

- Đáp ứng đầy đủ các yêu cầu về kỹ thuật như: Điện áp, tần số...
- Đáp ứng đủ các yêu cầu về độ tin cậy cung cấp điện năng.
- Nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời phải đầu tư các trang thiết bị, hệ thống điều khiển, tự động đảm bảo kết nối ổn định, tin cậy và bảo mật với hệ thống điều khiển công suất tổ máy (AGC) của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện phục vụ điều khiển từ xa công suất nhà máy theo lệnh điều độ của Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện.
- Khi kết nối các nguồn năng lượng điện mặt trời, điện gió kết nối với lưới điện quốc gia, Đơn vị quản lý vận hành (Chủ đầu tư) phải có Hợp đồng mua bán điện với EVN.

1.2.2. Cơ sở lý luận.

- Đáp ứng tính khả thi về mặt kỹ thuật: tính toán các khả năng cung cấp điện của nguồn theo nhiều sự kiện và chế độ vận hành khác nhau. Xem xét khả năng tích hợp và phân bổ công suất từ các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió.
- Khả năng kết nối: Cần có đầy đủ cơ sở vật chất để đáp ứng yêu cầu kết nối nguồn điện với lưới. Cần đáp ứng đầy đủ các tiêu chuẩn kết nối lưới theo quy định để đảm bảo tính an toàn và ổn định cho lưới. Các hệ thống kết nối lưới phải có khả năng phát hiện sự thay đổi của lưới từ đó điều chỉnh nguồn hòa vào lưới.
- Khả năng phân phối: Nguồn năng lượng điện mặt trời, điện gió có đặc điểm phân tán và không đồng nhất. Do đó cần có các công nghệ phân phối năng lượng đến các nơi khác nhau. Để làm được cần sử dụng hệ thống lưới điện thông minh, các thiết bị lưu trữ năng lượng lớn và các thiết bị chuyển đổi năng lượng giữa các nguồn linh hoạt. Phân phối năng lượng một cách hiệu quả giúp tối ưu được hệ thống điện và nâng cao được hiệu quả cũng như sự ổn định hệ thống.
- Chuyển đổi năng lượng giữa các nguồn và lưu trữ điện năng là một giải pháp tối ưu phân phối năng lượng hệ thống. Các công nghệ đang được nghiên cứu và phát triển để đưa vào hệ thống điện,
- Khả năng điều chỉnh tải: Điều chỉnh tải là một trong những giải pháp giúp tối ưu nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió. Hai nguồn năng lượng này có tính không ổn định, phụ thuộc nhiều vào các tác động đến từ thiên nhiên, Vì vậy hệ thống cần có khả năng điều chỉnh tải nhằm sử dụng nguồn năng lượng một cách tối ưu nhất khi có. Giải pháp điều chỉnh tải có thể là tạo điều kiện cho phụ tải tiêu thụ năng lượng theo khả năng mà hệ thống có thể cung cấp một cách tối ưu.
- Đánh giá chính xác hệ thống điện: Đánh giá chính xác tình trạng của hệ thống, xác định nguồn công suất của năng lượng điện mặt trời và điện gió hiện có.

- Đưa ra giải pháp: Từ các yếu tố trên sẽ đưa ra các giải pháp thích hợp và phân bổ công suất từ điện mặt trời và điện gió hiện có sao cho đáp ứng tính ổn định và bền vững của hệ thống điện.

1.3. Những vấn đề khó khăn của hệ thống điện khi có sự tham gia các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió.

- Khó khăn lớn nhất mà hệ thống gặp phải là vấn đề giải phóng công suất cho các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió.
- Khó khăn trong việc dự báo chính xác công suất phát, dẫn đến khó khăn trong lúc lập kế hoạch vận hành.
- Mất cân bằng pha do việc lắp đặt các nguồn điện mặt trời áp mái phụ thuộc vào hộ điện tiêu thụ một pha.

CHƯƠNG 2: TÌM HIỂU VỀ SỬ DỤNG PHẦN MỀM PSS/E ĐỂ MÔ PHỎNG, TÍNH TOÁN, PHÂN TÍCH AN TOÀN VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN.

2.1. Giới thiệu các quy trình phân tích chế độ vận hành an toàn hệ thống điện.

Để phân tích an toàn vận hành của HTĐ ta phân tích, so sánh các giá trị điện áp, dòng, phân bố công suất trên lưới điện trong các chế độ vận hành khác nhau. Quá trình khảo sát, phân tích sẽ được mô phỏng và tính toán sử dụng phần mềm PSS/E.

2.1.1. Ở chế độ vận hành bình thường:

Khi hệ thống vận hành ở chế độ bình thường, ta tiến hành khảo sát các giá trị điện áp tại các nút ở các nhà máy điện và ở các trạm biến áp. Khảo sát dòng phân bố công suất cấp từ các nhà máy điện đến các phụ tải trên đường dây.

- Khi thay đổi công suất tải:

Khi hệ thống vận hành, ta tiến hành thay đổi các giá trị P, Q lần lượt tại các phụ tải. Sau đó, ta tiến hành khảo sát và phân tích các giá trị điện áp thay đổi tại các nút, luồng công suất truyền tải và tỷ lệ phần trăm mang tải trên các đường dây.

- Khi thay đổi công suất máy phát:

Tương tự như khi thay đổi công suất tải, ta tiến hành thay đổi công suất P, Q của các nhà máy phát tại các nhà máy điện. Khảo sát các giá trị điện áp, công suất truyền tải trên đường dây, sự thay đổi công suất giữa các nhà máy...

2.1.2. Ở chế độ vận hành N-1 trên mạng điện:

Khi hệ thống đang vận hành bình thường, khi mô phỏng ta tiến hành cắt một phần tử (trường hợp n-1) đang vận hành ra khỏi hệ thống. Các phần tử cắt ra sẽ là máy phát, đường dây, phụ tải,... Khi cắt các phần tử ra, ta tiến hành khảo sát sự thay đổi điện áp, dòng điện, phân bố công suất trên đường dây cũng như khả năng tải của đường dây,... để đánh giá khả năng an toàn vận hành của hệ thống.

2.2. Tìm hiểu về sử dụng phần mềm pss/e để mô phỏng, tính toán, phân tích an toàn vận hành hệ thống điện:

2.2.1. Tổng quan về phần mềm PSS/E:

❖ Các công cụ của PSS/E:

Phần mềm PSS/E (Power System Simulator for Engineering) là phần mềm mô phỏng hệ thống điện (HTĐ) của công ty Power Technologies Inc của Mỹ thuộc sở hữu của Siemens. Tùy theo optinon được chọn lựa, một chương trình đầy đủ có thể mô phỏng, phân tích cả chế độ xác lập và ổn định của hệ thống điện. Các ứng dụng chính chương trình gồm:

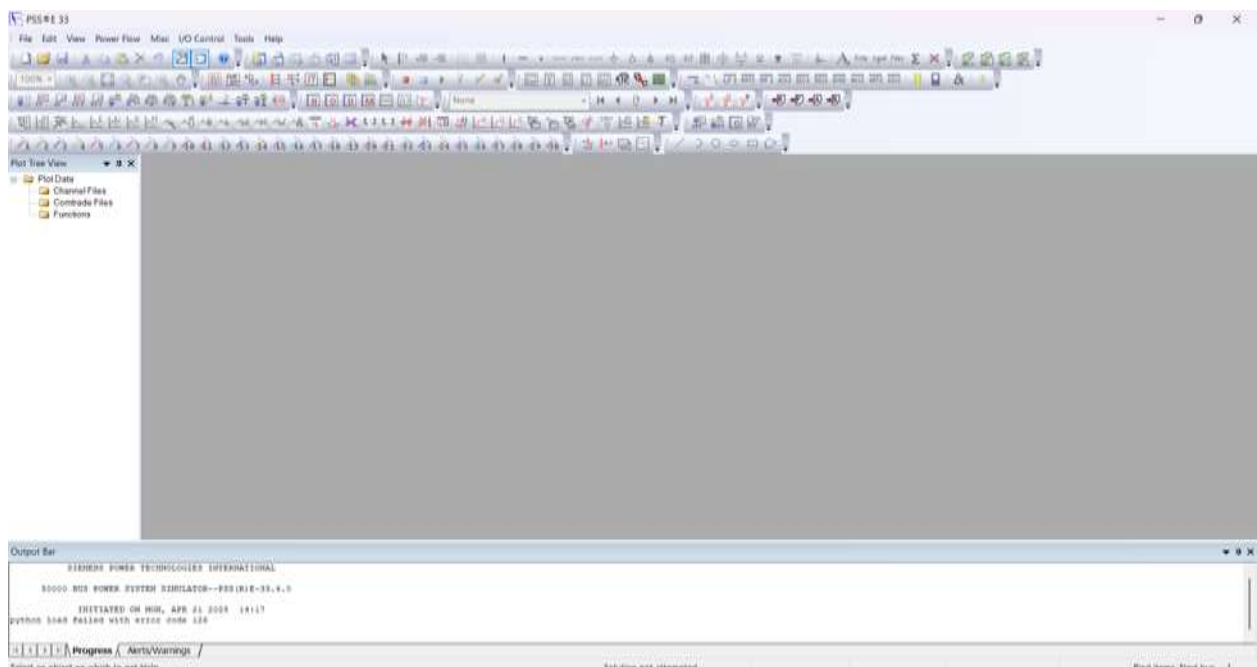
- Tính toán trào lưu công suất và nhiều chức năng khác liên quan.
- Tối ưu hóa trào lưu công suất.

- Tính toán các chế độ sự cố đối xứng và không đối xứng: Sự cố được đưa ra mô phỏng cả sự cố ngang trục như: như sự cố ngắn mạch, chạm đất; sự cố dọc trục như đứt dây, hở pha ở bất cứ điểm nào trong HTĐ.
- Tương đương hóa hệ thống.
- Mô phỏng ổn định: Chương trình này có thể được mô phỏng tính toán ổn định động, ổn định tĩnh của hệ thống.
- Đối với phần tính toán trào lưu công suất, thông qua giao diện của PSS/E, các chức năng phân tích là sẵn có gồm:
 - Tính toán trào lưu công suất và nhiều chức năng khác liên quan.
 - Tối ưu hóa trào lưu công suất.
 - Truy cập mở.
 - Phân tích sự cố.
 - Tương đương hóa hệ thống.
 - Các sơ đồ một sợi Online.
 - Các chương trình tự động.

❖ Giao diện của PSS/E:

Giao diện của PSS/E (power flow) hỗ trợ rất nhiều tiện ích cho người dùng như:

- Tạo, thay đổi và xóa dữ liệu hệ thống dưới dạng bảng.
- Tạo sơ đồ hệ thống kết hợp với cơ sở dữ liệu.
- Phân tích, đưa các kết quả chế độ xác lập hệ thống (trào lưu công suất, phân tích sự cố, tối ưu trào lưu ...).

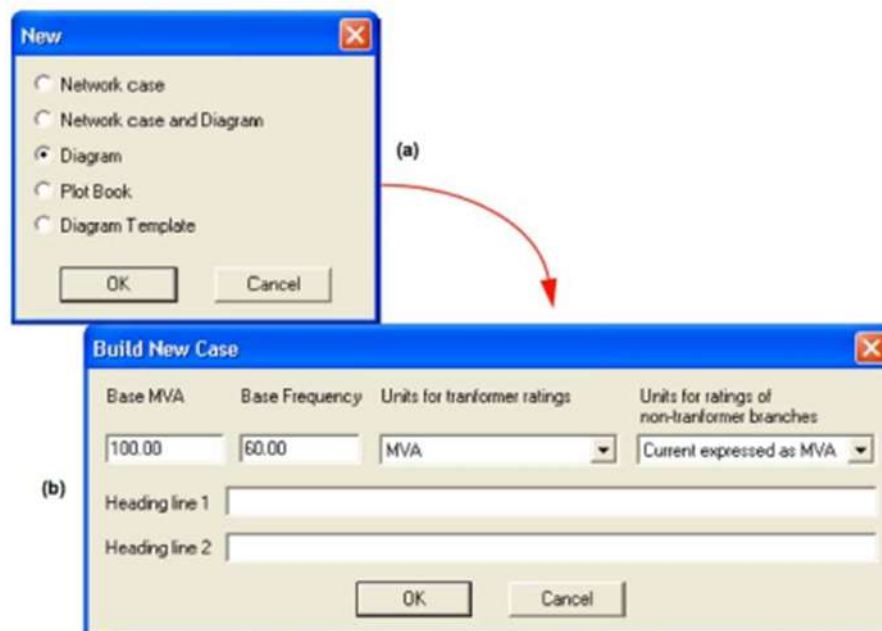


Hình 2.1. Giao diện chung PSS/E.

❖ Cách tạo một hệ thống điện:

Một hệ thống điện được mô phỏng trong PSS/E có thể có một hoặc nhiều file kết hợp tùy theo mục đích sử dụng. Nhưng trong đó file chạy trực tiếp và cơ bản ở chế độ xác lập phổ biến là file.sav.

Để tạo một hệ thống điện mới, chúng ta chọn File rồi New. Khi đó một cửa sổ con hiện ra như Hình 5. Nếu muốn nhập dữ liệu và quản lý dữ liệu kiểu bảng chúng ta chọn Network case; nếu muốn nhập dữ liệu và quản lý dữ liệu trên cả bảng và sơ đồ 1 sợi chúng ta chọn Network case and Diagram; nếu muốn nhập dữ liệu theo sơ đồ 1 sợi chúng ta chọn Diagram. Sau khi chọn, một cửa sổ mới hiện ra để chúng ta nhập công suất cơ bản (Base MVA), tần số cơ bản (Base Frequency), đơn vị cho công suất máy biến áp (Units for tranformer ratings) và đơn vị cho một số đại lượng của đường dây (Units for ratings of non-transformer branches). Các dòng Heading line 1 và 2 để nhập những chú thích cho chế độ mà chúng ta tạo



Hình 2.1. Các lựa chọn khi tạo 1 chế độ làm việc trong PSS/E.

❖ Dữ liệu vào của các thiết bị cơ bản:

Các thông số như điện trở, điện kháng, dung dẫn, điện áp, công suất, ... của các thiết bị trong hệ thống điện được mô phỏng trên chương trình PSS/E được nhập dưới dạng đơn vị tương đối (pu = per unit).

Như phần trên ta đã biết có nhiều cách để nhập dữ liệu vào chương trình PSS/E như nhập từ lệnh, xây dựng file.raw để inport vào ... hoặc nhập dưới dạng bảng. Các phương pháp nhập từ lệnh, từ file raw ... được thực hiện ở các version 28 trở về trước. Phiên bản 29 trở đi, trong tài liệu này ta sử dụng cách nhập trực tiếp dưới dạng bảng.

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Owner	Owner Name	Code	Voltage (ou)	Angle (deg)	Normal Vmax (ou)	Normal Vmin (ou)	Emergency Vmax (ou)	Emergency Vmin (ou)
*															

Bus	Plant	Machine	Load	Fixed Shunt	Switched Shunt	Induction Machine	Branch	Breaker	2 Winding	3 Winding	Impedance table	FACTS	2-T
-----	-------	---------	------	-------------	----------------	-------------------	--------	---------	-----------	-----------	-----------------	-------	-----

Hình 2.3. Giao diện bảng nhập dữ liệu trong chương trình PSS/E.

Dữ liệu ở Hình 2.3 là ở dạng bảng chứa các phần tử và những thông số của mỗi phần tử trong hệ thống điện mà ta cần nhập (cách nhập cụ thể được diễn giải cụ thể trong phần. Sau đây là các dữ liệu của một số phần tử cơ bản trong hệ thống điện mà ta cần khi tính toán trong PSS/E:

- Các thông số về định nghĩa về vùng trao đổi dữ liệu (được thể hiện ở Sheet Area Interchange): Định nghĩa về vùng, tên vùng ...
- Các thông số của nút (được thể hiện ở Sheet Bus): Trong đó thể hiện đầy đủ các thông tin về nút cần bổ sung như: Tên, điện áp, góc pha của từng nút, dung dẫn ...
- Các thông số của đường dây (được thể hiện ở Sheet Branch): Giá trị điện trở, điện kháng, dung dẫn, chiều dài ...
- Các thông số của thiết bị FACTS (được thể hiện ở Sheet FACTS devices).
- Các thông số của máy phát (Plant, Machine): Công suất phát hiện tại và giới hạn công suất phát của máy phát (lớn nhất và nhỏ nhất của công suất tác dụng và công suất phản kháng), điện trở và điện kháng của máy phát, điện áp đầu cực cần điều chỉnh ...
- Các thông số của phụ tải (Load): Công suất tác dụng và công suất phản kháng của phụ tải ...
- Các thông số máy biến áp 2 cuộn dây (2 Winding): Điện trở và điện kháng cuộn dây, hệ số điều chỉnh điện áp và công suất đặt của máy biến áp.
- Các thông số máy biến áp ba cuộn dây (3 Winding): Điện trở và điện kháng giữa các cuộn dây, điện áp định mức của mỗi cuộn, hệ số điều chỉnh điện áp mỗi cuộn dây của máy biến áp.

2.2.2. Nhập dữ liệu vào PSS/E:

Sau khi chuyển các thông số của một hệ thống điện sang dạng tương đối chúng ta tiến hành nhập dữ liệu vào trong PSS/E. Chúng ta có thể nhập dữ liệu vào PSS/E bằng các cách sau:

- Nhập dạng bảng.
- Nhập ở dòng command.
- Nhập theo file định dạng sẵn của PSS/E.

Các cách nhập trên đều có 1 điểm chung là khi nhập chúng ta phải nhập theo từng phần tử (nút, nhánh, máy phát, máy biến áp, tải hay các thiết bị bù...).

Trong tính toán chế độ xác lập ta cần nhập các thông số về nút (Bus), đường dây (Branch), nhà máy (Plant), máy phát (Machine), phụ tải (Load), thiết bị bù tĩnh (Fixed Shunt), thiết bị bù động (Switched Shunt), máy biến áp 2 cuộn dây (2 Winding transformer), máy biến áp 3 cuộn dây (3 Winding transformer).

❖ Thông số nút (BUS):

	Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Owner	Owner Name	Code	Voltage (pu)	Angle (deg)	Normal Vmax (pu)	Normal Vmin (pu)	Emergency Vmax (pu)	Emergency Vmin (pu)
*																

Hình 2.4. Giao diện bảng nhập dữ liệu BUS trong chương trình PSS/E.

Trong tính toán ở chế độ xác lập, đối với thanh cái chỉ cần nhập các thông số sau:

- Bus Number: Số của nút (từ 1 đến 9999).
- Bus Name: Tên nút có nhiều nhất là 12 ký tự.
- Base kV: Điện áp cơ bản của nút nhập dưới dạng có tên, nếu không cho hay cho dưới dạng đơn vị tương đối thì để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 0.
- Area Number/Name: Chỉ nút đó thuộc vào miền nào (ví dụ Nam, Trung, Bắc), nếu không cần phân biệt thì để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- Zone Number/ Name: Chỉ nút thuộc vào vùng nào, không có thì để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- Owner Number/Name: Mã của đơn vị sở hữu: công ty điện, nhà máy ...
- Code: Có 4 loại nút, ứng với mỗi loại nút có một giá trị code khác nhau:
 - + Nút phụ tải (không có máy phát) nhập giá trị là: 1
 - + Nút máy phát hoặc nhà máy điện (nút PV) nhập giá trị là: 2
 - + Nút cân bằng (có điện áp không đổi) nhập giá trị là: 3
 - + Nút cô lập (nút đó tách khỏi hệ thống) nhập giá trị là 4
- Voltage (pu): Biên độ điện áp hiệu dụng của nút ở dạng đơn vị tương đối pu, nếu đề bài không cho số liệu hay là nút phụ tải thì không cần nhập và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- Angle (deg): Góc pha của điện áp nút, nếu đề bài cho thì nhập, nếu không thì để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị n trị mặc định là 0.

❖ **Các thông số của nhà máy (Plant):**

Bus Number	Bus Name	Area Num	Area Name	Code	PGen (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	VSched (pu)	Remote Bus	Remote Bus Name	Voltage (pu)	RMPCT
*													

Bus Plant Machine Load Fixed Shunt Switched Shunt Induction Machine Branch Breaker 2 Winding 3 Winding Impedance table FACTS

Hình 2.5. Giao diện bảng nhập dữ liệu nhà máy trong chương trình PSS/E.

- VSched (pu): Biên độ điện áp nút mà máy phát muốn giữ, nếu không có thì chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- RMPCT: Lượng phần trăm công suất phản kháng của máy phát có thể tham gia điều chỉnh điện áp, thường để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 100%.
- Các thông số còn lại được chuyển vào sau khi nhập các thông số đó ở machine.

❖ **Các thông số của máy phát (Machine):**

Bus Number	Bus Name	Id	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Code	VSched (pu)	Remote Bus	In Service	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	Mbase (MVA)	R Source (pu)	X Source (pu)
*																			

Bus Plant Machine Load Fixed Shunt Switched Shunt Induction Machine Branch Breaker 2 Winding 3 Winding Impedance table FACTS 2-Term DC VSC DC H-Term DC Area Inter-

Hình 2.6. Giao diện bảng nhập dữ liệu máy phát trong chương trình PSS/E.

Khi tính toán chế độ xác lập, với machine cần nhập các thông số sau:

- Bus Number: Số của nút có chứa máy phát.
- Id: Được dùng để phân biệt từng máy phát trong trường hợp có nhiều máy cùng nối vào một thanh cái, nếu chỉ có một máy nối vào thì để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- Pgen (MW): Công suất tác dụng đang phát của máy phát, nếu không cho thì để trống, chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 0.
- Pmax (MW): Công suất tác dụng phát cực đại của máy phát, không cho thì để trống.
- Pmin (MW): Công suất tác dụng phát cực tiểu của máy phát, không cho thì để trống.
- Qgen (MVar): Công suất phản kháng đang phát của máy phát, nếu không thì để trống, chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 0.
- Qmax (MVar): Công suất phản kháng phát cực đại của máy phát, không cho thì để trống.
- Qmin (MVar): Công suất phản kháng phát cực tiểu của máy phát, không cho thì để trống.
- Mbase (MVA): Công suất định mức của máy phát, không sử dụng trong tính toán trao lưu công suất mà được sử dụng trong tính toán sự cố, ổn định.
- R Source (pu): Điện trở trong của máy phát, nhập vào ở đơn vị pu ứng với công suất định mức của máy phát, không có thì để trống, chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 0.
- X Source (pu): Điện kháng trong của máy phát ở đơn vị tương đối pu ứng với công suất định mức của máy phát, giá trị này dùng trong tính toán dynamic, không có ảnh

hưởng khi tính toán trào lưu công suất, chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.

- Gentap (pu): Hệ số máy biến áp đầu cực máy phát.
- Owner 1,2,3,4: Số chỉ đơn vị sở hữu, không có thường nhập Owner 1 là 1.
- Owner 2,3,4 là 0.
- Fraction 1,2,3,4: Tỷ lệ vốn của đơn vị sở hữu thứ 1,2,3,4; không cho thì để là 1.

Các thông số còn lại để trống và chương trình sẽ nhập mặc định.

❖ Các thông số của phụ tải (Load):

Hình 2.7. Giao diện bảng nhập dữ liệu phụ tải trong chương trình PSS/E.

Tính toán ở chế độ xác lập thì cần nhập các thông số sau đối với phụ tải:

- Bus Number: Số nút mà phụ tải nối vào.
- Id: Được dùng để phân biệt từng tải trong trường hợp có nhiều tải cùng nối vào một thanh cái, nếu chỉ có một tải nối vào thì để trống và chương trình sẽ mặc định sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- Pload (MW): Công suất tác dụng của phụ tải.
- Qload (MVar): Công suất phản kháng của phụ tải.

Các thông số còn lại để trống và chương trình sẽ nhập mặc định.

❖ Các thông số của Fixed Shunt:

Hình 1.8. Giao diện bảng nhập dữ liệu Fixed Shunt trong chương trình PSS/E.

Tính chế độ xác lập, cần nhập các thông số sau của Fixed Shunt:

- Bus Number: Số nút nối với thiết bị bù.
- Id: Được dùng để phân biệt từng thiết bị trong trường hợp có nhiều thiết bị cùng nối vào một thanh cái, nếu chỉ có một thiết bị nối vào thì để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- G- Shunt (MW): Điện dẫn của thiết bị bù.
- B- Shunt (MVar): Dung dẫn của thiết bị bù.

Các thông số còn lại để trống và chương trình sẽ nhập mặc định.

❖ Các thông số của Swichted shunt:

Hình 2.8. Giao diện bảng nhập dữ liệu Swiched Shunt trong chương trình PSS/E.

Tính chế độ xác lập, cần nhập các thông số sau của Swiched Shunt:

- Bus Number: Số hiệu nút có Shunt.
- Control Mode: Phương thức điều khiển đóng cắt:
 - + 0: Cố định .
 - + 1: Rời rạc.
 - + 2: Liên tục.
- Vhi (pu): Ngưỡng điện áp trên muốn giữ, không có để trống.
- Vlo (pu): Ngưỡng điện áp dưới muốn giữ, không có để trống.
- VSC Name: Nút cần được giữ điện áp trong giới hạn Vhi đến Vlo, không có để trống.
- Binit (MVar): Công suất ban đầu của shunt.

❖ Các thông số của đường dây (Branch):

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)	In Service	Metered	Rate A	Rate B	Rate C	Line G From (pu)	Line B From (pu)	Line G To (pu)	Line B To (pu)	Length
1		201		1	0.000000	0.000100	0.000000	☒	☒	0.0	0.0	0.0	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000
101		301		1	0.000000	0.000100	0.000000	☒	☒	0.0	0.0	0.0	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000
*								☒	☒								

Hình 2.9. Giao diện bảng nhập dữ liệu đường dây trong chương trình PSS/E.

