

**ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA
KHOA ĐIỆN**

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

CAPSTONE PROJECT

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN

CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

**TÍNH TOÁN, ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG
CỦA CÁC NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN NHỎ,
ĐIỆN MẶT TRỜI ĐẾN CHẾ ĐỘ VẬN
HÀNH LƯỚI ĐIỆN 110KV KHU VỰC
MIỀN TRUNG VIỆT NAM**

Giáo viên hướng dẫn: PGS. TS. NGÔ VĂN DƯỠNG

Đồng hướng dẫn : ThS. NGUYỄN DUY DŨNG

Sinh viên thực hiện : NGUYỄN ĐĂNG THÀNH – 105200145

NGUYỄN ĐÌNH ĐỨC – 105200121

LÊ VĂN NAM – 105200135

Lớp : 20D2

Đà Nẵng, 06/2025

TÓM TẮT

Tên đề tài: ***“Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam”***

STT	Sinh viên thực hiện	Số thẻ SV	Lớp	Ngành
1	Nguyễn Đăng Thành	105200145	20D2	Kỹ thuật điện
2	Nguyễn Đình Đức	105200121	20D2	Kỹ thuật điện
3	Lê Văn Nam	105200135	20D2	Kỹ thuật điện

Đề tài ***“Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam”*** sử dụng phần mềm Conus để tính toán cho lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam, mục đích là để đánh giá điện áp tại các nút 110kV trong khu vực khi có sự thay đổi công suất phát của các Nhà máy Thủy điện và Điện mặt trời trong chế độ làm việc bình thường và khi xảy ra sự cố đường dây N-1. Từ đó đề xuất các giải pháp để nâng cao độ an toàn khi vận hành cho lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam.

LỜI MỞ ĐẦU

Cùng với sự phát triển mạnh mẽ của đất nước và các ngành công nghiệp, dịch vụ, ngành điện Việt Nam đang không ngừng đổi mới và mở rộng để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng về nhu cầu sử dụng điện. Trong hệ thống điện quốc gia, lưới điện truyền tải đóng vai trò quan trọng trong việc truyền tải điện năng từ các nhà máy điện đến các phụ tải, góp phần đảm bảo tính liên tục cho hệ thống điện. Hệ thống truyền tải gồm các cấp điện áp siêu cao áp, cao áp và trung áp, phối hợp hoạt động nhằm đảm bảo cung cấp điện liên tục, ổn định cho cả nước. Trong đó, cấp điện áp 110kV được xem là mắt xích quan trọng kết nối giữa lưới điện truyền tải cao áp và hệ thống phân phối hạ áp, đặc biệt tại các khu vực có địa hình phức tạp như miền Trung Việt Nam.

Trong những năm gần đây, khu vực miền Trung Việt Nam đã và đang phát triển mạnh mẽ các nhà máy thủy điện nhỏ, đặc biệt là các trang trại điện mặt trời quy mô lớn. Việc đưa các nguồn điện này vào vận hành đã đóng góp đáng kể vào tổng công suất nguồn điện của khu vực.

Việc tích hợp ngày càng nhiều nguồn năng lượng tái tạo vào lưới điện 110 kV cũng đặt ra không ít thách thức cho công tác vận hành hệ thống điện. Tuy nhiên, sự gia tăng đáng kể của các nguồn điện trong khu vực, cùng với tốc độ phát triển chưa đồng bộ giữa nguồn và lưới, đang đặt ra không ít thách thức đối với việc điều độ và vận hành lưới điện một cách hiệu quả.

Trước tình hình đó, việc nghiên cứu đánh giá ảnh hưởng của các nguồn điện thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ làm việc của lưới điện 110kV khu vực miền Trung trở nên cần thiết. Thông qua đề tài này, nhằm phân tích đánh giá ảnh hưởng của nguồn thủy điện nhỏ, nguồn điện mặt trời trong một số chế độ vận hành đặc trưng từ đó đưa ra một số giải pháp vận hành an toàn và ổn định cho lưới điện khu vực miền Trung Việt Nam.

Dưới sự quan tâm, hướng dẫn tận tình từ thầy PGS.TS.Ngô Văn Dương và anh Th.S.Nguyễn Duy Dũng trong suốt quá trình thực hiện đồ án tốt nghiệp, nhóm đã có thể hoàn thành đề tài và tiếp thu được nhiều kiến thức bổ ích cần thiết cho quá trình học tập và làm việc sau này. Đề tài được thực hiện dựa trên các kiến thức học tập tại trường, sự hướng dẫn tận tâm của các giảng viên và tham khảo từ các nguồn tài liệu thực tế. Do thời gian và kiến thức của chúng em còn nhiều hạn chế, cho nên nội dung đề tài không tránh khỏi những sai sót. Nhóm chúng em kính mong nhận được ý kiến đóng góp, hướng dẫn quý báu từ các thầy cô để đề tài được hoàn thiện hơn.

Chúng em xin chân thành cảm ơn!

LỜI CAM ĐOAN

Nhóm chúng em 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.
- Trung thực trong việc trình bày, thể hiện các hoạt động học thuật và kết quả từ hoạt động học thuật của bản thân.
- Không dùng các biện pháp bất hợp pháp hoặc trái quy định để tạo nên ưu thế cho bản thân.
- Chủ động tìm hiểu và tránh các hành vi vi phạm liêm chính học thuật, chủ động tìm hiểu và nghiêm túc thực hiện các quy định về luật sở hữu trí tuệ.

Tôi 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.

Đà Nẵng, ngày 10 tháng 6 năm 2025

Sinh viên thực hiện

(Chữ ký, họ và tên sinh viên)

MỤC LỤC

TÓM TẮT

NHIỆM VỤ ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

LỜI MỞ ĐẦUi

LỜI CAM ĐOAN ii

MỤC LỤC iii

DANH MỤC HÌNH ẢNHvi

DANH MỤC BẢNG.....ix

DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT xii

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN 110KV VÀ CÁC NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN NHỎ, ĐIỆN MẶT TRỜI KHU VỰC MIỀN TRUNG VIỆT NAM 1

1.1. Giới thiệu quá trình hình thành và phát triển lưới điện truyền tải Việt Nam..... 1

1.1.1. Quá trình hình thành của lưới điện truyền tải Việt Nam. 1

1.1.2. Sự phát triển của lưới điện truyền tải Việt Nam..... 1

1.2. Tổng quan về lưới điện 110kV khu vực miền Trung – Việt Nam.4

1.2.1. Giới thiệu hiện trạng lưới điện 110kV miền Trung.4

1.2.2