Giả sử đường dây từ nút thứ i tới nút thứ j, ta có Các thông số cần nhập sau:

Khi tính trong chế độ xác lập, nhánh cần nhập các thông số sau:

- From Bus Number và To Bus Number : Tên của hai nút nối đường dây.
- Id: Được dùng để phân biệt từng nhánh trong trường hợp có nhiều nhánh cùng nối vào hai thanh cái, nếu chỉ có một nhánh nối vào thì để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- Line R (pu): Giá trị điện trở của đường dây.
- Line X (pu): Giá trị điện kháng của đường dây.
- Charging (pu): Giá trị điện dung dẫn của đường dây, không có thì bỏ trống.
- Line G From (pu), Line B From (pu): Shunt đường dây nối vào nút i.
- Line G To (pu), Line B To (pu): Shunt đường dây nối vào nút j.
- Length: Chiều dài đường dây, nhập vào đơn vị tùy ý, thường để trống với các giá trị điện trở, điện kháng và điện dung dẫn của đường dây đã được tính theo chiều dài đường dây, chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.

Các thông số còn lại để trống và chương trình sẽ nhập mặc định.

❖ Các thông số nhập vào MBA 2 cuộn dây (2 winding):

Diagram1 Network data X																			
From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Name	In Service	Meters	Winding	Controlled	Controlled	Tap Positions	Control Mode	Auto Adjust	Winding I/O Code	Impedance I/O Code	Admittance I/O Code			
*						☒	☒	From 1	☐	Tapped			☐	Yes					
Specified R		Specified X		Data A	Data B	Data C	Magnetizing		Magnetizing		Own	Fraction	Own	Fraction	Own	Fraction	Winding	Wnd 1 Ratio	Wnd 1
Wnd 1 Angle (degrees)	Wnd 2 Ratio (pu or kV)	Wnd 2	Rmax (ratio or pu)	Rmin (ratio or pu)	Vmax (pu, kV, MW, or Mvar)	Vmin (pu, kV, MW, or Mvar)	Wind Connect Angle	Load Drop Come R (pu)	Load Drop Come X (pu)	Impedance table	R (table corrected)	X (table corrected)	Vector Group	Edit Vector Group Edit VG	Connection Code				
*																			
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100 101 102 103 104 105 106 107 108 109 110 111 112 113 114 115 116 117 118 119 120 121 122 123 124 125 126 127 128 129 130 131 132 133 134 135 136 137 138 139 140 141 142 143 144 145 146 147 148 149 150 151 152 153 154 155 156 157 158 159 160 161 162 163 164 165 166 167 168 169 170 171 172 173 174 175 176 177 178 179 180 181 182 183 184 185 186 187 188 189 190 191 192 193 194 195 196 197 198 199 200 201 202 203 204 205 206 207 208 209 210 211 212 213 214 215 216 217 218 219 220 221 222 223 224 225 226 227 228 229 230 231 232 233 234 235 236 237 238 239 240 241 242 243 244 245 246 247 248 249 250 251 252 253 254 255 256 257 258 259 260 261 262 263 264 265 266 267 268 269 270 271 272 273 274 275 276 277 278 279 280 281 282 283 284 285 286 287 288 289 290 291 292 293 294 295 296 297 298 299 300 301 302 303 304 305 306 307 308 309 310 311 312 313 314 315 316 317 318 319 320 321 322 323 324 325 326 327 328 329 330 331 332 333 334 335 336 337 338 339 340 341 342 343 344 345 346 347 348 349 350 351 352 353 354 355 356 357 358 359 360 361 362 363 364 365 366 367 368 369 370 371 372 373 374 375 376 377 378 379 380 381 382 383 384 385 386 387 388 389 390 391 392 393 394 395 396 397 398 399 400 401 402 403 404 405 406 407 408 409 410 411 412 413 414 415 416 417 418 419 420 421 422 423 424 425 426 427 428 429 430 431 432 433 434 435 436 437 438 439 440 441 442 443 444 445 446 447 448 449 450 451 452 453 454 455 456 457 458 459 460 461 462 463 464 465 466 467 468 469 470 471 472 473 474 475 476 477 478 479 480 481 482 483 484 485 486 487 488 489 490 491 492 493 494 495 496 497 498 499 500 501 502 503 504 505 506 507 508 509 510 511 512 513 514 515 516 517 518 519 520 521 522 523 524 525 526 527 528 529 530 531 532 533 534 535 536 537 538 539 540 541 542 543 544 545 546 547 548 549 550 551 552 553 554 555 556 557 558 559 560 561 562 563 564 565 566 567 568 569 570 571 572 573 574 575 576 577 578 579 580 581 582 583 584 585 586 587 588 589 590 591 592 593 594 595 596 597 598 599 600 601 602 603 604 605 606 607 608 609 610 611 612 613 614 615 616 617 618 619 620 621 622 623 624 625 626 627 628 629 630 631 632 633 634 635 636 637 638 639 640 641 642 643 644 645 646 647 648 649 650 651 652 653 654 655 656 657 658 659 660 661 662 663 664 665 666 667 668 669 670 671 672 673 674 675 676 677 678 679 680 681 682 683 684 685 686 687 688 689 690 691 692 693 694 695 696 697 698 699 700 701 702 703 704 705 706 707 708 709 710 711 712 713 714 715 716 717 718 719 720 721 722 723 724 725 726 727 728 729 730 731 732 733 734 735 736 737 738 739 740 741 742 743 744 745 746 747 748 749 750 751 752 753 754 755 756 757 758 759 760 761 762 763 764 765 766 767 768 769 770 771 772 773 774 775 776 777 778 779 780 781 782 783 784 785 786 787 788 789 790 791 792 793 794 795 796 797 798 799 800 801 802 803 804 805 806 807 808 809 810 811 812 813 814 815 816 817 818 819 820 821 822 823 824 825 826 827 828 829 830 831 832 833 834 835 836 837 838 839 840 841 842 843 844 845 846 847 848 849 850 851 852 853 854 855 856 857 858 859 860 861 862 863 864 865 866 867 868 869 870 871 872 873 874 875 876 877 878 879 880 881 882 883 884 885 886 887 888 889 890 891 892 893 894 895 896 897 898 899 900 901 902 903 904 905 906 907 908 909 910 911 912 913 914 915 916 917 918 919 920 921 922 923 924 925 926 927 928 929 930 931 932 933 934 935 936 937 938 939 940 941 942 943 944 945 946 947 948 949 950 951 952 953 954 955 956 957 958 959 960 961 962 963 964 965 966 967 968 969 970 971 972 973 974 975 976 977 978 979 980 981 982 983 984 985 986 987 988 989 990 991 992 993 994 995 996 997 998 999 1000 1001 1002 1003 1004 1005 1006 1007 1008 1009 1010 1011 1012 1013 1014 1015 1016 1017 1018 1019 1020 1021 1022 1023 1024 1025 1026 1027 1028 1029 1030 1031 1032 1033 1034 1035 1036 1037 1038 1039 1040 1041 1042 1043 1044 1045 1046 1047 1048 1049 1050 1051 1052 1053 1054 1055 1056 1057 1058 1059 1060 1061 1062 1063 1064 1065 1066 1067 1068 1069 1070 1071 1072 1073 1074 1075 1076 1077 1078 1079 1080 1081 1082 1083 1084 1085 1086 1087 1088 1089 1090 1091 1092 1093 1094 1095 1096 1097 1098 1099 1100 1101 1102 1103 1104 1105 1106 1107 1108 1109 1110 1111 1112 1113 1114 1115 1116 1117 1118 1119 1120 1121 1122 1123 1124 1125 1126 1127 1128 1129 1130 1131 1132 1133 1134 1135 1136 1137 1138 1139 1140 1141 1142 1143 1144 1145 1146 1147 1148 1149 1150 1151 1152 1153 1154 1155 1156 1157 1158 1159 1160 1161 1162 1163 1164 1165 1166 1167 1168 1169 1170 1171 1172 1173 1174 1175 1176 1177 1178 1179 1180 1181 1182 1183 1184 1185 1186 1187 1188 1189 1190 1191 1192 1193 1194 1195 1196 1197 1198 1199 1200 1201 1202 1203 1204 1205 1206 1207 1208 1209 1210 1211 1212 1213 1214 1215 1216 1217 1218 1219 1220 1221 1222 1223 1224 1225 1226 1227 1228 1229 1230 1231 1232 1233 1234 1235 1236 1237 1238 1239 1240 1241 1242 1243 1244 1245 1246 1247 1248 1249 1250 1251 1252 1253 1254 1255 1256 1257 1258 1259 1260 1261 1262 1263 1264 1265 1266 1267 1268 1269 1270 1271 1272 1273 1274 1275 1276 1277 1278 1279 1280 1281 1282 1283 1284 1285 1286 1287 1288 1289 1290 1291 1292 1293 1294 1295 1296 1297 1298 1299 1300 1301 1302 1303 1304 1305 1306 1307 1308 1309 1310 1311 1312 1313 1314 1315 1316 1317 1318 1319 1320 1321 1322 1323 1324 1325 1326 1327 1328 1329 1330 1331 1332 1333 1334 1335 1336 1337 1338 1339 1340 1341 1342 1343 1344 1345 1346 1347 1348 1349 1350 1351 1352 1353 1354 1355 1356 1357 1358 1359 1360 1361 1362 1363 1364 1365 1366 1367 1368 1369 1370 1371 1372 1373 1374 1375 1376 1377 1378 1379 1380 1381 1382 1383 1384 1385 1386 1387 1388 1389 1390 1391 1392 1393 1394 1395 1396 1397 1398 1399 1400 1401 1402 1403 1404 1405 1406 1407 1408 1409 1410 1411 1412 1413 1414 1415 1416 1417 1418 1419 1420 1421 1422 1423 1424 1425 1426 1427 1428 1429 1430 1431 1432 1433 1434 1435 1436 1437 1438 1439 1440 1441 1442 1443 1444 1445 1446 1447 1448 1449 1450 1451 1452 1453 1454 1455 1456 1457 1458 1459 1460 1461 1462 1463 1464 1465 1466 1467 1468 1469 1470 1471 1472 1473 1474 1475 1476 1477 1478 1479 1480 1481 1482 1483 1484 1485 1486 1487 1488 1489 1490 1491 1492 1493 1494 1495 1496 1497 1498 1499 1500 1501 1502 1503 1504 1505 1506 1507 1508 1509 1510 1511 1512 1513 1514 1515 1516 1517 1518 1519 1520 1521 1522 1523 1524 1525 1526 1527 1528 1529 1530 1531 1532 1533 1534 1535 1536 1537 1538 1539 1540 1541 1542 1543 1544 1545 1546 1547 1548 1549 1550 1551 1552 1553 1554 1555 1556 1557 1558 1559 1560 1561 1562 1563 1564 1565 1566 1567 1568 1569 1570 1571 1572 1573 1574 1575 1576 1577 1578 1579 1580 1581 1582 1583 1584 1585 1586 1587 1588 1589 1590 1591 1592 1593 1594 1595 1596 1597 1598 1599 1600 1601 1602 1603 1604 1605 1606 1607 1608 1609 1610 1611 1612 1613 1614 1615 1616 1617 1618 1619 1620 1621 1622 1623 1624 1625 1626 1627 1628 1629 1630 1631 1632 1633 1634 1635 1636 1637 1638 1639 1640 1641 1642 1643 1644 1645 1646 1647 1648 1649 1650 1651 1652 1653 1654 1655 1656 1657 1658 1659 1660 1661 1662 1663 1664 1665 1666 1667 1668 1669 1670 1671 1672 1673 1674 1675 1676 1677 1678 1679 1680 1681 1682 1683 1684 1685 1686 1687 1688 1689 1690 1691 1692 1693 1694 1695 1696 1697 1698 1699 1700 1701 1702 1703 1704 1705 1706 1707 1708 1709 1710 1711 1712 1713 1714 1715 1716 1717 1718 1719 1720 1721 1722 1723 1724 1725 1726 1727 1728 1729 1730 1731 1732 1733 1734 1735 1736 1737 1738 1739 1740 1741 1742 1743 1744 1745 1746 1747 1748 1749 1750 1751 1752 1753 1754 1755 1756 1757 1758 1759 1760 1761 1762 1763 1764 1765 1766 1767 1768 1769 1770 1771 1772 1773 1774 1775 1776 1777 1778 1779 1780 1781 1782 1783 1784 1785 1786 1787 1788 1789 1790 1791 1792 1793 1794 1795 1796 1797 1798 1799 1800 1801 1802 1803 1804 1805 1806 1807 1808 1809 1810 1811 1812 1813 1814 1815 1816 1817 1818 1819 1820 1821 1822 1823 1824 1825 1826 1827 1828 1829 1830 1831 1832 1833 1834 1835 1836 1837 1838 1839 1840 1841 1842 1843 1844 1845 1846 1847 1848 1849 1850 1851 1852 1853 1854 1855 1856 1857 1858 1859 1860 1861 1862 1863 1864 1865 1866 1867 1868 1869 1870 1871 1872 1873 1874 1875 1876 1877 1878 1879 1880 1881 1882 1883 1884 1885 1886 1887 1888 1889 1890 1891 1892 1893 1894 1895 1896 1897 1898 1899 1900 1901 1902 1903 1904 1905 1906 1907 1908 1909 1910 1911 1912 1913 1914 1915 1916 1917 1918 1919 1920 1921 1922 1923 1924 1925 1926 1927 1928 1929 1930 1931 1932 1933 1934 1935 1936 1937 1938 1939 1940 1941 1942 1943 1944 1945 1946 1947 1948 1949 1950 1951 1952 1953 1954 1955 1956 1957 1958 1959 1960 1961 1962 1963 1964 1965 1966 1967 1968 1969 1970 1971 1972 1973 1974 1975 1976 1977 1978 1979 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1986 1987 1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014 2015 2016 2017 2018 2019 2020 2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037 2038 2039 2040 2041 2042 2043 2044 2045 2046 2047 2048 2049 2050 2051 2052 2053 2054 2055 2056 2057 2058 2059 2060 2061 2062 2063 2064 2065 2066 2067 2068 2069 2070 2071 2072 2073 2074 2075 2076 2077 2078 2079 2080 2081 2082 2083 2084 2085 2086 2087 2088 2089 2090 2091 2092 2093 2094 2095 2096 2097 2098 2099 2100 2101 2102 2103 2104 2105 2106 2107 2108 2109 2110 2111 2112 2113 2114 2115 2116 2117 2118 2119 2120 2121 2122 2123 2124 2125 2126 2127 2128 2129 2130 2131 2132 2133 2134 2135 2136 2137 2138 2139 2140 2141 2142 2143 2144 2145 2146 2147 2148 2149 2150 2151 2152 2153 2154 2155 2156 2157 2158 2159 2160 2161 2162 2163 2164 2165 2166 2167 2168 2169 2170 2171 2172 2173 2174 2175 2176 2177 2178 2179 2180 2181 2182 2183 2184 2185 2186 2187 2188 2189 2190 2191 2192 2193 2194 2195 2196 2197 2198 2199 2200 2201 2202 2203 2204 2205 2206 2207 2208 2209 2210 2211 2212 2213 2214 2215 2216 2217 2218 2219 2220 2221 2222 2223 2224 2225 2226 2227 2228 2229 2230 2231 2232 2233 2234 2235 2236 2237 2238 2239 2240 2241 2242 2243 2244 2245 2246 2247 2248 2249 2250 2251 2252 2253 2254 2255 2256 2257 2258 2259 2260 2261 2262 2263 2264 2265 2266 2267 2268 2269 2270 2271 2272 2273 2274 2275 2276 2277 2278 2279 2280 2281 2282 2283 2284 2285 2286 2287 2288 2289 2290 2291 2292 2293 2294 2295 2296 2297 2298 2299 2300 2301 2302 2303 2304 2305 2306 2307 2308 2309 2310 2311 2312 2313 2314 2315 2316 2317 2318 2319 2320 2321 2322 2323 2324 2325 2326 2327 2328 2329 2330 2331 2332 2333 2334 2335 2336 2337 2338 2339 2340 2341 2342 2343 2344 2345 2346 2347 2348 2349 2350 2351 2352 2353 2354 2355 2356 2357 2358 2359 2360 2361 2362 2363 2364 2365 2366 2367 2368 2369 2370 2371 2372 2373 2374 2375 2376 2377 2378 2379 2380 2381 2382 2383 2384 2385 2386 2387 2388 2389 2390 2391 2392 2393 2394 2395 2396 2397 2398 2399 2400 2401 2402 2403 2404 2405 2406 2407 2408 2409 2410 2411 2412 2413 2414 2415 2416 2417 2418 2419 2420 2421 2422 2423 2424 2425 2426 2427 2428 2429 2430 2431 2432 2433 2434 2435 2436 2437 2438 2439 2440 2441 2442 2443 2444 2445 2446 2447 2448 2449 2450 2451 2452 2453 2454 2455 2456 2457 2458 2459 2460 2461 2462 2463 2464 2465 2466 2467 2468 2469 2470 2471 2472 2473 2474 2475 2476 2477 2478 2479 2480 2481 2482 2483 2484 2485 2486 2487 2488 2489 2490 2491 2492 2493 2494 2495 2496 2497 2498 2499 2500 2501 2502 2503 2504 2505 2506 2507 2508 2509 2510 2511 2512 2513 2514 2515 2516 2517 2518 2519 2520 2521 2522 2523 2524 2525 2526 2527 2528 2529 2530 2531 2532 2533 2534 2535 2536 2537 2538 2539 2540 2541 2542 2543 2544 2545 2546 2547 2548 2549 2550 2551 2552 2553 2554 2555 2556 2557 2558 2559 2560 2561 2562 2563 2564 2565 2566 2567 2568 2569 2570 2571 2572 2573 2574 2575 2576 2577 2578 257																			

Hình 2.10. Giao diện bảng nhập dữ liệu MBA 2 cuộn dây trong chương trình PSS/E.

Để tính chế độ xác lập, đối với máy biến áp 2 cuộn dây, chỉ cần nhập các thông số:

- From Bus Number: Nút nối với cuộn dây thứ nhất của máy biến áp, nếu có điều áp dưới tải chỉ có ở cuộn dây này.
- To Bus Number: Nút nối với cuộn dây thứ hai của máy biến áp.
- Last Bus Number: Nút nối với cuộn dây thứ ba của máy biến áp ba cuộn dây...
- Id: Được dùng để phân biệt từng máy biến áp trong trường hợp có nhiều máy cùng nối vào những thanh cái đó, nếu chỉ có một máy nối vào thì để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- Name: Tên đặt cho máy biến áp, chứa tối đa 8 ký tự và đặt trong ngoặc “ ”.
- Winding Data I/O Code: Mã của cuộn dây dùng để xác định đơn vị nhập vào của điện áp các cuộn dây là đơn vị tương đối pu hay đơn vị có tên.
- Impedance I/O Data: Mã của trở kháng máy biến áp, dùng xác định tính trở kháng của máy biến áp theo công suất cơ bản của toàn hệ thống (Zpu system base), theo công suất của từng cuộn dây (Zpu Winding base) hay theo tổn thất không tải và phần trăm dòng điện không tải (Load loss and /Z/).
- Admittance I/O Data: Mã của tổng dẫn các cuộn dây, dùng xác định giá trị tổng dẫn nhập vào được tính theo công suất cơ bản của hệ thống (Y system base) hay tổn thất không tải và phần trăm dòng điện không tải.
- Specified R (pu or ôm): Giá trị điện trở của máy biến áp.
- Specified X (pu): Giá trị điện kháng của máy biến áp.
- Wnd 1 Ratio (pu or kV): Hệ số điều chỉnh điện áp ở cuộn dây 1.
- Wnd 1 Nominal kV: Điện áp định mức của cuộn dây 1.
- Wnd 1 Angle: Góc lệch pha của máy, tính bằng độ.
- Wnd 2 Ratio (pu or kV): Hệ số điều chỉnh điện áp ở cuộn dây 2.
- Wnd 2 Nominal kV: Điện áp định mức của cuộn dây 2.
- Wnd 3 Ratio (pu or kV): Hệ số điều chỉnh điện áp ở cuộn dây 3 của máy biến áp ba cuộn dây và tự ngẫu.
- Winding MVA : Công suất đặt của MBA, nếu không cho thì để trống, chương trình sẽ nhập bằng giá trị công suất cơ bản của hệ thống.

Các thông số còn lại để trống và chương trình sẽ nhập mặc định.

❖ Các thông số nhập vào MBA 3 cuộn dây (3 winding):

From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Last Bus Number	Last Bus Name	Id	Name	In Service	Non-metered and	Winding I/O Code	Impedance I/O Code	Admittance I/O Code	W1-2 R (ou or watts)	W1-2 X (ou)	W2-3 R (ou or watts)	W2-3 X (ou)
*								All in-service	To bus	Turns ratio (pu on bus base)	Zpu (system base)	Y pu (system base)				

Transformer / Windings /

Bus Plant Machine Load Fixed Shunt Switched Shunt Induction Machine Branch Breaker 2 Winding 3 Winding Impedance table FACTS 2-Term DC VSC DC N-Term DC Area Inter-area Transfer

W3-1 R (ou or watts)	W3-1 X (ou)	Magnetizing G	Magnetizing B	Winding 1-2 MVA Base	Winding 2-3 MVA Base	Winding 3-1 MVA Base	Star Bus Bus Voltage	Star Bus Bus Angle	Owner	Fraction 1	Owner	Fraction 2	Owner	Fraction 3	Owner	Fraction 4
*																

Transformer / Windings /

Bus Plant Machine Load Fixed Shunt Switched Shunt Induction Machine Branch Breaker 2 Winding 3 Winding Impedance table FACTS 2-Term DC VSC DC N-Term DC Area Inter-area Transfer

Actual R1-2 (ou or watts)	Actual R1-2 (ou)	Actual R2-3 (ou or watts)	Actual R2-3 (ou)	Actual R3-1 (ou or watts)	Actual R3-1 (ou)	Vector Group	Edit Vector Group	Connection Code	Edit Connection Code	User Code	Leakage Impedance	Grounding Impedance	RG1	XG1	R01 (ou)	X01 (ou)
*																

Transformer / Windings /

Bus Plant Machine Load Fixed Shunt Switched Shunt Induction Machine Branch Breaker 2 Winding 3 Winding Impedance table FACTS 2-Term DC VSC DC N-Term DC Area Inter-area Transfer

Edit Connection Code	User Code	Leakage Impedance	Grounding Impedance	RG1	XG1	R01 (ou)	X01 (ou)	RG2	XG2	R02 (ou)	X02 (ou)	RG3	XG3	R03 (ou)	X03 (ou)	R0N1	X0N1
*																	

Transformer / Windings /

Bus Plant Machine Load Fixed Shunt Switched Shunt Induction Machine Branch Breaker 2 Winding 3 Winding Impedance table FACTS 2-Term DC VSC DC N-Term DC Area Inter-area Transfer

Hình 2.11. Giao diện bảng nhập dữ liệu MBA 3 cuộn dây trong chương trình PSS/E.

Khi tính toán ở chế độ xác lập, với máy biến áp ba cuộn dây, ta cần nhập các thông số sau:

- From Bus Number: Nút nối với cuộn dây thứ nhất của máy biến áp, nếu có điều áp dưới tải chỉ có ở cuộn dây này.
- To Bus Number: Nút nối với cuộn dây thứ hai của máy biến áp.
- Last Bus Number: Nút nối với cuộn dây thứ ba của máy biến áp ba cuộn dây.
- Id : Được dùng để phân biệt từng máy biến áp trong trường hợp có nhiều máy cùng nối vào những thanh cái đó, nếu chỉ có một máy nối vào thì để trống và chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- Name: Tên đặt cho máy biến áp, chứa tối đa 8 ký tự và đặt trong ngoặc "
- Winding Data I/O Code: Mã của cuộn dây dùng để xác định đơn vị nhập vào của điện áp các cuộn dây là đơn vị tương đối pu hay đơn vị có tên.
- Impedance I/O Data: Mã của trở kháng máy biến áp, dùng xác định tính trở kháng của máy biến áp theo công suất cơ bản của toàn hệ thống (Zpu system base), theo công suất của từng cuộn dây (Zpu Winding base) hay theo tổn thất không tải và phần trăm dòng điện không tải (Load loss and /Z/).
- Admittance I/O Data: Mã của tổng dẫn các cuộn dây, dùng xác định giá trị tổng dẫn nhập vào được tính theo công suất cơ bản của hệ thống (Y system base) hay tổn thất không tải và phần trăm dòng điện không tải.
- W1-2 R (pu or watts): Điện trở giữa hai cuộn dây 1 và 2 của MBA.
- W1-2 X (pu or watts): Điện kháng giữa hai cuộn dây 1 và 2 của MBA.
- W2-3 R (pu or watts): Điện trở giữa hai cuộn dây 2 và 3 của MBA.
- W2-3 X (pu or watts): Điện kháng giữa hai cuộn dây 2 và 3 của MBA.
- W3-1 R (pu or watts): Điện trở giữa hai cuộn dây 3 và 1 của MBA.
- W3-1 X (pu or watts): Điện kháng giữa hai cuộn dây 3 và 1 của MBA.
- Winding 1-2 MVA Base: Công suất đặt giữa cuộn dây 1 và 2 của MBA.
- Winding 2-3 MVA Base: Công suất đặt giữa cuộn dây 2 và 3 của MBA.
- Winding 3-1 MVA Base: Công suất đặt giữa cuộn dây 3 và 1 của MBA.
- Star Point Bus: Modul điện áp tương đối của nút trung tính (nút giả), chương trình sẽ tự động nhập giá trị mặc định là 1.
- Star Point Bus Angle: Góc pha điện áp của nút trung tính.
- Ratio (pu or kV): Hệ số điều chỉnh điện áp ở mỗi cuộn dây.
- Nominal (kV): Điện áp định mức của mỗi cuộn dây.
- Rate A, Rate B, Rate C (MVA): lần lượt là các giá trị công suất của ba cuộn dây máy biến áp.

Các thông số còn lại để trống và chương trình sẽ nhập mặc định.

2.2.3. Phương pháp trào lưu công suất:

❖ **Phương pháp Gauss – Seidel (SOLV).**

Hình 2.12. Giao diện chung của phương pháp Gauss-Seidel.

- Hội tụ chậm, điều này có thể cải thiện bằng hệ số tăng góc.
- Có thể sử dụng để đánh giá sơ bộ điện áp ban đầu và các vấn đề về CS phản kháng.
- Sai lệch các sai số dữ liệu.
- Không thể sử dụng cho tự bù dọc do đó không áp dụng cho HTĐ Việt Nam.

❖ **Phương pháp Gauss – Seidel cải tiến (MSLV).**

- Hội tụ chậm, vấn đề này có thể cải thiện nhờ hệ số tăng tốc.
- Có thể sử dụng để đánh giá sơ bộ điện áp ban đầu và các vấn đề công suất phản kháng.
- Sai lệch các sai số dữ liệu.
- Có thể sử dụng khi có tự bù dọc do đó có thể sử dụng cho HTĐ Việt Nam.
- Đây là phương pháp rất tốt nếu lưới đã có đánh giá điện áp sơ bộ.
- Đây là phương pháp tính rất tốt nếu lưới đã có đánh giá điện áp sơ bộ.

❖ **Phương pháp Newton – Raphson đầy đủ (FNSL).**

Hình 2.13. Giao diện chung của phương pháp Newton-Raphson.

- Hội tụ nhanh (thường nhỏ hơn 5 bước lặp).
- Có thể đặt được sai số tính toán nhỏ.
- Có thể sử dụng khi có tụ bù dọc.
- Có thể gặp khó khăn nếu điều kiện lưới kém kết hoặc có vấn đề về công suất phản kháng.
- Đây là một trong những phương pháp thường được dùng.

❖ **Phương pháp lặp Decoupled Newton – Raphson (NSOL).**

- Sử dụng phương pháp lặp Newton-Raphson.
- Tách rời phần thực công suất và công suất phản kháng (Phương trình công suất/góc và công suất phản kháng/ điện áp giải độc lập).
- Gặp trở ngại nếu tỷ số X/R nhỏ, vấn đề này có thể xảy ra trong HTĐ Việt Nam.
- Không được khuyến cáo để sử dụng chung.

❖ **Phương pháp Fixed slope Decouple Newton-Raphson.**

- Hội tụ nhanh
- Sai số tính toán nhỏ
- Có thể gặp phải khó khăn với lưới có vấn đề về điện áp hoặc có vấn đề về CS phản kháng.

2.3. Kết luận chương 2:

Phương pháp phân tích an toàn vận hành của một hệ thống điện, với việc khảo sát sự vận hành của một hệ thống điện trong tất cả các tình huống vận hành có thể xảy ra. Để phân tích an toàn vận hành của một hệ thống điện ta nghiên cứu phân tích, so sánh các giá trị về điện áp, dòng điện, phân bố công suất trên lưới điện trong các chế độ vận hành khác nhau. Ngoài ra, quá trình phân tích còn dựa trên trường hợp: khi hệ thống điện đang vận hành bình thường, ta tiến hành cắt một phần tử (trường hợp N-1) đang vận hành ra khỏi hệ thống. Các phần tử cắt ra sẽ là máy phát, đường dây, phụ tải...

Trong chương này, sẽ giới thiệu chi tiết cách sử dụng phần mềm PSS/E trong các tình huống phân tích an toàn vận hành lưới điện. Từng trường hợp cụ thể như cách thay đổi công suất phụ tải, thay đổi điện áp đầu cực máy phát, tính ngắn mạch, cắt phần tử đường dây, cắt phần tử máy phát ... ra khỏi hệ thống. Trong mỗi trường hợp, PSS/E sẽ chạy chương trình, hiển thị các thông số giá trị U, P, Q trên sơ đồ và cho kết quả tính toán. Từ kết quả tính toán thu được, ta có các giá trị về điện áp, dòng điện, sự phân bố công suất cũng như khả năng mang tải của đường dây, từ đó phân tích đánh giá tính an toàn trong vận hành của hệ thống điện.

Trên cơ sở trạng thái vận hành đã được thiết lập, trong chương 3 sẽ tiến hành tính toán, phân tích các chế độ vận hành của lưới điện hai tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị thông qua các kịch bản đã đề ra.

CHƯƠNG 3: ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC NGUỒN NĂNG LƯỢNG ĐIỆN MẶT TRỜI VÀ ĐIỆN GIÓ KHI VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CỦA 2 TỈNH QUẢNG BÌNH VÀ QUẢNG TRỊ Ở CẤP ĐIỆN ÁP 220/110 KV TRÊN PHẦN MỀM PSS/E QUA CÁC CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH KHÁC NHAU.

3.1. Nguồn điện, lưới điện và kết lưới.

3.1.1. Nguồn điện:

Cơ cấu nguồn của 2 tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị:

- Nhà máy điện gió chiếm tỷ lệ cao nhất khoảng 60%.
- Nhà máy điện mặt trời chiếm khoảng 25%.
- Nhà máy thủy điện chiếm khoảng 10%.
- ĐMTMN chiếm 5%.



Hình 3.1. Cơ cấu nguồn trong HTĐ 2 tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị.

3.1.2. Lưới điện:

Ta chỉ Xét đường dây 220kV, 110kV của hệ thống truyền tải của lưới Quảng Bình và Quảng Trị bao gồm:

- Đường dây 220kV: 12 đường dây.
- Đường dây 110kV: 44 đường dây.

3.2. Phân tích ưu nhược điểm của hệ thống điện 2 tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị.**3.2.1. Ưu điểm.****3.2.1.1. Địa lý.**

Với địa hình rừng biển gần nhau, độ che phủ của rừng lớn, số giờ nắng ở vùng đồng bằng ven biển từ 1.650 đến 1.820 giờ, cường độ bức xạ trung bình 4,03-4,5kWh/m²/ngày. Quảng Bình và Quảng Trị được đánh giá là vùng đất có nhiều tiềm năng để phát triển năng lượng tái tạo, bao gồm điện gió, điện mặt trời...

3.2.1.2. Lưới điện.

- Có kết cấu lưới linh hoạt, khép vòng, đường dây chủ yếu vận hành mạch vòng kín làm tăng độ tin cậy cung cấp điện.
- Vận ổn định, đảm bảo chất lượng điện năng khi vận hành ở chế độ dây cơ bản.
- Các MBA 220,110 chủ yếu vận hành song song: Nâng cao tính kinh tế, linh hoạt khi vận hành.

3.2.1.3. Nguồn điện.

- Có nhiều nhà máy điện gió và điện mặt trời ($P_{\text{nguồn}} > P_{\text{tải}}$) do đó đáp ứng phụ tải hệ thống điện của 2 tỉnh.
- Có nhiều công cụ để điều chỉnh điện áp tốt : Các bộ inverter trong các nhà máy điện gió và điện mặt trời: đáp ứng nhanh.

3.2.2. Nhược điểm.**3.2.2.1. Điều kiện tự nhiên.**

Miền trung nói chung và 2 tỉnh Quảng Bình, Quảng trị nói riêng có địa hình chủ yếu là giáp biển, đồi núi, hàng năm xảy ra các thiên tai lũ lụt nên xác suất sự cố xảy ra nhiều, gây cản trở việc vận hành hệ thống điện.

3.2.2.2. Nguồn.

- Vì nguồn lớn hơn tải, nên trong một số thời điểm có thể gây quá tải qua các đường dây và máy biến áp nội miền, liên miền, thừa nguồn trong hệ thống điện quốc gia. Đặc biệt là ban ngày khi năng lượng tái tạo phát cao.
- Các nhà máy năng lượng tái tạo phụ thuộc nhiều vào thời tiết nên có thể thay đổi công suất đột ngột dẫn đến khó khăn trong công tác điều độ , vận hành hệ thống điện (khó khăn trong công việc dự báo công suất phát, lập kế hoạch huy động nguồn điện).

3.2.2.3. Lưới điện.

- Một số trạm có sơ đồ thanh cái chưa hoàn thiện gây khó khăn như thiếu dao cách ly ở các trạm biến áp 110kV Ba Đồn, trạm biến áp 110kV Đông Hà.

3.2.2.4. Phụ tải.

- Biểu đồ phụ tải không đều trong ngày gây khó khăn trong việc điều chỉnh điện áp trong hệ thống điện.

3.3. Ảnh hưởng của nguồn NLTT vào công tác vận hành hệ thống điện của 2 tỉnh quảng bình và quảng trị:**3.3.1. Ưu điểm:**

- Tiềm năng phát triển lớn do thuận lợi về địa hình và thời tiết, điều kiện bức xạ mặt trời và gió, bổ sung vào nguồn năng lượng HTĐ Quốc gia có xu hướng thiếu hụt.
- Các nhà máy điện gió, điện mặt trời đều được trang bị hệ thống AGC kết nối hệ thống SCADA/EMS của đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện
=> Giúp điều chỉnh từ xa, nhanh chóng công suất nhà máy điện đảm bảo không gây quá tải đường dây, thiết bị.

3.3.2. Nhược điểm:

- Là nguồn điện có năng lượng tái tạo bất định gây khó khăn trong việc dự báo để lập lịch chu kỳ tới, lập kế hoạch vận hành và điều độ thời gian thực.
- Thời điểm các nhà máy năng lượng tái tạo phát cao đặc biệt vào các mùa lũ khi các nhà máy thủy điện cũng đang xả lũ, sẽ gây quá tải nghiêm trọng các đường dây, trạm biến áp nội miền và liên miền.
- Xu hướng quán tính của HT thấp do sự xâm nhập các nhà máy điện gió, điện mặt trời.

3.4. Các kịch bản vận hành:

3.4.1. Trường hợp 1: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 6h sáng.

Ở trường hợp này, chúng ta chỉ xét đến nguồn điện gió, thủy điện do lúc này các ĐMT đã bất khả dụng. Thông số công suất phát các nhà máy điện gió, nhà máy thủy điện như bảng 3.1.

Bảng 3.1 Thông số công suất phát của các NMDG và Thủy điện.

STT	Generator Name	Zone Name	PGen (MW)
1	BT1 33.000	QUANG_BINH	109.2
2	BT2_GD_1 33.000	QUANG_BINH	100.8
3	BT2_GD_2 33.000	QUANG_BINH	42
4	DG_AMACCAO 35.000	QUANG_TRI	49.2
5	DG_HOANGHAI 35.000	QUANG_TRI	48
6	DG_TAITAM 35.000	QUANG_TRI	48
7	DG_P_HUY 33.000	QUANG_TRI	48
8	DG_P_LIEU 33.000	QUANG_TRI	48
9	DG_P_NGUYEN 33.000	QUANG_TRI	48
10	DG_HPHUNG_2 22.000	QUANG_TRI	20
11	DG_HPHUNG_3 22.000	QUANG_TRI	29.4
12	DG_HLINH_1 22.000	QUANG_TRI	30
13	DG_HLINH_2 22.000	QUANG_TRI	30
14	DG_HLINH_7 22.000	QUANG_TRI	29.4
15	DG_HLINH_8 22.001	QUANG_TRI	25.2
16	DG_GELEX_1 22.000	QUANG_TRI	29.4

18	DG_GELEX_2 22.000	QUANG_TRI	29.4
19	DG_GELEX_3 22.000	QUANG_TRI	29.4
20	DG_TANLINH 22.000	QUANG_TRI	46.2
21	DG_HUONGTAN 22.000	QUANG_TRI	46.2
22	DG_LIENLAP 33.000	QUANG_TRI	48
23	TD DAKRONG 4 H1 13.800	QUANG_TRI	14
24	TD DAKRONG 4 H2 13.800	QUANG_TRI	14
25	TD DAKRONG 2 H2 6.300	QUANG_TRI	9
26	TD DAKRONG 2 H2 6.300	QUANG_TRI	9
27	TD QUANG TRI H1 10.500	QUANG_TRI	32
28	TD QUANG TRI H1 10.500	QUANG_TRI	32

Thông số công suất của các phụ tải của 2 tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị như bảng 3.2.

Bảng 3.2. Thông số phụ tải tại 6h sáng.

Tên trạm	Số lượng	6h	
	TC 22-35kV của MBA	P	Q
DHOI110_T1 22.000	2	5,6	0,1
DHOI110_T1 35.000	2	5,6	0,1
DONGHOI_T2 22.000	2	7,5	0,5
DONGHOI_T2 35.000	2	7,5	0,5
BA_DON_T1 22.000	2	0,0	0,0
BA_DON_T1 35.000	2	0,0	0,0
BADON_T2 22.000	1	12,9	1,4
BOTRACH 22.000	1	14,8	1,2
LETHUY_T2 22.000	2	9,2	1,4
SGIANH_T1 35.000	2	0,7	0,0
SGIANH_T1 6.3000	2	0,7	0,0
SGIANH_T2 35.000	2	3,3	0,8
SGIANH_T2 6.3000	2	3,3	0,8
TUYEN_HOA 22.000	2	2,9	0,6
TUYEN_HOA 35.000	2	2,9	0,6
ANG_SON_T1 35.000	2	1,7	0,8
ANG_SON_T1 6.6000	2	1,7	0,8
ANG_SON_T2 22.000	1	5,3	0,4
BACD_HOI_T2 24.000	1	15,4	1,2
VHOA22_T1 22.000	2	2,7	0,2
VHOA6_T1 6.6000	2	2,7	0,2

VAN HOA 22.000	2	0,2	0,0
VAN HOA 6.0000	2	0,2	0,0
HON LA_T1 23.000	1	4,2	0,4
VINHLINH_22 22.000	1	15,9	3,4
DONGHA_T1 24.000	1	16,4	3,6
DONGHA_T2 22.000	2	8,8	1,0
DONGHA_T2 35.000	2	8,8	1,0
T1-QNGANG 22.000	1	4,0	0,4
QNGANG_T2 22.000	1	7,0	0,9
DIENSANH_T1 22.000	1	6,8	1,0
DIENSANH_T2 24.000	1	6,9	1,1
KHESANH_T1 22.000	2	-0,6	0,1
KHESANH_T1 35.000	2	-0,6	0,1
TA RUT_T1 38.500	1	-4,9	0,3
T2-TARUT 38,5	2	-2,4	0,3

Trường hợp này ta có 2 kịch bản vận hành:

- Kịch bản 1: Công suất phát của các nguồn năng lượng điện gió và nhà máy thủy điện như bảng 3.1.
- Kịch bản 2: Giảm công suất phát các nguồn năng lượng điện gió xuống mức bất khả dụng hoặc gần bất khả dụng và các nguồn từ các nhà máy thủy điện được giữ nguyên.

3.4.1.1. Đánh giá điện áp:

Ta có kết quả kết quả điện áp:

- Voltage 1: Là giá trị điện áp khi vận hành kịch bản 1.
- Voltage 2: Là giá trị điện áp khi vận hành kịch bản 2.

Bảng 3.3. Giá trị điện áp tại các thanh cái 110kV và 220kV.

STT	Bus Name	Base kV	Zone Name	Voltage 1 (pu)	Voltage 2 (pu)
1	BA DON 220	220	QUANG BINH	0,997	0,9974
2	BA DON 220	110	QUANG BINH	0,9909	0,9915
3	KHE SANH	110	QUANG TRI	0,9996	1,0009
4	DONG HA 110	110	QUANG TRI	1,0156	1,0265
5	DONG HOI	110	QUANG BINH	0,9932	0,9943
6	DONG HOI 220	220	QUANG BINH	0,9941	0,9949
7	DONG HOI 220	110	QUANG BINH	0,9933	0,9953
8	DG HUONGPHUNG	110	QUANG TRI	1,0006	1,0007
9	SONG GIANH	110	QUANG BINH	0,9917	0,9923
10	DARKRONG 4	110	QUANG TRI	1,0063	1,0073
11	VAN HOA	110	QUANG BINH	0,991	0,9917
12	HON LA	110	QUANG BINH	0,9896	0,9902
13	LE THUY	110	QUANG BINH	1,0047	1,0082
14	DG GELEX	110	QUANG TRI	0,9999	1,0006

15	DG HUONG TAN	110	QUANG TRI	1,0013	1,0012
16	BO TRACH	110	QUANG BINH	0,9887	0,9896
17	TUYEN HOA	110	QUANG BINH	0,9862	0,9868
18	TA RUT	110	QUANG TRI	1,0085	1,0095
19	DMT DOHWA	110	QUANG BINH	1,0044	1,0077
20	BAC DONG HOI	110	QUANG BINH	0,9911	0,9921
21	LAO BAO 220	220	QUANG TRI	0,9968	0,9967
22	LAO BAO 220	110	QUANG TRI	0,9988	1,0006
23	LAO BAO 110	110	QUANG TRI	0,9978	0,998
24	BA DON 110	110	QUANG BINH	0,9903	0,991
25	ANG SON	110	QUANG BINH	0,9912	0,9941
26	HUONG LINH	110	QUANG TRI	1,0103	1,0085
27	VINH LINH	110	QUANG TRI	0,9962	1,0027
28	DMT LIG	110	QUANG TRI	1,0066	1,0147
29	DARKRONG 2	110	QUANG TRI	11,0104	1,0119
30	DMT GIOTHANH	110	QUANG TRI	1,0054	1,0122
31	DIEN SANH	110	QUANG TRI	1,0118	1,0261
32	NMDG BT1	220	QUANG BINH	0,9986	1,0003
33	NMDG BT2	220	QUANG BINH	1,0009	1,0011
34	QUAN NGANG	110	QUANG TRI	1,0065	1,0146
35	QUANG TRI	110	QUANG TRI	0,9991	1,0008
36	DONG HA 220	220	QUANG TRI	0,9856	0,9873
37	DONG HA 220	110	QUANG TRI	1,0182	1,0297
38	DG PHONGLIEU	220	QUANG TRI	0,9982	0,9974
39	DG TAI TAM	220	QUANG TRI	0,9971	0,9968
40	DG AMACAO	220	QUANG TRI	0,9969	0,9967

Đánh giá tác động của các nguồn năng lượng điện gió ảnh hưởng đến hệ thống điện:

- Qua bảng giá trị điện áp tại các nút thể hiện sự chênh lệch điện áp ở trên, ta thấy tại các nút có các nguồn năng lượng điện thủy điện và điện gió đầu nối vào có sự chênh lệch điện áp nhưng vẫn nằm trong phạm vi cho phép, không ảnh hưởng đến sự vận hành của hệ thống điện.

3.4.1.2. Đánh giá khả năng mang tải trên đường dây.

a) Khi vận hành kịch bản 1:

Theo sơ đồ mô phỏng, sau khi chạy trào lưu công suất nhận thấy trong hệ thống điện của 2 tỉnh không xuất hiện trường hợp nào quá tải trên đường dây 220kV và 110kV. Nhưng có 2 đường dây 220kV từ T220 Lao Bảo - T220 Đông Hà đang vận hành trong tình trạng mang tải cao.

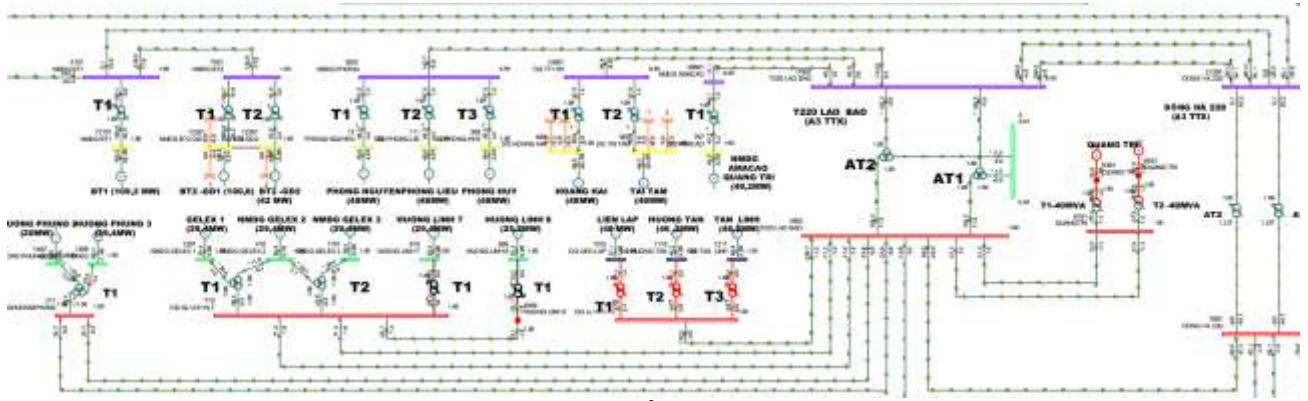
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										SUN, JUN 01 2025 21:43									
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)																			
CURRENT LOADINGS ABOVE 80.0 % OF RATING SET A:																			
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X																			
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT				
17901	T220	LAO	BAO220.00*	1		23301	DONG	HA	220	220.00	1	1	300.2	343.0	87.5				
17901	T220	LAO	BAO220.00*	1		23301	DONG	HA	220	220.00	1	2	300.2	343.0	87.5				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										SUN, JUN 01 2025 21:52															
MVA FOR TRANSFORMERS																									
% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES																									
X----- FROM BUS -----X AREA VOLT																									
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PO/MV	ANGLE	GEN	LOAD	SHUNT	X----- TO BUS -----X	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	W	MVA	RATIO	ANGLE	MPS	% SET A	
17901	T220	LAO	BAO220.00	1	0.9527	17.0		0.0	0.0	0.0	9201	NHMG	PHONG	220.00	1	1	-143.3	6.4				379	42	900A	
				1	0.918.40			0.0	0.0	0.0	14601	DG	TI+HH	220.00	1	2	-98.8	2.4				233	20	900A	
											20601	NHMG	AMACAO	220.00	1	2	-49.1	1.2				130	14	900A	
											23301	DONG	HA	220	220.00	1	1	298.0	-4.6				788	88	900A
											23301	DONG	HA	220	220.00	1	2	290.0	-4.6				788	88	900A
											3NHDT				2	-185.5	-0.5	1.000LE				411	62	250M	
											3NHDT				1	-152.2	-0.5	1.000LE				403	61	250M	
23301	DONG	HA	220	220.00	1	0.9795	10.1	0.0	0.0	0.0	7	MIEN	NAM	220.00	1	1	243.5	-55.9				609	74	900A	
				1	0.918.49			0.0	0.0	0.0	103	PHONG	DIEN	220.00	1	1	249.7	-61.9				609	77	900A	
											1401	DONG	HOI	220.00	1	1	89.1	-32.9				200	31	900A	
											4101	NHMG	HTL	220.00	1	1	-9.0	-23.9				60	8	900A	
											7001	DONG	HA	220	110.00	1	1	0.1	53.2	1.000CW		142	43	125M	
											7001	DONG	HA	220	110.00	1	2	0.1	53.2	1.000CW		142	43	125M	
											17901	T220	LAO	BAO220.00	1	1	-291.7	34.1				787	87	900A	
											17901	T220	LAO	BAO220.00	1	2	-291.7	34.1				787	87	900A	

Hình 3.2. Trích lục báo cáo Limit checking reports và Bus based reports trong phần mềm PSS/E.

❖ Nguyên nhân:

- Theo sơ đồ mô phỏng, do nguồn công suất từ NMĐG và NMTĐ Quảng Trị phát cao ($S = 596,1$ MVA), T220 Lao Bảo truyền tải công suất đến T220 Đông Hà dẫn đến đường dây mang tải cao $S = 293,7$ MVA (87,5%).



Hình 3.3. Sơ đồ mô phỏng.

❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Đối với trường hợp 2 xuất tuyến đường dây 220kV từ T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà đang vận hành ở tình trạng mang tải cao. Cần giám sát để đường dây không vượt mức mang tải cho phép.
- Nếu như đường dây vượt mức mang tải cho phép, buộc phải thực hiện biện pháp giảm huy động nguồn công suất của các nhà máy đầu nối vào T220 Lao Bảo. Ưu tiên cho dừng hoạt động NMTĐ Quảng Trị trước, nếu vẫn chưa đưa đường dây về dưới chế độ mang tải cho phép thì tiếp tục thực hiện giảm công suất các nhà máy điện gió đầu nối vào T220 Lao Bảo.

❖ Giải pháp vận hành lâu dài:

- Kiến nghị A0 đưa hệ thống AGC vào giám sát đường dây 220kV từ T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.
- Đề xuất cải tạo đường dây, nâng cao tiết diện và phân pha đường dây 220kV từ T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

Với AGC (Automatic Generation Control): Hệ thống thiết bị tự động điều chỉnh tăng giảm công suất tác dụng của các tổ máy phát điện, nhà máy điện nhằm vận hành an toàn, ổn định hệ thống điện.

b) Khi vận hành kịch bản 2:

Sau khi chạy trào lưu công suất, theo sơ đồ mô phỏng hệ thống điện của 2 tỉnh không xuất hiện trường hợp quá tải nào xuất hiện trên đường dây 220kV và 110kV. Các xuất tuyến đường dây hoạt động ở tình trạng non tải và hoạt động trong giới hạn mang tải và điện áp cho phép.

3.4.2. Trường hợp 2: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 12h trưa.

Ở trường hợp này ta chỉ xét các nguồn năng lượng điện mặt trời, điện gió. Thông số công suất phát của các nguồn điện mặt trời, điện gió như bảng 3.4.

Bảng 3.4. Thông số công suất phát của các NMDG và NMDMT.

STT	Generator Name	Zone Name	PGen (MW)
1	BT1 33.000	QUANG_BINH	109.2
2	BT2_GD_1 33.000	QUANG_BINH	100.8
3	BT2_GD_2 33.000	QUANG_BINH	42
4	DMT DOWHA LETHUY 22.000	QUANG_BINH	47.6
5	DG_AMACCAO 35.000	QUANG_TRI	49.2
6	DG_HOANGHAI 35.000	QUANG_TRI	48
7	DG_TAITAM 35.000	QUANG_TRI	48
8	DG_P_HUY 33.000	QUANG_TRI	48
9	DG_P_LIEU 33.000	QUANG_TRI	48
10	DG_P_NGUYEN 33.000	QUANG_TRI	48
11	DG_HPHUNG_2 22.000	QUANG_TRI	20
12	DG_HPHUNG_3 22.000	QUANG_TRI	29.4
13	DG_HLINH_1 22.000	QUANG_TRI	30
14	DG_HLINH_2 22.000	QUANG_TRI	30
15	DG_HLINH_7 22.000	QUANG_TRI	29.4
16	DG_HLINH_8 22.001	QUANG_TRI	25.2
17	DG_GELEX_1 22.000	QUANG_TRI	29.4
18	DG_GELEX_2 22.000	QUANG_TRI	29.4
19	DG_GELEX_3 22.000	QUANG_TRI	29.4
20	DG_TANLINH 22.000	QUANG_TRI	46.2
21	DG_HUONGTAN 22.000	QUANG_TRI	46.2
22	DG_LIENLAP 33.000	QUANG_TRI	48
23	DMT_LIGQTRI 23.000	QUANG_TRI	40.8
24	DMT_GTHANH_1 22.000	QUANG_TRI	41.65
25	DMT_GTHANH_2 22.000	QUANG_TRI	41.65
26	TD-QUANGTRI-22.000	QUANG_TRI	64

Thông số công suất của các phụ tải của 2 tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị như bảng 3.5.

Bảng 3.5. Thông số phụ tải tại 12h trưa.

STT	Tên trạm	Số lượng	12h	
		TC 22-35kV của MBA	P	Q
1	DHOI110_T1 22.000	2	5.8	0.5
2	DHOI110_T1 35.000	2	5.8	0.5
3	DONGHOI_T2 22.000	2	9.7	1.1
4	DONGHOI_T2 35.000	2	9.7	1.1
5	BA_DON_T1 22.000	2	0.0	0.0
6	BA_DON_T1 35.000	2	0.0	0.0
7	BADON_T2 22.000	1	7.6	1.3
8	BOTRACH 22.000	1	16.6	2.3
9	LETHUY_T2 22.000	2	8.6	1.0
10	SGIANH_T1 35.000	2	0.8	0.1
11	SGIANH_T1 6.3000	2	0.8	0.1
12	SGIANH_T2 35.000	2	3.2	0.8
13	SGIANH_T2 6.3000	2	3.2	0.8
14	TUYEN_HOA 22.000	2	4.1	0.8
15	TUYEN_HOA 35.000	2	4.1	0.8
16	ANG_SON_T1 35.000	2	0.2	0.0
17	ANG_SON_T1 6.6000	2	0.2	0.0
18	ANG_SON_T2 22.000	1	4.8	0.5
19	BACD_HOI_T2 24.000	1	11.0	2.5
20	VHOA22_T1 22.000	2	3.2	0.3
21	VHOA6_T1 6.6000	2	3.2	0.3
22	VAN HOA 22.000	2	0.2	0.1
23	VAN HOA 6.0000	2	0.2	0.1
24	HON LA_T1 23.000	1	5.1	0.5
25	VINHLINH 22.000	1	1.0	4.0
26	LAO BAO_T1 23.000	1	-1.0	1.2
27	LAO BAO_T2 23.000	1	0.0	0.0
28	DONGHA_T1 24.000	1	19.7	3.6
29	DONGHA_T2 22.000	2	10.4	1.6
30	DONGHA_T2 35.000	2	10.4	1.6
31	T1-QNGANG 22.000	1	2.0	0.6
32	QNGANG_T2 22.000	1	3.4	1.2
33	DIENSANH_T1 22.000	1	7.9	1.9
34	DIENSANH_T2 24.000	1	8.0	2.0
35	KHESANH_T1 22.000	2	-0.5	0.3
36	KHESANH_T1 35.000	2	-0.5	0.3
37	TA RUT_T1 38.500	1	2.1	0.1

Trường hợp này ta có 3 kịch bản vận hành:

- Kịch bản 1: Công suất phát của các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió như bảng 3.4.
- Kịch bản 2: Giảm công suất phát các nguồn năng lượng điện mặt trời xuống mức bất khả dụng hoặc gần bất khả dụng và các nguồn năng lượng điện gió được giữ nguyên.
- Kịch bản 3: Giảm công suất phát các nguồn năng lượng điện gió xuống mức bất khả dụng hoặc gần bất khả dụng và các nguồn năng lượng điện mặt trời được giữ nguyên.

3.4.2.1. Đánh giá điện áp:

Ta có kết quả kết quả điện áp :

- Voltage 1: Là giá trị điện áp khi vận hành kịch bản 1.
- Voltage 2: Là giá trị điện áp khi vận hành kịch bản 2.
- Voltage 3: Là giá trị điện áp khi vận hành kịch bản 3.

Bảng 3.6. Giá trị điện áp tại các thanh cái 110kV và 220kV.

STT	Bus Name	Base kV	Zone Name	Voltage 1 (pu)	Voltage 2 (pu)	Voltage 3 (pu)
1	T220 BA DON	220	QUANG BINH	0.9949	0.9966	1.0015
2	T220 BA DON	110	QUANG BINH	0.971	0.9826	0.9994
3	KHE SANH	110	QUANG TRI	0.9936	0.9952	0.9981
4	DONG HA	110	QUANG TRI	0.9728	0.9768	0.9892
5	DONG HOI	110	QUANG BINH	0.9722	0.9829	0.9983
6	T220 DONG HOI	220	QUANG BINH	0.9896	0.9925	1.0037
7	T220 DONG HOI	110	QUANG BINH	0.9723	0.9873	0.9985
8	DG HUONGPHUNG	110	QUANG TRI	0.9986	0.9997	1.0004
9	SONG GIANH	110	QUANG BINH	0.972	0.9837	1.0007
10	DARKRONG 4	110	QUANG TRI	0.9937	0.9953	0.9982
11	VAN HOA	110	QUANG BINH	0.9711	0.9828	0.9998
12	HON LA	110	QUANG BINH	0.9693	0.9809	0.9978
13	LE THUY	110	QUANG BINH	0.9891	0.9902	1.009
14	DG GELEX	110	QUANG TRI	0.9972	0.9985	1.0002
15	DG HUONG TAN	110	QUANG TRI	0.999	1.0004	1.0008
16	BO TRACH	110	QUANG BINH	0.9672	0.9785	0.9947
17	TUYEN HOA	110	QUANG BINH	0.9679	0.9797	0.9967
18	TA RUT	110	QUANG TRI	0.9932	0.9948	0.9977
19	DMT DOHWA	110	QUANG BINH	0.9921	0.9914	1.0105

20	BAC DONG HOI	110	QUANG BINH	0.9705	0.9815	0.9971
21	T220 LAO BAO	220	QUANG TRI	0.9962	0.9981	1.0039
22	T220 LAO BAO	110	QUANG TRI	0.9951	0.9968	1
23	LAO BAO	110	QUANG TRI	0.9891	0.9904	0.9923
24	BA DON	110	QUANG BINH	0.9951	0.982	0.9987
25	ANG SON	110	QUANG BINH	0.9702	0.9797	0.9965
26	HUONG LINH	110	QUANG TRI	0.996	0.9971	0.9965
27	VINH LINH	110	QUANG TRI	0.9761	0.9789	0.9961
28	DMT LIG	110	QUANG TRI	0.9912	0.9859	1.0037
29	DARKRONG 2	110	QUANG TRI	0.9912	0.9925	0.9954
30	DMT GIOTHANH	110	QUANG TRI	0.9927	0.9867	1.0047
31	DIEN SANH	110	QUANG TRI	0.964	0.9711	0.9828
32	NMDG BT1	220	QUANG BINH	0.9922	0.9946	1.0063
33	NMDG BT2	220	QUANG BINH	0.9949	0.9971	1.0066
34	QUAN NGANG	110	QUANG TRI	0.9844	0.9824	0.9989
35	QUANG TRI	110	QUANG TRI	0.9955	0.9971	1.0003
36	T220 DONG HA	220	QUANG TRI	0.9888	0.9916	1.0032
37	T220 DONG HA	110	QUANG TRI	0.9722	0.977	0.9889
38	DG PHONGLIEU	220	QUANG TRI	0.9978	0.9995	1.004
39	DG TAI TAM	220	QUANG TRI	0.9965	0.9984	1.0039
40	DG AMACAO	220	QUANG TRI	0.9964	0.9983	1.0039

Đánh giá tác động của các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió ảnh hưởng đến hệ thống điện:

- Qua bảng cũng như các biểu đồ thể hiện sự chênh lệch điện áp ở trên, ta thấy khi thay đổi nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió thì điện áp tại các thanh cái 220kV và 110kV có sự chênh lệch nhưng vẫn nằm trong phạm vi cho phép, hệ thống hoạt động ổn định.

3.4.2.2. Đánh giá khả năng mang tải của đường dây:

- a) Khi vận hành kịch bản 1.

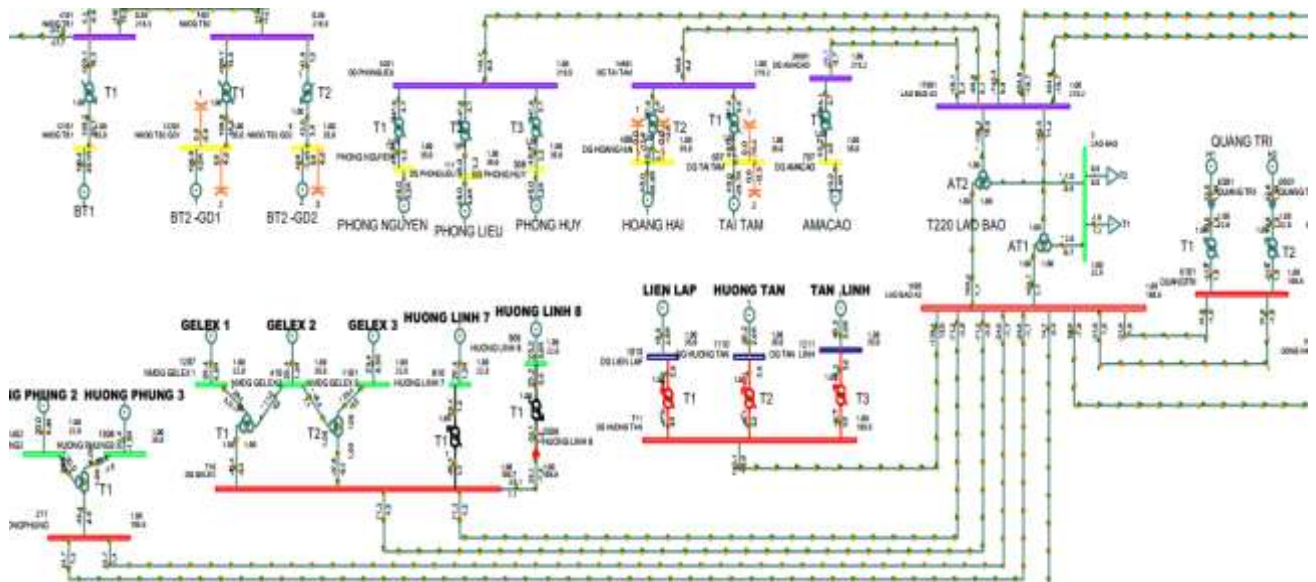
Sau khi chạy mô phỏng trào lưu công suất và xuất báo cáo, ta thấy hệ thống vận hành ổn định, không xuất hiện tình trạng đầy tải cũng như quá tải trên đường dây. Trong đó, hai xuất tuyến đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà vận hành ở tình gần đầy tải (89%).

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(E)																			MODS, JUN 09 2025 15:46		
																			MVA FOR TRANSFORMERS		
																			% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES		
X----- FROM BUS -----X AREA								TO BUS -----X				TRANSFORMER				RATING		° C			
BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ZONE	PO/KV	ANGLE	MM/MVAR	MM/MVAR	MM/MVAR	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	AREA	CRT	MM	MVAR	RATIO	ANGLE		AMPS	% SET A	
17901	LAO BAO A3	220.00	1	0.9962	18.1	0.0	0.0	0.0	9201	DG PHONGLIEU	220.00	1	1	-143.3	9.8			378	42	900A	89.4
			5	219.17		0.0	0.0	0.0	14601	DG TAI TAM	220.00	1	2	-95.8	5.1			253	28	900A	
									20601	DG AMACAO	220.00	1	2	-49.1	2.4			129	14	900A	89.4
									23301	DONG HA A3	220.00	1	1	304.9	-19.7			805	89	900A	
									23301	DONG HA A3	220.00	1	2	304.9	-19.7			805	89	900A	
									3RDTR	WMD 1	2	-162.5	11.2	1.000LK				429	65	250M	
									3RDTR	WMD 1	1	-159.2	10.9	1.000LK				420	64	250M	
23301	DONG HA A3	220.00	1	0.9888	11.1	0.0	0.0	0.0	7	MIEN NAM	220.00	2	1	272.7	-43.0			733	81	900A	
			5	217.54		0.0	0.0	0.0	103	PHONGDIEN A3	220.00	2	1	270.7	-41.2			727	81	900A	
									1401	DONG HOI A3	220.00	1	1	107.2	-21.1			290	32	900A	
									4101	NMDG TB1	220.00	1	1	-4.1	-9.4			27	3	900A	
									7001	DONG HA A3	110.00	1	1	-24.9	6.7	1.000UN		69	21	125M	
									7001	DONG HA A3	110.00	1	2	-24.9	6.7	1.000UN		69	21	125M	
									17901	LAO BAO A3	220.00	1	1	-298.4	50.6			803	89	900A	
									17901	LAO BAO A3	220.00	1	2	-298.4	50.6			803	89	900A	

Hình 3.4. Trích lục báo cáo Limit checking reports và Bus based reports trong phần mềm PSS/E.

❖ Nguyên nhân;

- Theo sơ đồ kết lưới, T220 Lao Bảo nhận nguồn công suất lớn từ các cụm NMĐG và NMTĐ Quảng Trị ($S = 621,3 \text{ MVA}$). Dẫn đến hai xuất tuyến đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà mang tải cao $S = 306,7 \text{ MVA}$ (89,4%).



Hình 3.5. Sơ đồ mô phỏng.

- Đối với trường hợp 2 xuất tuyến đường dây 220kV từ T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà đang vận hành ở tình trạng mang tải cao. Cần giám sát để đường dây không vượt mức mang tải cho phép.

- Kiến nghị A0 đưa hệ thống AGC vào giám sát đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.

- Đề xuất cải tạo đường dây, nâng cao tiết diện của đường dây và phân pha đường dây để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

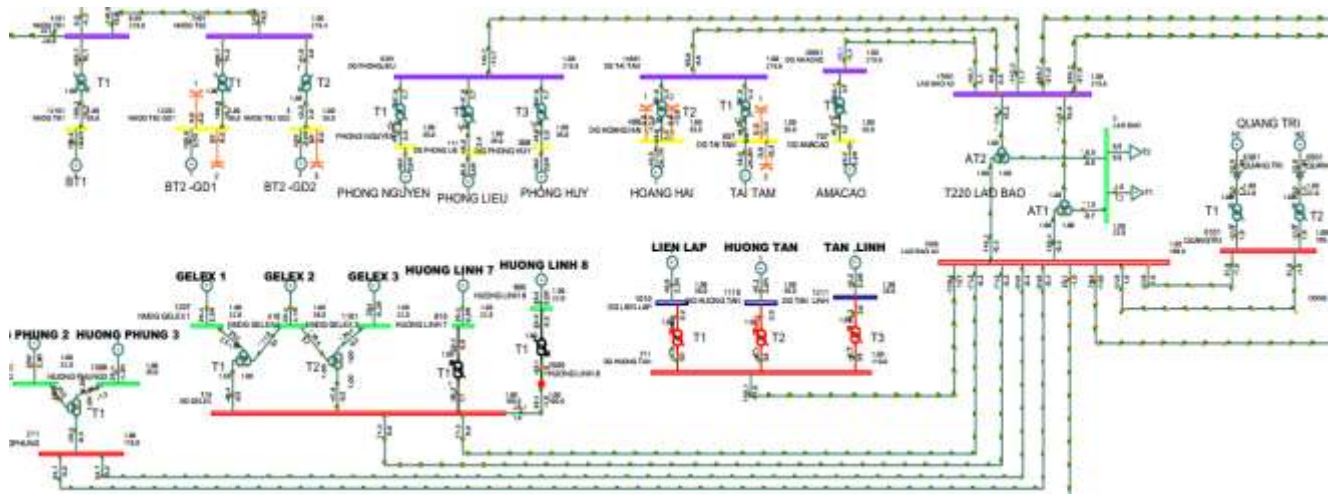
Sau khi chạy mô phỏng trào lưu công suất và xuất báo cáo, tương tự như kịch bản 1 ta thấy hệ thống vận hành ổn định, không xuất hiện tình trạng đầy tải cũng như quá tải trên đường dây. Công suất truyền tải trên hai xuất tuyến đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà đã giảm xuống (85%).

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)																																	
CURRENT LOADINGS ABOVE 80.0 % OF RATING:																																	
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X												RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C																	
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT	RATING PERCENT											
17901	LAO	BAO A3	220.00*	1		23301	DONG	HA A3	220.00	1	1	291.0	343.0	84.8	343.0	84.8	343.0	84.8	343.0	84.8	343.0	84.8											
17901	LAO	BAO A3	220.00*	1		23301	DONG	HA A3	220.00	1	2	291.0	343.0	84.8	343.0	84.8	343.0	84.8	343.0	84.8	343.0	84.8											
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E													MON, JUN 09 2025 17:01																				
													%MVA FOR TRANSFORMERS																				
													% I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES																				
X----- FROM BUS -----X AREA VOLT												GEN		LOAD		SHUNT		X----- TO BUS -----X												TRANSFORMER		RATING	
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ZONE	PU/KV	ANGLE	MW/MVAR	MW/MVAR	MW/MVAR	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	% SET A										
17901	LAO	BAO A3	220.00	1	0.9981	16.4		0.0	0.0	0.0																							
				5	219.59			0.0	0.0	0.0	9201	DG	PHONGLIEN	220.00	1	1	-143.3	11.7			378	42	900A										
											14601	DG	TAI TAM	220.00	1	2	-95.8	6.5			252	28	900A										
											20601	DG	AMCADO	220.00	1	2	-49.1	3.1			129	14	900A										
											23301	DONG	HA A3	220.00	1	1	289.7	-21.0			764	85	900A										
											23301	DONG	HA A3	220.00	1	2	289.7	-21.0			764	85	900A										
											3WINDR	WIND	1	2	-147.2	10.5	1.000LK				388	59	250M										
											3WINDR	WIND	1	1	-144.1	10.2	1.000LK				380	58	250M										
23301	DONG	HA A3	220.00	1	0.9916	9.8		0.0	0.0	0.0																							
				5	218.15			0.0	0.0	0.0	7	MIEN	NAM	220.00	2	1	242.3	-39.4			650	72	900A										
											103	PHONGDIEN	A3	220.00	2	1	247.0	-38.5			461	73	900A										
											1401	DONG	HOI A3	220.00	1	1	99.9	-20.8			270	30	900A										
											4101	NMDG	T81	220.00	1	1	-9.5	-8.0			33	4	900A										
											7001	DONG	HA A3	110.00	1	1	-6.0	5.1	1.000UN		21	6	125M										
											7001	DONG	HA A3	110.00	1	2	-6.0	5.1	1.000UN		21	6	125M										
											17901	LAO	BAO A3	220.00	1	1	-283.8	48.2			762	85	900A										
											17901	LAO	BAO A3	220.00	1	2	-283.8	48.2			762	85	900A										

Hình 3.6. Trích lục báo cáo Limit checking reports và Bus based reports trong phần mềm PSS/E.

❖ Nguyên nhân:

- Do nguồn từ các nhà máy điện mặt trời lúc này đã bất khả dụng, dẫn đến công suất ở phía 220kV đổ về phía 110kV, làm giảm đi lượng công suất đang được truyền tải ở trên lưới 220kV.



Hình 3.7. Sơ đồ mô phỏng.

❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Đối với trường hợp 2 xuất tuyến đường dây 220kV từ T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà đang vận hành ở tình trạng mang tải cao. Cần giám sát để đường dây không vượt mức mang tải cho phép.

❖ Giải pháp dài hạn:

- Kiến nghị A0 đưa hệ thống AGC vào giám sát đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.
- Đề xuất cải tạo đường dây, nâng cao tiết diện của đường dây và phân pha đường dây để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

c) Khi vận hành kịch bản 3.

Sau khi chạy mô phỏng trào lưu công suất và xuất báo cáo thì không phát hiện thấy đường dây nào xảy ra tình trạng quá tải trên đường dây, nhưng xuất hiện tình trạng đầy tải đường dây 110kV T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà (94%).

OUTPUT FOR ZONE 4 { }

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES) (EXCLUDED: BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING:

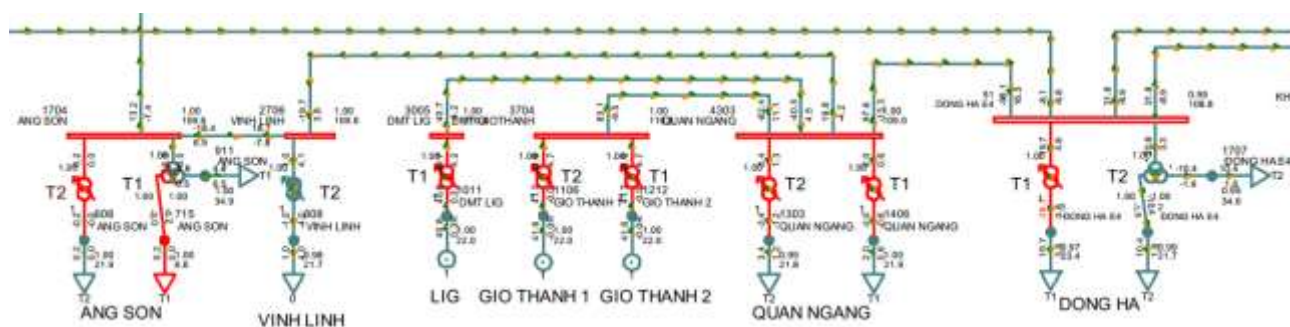
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X		RATING SET A		RATING SET B		RATING SET C	
BUS#	X-- NAME --X BASKV AREA	BUS#	X-- NAME --X BASKV AREA	CT	LOADING	RATING PERCENT	RATING PERCENT
51	DONG HA E4 110.00	1	4303 QUAN NGANG 110.00*	1	1	98.7	105.0 94.0

X----- FROM BUS -----X AREA VOLT									TO BUS -----X									TRANSFORMER				RATING	
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	200E	PU/KV	ANGLE	GEN MW/MVAR	LOAD MW/MVAR	SHUNT MW/MVAR	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	MW	MVAR	RATIO	ANGLE	AMPS	%	SET	A		
51	DONG HA E4	110.00	1	0.9892	9.0	0.0	0.0	0.0	1	7ONG HA E4	24.000	1	1	19.7	4.8	1.000UN		108	51	40M			
		4	108.82			0.0	0.0	0.0		708	LE THUY	110.00	1	1	-8.1	-6.8			56	11	520A		
										4303	QUAN NGANG	110.00	1	1	-96.1	16.5			518	94	551A		
										7001	DONG HA A3	110.00	1	1	31.9	-8.9			176	34	520A		
										7001	DONG HA A3	110.00	1	2	31.9	-8.9			176	34	520A		
										3WMDTR DONGHAE4T2	WMD 1		2	20.8	3.3	1.000LK		112	53	40M			
4303	QUAN NGANG	110.00	1	0.9989	11.2	0.0	0.0	0.0	51	DONG HA E4	110.00	1	1	97.6	-13.3			518	94	551A			
		4	109.87			0.0	0.0	0.0		1303	QUAN NGANG	22.000	1	1	3.4	1.3	1.000UN		19	15	25M		
										1406	QUAN NGANG	22.000	1	1	2.0	0.6	1.000UN		11	8	25M		
										2706	VINH LINH	110.00	1	2	19.8	-4.2			106	20	520A		
										3005	DMT LIG	110.00	1	2	-40.5	4.5			214	41	520A		
										3704	DMT GIOTRANH	110.00	1	2	-82.4	11.1			437	84	520A		

Hình 3.8. Trích lục báo cáo Limit checking reports và Bus based reports trong phần mềm PSS/E.

❖ Nguyên nhân:

Do các nguồn từ các NMĐMT trong khu vực phát lên ($S = 122,8 \text{ MVA}$), gây ra tình



trạng đầy tải ($S = 98,7 \text{ MVA}$) trên đường dây 110kV T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà (94%).

Hình 3.9. Sơ đồ mô phỏng.

Giải pháp ngắn hạn:

- Giám sát kỹ đường dây 110kV T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà, tránh để đường dây xảy ra tình trạng quá tải. Khi có dấu hiệu đường dây sắp quá tải, thực hiện mở vòng hệ thống. Ta mở hai xuất tuyến đường dây 110kV T220 Đông Hà - T110 Đông Hà.

❖ Giải pháp dài hạn:

- Đề xuất cải tạo đường dây, nâng cao tiết diện của đường dây và phân pha đường dây để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

3.4.3. Trường hợp 3: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 19h tối.

Ở trường hợp này, chúng ta chỉ xét đến nguồn điện gió, thủy điện do lúc này các ĐMT đã bất khả dụng. Thông số công suất phát các nhà máy điện gió, nhà máy thủy điện như bảng 3.7.

Bảng 3.7. Thông số công suất phát của các NMDG và NMTD.

STT	Generator Name	Zone Name	PGen (MW)
1	BT1 33.000	QUANG_BINH	109.2
2	BT2_GD_1 33.000	QUANG_BINH	100.8
3	BT2_GD_2 33.000	QUANG_BINH	42
4	DG_AMACCAO 35.000	QUANG_TRI	49.2
5	DG_HOANGHAI 35.000	QUANG_TRI	48
6	DG_TAITAM 35.000	QUANG_TRI	48
7	DG_P_HUY 33.000	QUANG_TRI	48
8	DG_P_LIEU 33.000	QUANG_TRI	48
9	DG_P_NGUYEN 33.000	QUANG_TRI	48
10	DG_HPHUNG_2 22.000	QUANG_TRI	20
11	DG_HPHUNG_3 22.000	QUANG_TRI	29.4
12	DG_HLINH_1 22.000	QUANG_TRI	30
13	DG_HLINH_2 22.000	QUANG_TRI	30
14	DG_HLINH_7 22.000	QUANG_TRI	29.4
15	DG_HLINH_8 22.001	QUANG_TRI	25.2
16	DG_GELEX_1 22.000	QUANG_TRI	29.4
17	DG_GELEX_2 22.000	QUANG_TRI	29.4
18	DG_GELEX_3 22.000	QUANG_TRI	29.4
19	DG_TANLINH 22.000	QUANG_TRI	46.2
20	DG_HUONGTAN 22.000	QUANG_TRI	46.2
21	DG_LIENLAP 33.000	QUANG_TRI	48
22	TD DAKRONG 4 H1 13.800	QUANG_TRI	14
23	TD DAKRONG 4 H2 13.800	QUANG_TRI	14
24	TD DAKRONG 2 H2 6.300	QUANG_TRI	9
25	TD DAKRONG 2 H2 6.300	QUANG_TRI	9
26	TD QUANG TRI H1 10.500	QUANG_TRI	32
28	TD QUANG TRI H1 10.500	QUANG_TRI	32

Thông số công suất của các phụ tải của 2 tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị như bảng 3.8.

Bảng 3.8. Thông số phụ tải tại 19h tối.

Tên trạm	Số lượng	19h	
	TC 22-35kV của MBA	P	Q
DHOI110_T1 22.000	2	7,9	0,2
DHOI110_T1 35.000	2	7,9	0,2
DONGHOI_T2 22.000	2	10,9	0,6
DONGHOI_T2 35.000	2	10,9	0,6
BA_DON_T1 22.000	2	0,0	0,0
BA_DON_T1 35.000	2	0,0	0,0
BADON_T2 22.000	1	21,7	3,0
BOTRACH 22.000	1	24,5	2,8
LETHUY_T2 22.000	2	7,1	1,1
SGIANH_T1 35.000	2	1,0	0,1
SGIANH_T1 6.3000	2	1,0	0,1
SGIANH_T2 35.000	2	1,2	1,3
SGIANH_T2 6.3000	2	1,2	1,3
TUYEN_HOA 22.000	2	6,5	1,1
TUYEN_HOA 35.000	2	6,5	1,1
ANG_SON_T1 35.000	2	0,1	-0,1
ANG_SON_T1 6.6000	2	0,1	-0,1
ANG_SON_T2 22.000	1	7,2	0,6
BACD_HOI_T2 24.000	1	20,6	2,1
VHOA22_T1 22.000	2	4,8	0,3
VHOA6_T1 6.6000	2	4,8	0,3
VAN HOA 22.000	2	0,3	0,1
VAN HOA 6.0000	2	0,3	0,1
HON LA_T1 23.000	1	5,6	0,3
VINHLINH_22 22.000	1	20,6	1,4
DONGHA_T1 24.000	1	21,3	1,5
DONGHA_T2 22.000	2	11,9	0,2
DONGHA_T2 35.000	2	11,9	0,2
T1-QNGANG 22.000	1	7,4	0,8
QNGANG_T2 22.000	1	12,8	1,3
DIENSANH_T1 22.000	1	5,8	0,9
DIENSANH_T2 24.000	1	5,8	1,1
KHESANH_T1 22.000	2	1,1	0,8
KHESANH_T1 35.000	2	1,1	0,8
TA RUT_T1 38.500	1	-16,8	1,6
T2-TARUT 38,5	2	-8,3	1,1

Trường hợp này ta có 2 kịch bản vận hành:

- Kịch bản 1: Công suất phát của các nguồn năng lượng điện gió và nhà máy thủy điện như bảng 3.7.
- Kịch bản 2: Giảm công suất phát các nguồn năng lượng điện gió xuống mức bất khả dụng hoặc gần bất khả dụng và các nguồn từ các nhà máy thủy điện được giữ nguyên.

3.4.3.1. Đánh giá điện áp:

Ta có kết quả kết quả điện áp:

- Voltage 1: Là giá trị điện áp khi vận hành kịch bản 1.
- Voltage 2: Là giá trị điện áp khi vận hành kịch bản 2.

Bảng 3.9 Giá trị điện áp tại các thanh cái 110kV và 220kV.

STT	Bus Name	Base kV	Zone Name	Voltage 1 (pu)	Voltage 2 (pu)
1	BA DON 220	220	QUANG BINH	0,9881	0,9978
2	BA DON 220	110	QUANG BINH	0,9895	0,995
3	KHE SANH	110	QUANG TRI	0,9961	1,0006
4	DONG HA 110	110	QUANG TRI	1,002	1,0236
5	DONG HOI	110	QUANG BINH	0,9685	1,0017
6	DONG HOI 220	220	QUANG BINH	0,9686	0,9982
7	DONG HOI 220	110	QUANG BINH	0,9806	1,0019
8	DG HUONGPHUNG	110	QUANG TRI	0,9988	1,0006
9	SONG GIANH	110	QUANG BINH	0,9567	0,9938
10	DARKRONG 4	110	QUANG TRI	1,0047	1,0083
11	VAN HOA	110	QUANG BINH	0,9563	0,9933
12	HON LA	110	QUANG BINH	0,9567	0,9933
13	LE THUY	110	QUANG BINH	0,9843	1,0103
14	DG GELEX	110	QUANG TRI	0,9975	1,0005
15	DG HUONG TAN	110	QUANG TRI	0,9993	1,0011
16	BO TRACH	110	QUANG BINH	0,9569	0,9923
17	TUYEN HOA	110	QUANG BINH	0,947	0,9845
18	TA RUT	110	QUANG TRI	1,0098	1,0134
19	DMT DOHWA	110	QUANG BINH	0,9854	1,0096
20	BAC DONG HOI	110	QUANG BINH	0,9641	0,9983
21	LAO BAO 220	220	QUANG TRI	0,9914	0,9985
22	LAO BAO 220	110	QUANG TRI	0,9954	1,0003
23	LA BAO	110	QUANG TRI	0,9935	0,9976
24	BA DON 110	110	QUANG BINH	0,9578	0,9942
25	ANG SON	110	QUANG BINH	0,9691	1,0012
26	HUONG LINH	110	QUANG TRI	1,005	1,0077

STT	Bus Name	Base kV	Zone Name	Voltage 1 (pu)	Voltage 2 (pu)
27	VINH LINH	110	QUANG TRI	0,9777	1,0042
28	DMT LIG	110	QUANG TRI	0,9916	1,0128
29	DARKRONG 2	110	QUANG TRI	1,0039	1,0109
30	DMT GIOTHANH	110	QUANG TRI	0,9876	1,0106
31	DIEN SANH	110	QUANG TRI	1,00008	1,021
32	NMDG BT1	220	QUANG BINH	0,9876	1,0053
33	NMDG BT2	220	QUANG BINH	0,9905	1,0055
34	QUAN NGANG	110	QUANG TRI	0,9915	1,0127
35	QUANG TRI	110	QUANG TRI	0,9958	1,0006
36	DONG HA 220	220	QUANG TRI	0,9772	0,9887
37	DONG HA 220	110	QUANG TRI	1,0052	1,0265
38	DG PHONGLIEU	220	QUANG TRI	0,9935	0,9991
39	DG TAI TAM	220	QUANG TRI	0,9918	0,9896
40	DG AMACAO	220	QUANG TRI	0,9916	0,9986

Đánh giá tác động của các nguồn năng lượng điện gió và thủy điện ảnh hưởng đến hệ thống điện:

- Qua bảng cũng như các biểu đồ thể hiện sự chênh lệch điện áp ở trên, ta thấy tại các nút có các nguồn năng lượng thủy điện và điện gió đầu nối vào có sự chênh lệch điện áp nhưng vẫn nằm trong phạm vi cho phép, không ảnh hưởng đến sự vận hành của hệ thống điện.

3.4.3.2. Đánh giá khả năng mang tải của đường dây:

a) Khi vận hành kích bản 1:

Theo sơ đồ mô phỏng, sau khi chạy trào lưu công suất nhận thấy trong hệ thống điện của 2 tỉnh không xuất hiện trường hợp quá tải nào xuất hiện trên đường dây cấp 220kV và 110kV.

Nhưng có 3 trường hợp đường dây vận hành ở tình trạng mang tải cao:

- + 2 Đường dây 220 kV từ T220 Lao Bảo đến T220 Đông Hà.
- + 2 Đường dây 110 kV từ T220 Đông Hà đến T110 Đông Hà.
- + Đường dây 220 kV từ NMĐG BT1 đến T220 Đồng Hới.

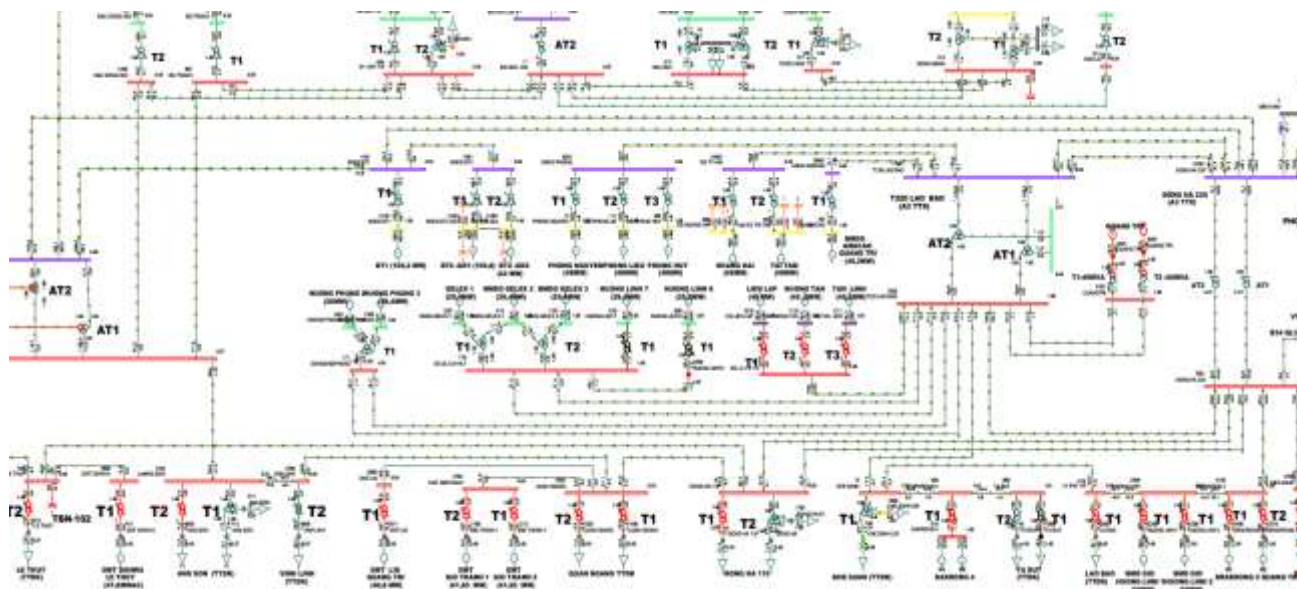
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E SUN, JUN 01 2025 23:34

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 80.0 % OF RATING SET A:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X															
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
51	DONG	HA	110	110.00	1	7001	DONG	HA	220	110.00*	1	1	92.0	99.0	92.9
51	DONG	HA	110	110.00	1	7001	DONG	HA	220	110.00*	1	2	92.0	99.0	92.9
1401	DONG	HOI	220	220.00	1	4101	NMDG	BT1		220.00*	1	1	299.4	343.0	87.3
17901	T220	LAO	BAO	220.00*	1	23301	DONG	HA	220	220.00	1	1	300.3	343.0	87.5
17901	T220	LAO	BAO	220.00*	1	23301	DONG	HA	220	220.00	1	2	300.3	343.0	87.5

Hình 3.10. Trích lục báo cáo Limit checking reports trong phần mềm PSS/E.

- Đối với trường hợp 2 đường dây 220kV từ T220 Lao Bảo đến T220 Đông Hà hoạt động ở tình trạng mang tải cao . Theo sơ đồ mô phỏng, do nguồn công suất từ các NMĐG và NMTĐ phát cao ($S = 592,3$ MVA). Từ T220 Lao Bảo truyền tải công suất đến T220 Đông Hà dẫn đến đường dây mang tải mang tải cao 291,1 MVA (87,5 %).
- Đối với trường hợp đường dây 220kV từ NMĐG BT1 - T220 Đồng Hới. Theo sơ đồ mô phỏng, do nguồn công suất từ NMĐG BT1 + NMĐG BT2 phát cao ($S = 221,56$ MVA). Khi giải tỏa công suất đến T220 Đồng Hới khiến đường dây mang tải cao $S = 295,66$ MVA (87,3%).
- Đối với trường hợp 2 đường dây 110kV từ T220 Đông Hà đến – T110 Đông Hà đang vận hành ở tình trạng gần đầy tải, nằm trong phạm vi cảnh báo. Theo sơ đồ mô phỏng, do công suất từ các nhà máy điện gió phát cao, phía 220kV giải tỏa công suất về phía 110kV dẫn đến đường dây 110kV T220 Đông Hà – T110 Đông Hà hoạt động ở tình trạng gần như đầy tải với $S = 92,4$ MVA (92,9%).



Hình 3.11. Sơ đồ mô phỏng.

❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Đối với trường hợp 2 đường dây 220 kV từ T220 Lao Bảo - T220 Đông Hà đang vận hành ở tình trạng mang tải cao, cần giám sát kỹ để đường dây không bị quá tải vượt quá giới hạn cho phép. Nếu như đường dây quá tải, cần giảm nguồn công suất các nhà máy đầu nối vào T220 Lao Bảo để đưa đường dây về dưới chế độ mang tải cho phép.
- Đối với trường hợp đường dây 220 kV từ NMĐG BT1 - T220 Đồng Hới đang vận hành ở tình trạng mang tải cao. Cần giám sát kỹ để đường dây không bị quá tải vượt quá giới hạn cho phép. Nếu như đường dây quá tải cần giảm nguồn công suất tại

các nhà máy. Ưu tiên cắt nhà máy thủy điện Quảng Trị , khi đường dây vẫn chưa hết quá tải buộc giảm công suất tại NMĐG BT1 để đưa đường dây về dưới chế độ mang tải cho phép.

- Đối với trường hợp 2 đường dây 110 kV từ T220 Đông Hà đến - T110 Đông Hà đang vận hành ở tình trạng gần như đầy tải. Cần giám sát kỹ để đường dây không bị quá tải vượt quá giới hạn cho phép. Nếu đường dây quá tải cần giảm nguồn công suất tại các nhà máy. Ưu tiên giảm công suất tại nhà NMTĐ Quảng Trị, khi đường dây vẫn còn tình trạng quá tải buộc phải giảm công suất các nhà máy điện gió để đưa đường dây về dưới chế độ mang tải cho phép.

❖ Giải pháp lâu dài:

- Kiến nghị A0 đưa hệ thống AGC vào giám sát đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà và đường dây 220kV NMĐG BT1 – T220 Đồng Hới.
- Nâng cao tiết diện của đường dây, phân pha đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà và đường dây 220kV NMĐG BT1 – T220 Đồng Hới để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

b) Khi vận hành kịch bản 2:

- Theo sơ đồ mô phỏng, sau khi chạy trào lưu công suất nhận thấy trong hệ thống điện của 2 tỉnh không xuất hiện trường hợp quá tải nào xuất hiện trên đường dây cấp 220 kV và 110 kV. Các xuất tuyến đường dây hoạt động ở tình trạng non tải và hoạt động trong giới hạn mang tải và điện áp cho phép.

3.5. Kết luận chương 3.

Ở chương này đã mô tả về dữ liệu của hệ thống lưới điện 220kV, 110kV của hai tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị. Ở chương đã mô phỏng chi tiết về các thông số như nguồn, phụ tải, hệ thống lưới điện. Các ưu nhược điểm của hệ thống điện của hai tỉnh.

Dựa vào các phân tích, đánh giá ở trên trong những tình huống vận hành xấu nhất mà có thể xảy ra với hệ thống lưới điện. Các báo cáo mô phỏng chỉ ra được sự ảnh hưởng của các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió có ảnh hưởng đến các nút trong khu vực và đặc biệt là các đường dây truyền tải quan trọng của hệ thống lưới điện.

Các giải pháp ngăn hạn được đề xuất ở trên chỉ có thể giải quyết được vấn đề nhất thời ngay tại thời điểm đó. Vì vậy khi vận hành lưới lâu dài ta thực hiện biện pháp nâng cao tiết điện của đường dây, phân pha đường dây để nâng cao khả năng truyền tải công suất đối với các đường dây thường xảy ra tình trạng quá tải trên đường dây.

Về mặt điện áp khu vực này không xảy ra tình trạng vượt quá giới hạn điện áp theo quy định thông tư 05/2025/TT-BCT Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng ở chế độ vận hành bình thường.

CHƯƠNG 4: PHÂN TÍCH ẢNH HƯỞNG CỦA NGUỒN NĂNG LƯỢNG ĐIỆN MẶT TRỜI VÀ ĐIỆN GIÓ ĐẾN HỆ THỐNG LƯỚI ĐIỆN KHI XẢY RA SỰ CỐ N-1

4.1. Đặt vấn đề.

Với mục đích phân tích và đánh giá sâu hơn về sự ảnh hưởng của các nguồn năng lượng điện mặt trời và điện gió đến hệ thống lưới điện hai tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị, chương này sẽ thực hiện mô phỏng hệ thống lưới điện khi xảy ra sự cố N-1 thông qua phần mềm PSS/E – version 33.0. Các sự cố sẽ được thực hiện theo biểu đồ phụ tải trong ngày.

4.2. Phân tích và đánh giá sự cố N-1 trên hệ thống điện hai tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị.

4.2.1. Trường hợp 1: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 6h sáng.

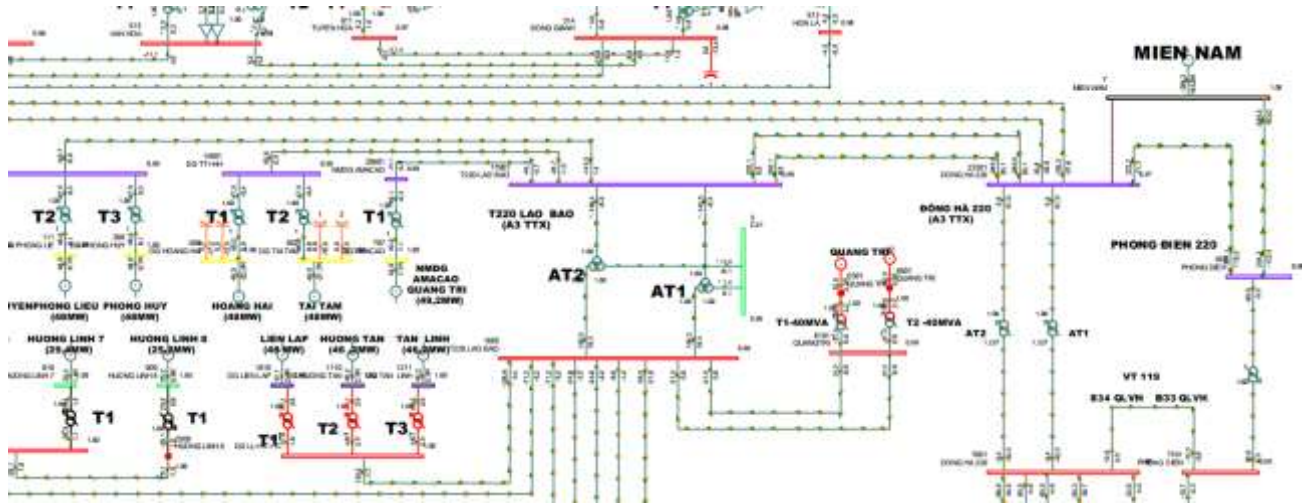
Bảng 4.1. Các phần tử quá tải khi xảy ra sự cố N-1 vào 6h sáng.

ST T	Đường dây xảy ra sự cố N-1		kV	Đường dây bị quá tải		kV	% kích bản 1	% kích bản 2
	Từ	Đến		Từ	Đến			
1	Dakrong 2	T220 Đông Hà		Khe Sanh	T220 Lao Bảo	110	101,8	-
2	T220 Lao Bảo	T220 Đông Hà	220	T220 Lao Bảo	T220 Đông Hà	220	162,3	-
3	T220 Đông Hà	Đông Hà	110	T220 Đông Hà	Đông Hà	110	122,32	-
4	T220 Đông Hà	Miền Nam	220	T220 Đông Hà	T220 Phong Điện	220	114,18	-
5	ĐG Gelex	T220 Lao Bảo	110	ĐG Gelex	T220 Lao Bảo	110	108,97	-
ST T	MBA xảy ra sự cố N- 1		kV	MBA bị quá tải		kV	% kích bản 1	% kích bản 2
1	AT1 T220 Lao Bảo		220	AT2 T220 Lao Bảo		220	113,47	-

4.2.1.1. Sự cố N-1 phía 220kV.

a) Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam).

Khi xảy ra sự cố N-1 thì xuất hiện quá tải 114,18% trên đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Phong Điền.



Hình 4.1. Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam)

❖ Nguyên nhân:

- Theo sơ đồ mô phỏng, do nguồn công suất các NMDG và NMTĐ Quảng Trị phát cao

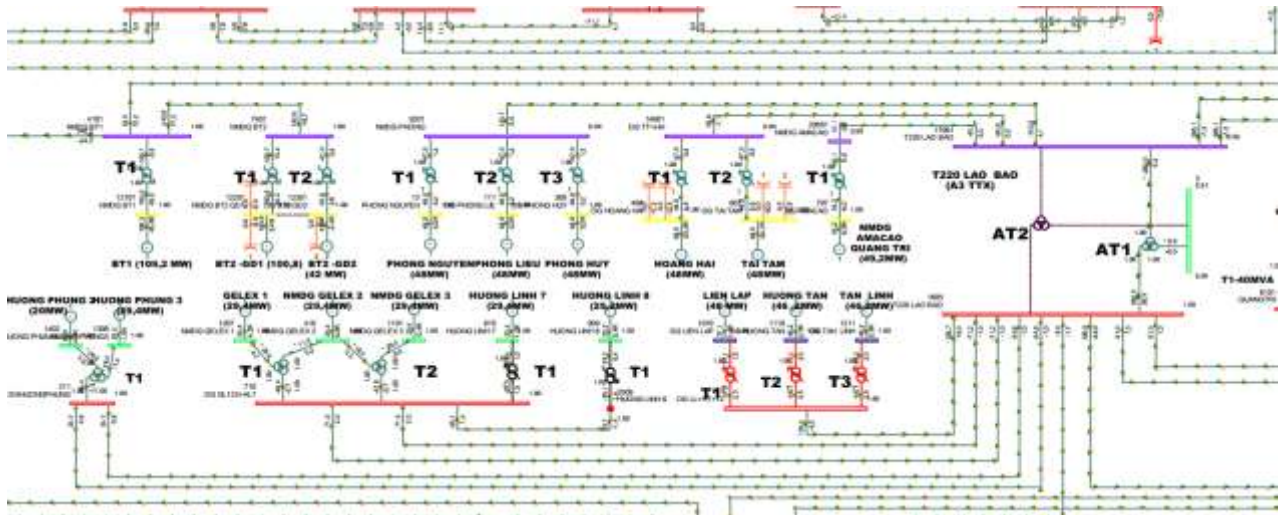
($S = 685,13 \text{ MVA}$), công suất được giải tỏa về T220 Huế (Miền Nam) thông qua đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam) và T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà – T220 Phong Điền. Khi N-1 xảy ra, đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Phong Điền sẽ phải truyền tải thêm phần công suất của đường dây xảy ra sự cố, dẫn đến tình trạng quá tải $S = 379,6 \text{ MVA}$ (114,2%) trên đường dây.

❖ Giải pháp ngắn hạn :

- Thực hiện biện pháp giảm huy động nguồn các nhà máy đầu nối vào T220 Lao Bảo. Cho ngưng nhận công suất NMTĐ Quảng Trị và NMDG Amacao Quảng Trị thì đường dây trở về hoạt động dưới mức mang tải $S = 329,34 \text{ MVA}$ (98,5 %) cho phép.

b) Sự cố một trong hai MBA T220 Lao Bảo.

Khi 1 trong 2 máy biến áp của T220 Lao Bảo xảy ra sự cố N-1, máy biến áp còn lại sẽ bị quá tải 113,47%.



Hình 4.2. Sự cố một trong hai MBA T220 Lao Bảo.

❖ Nguyên nhân:

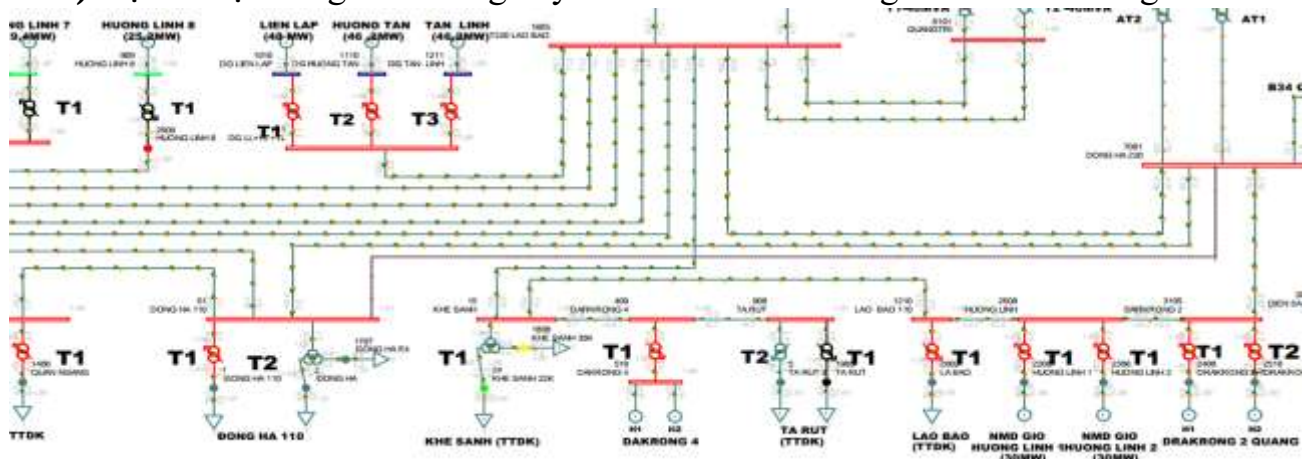
Theo sơ đồ mô phỏng, do nguồn công suất các NMĐG và NMTĐ Quảng Trị phát cao khi đầu nối vào T220 Lao Bảo, công suất từ thanh cái 110kV T220 Lao Bảo được truyền tải lên thanh cái 220kV thông qua máy biến áp AT1 Và AT2, dẫn đến khi mất một trong hai MBA sẽ quá tải MBA còn lại với $S = 282,15 \text{ MVA}$ (113,47%).

❖ Giải pháp ngắn hạn :

Thực hiện biện pháp giảm huy động nguồn công suất của NMTĐ Quảng Trị với công suất là $P = 50 \text{ MW}$ thì MBA của T220 Lao Bảo trở về hoạt động dưới chế độ mang tải cho phép là $S = 247,05 \text{ MVA}$ (99%).

4.2.1.2. Sự cố N-1 phía 110kV.

a) Sự cố một trong hai đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà.



Hình 4.3. Sự cố một trong hai xuất tuyến đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà.

Khi một trong hai đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – Đông Hà xảy ra sự cố N-1, thì đường dây còn lại bị quá tải (122,32%).

❖ Nguyên nhân:

Theo sơ đồ mô phỏng, do nguồn từ các NMĐG và NMTĐ phát cao, Phía 220kV giải tỏa công suất về phía 110kV thông qua đường dây 110kV T220 Đông Hà – T110 Đông Hà. Khi 1 đường dây bị cách ly ra khỏi hệ thống thì công suất chỉ có thể giải tỏa qua đường dây còn lại gây quá tải $S = 122,46 \text{ MVA}$ (122,32%).

❖ Giải pháp ngắn hạn:

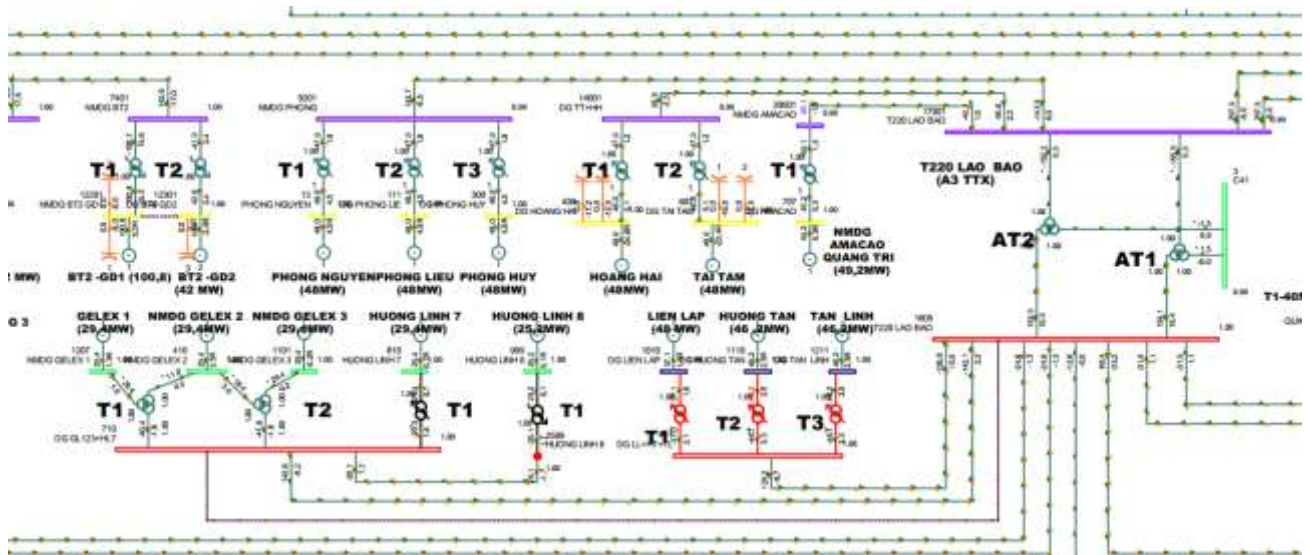
Thực hiện biện pháp thay đổi kết cấu lưới, mở vòng hệ thống phía 110kV. Cách ly xuất tuyến đường dây 110kV từ T220 Đông Hà - T110 Đông Hà còn lại thì toàn bộ hệ thống không còn phần tử nào quá tải.

❖ Giải pháp lâu dài:

Đề xuất cải tạo đường dây, nâng cao tiết diện, phân pha đường dây 110kV T220 Đông Hà – T110 Đông Hà để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

b) Sự cố một trong hai đường dây 110kV ĐG Gelex – T220 Lao Bảo.

Khi một trong hai đường dây 110kV ĐG Gelex – T220 Lao Bảo xảy ra sự cố N-1, thì đường dây còn lại bị quá tải (108,97 %).



Hình 4.4. Sự cố một trong hai đường dây 110kV ĐG Gelex – T220 Lao Bảo.

❖ Nguyên nhân:

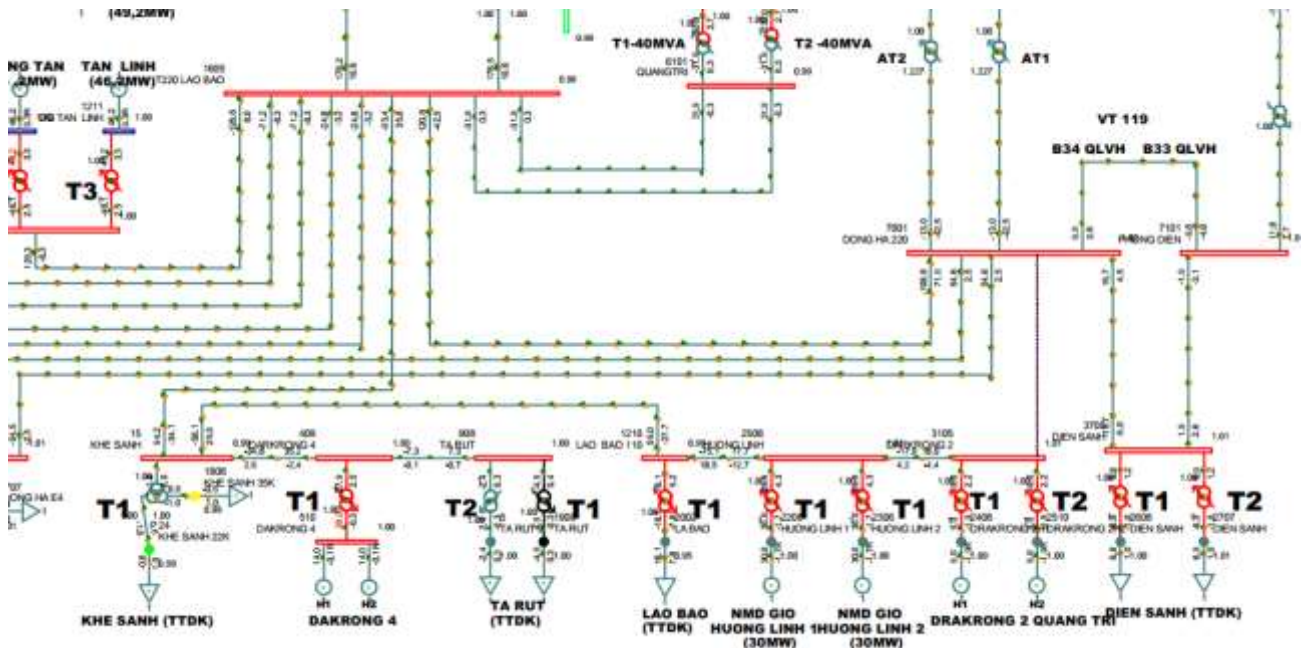
- Theo sơ đồ mô phỏng, do công suất từ cụm NMĐG Gelex phát cao ($S = 142,85 \text{ MVA}$). Nên khi xảy ra sự cố mất một trong 2 đường dây 110kV NMĐG Gelex – T220 Lao Bảo, thì đường dây còn lại phải truyền tải phần công suất còn lại dẫn đến quá tải đường dây với $S = 142,85 \text{ MVA}$ (108,97 %).

❖ Giải pháp ngăn hạn :

- Thực hiện biện pháp giảm huy động nguồn công suất các NMDG Gelex ($P=13MW$) thì đường dây trở về hoạt động dưới mức mang tải cho phép $S=129,2 MVA$ (99%).

c) Sự cố đường dây 110kV Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà.

Khi xảy ra sự cố N-1 thì đường dây 110kV từ Khe Sanh – T220 Lao Bảo xảy ra tình trạng quá tải (101,8%).



Hình 4.5. Sự cố đường dây 110kV Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà.

❖ Nguyên nhân:

- Theo sơ đồ mô phỏng, do nguồn công suất các NMDG và NMTĐ phía 110kV phát cao

($S=107 MVA$), phía 110kV giải tỏa công suất lên phía 220kV thông qua đường dây 110kV Khe Sanh – T220 Lao Bảo và đường dây 110kV từ NMTĐ Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà. Khi đường dây 110kV từ NMTĐ Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà bị mất thì công suất đổ về đường dây 110kV Khe Sanh – T220 Lao Bảo khiến đường dây quá tải $S=100,1 MVA$ (101,8%).

❖ Giải pháp ngăn hạn:

- Thực hiện biện pháp giảm huy động nguồn tại NMTĐ Dakrong 4 ($P=3MW$) thì đường dây trở về hoạt động dưới mức mang tải cho phép là $S=96,24 MVA$ (99%).

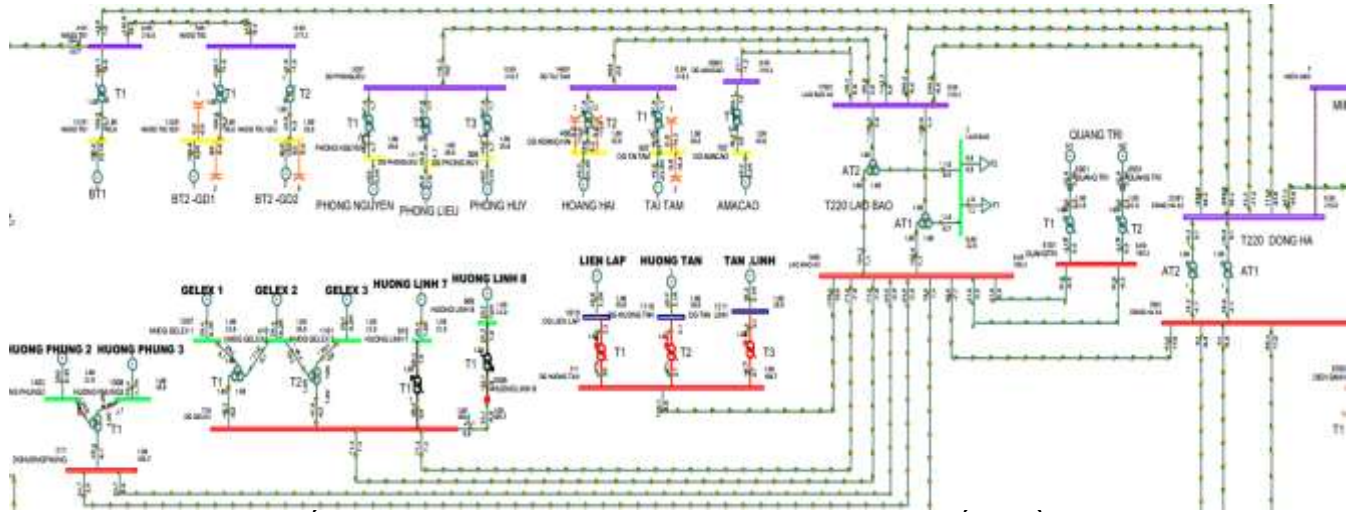
4.2.2. Trường hợp 2: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 12h trưa.

Bảng 4.2. Các phần tử quá tải khi xảy ra N-1 tại 12h trưa.

STT	Đường dây xảy ra sự cố N-1		kV	Đường dây bị quá tải		kV	% kích bản 1	% kích bản 2	% kích bản 3
	Từ	Đến		Từ	Đến				
1	T220 Đông Hà	Miền Nam	220	T220 Đông Hà	T220 Phong Điền	220	121,94	109,84	-
2	T220 Đông Hà	T220 Phong Điền	220	T220 Đông Hà	Miền Nam	220	117,77	105,09	-
3	T220 Lao Bảo	T220 Đông Hà	220	T220 Lao Bảo	T220 Đông Hà	220	166,13	157,32	-
4	T220 Đồng Hới	NMDG BT1	220	T220 Đông Hà	Miền Nam	220	101,26	-	-
				T220 Đông Hà	T220 Phong Điền	220	101,89	-	-
5	T220 Ba Đồn	Miền Bắc	220	Miền Bắc	T220 Đồng Hới	220	102,46	-	-
6	Đông Hà	Quán Ngang	110	T220 Đồng Hới	Áng Sơn	110	114,64	-	114,59
				Áng Sơn	Vĩnh Linh	110	119,98	-	119,82
				Vĩnh Linh	Quán Ngang	110	120,47	-	120,24
7	T220 Đồng Hới	Áng Sơn	110	Quán Ngang	Đông Hà	110	107,84	-	107,76
	Áng Sơn	Vĩnh Linh	110				112,93	-	112,78
	Vĩnh Linh	Quán Ngang	110				113,62	-	113,24
8	ĐG Gelex	T220 Lao Bảo	110	ĐG Gelex	T220 Lao Bảo	110	109,16	108,99	-
STT	Đường dây xảy ra sự cố N-1		kV	Đường dây bị quá tải		kV	% kích bản 1	% kích bản 2	% kích bản 3
1	T220 Lao Bảo		220	T220 Lao Bảo		220	118,67	107,33	-

4.2.2.1. Sự cố N-1 phía 220kV.**a) Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam).**

Khi xảy ra sự cố N-1 thì xuất hiện quá tải 121,94% trên đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Phong Điền.



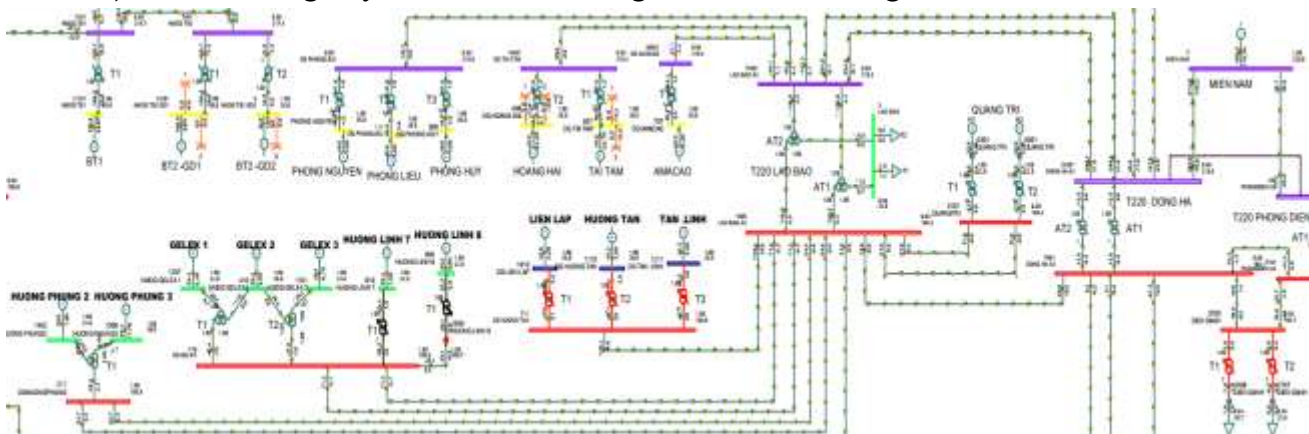
Hình 4.6. Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam).

❖ Nguyên nhân:

- Các NMDG và NMTĐ Quảng Trị ($S = 685,13 \text{ MVA}$) đấu nối vào T220 Lao Bảo giải tỏa công suất về phía miền nam thông qua đường dây 220kV từ T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam) và T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà – T220 Phong Điền – T220 Huế (Miền Nam). Vì vậy, khi sự cố xảy ra đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Phong Điền quá tải $S = 418,3 \text{ MVA}$ (121,94%).

❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Ta cho ngừng NMTĐ Quảng Trị và NMDG Amacao, Tài Tâm thì đường dây đã hoạt động dưới mức mang tải cho phép là $S = 341 \text{ MVA}$ (99,4%).

b) Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Phong Điền.

Hình 4.7. Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Phong Điền.

Khi xảy ra sự cố N-1 thì xuất hiện quá tải 117,77% trên đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam).

❖ Nguyên nhân:

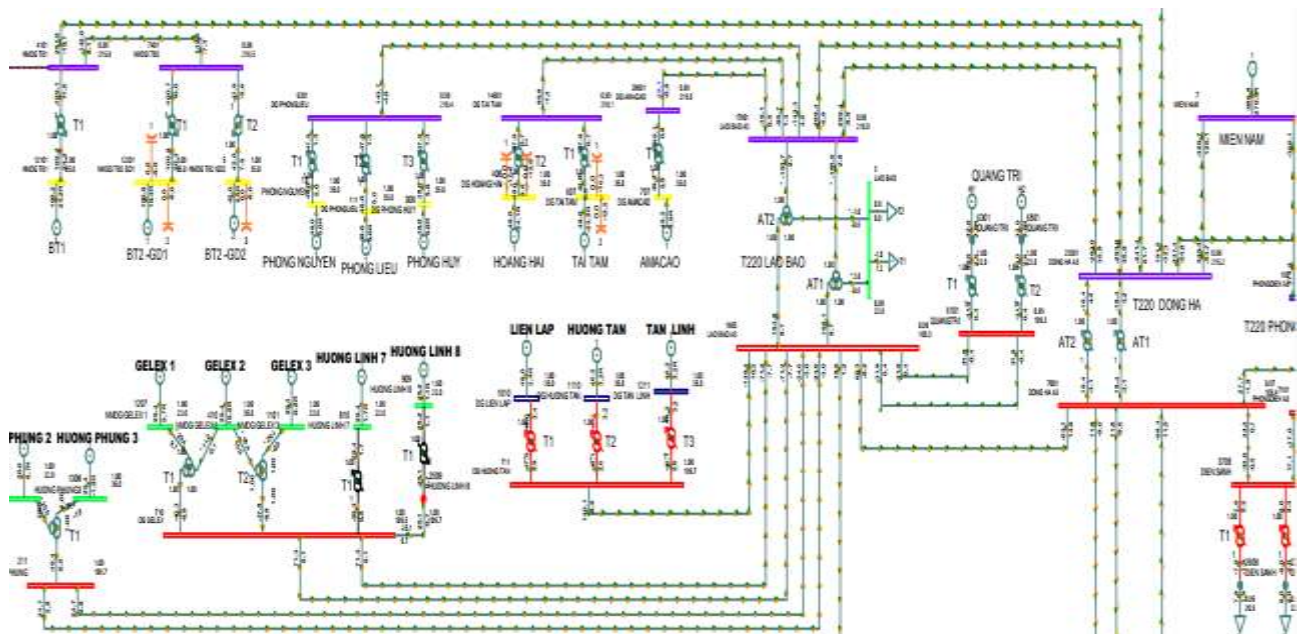
- Tương tự như khi xảy ra sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam). Đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam) sẽ phải truyền tải thêm phần công suất của đường dây xảy ra sự cố, dẫn đến quá tải $S = 404 \text{ MVA}$ (117,77%) đường dây 220kV từ Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam).

❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Ta cho ngừng NMTĐ Quảng Trị và NMDG Amacao, Tài Tâm thì đường dây đã hoạt động dưới mức mang tải cho phép là $S = 329,9 \text{ MVA}$ (96,2%).

c) Sự cố đường dây 220kV T220 Đồng Hới – NMDG BT1.

Khi xảy ra sự cố N-1 thì xuất hiện quá tải 101,26% trên đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam) và quá tải 101,89% trên đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Phong Điền.



Hình 4.8. Sự cố đường dây 220kV T220 Đồng Hới – NMDG BT1.

❖ Nguyên nhân:

- NMDG BT1 và BT2 ($S = 252,96 \text{ MVA}$) giải tỏa công suất thông qua đường dây 220kV từ T220 NMDG BT1 – T220 Đồng Hới và T220 NMDG BT1 – T220 Đông Hà. Nên khi xảy ra sự cố, gây ra tình trạng quá tải $S = 347,3 \text{ MVA}$ từ T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam) (101,26%) và quá tải $S = 349,5 \text{ MVA}$ 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Phong Điền (101,89%).

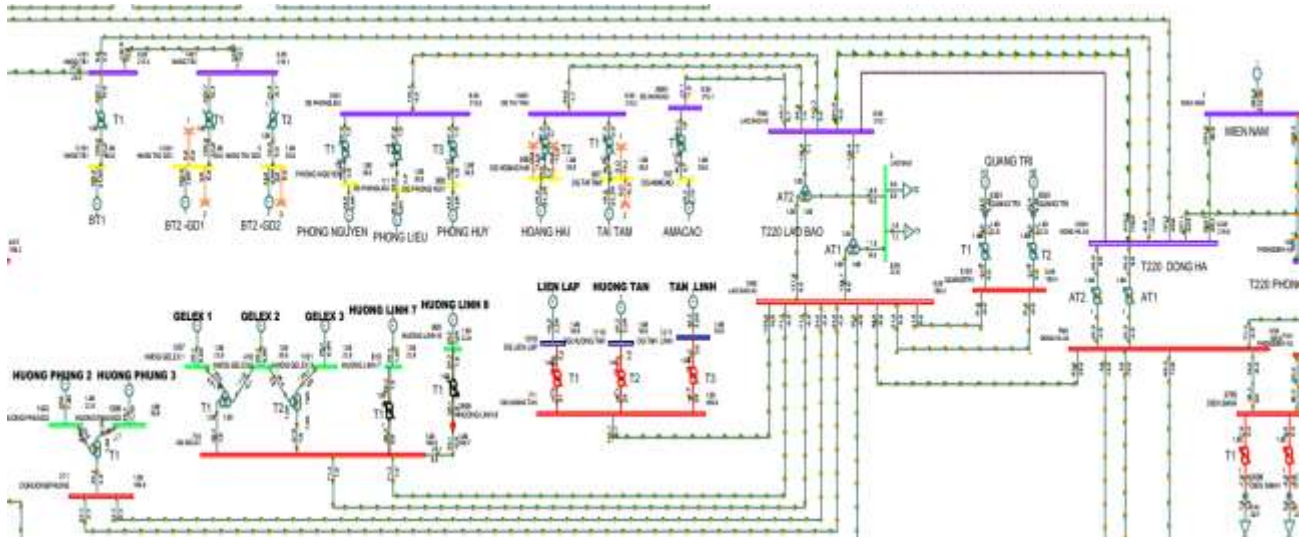
❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Ta cho giảm $P = 25 \text{ MW}$ NMTĐ Quảng Trị, thì các đường dây 220kV đã hoạt động dưới mức mang tải cho phép từ T220 Đông Hà – T220 Huế (Miền Nam) là

$S = 338,7 \text{ MVA}$ (98,7%) và từ T220 Đông Hà – T220 Phong Điền là $S = 340,9 \text{ MVA}$ (99,4%).

d) Sự cố đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.

Khi một trong hai đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà xảy ra sự cố thì sẽ quá tải 166,13% đường dây còn lại.



Hình 4.9. Sự cố đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.

❖ Nguyên nhân:

- Các NMDG và NMTĐ Quảng Trị ($S = 685,13 \text{ MVA}$) đấu nối vào T220 Lao Bảo giải phóng công suất về T220 Đông Hà thông qua hai đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà. Dẫn đến việc khi sự cố mất một dây thì sẽ quá tải $S = 569,9 \text{ MVA}$ (166,13%) dây còn lại.

❖ Giải pháp ngắn hạn:

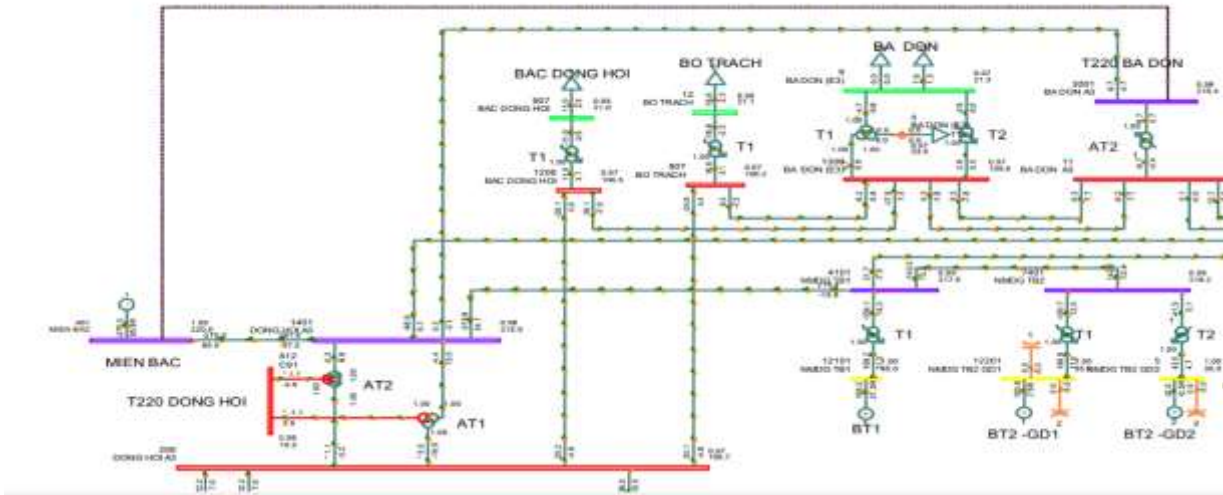
- Ta cho ngừng NMTĐ Quảng Trị và NMDG Phong Huy, Phong Liệu, Phong Nguyễn, Hoàng Hải, Tài Tâm thì đường dây đã hoạt động dưới mức mang tải cho phép là $S = 320,9 \text{ MVA}$ (93,6%).

❖ Giải pháp dài hạn:

- Kiến nghị A0 đưa hệ thống AGC vào giám sát đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.
- Đề xuất cải tạo đường dây, nâng cao tiết diện của đường dây và phân pha đường dây để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

e) Sự cố đường dây 220kV T220 Ba Đồn – T500 Vũng Áng (Miền Bắc).

Khi xảy ra sự cố trên đường dây 220kV T220 Ba Đồn – T500 Vũng Áng (Miền Bắc) thì đường dây đường dây 220kV T220 Đồng Hới – T500 Vũng Áng (Miền Bắc) quá tải 102,46%.



Hình 4.10. Sự cố đường dây 220kV T220 Ba Đồn – T500 Vũng Áng (Miền Bắc).

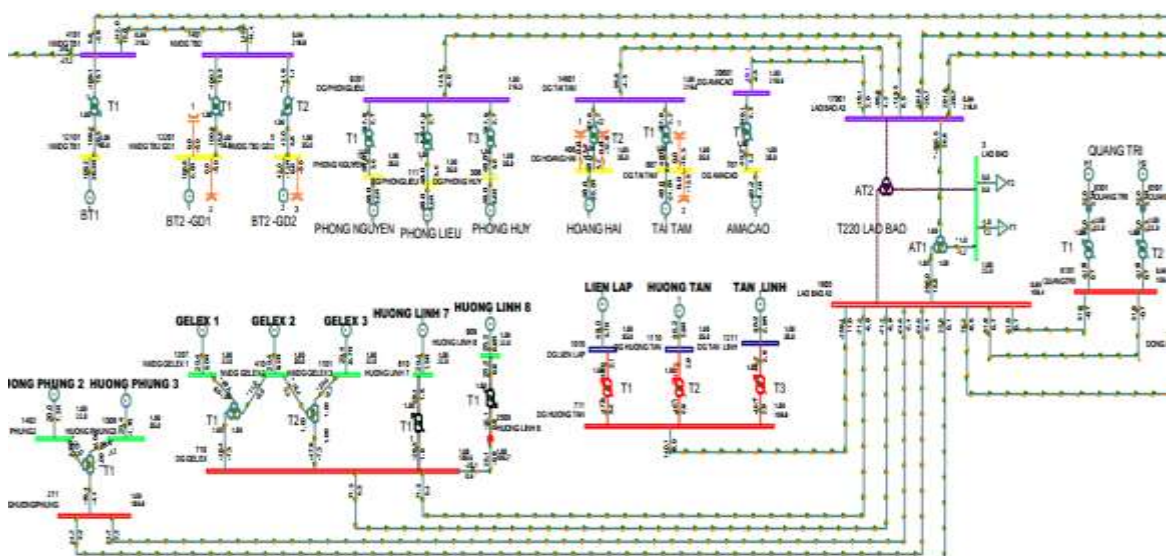
❖ Nguyên nhân:

- Công suất ở T220 Đồng Hới được giải phóng ra miền bắc thông qua đường dây 220kV T220 Đồng Hới – T500 Vũng Áng (Miền Bắc) và T220 Đồng Hới – T220 Ba Đồn – T500 Vũng Áng (Miền Bắc). Nên khi xảy ra sự cố, gây ra quá tải $S = 292 \text{ MVA}$ (102,46%) đường dây 220kV T220 Đồng Hới – T500 Vũng Áng (Miền Bắc).

❖ Giải pháp:

- Ta thực hiện giảm $P = 20 \text{ MW}$ NMĐG BT1, thì đường dây đã hoạt động dưới mức mang tải cho phép là $S = 281,9 \text{ MVA}$ (98,9%).

f) Sự cố một trong hai MBA T220 Lao Bảo.



Hình 4.11. Sự cố một trong hai MBA T220 Lao Bảo.

Khi một trong hai máy biến áp AT1, AT2 xảy ra sự cố thì máy còn lại sẽ quá tải 118,67%.

❖ Nguyên nhân:

- Các NMĐG và NMTĐ Quảng Trị ($S = 396,41 \text{ MVA}$) đầu nối vào thanh cái 110kV T220 Lao Bảo đang giải phóng công suất lên thanh cái 220kV thông qua máy biến áp AT1 và AT2, dẫn đến khi mất một trong hai máy sẽ quá tải 118,67% máy còn lại.

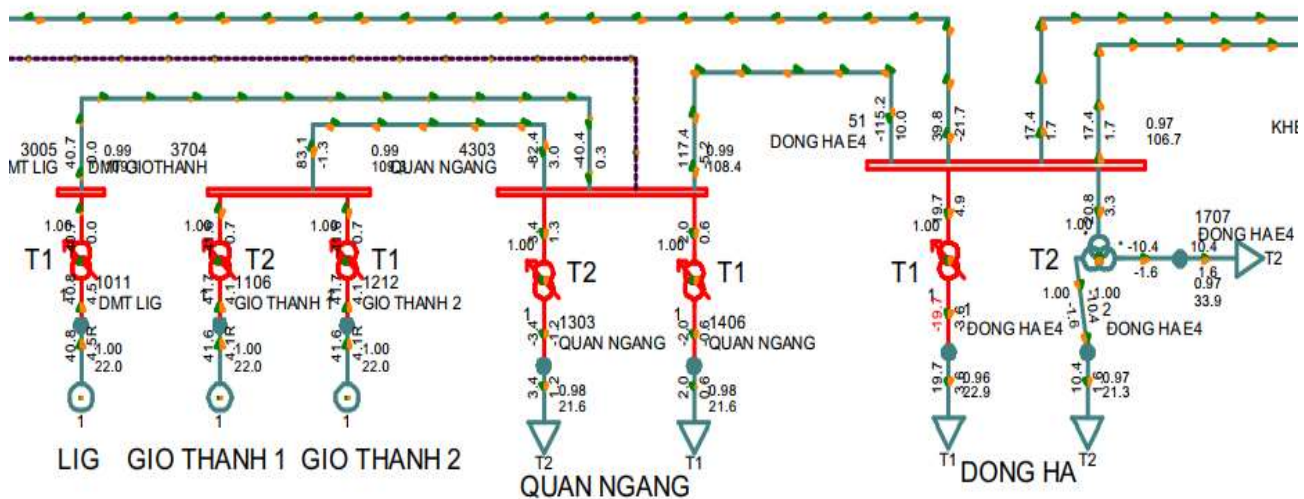
❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Ta cho ngừng NMTĐ Quảng Trị, thì MBA đã hoạt động dưới mức mang tải cho phép là 100%.

4.2.2.2. Sự cố N-1 phía 110kV.

- a) Sự cố một trong các đường dây 110kV T220 Đồng Hới – T110 Áng Sơn – T110 Vĩnh Linh – T110 Quán Ngang.

Khi xảy ra sự cố N-1 thì xuất hiện quá tải 113,62% trên đường dây 110kV từ T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà.



Hình 4.12. Sự cố đường dây 110kV T110 Vĩnh Linh – T110 Quán Ngang.

❖ Nguyên nhân:

Quá tải đường dây là do các NMĐMT Lig Quảng Trị, Gio Thành 1, Gio Thành 2 ($S = 123,91 \text{ MVA}$) giải tỏa công suất về phía T220 Đồng Hới thông qua các đường dây 110kV T220 Đồng Hới – T110 Áng Sơn – T110 Vĩnh Linh – T110 Quán Ngang và về phía T220 Đông Hà thông qua T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà – T220 Đông Hà. Nên khi xảy ra sự cố, gây quá tải $S = 119,3 \text{ MVA}$ (113,62%) trên đường dây 110kV từ T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà.

❖ Giải pháp ngắn hạn:

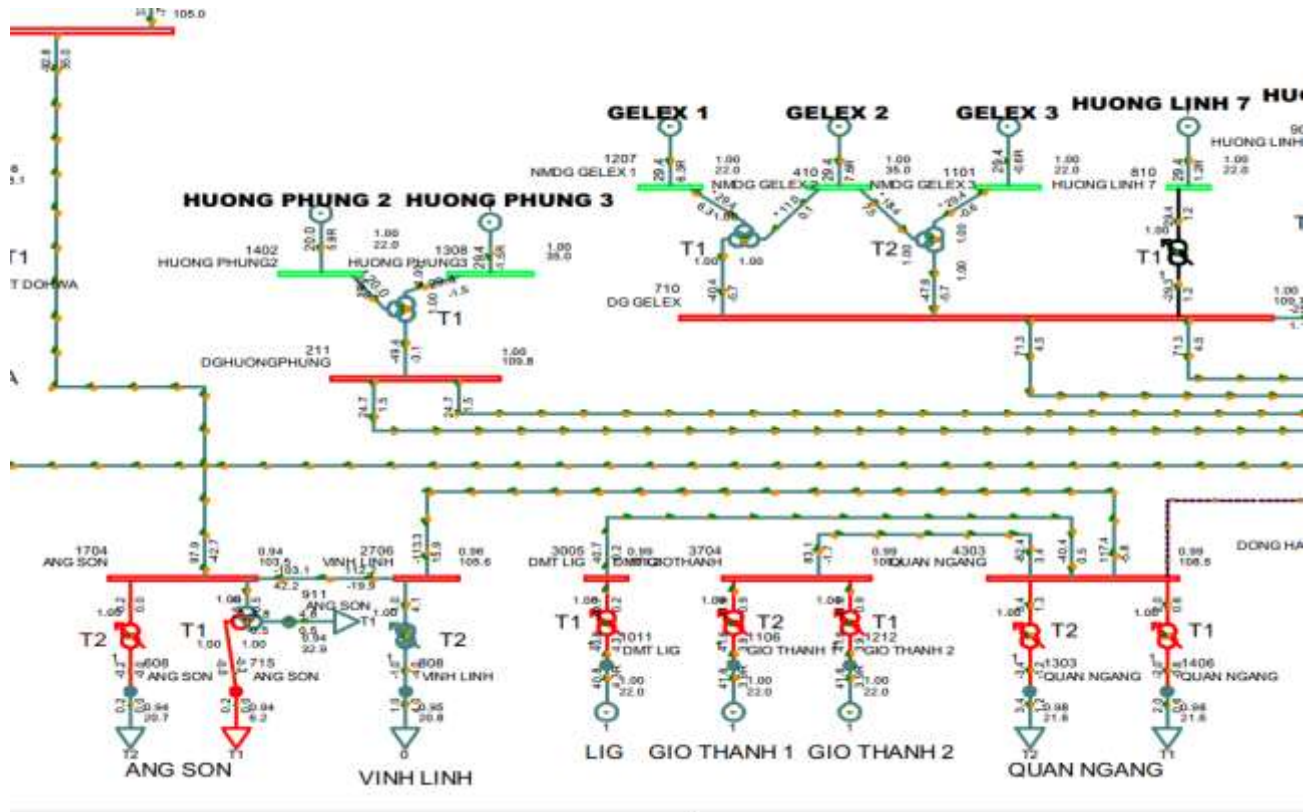
- Ta thực hiện giảm $P = 16 \text{ MW}$ cho NMĐMT Lig Quảng Trị, thì đường dây đã hoạt động dưới mức mang tải cho phép là $S = 103,2 \text{ MVA}$ (98,3%).

❖ Giải pháp dài hạn:

- Đề xuất cải tạo đường dây, nâng cao tiết diện của đường dây và phân pha đường dây để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

b) Sự cố đường dây T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà.

Khi xảy ra sự cố N-1 thì xuất hiện quá tải các đường dây 110kV T220 Đồng Hới – T110 Áng Sơn (114,64%), T110 Áng Sơn – T110 Vĩnh Linh (119,98%), T110 Vĩnh Linh – T110 Quán Ngang (120,47%).



Hình 4.13. Sự cố đường dây T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà.

❖ Nguyên nhân:

- Quá tải đường dây là do các NMĐMT Lig Quảng Trị, Gio Thành 1, Gio Thành 2 ($S = 123,91 \text{ MVA}$) giải tỏa công suất về phía T220 Đồng Hới thông qua các đường dây 110kV T220 Đồng Hới – T110 Áng Sơn – T110 Vĩnh Linh – T110 Quán Ngang và về phía T220 Đông Hà thông qua T110 Quán Ngang – T110 Đông Hà – T220 Đông Hà. Nên khi xảy ra sự cố, gây quá tải các đường dây 110kV T220 Đồng Hới – T110 Áng Sơn $S = 113,5 \text{ MVA}$ (114,64%), T110 Áng Sơn – T110 Vĩnh Linh $S = 118,8 \text{ MVA}$ (119,98%), T110 Vĩnh Linh – T110 Quán Ngang $S = 119,3 \text{ MVA}$ (120,47%).

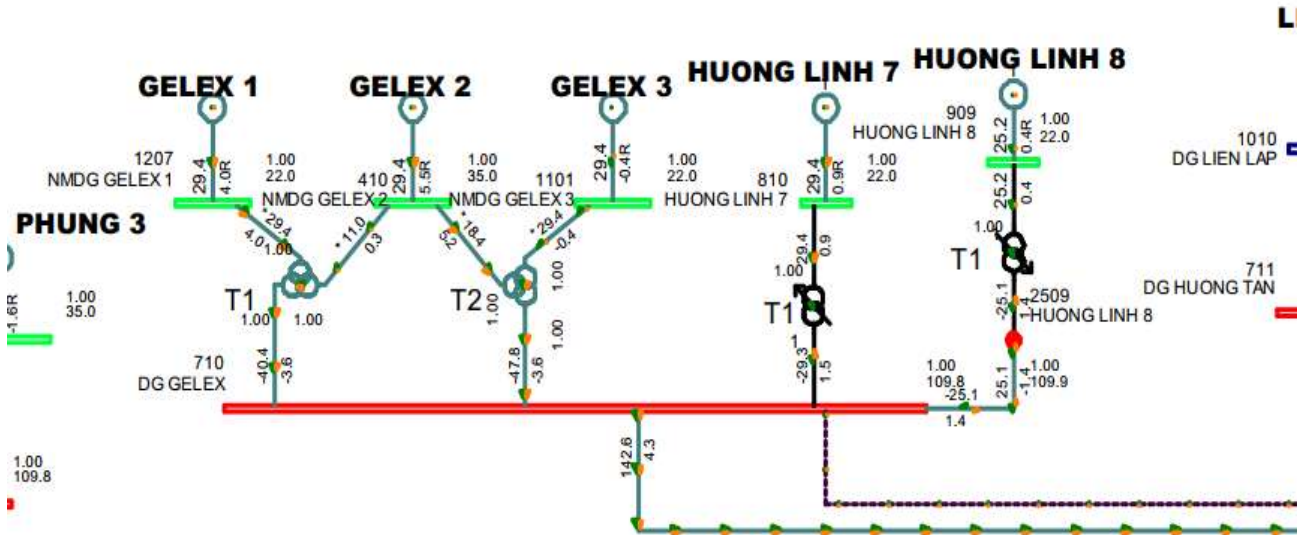
❖ Giải pháp:

- Ta thực hiện giảm $P = 21 \text{ MW}$ cho NMĐMT Lig Quảng Trị, thì các đường dây đã hoạt động dưới mức mang tải cho phép từ T220 Đồng Hới – T110 Áng Sơn là

$S = 92,2 \text{ MVA}$ (93,1%), T110 Áng Sơn – T110 Vĩnh Linh là $S = 97,4 \text{ MVA}$ (98,4%), T110 Vĩnh Linh – T110 Quán Ngang là $S = 97,8 \text{ MVA}$ (98,8%).

c) Sự cố một trong hai đường dây 110kV T110 ĐG Gelex – T220 Lao Bảo.

Khi xảy ra sự cố N-1 thì xuất hiện quá tải 109,16% trên đường dây 110kV T110 ĐG Gelex – T220 Lao Bảo.



Hình 4.14. Sự cố một trong hai đường dây 110kV T110 ĐG Gelex – T220 Lao Bảo.

❖ Nguyên nhân:

- Các NMDG ($S = 142,9 \text{ MVA}$) đầu nối vào thanh cái 110kV của T110 ĐG Gelex giải phóng công suất về T220 Lao Bảo thông qua hai đường 110kV T110 ĐG Gelex – T220 Lao Bảo. Nên khi xảy ra sự cố mất một đường dây, sẽ dẫn đến quá tải $S = 142,9 \text{ MVA}$ (109,16%) trên đường dây còn lại.

❖ Giải pháp ngăn hạn:

- Ta thực hiện giảm $P = 13 \text{ MW}$ chia đều công suất theo tỷ lệ công suất cho các NMDG Gelex 1, Gelex 2, Gelex 3, Hướng Linh 7, Hướng Linh 8, thì đường dây đã hoạt động dưới mức mang tải cho phép là $S = 130 \text{ MVA}$ (99,2%).

4.2.3. Trường hợp 3: Vận hành lưới điện Tỉnh Quảng Bình và Tỉnh Quảng Trị khung giờ 19h tối.

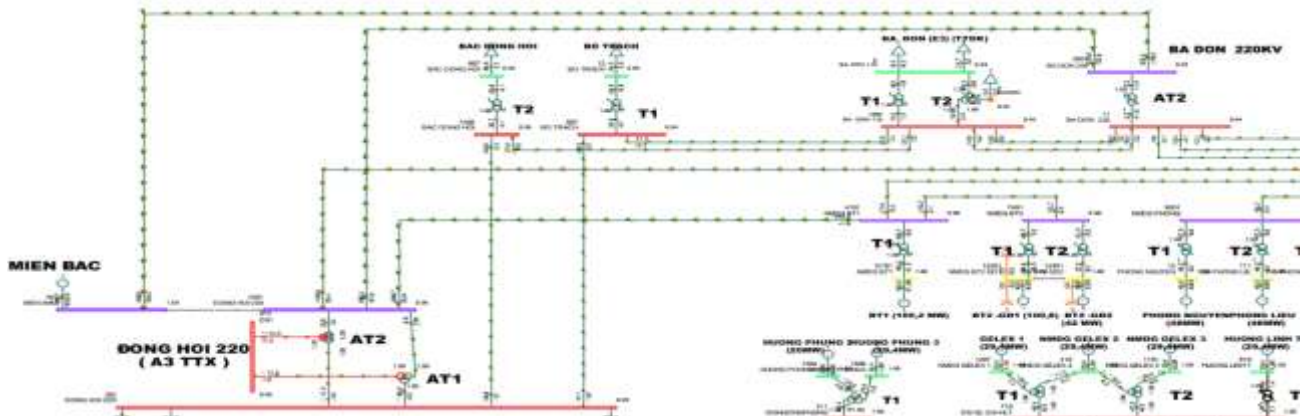
Bảng 4.3. Các phân tử quá tải khi xảy ra sự cố N-1 vào lúc 19h tối.

STT	Đường dây xảy ra sự cố N-1		kV	Đường dây bị quá tải		kV	% kích bản 1	% kích bản 2
	Từ	Đến		Từ	Đến			
1	T220 Đồng Hới	Miền Bắc	220	T220 Ba Đồn	Miền Bắc	220	125,7	-
2	T220 Lao Bảo	T220 Đông Hà	220	T220 Lao Bảo	T220 Đông Hà	220	162,44	-
3	NMDG BT1	T220 Đồng Hới	220	T220 Đông Hà	T220 Đồng Hới	220	126,76	-
				T220 Đông Hà	Đông Hà	110	128,13	-
				T220 Đông Hà	Đông Hà	110	128,13	-
				Đông Hà	Quán Ngang	110	109,94	-
4	T220 Đông Hà	T220 Đồng Hới	220	NMDG BT1	T220 Đồng Hới	220	129,34	-
				T220 Đông Hà	Đông Hà	110	122,18	-
				T220 Đông Hà	Đông Hà	110	122,28	-
				Đông Hà	Quán Ngang	110	104,2	-
5	T220 Đông Hà	Đông Hà	110	T220 Đông Hà	Đông Hà	110	183,21	-
6	ĐG Gelex	T220 Lao Bảo	110	ĐG Gelex	T220 Lao Bảo	110	109,06	-
7	Dakrong 2	T220 Đông Hà	110	KHE SANH	T220 Lao Bảo	110	116,56	-
STT	MBA xảy ra sự cố N-1		kV	MBA bị quá tải		kV	% kích bản 1	% kích bản 2
1	AT1 T220 Lao Bảo		220	AT2 T220 Lao Bảo		220	114,3	-

4.2.3.1. Sự cố N-1 phía 220kV.

a) Sự cố đường dây 220kV T220 Đồng Hới – T500 Vũng Áng (Miền Bắc).

Khi xảy ra sự cố N-1 thì trên đường dây 220kV T220 Ba Đồn – T500 Vũng Áng (Miền Bắc) xuất hiện quá tải 125,7%.



Hình 4.15. Sự cố đường dây 220kV T220 Đồng Hới – T500 Vũng Áng (Miền Bắc).

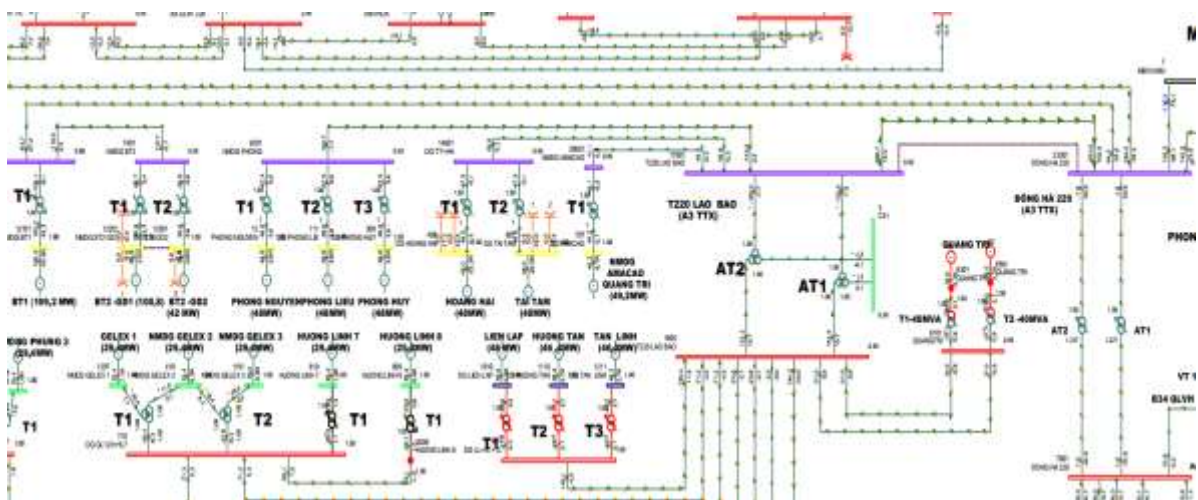
❖ Nguyên nhân:

- Theo sơ đồ mô phỏng, khi đường dây từ 220kV từ T220 Đồng Hới – T500 Vũng Áng (Miền Bắc) bị cách ly ra khỏi hệ thống thì công suất còn lại buộc phải giải tỏa qua đường dây 220kV T220 Đồng Hới - T220 Ba Đồn – T500 Vũng Áng (Miền Bắc) khiến đường dây 220kV từ T220 Ba Đồn – T500 Vũng Áng (Miền Bắc) quá tải $S = 384,87\text{MVA}$ (125,7%).

❖ Giải pháp ngắn hạn :

- Thực hiện biện pháp giảm huy động công suất của NMĐG BT1 ($P = 90\text{MW}$) thì đường dây trở về hoạt động dưới mức mang tải cho phép $S = 336,52\text{MVA}$ (99%).

b) Sự cố một trong hai đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.



Hình 4.16. Sự cố một trong hai đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà.

Khi một trong hai đường dây bị sự cố thì đường dây còn lại sẽ quá tải 162,44%.

❖ Nguyên nhân:

- Theo sơ đồ mô phỏng, công suất từ các NMĐG và NMTĐ Quảng Trị phát cao ($S = 685,13 \text{ MVA}$), công suất được truyền tải đến T220 Đông Hà qua 2 đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà. Khi xảy ra sự cố mất một dây thì công suất sẽ giải tỏa qua đường dây còn lại gây quá tải $S = 569,9 \text{ MVA}$ (166,13%).

❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Thực hiện biện pháp giảm huy động nguồn công suất, ngưng nhận công suất từ NMTĐ Quảng Trị và cụm NMĐG Amacao Quảng trị, Hoàng Hải, Tài Tâm và giảm công suất phát cụm NMĐG Phong Nguyên, Phong Liệu, Phong Huy ($P = 70 \text{ MW}$).

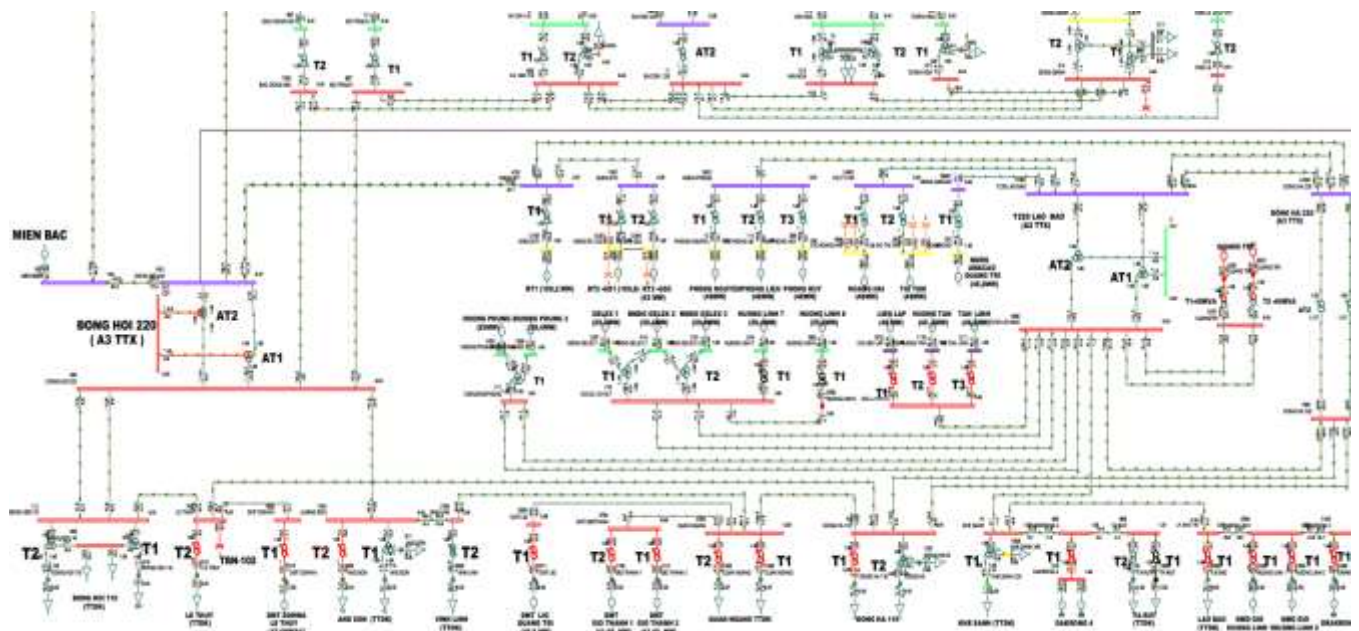
❖ Giải pháp vận hành lâu dài:

- Kiến nghị A0 đưa hệ thống AGC vào giám sát đường dây 220kV T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà và đường dây 220kV NMĐG BT1 – T220 Đồng Hới.
- Nâng cao tiết diện của đường dây, phân pha đường dây 220kV từ T220 Lao Bảo – T220 Đông Hà để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

c) Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Đồng Hới.

Khi đường dây 220kV Từ T220 Đông Hà – T220 Đồng Hới bị cách ly ra khỏi hệ thống thì:

- Đường dây 220kV từ NMĐG BT1 - T220 kV Đồng Hới quá tải 129,34%.
- 2 Đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà quá tải 122,28%.
- Đường dây 110kV từ Đông Hà – T110 Quán Ngang quá tải 104,2%.



Hình 4.17. Sự cố đường dây 220kV T220 Đông Hà – T220 Đồng Hới.

❖ Nguyên nhân:

Theo sơ đồ mô phỏng, do nguồn công suất từ các NMĐG trong khu vực phát cao .

- T220 Đông Hà giải tỏa công suất qua đường dây 220kV đến NMĐG BT1 và T220 Đồng Hới. Khi đường dây 220kV T220 Đông Hà - T220 Đồng Hới bị mất thì nguồn

công suất đổ dồn về đường dây 220kV NMĐG BT1 – T220 Đồng Hới khiến đường dây quá tải $S = 431,39 \text{ MVA}$ (129,34%).

- Phía 220kV giải tỏa công suất về phía 110kV, gây quá tải đường dây T220 Đông Hà – T110 Đông Hà với $S = 119,88 \text{ MVA}$ (122,28%) và đường dây T110 Đông Hà – T110 Quán Ngang với $S = 108,9 \text{ MVA}$ (104,2%).

❖ Giải pháp ngắn hạn :

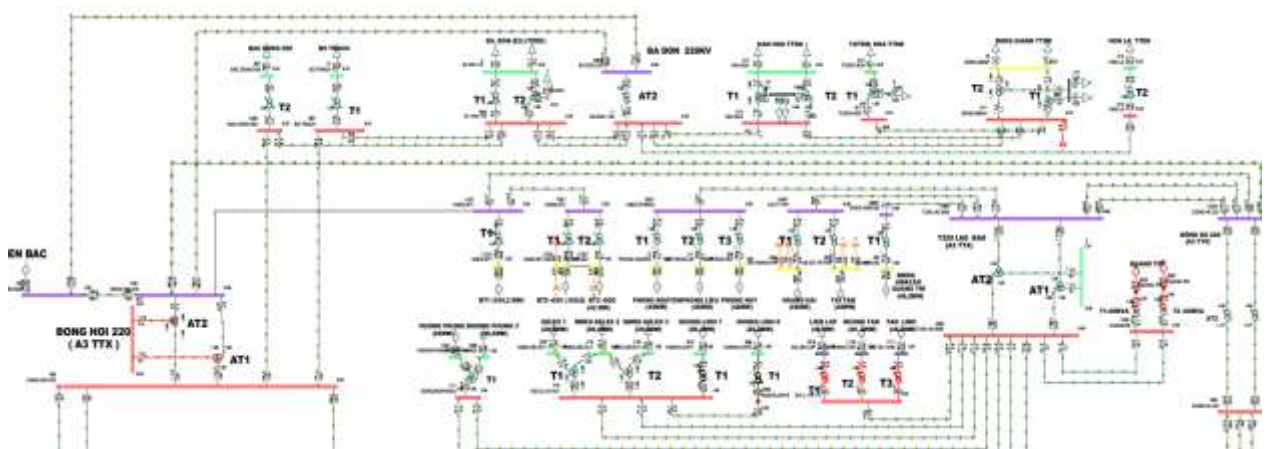
- Đầu tiên, ngưng nhận công suất từ NMTĐ Quảng Trị, Dakrong 2 Quảng Trị, Dakrong4 và NMĐG Hướng Linh 1 để giảm công suất truyền tải trên đường dây 110kV từ T220 Đông Hà - T110 Đông Hà và đường dây 110kV từ T110 Đông Hà - T110 Quán Ngang.
- Sau đó, giảm nguồn công suất tại NMĐG BT1 với công suất $P = 20 \text{ MW}$ để đưa đường dây 220kV từ NMĐG BT1 - T220 Đồng Hới về dưới chế độ mang tải định mức cho phép .

❖ Giải pháp vận hành lâu dài:

- Nâng cao tiết diện , phân pha đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

d) Sự cố đường dây 220kV NMĐG BT1 – T220 Đồng Hới.

- Đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Đồng Hới quá tải 126,76%.
- Đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà quá tải 128,13%.
- Đường dây 110kV từ T110 Đông Hà – T110 Quán Ngang quá tải 109,94%.



Hình 4.18. Sự cố một trong hai đường dây 220kV NMĐG BT1 – T220 Đồng Hới.

❖ Nguyên nhân :

Theo sơ đồ mô phỏng, do nguồn công suất từ các NMĐG phát cao.

- T220 Đông Hà giải tỏa công suất qua đường dây 220 kV đến NMĐG BT1 và T220 Đồng Hới. Khi đường dây 220kV truyền tải từ NMĐG BT1 - T220 Đồng Hới mất thì nguồn công suất đổ dồn về T220 Đồng Hới khiến đường dây 220kV từ T220 Đông Hà - T220 Đồng Hới quá tải $S = 418 \text{ MVA}$ (126,7%).
- Phía 220kV giải tỏa công suất về phía 110 kV, gây quá tải đường dây 110kV T220 Đông Hà – T110 Đông Hà $S = 125 \text{ MVA}$ (127,6%) và quá tải đường dây 110kV T110 Đông Hà – T110 Quán Ngang $S = 113,89 \text{ MVA}$ (110,1%).

❖ Giải pháp ngắn hạn :

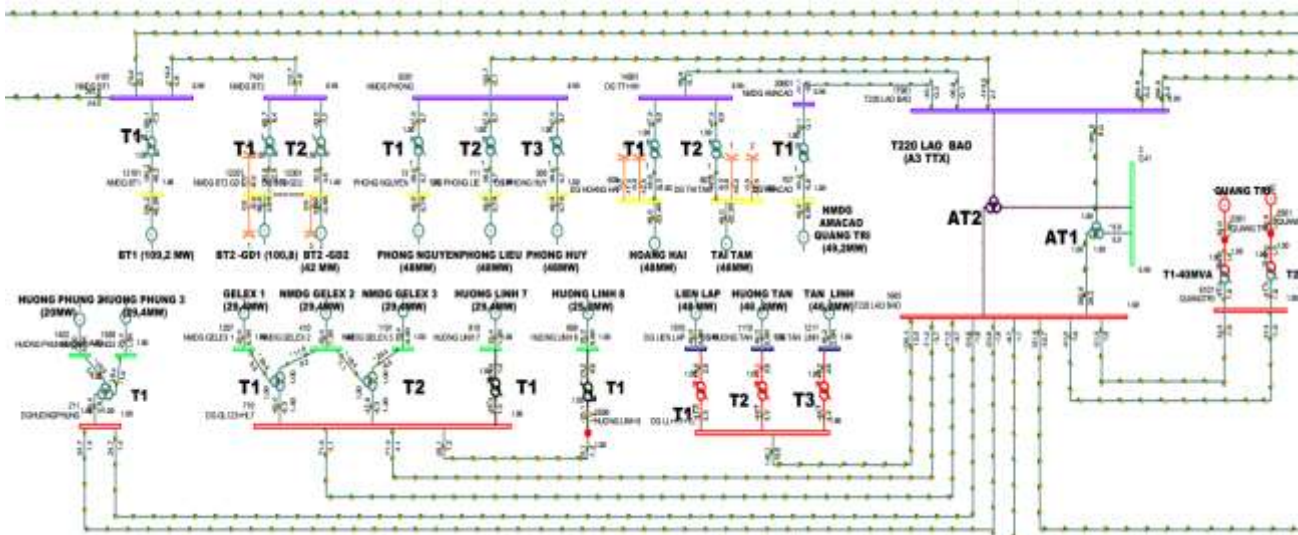
- Đầu tiên, ngưng nhận công suất NMTĐ Quảng Trị, Dakrong 2 Quảng Trị, Dakrong 4 và NMTĐG Hướng Linh 1, Hướng Linh 2 để giảm công suất truyền trên đường dây 110kV từ T220 Đông Hà - T110 Đông Hà và đường dây 110kV từ T110 Đông Hà - T110 Quán Ngang.
- Sau đó, giảm huy động nguồn công suất tại NMTĐG BT1 với công suất $P = 20 \text{ MW}$ để đưa đường dây 220kV từ T220 Đông Hà – T220 Đồng Hới về dưới chế độ mang tải định mức cho phép.

❖ Giải pháp vận hành lâu dài:

- Nâng cao tiết diện của đường dây, phân pha đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

e) Sự cố 1 trong hai MBA T220 Lao Bảo.

Khi xảy ra sự cố N-1, nếu 1 trong 2 máy biến áp của T220 Lao Bảo bị mất thì MBA còn lại sẽ bị quá tải 114,3%.



Hình 4.19. Sự cố một MBA T220 Lao Bảo.

❖ Nguyên nhân:

- Theo sơ đồ mô phỏng, do công suất từ các NMTĐ và NMTĐ Quảng Trị phát cao, Tại T220 Lao Bảo công suất phía 110kV đẩy lên 220kV thông qua 2 MBA AT1, AT2 dẫn đến khi mất một trong hai MBA sẽ quá tải MBA còn lại với $S = 283,38 \text{ MVA}$ (114,3%).

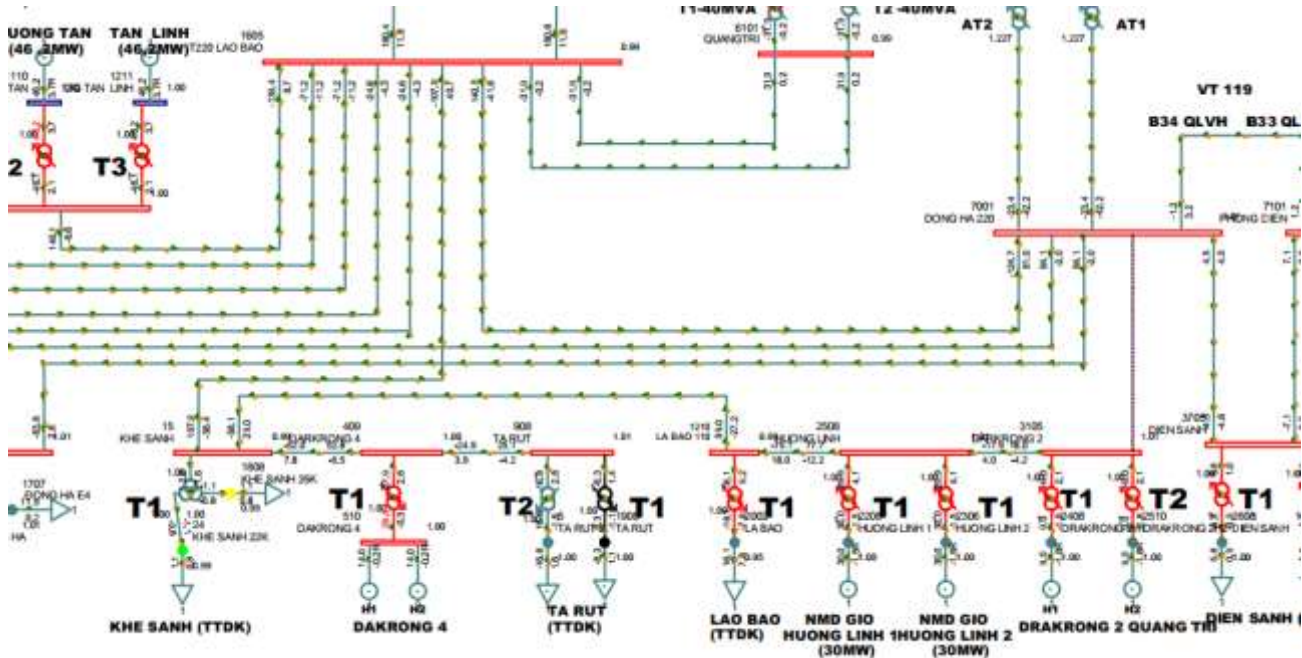
❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Giảm huy động nguồn công suất của NMTĐ Quảng Trị với công suất là $P = 53 \text{ MW}$ thì MBA của T220 Lao Bảo trở về hoạt động dưới chế độ mang tải cho phép.

4.2.3.2. Sự cố N-1 phía 110kV.

a) Sự cố đường dây 110kV Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà.

Khi xảy ra sự cố N-1 thì xuất hiện quá tải 116,56% đường dây 110kV Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà.



Hình 4.20. Sự cố đường dây 110kV Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà

❖ Nguyên nhân:

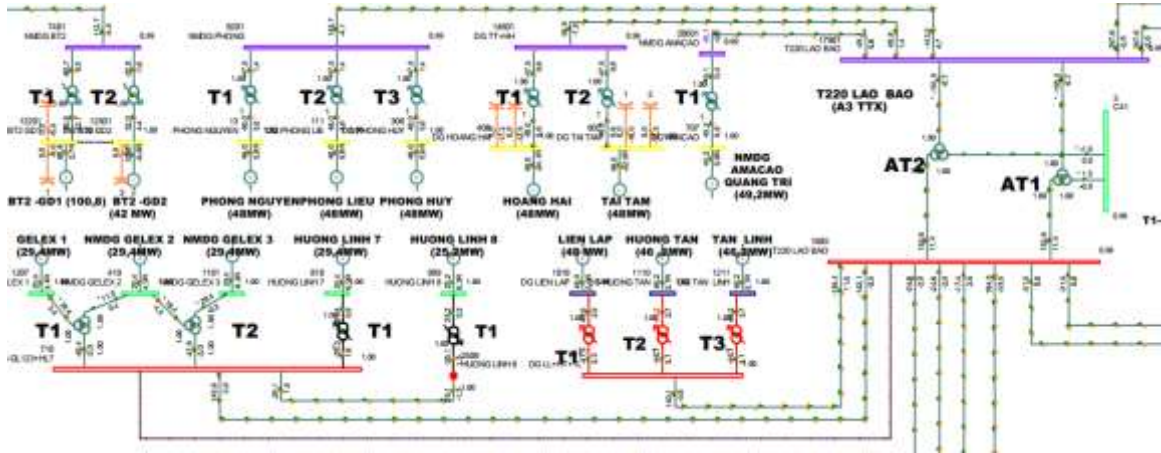
- Theo sơ đồ mô phỏng, do công suất từ Các NMTĐ Hướng Linh 1, Hướng Linh 2 phát cao và NMTĐ Dakrong4, Dakrong 2 Quảng Trị phát cao. Công suất phía 110kV đẩy lên phía 220kV qua đường dây 110kV từ T110 Khe Sanh – T220 Lao Bảo và đường dây 110kV từ NMTĐ Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà. Khi đường dây 110kV Dakrong 2 Quảng Trị - T220 Đông Hà bị mất thì công suất chỉ có thể giải tỏa qua đường dây 110kV Khe Sanh – T220 Lao Bảo khiến đường dây quá tải $S = 114,5MVA$ (116,56%).

❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Thực hiện biện pháp giảm huy động nguồn tại NMTĐ Dakrong 4 với công suất là $P = 18MW$ Thì đường dây 110kV từ T110 Khe Sanh – T220 Lao Bảo trở về hoạt động dưới mức mang tải cho phép $S = 96,9 MVA$ (99%).

b) Sự cố một trong hai đường dây 110kV ĐG Gelex – T220 Lao Bảo.

Khi một trong hai đường dây 110kV NMĐG Gelex – T220 Lao Bảo xảy ra sự cố N-1, thì đường dây còn lại bị quá tải 109,06%.



Hình 4.21. Sự cố một trong hai đường dây 110kV ĐG Gelex – T220 Lao Bảo.

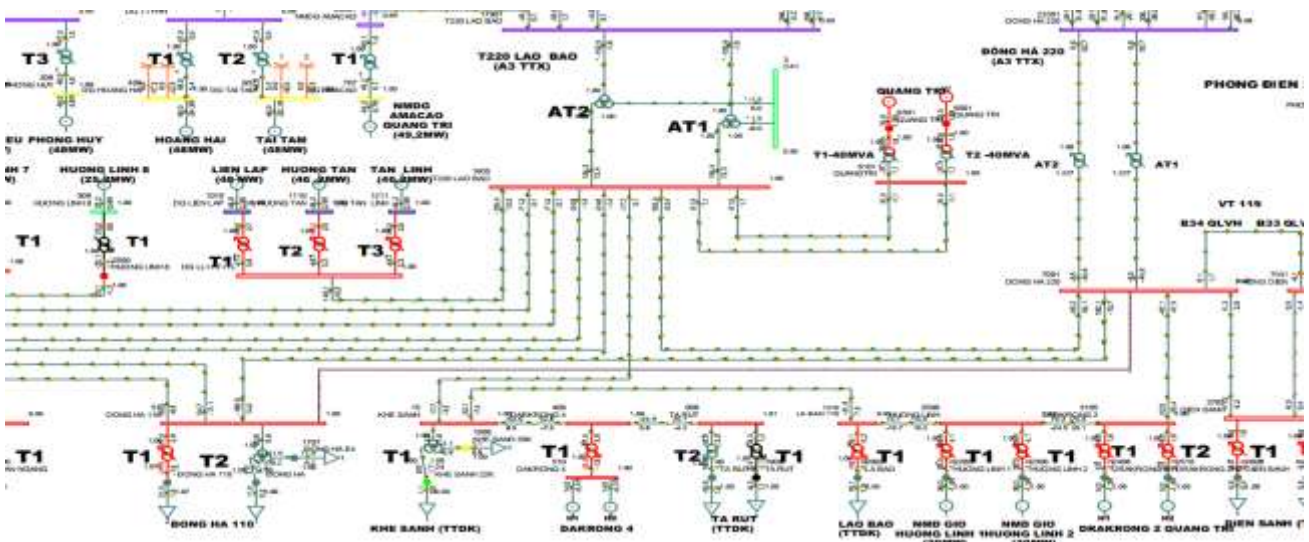
❖ Nguyên nhân:

- Theo sơ đồ mô phỏng, công suất từ cụm NMĐG Gelex phát cao ($S = 142,9\text{MVA}$). Nên khi xảy ra sự cố mất một đường dây thì công suất giải tỏa qua đường dây còn lại dẫn đến quá tải $S = 142,9\text{MVA}$ (109,16%).

❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Thực hiện biện pháp giảm huy động nguồn công suất cụm NMĐG Gelex với $P = 13\text{MW}$ thì đường dây trở về hoạt động dưới mức mang tải cho phép $S = 129,2\text{MVA}$ (99%).

c) Sự cố một trong hai đường dây 110kV T220 Đông Hà – T110 Đông Hà.



Hình 4.22. Sự cố một trong hai xuất tuyến đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà.

Khi một trong hai đường dây 110kV từ T220 Đông Hà – T110 Đông Hà xảy ra sự cố N-1, thì đường dây còn lại bị quá tải 183,21%.

❖ Nguyên nhân:

- Theo sơ đồ mô phỏng. Do nguồn công suất từ các NMĐG phát cao. Phía 220kv đẩy công suất về phía 110kV thông qua 2 xuất tuyến đường dây 110kV T220 Đông Hà – T110 Đông Hà. Khi 1 đường dây mất đi thì công suất chỉ có thể giải tỏa qua đường dây còn lại gây quá tải $S = 181,35 \text{ MVA}$ (183,21%).

❖ Giải pháp ngắn hạn:

- Theo phương thức vận hành, thực hiện biện pháp thay đổi kết cấu lưới, mở vòng hệ thống phía 110 kV. Cách ly xuất tuyến đường dây 110kV còn lại từ T220 Đông Hà - T110 Đông Hà nhưng đường dây 220kV BT1 – T220 Đồng Hới xảy ra tình trạng quá tải $S = 373,64 \text{ MVA}$ (112%).
- Tiếp tục thực hiện biện pháp giảm huy động nguồn công suất từ NMĐG BT1 $P = 50\text{MW}$ thì đường dây trở về hoạt động trở về hoạt động dưới mức mang tải cho phép với $S = 333 \text{ MVA}$ (99%).
- Báo cáo điều độ viên hệ thống điện quốc gia A0 , yêu cầu phân bổ lại công suất trên lưới để hệ thống hoạt động ổn định.

❖ Giải pháp vận hành lâu dài:

- Nâng cao tiết diện của đường dây, phân pha đường dây 110kV T220 Đông Hà – T110 Đông Hà để nâng cao khả năng truyền tải công suất.

4.3 Kết luận chương 4 :

Ở Chương này, sau khi mô phỏng các sự cố N-1 có thể xảy ra trên hệ thống lưới điện 220kV, 110kV của hai tỉnh Quảng Bình và Quảng Trị trên phần mềm PSS/E - Version 33.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đã phân tích, đánh giá và thực hiện chạy chức năng Automated Contingency and Constraint Calculation (ACCC) của phần mềm PSS/E. Nhận thấy sự ảnh hưởng từ các nguồn năng lượng tái tạo như các NMĐG, NMĐMT và NMTĐ đến khả năng mang tải trên các đường dây cấp 110kV, 220kV ở các kịch bản vận hành được mô phỏng ở chế độ vận hành cực đoan nhất của lưới, nhằm mục đích đưa ra các giải pháp có thể giải quyết triệt để khi xảy ra các sự cố N-1 giúp lưới vận hành ổn định, không vượt qua các giới hạn cho phép.

Đề xuất các phương án vận hành lâu dài nhằm nâng cao khả năng mang tải truyền tải công suất trên đường dây và nâng cao độ tin cậy trong hệ thống điện.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

1. Kết luận:

Qua phân tích và đánh giá sơ đồ kết lưới, mô hình của các nhà máy điện mặt trời, điện gió, thủy điện trong khu vực 2 tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị đã cho thấy kết quả về ảnh hưởng của các loại hình này đến chế độ vận hành của hệ thống điện vào các khung giờ. Các thông số đánh giá là độ chênh lệch điện áp và khả năng mang tải của đường dây ở cấp 220kV, 110kV để thấy được sự tác động của các nhà máy năng lượng tái tạo khi tham gia vào hệ thống điện với tỷ trọng lớn. Các loại hình năng lượng tái tạo với đầu vào là năng lượng sơ cấp luôn biến động, phụ thuộc vào thời tiết và thay đổi liên tục, khiến việc dự báo khó khăn đã phản ánh và cho ra kết quả theo các kịch bản mô phỏng.

2. Kiến nghị.

Về Quy hoạch lưới điện và nguồn điện phải phối hợp, đi đôi với nhau để tránh trường hợp thiếu điện nhưng phải cắt giảm nguồn vào các khung giờ năng lượng tái tạo phát cao. Tăng cường nâng cấp, cải tạo, xây dựng các đường dây cấp 220kV và 110kV trong khu vực để nâng cao độ ổn định truyền tải và nâng cao độ tin cậy trong hệ thống điện khu vực 2 tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị.

Đề nghị Điều độ hệ thống điện Quốc Gia A0 sớm lắp đặt AGC về các đường dây 220kV, các nhà máy điện để giám sát công suất, tự động giảm công suất truyền tải trên các đường dây, nhà máy.

Trong vận hành, tính toán đảm bảo về mặt kỹ thuật và kinh tế để không chỉ nâng cao an ninh năng lượng mà còn khai thác kinh tế nhất. Yêu cầu các đơn vị nhà máy năng lượng tái tạo tuân thủ các quy định về thông tư để đảm bảo việc vận hành tối ưu cho lưới điện.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Luận văn thạc sĩ Trần Đình Quang, “Đánh giá ảnh hưởng của các nguồn điện mặt trời và điện gió đến chất lượng điện năng lưới điện 110kV, 220kV khu vực miền Trung”.
- [2] Thông tư 05/2025/TT-BCT Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng.
- [3] Thông tư 06/2025/TT-BCT Quy định điều độ, vận hành, thao tác, xử lý sự cố, khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia.
- [4] Thông tư 16/2025/TT-BCT Quy định vận hành thị trường buôn bán điện cạnh tranh.
- [5] Hướng dẫn sử dụng phần mềm PSS/E.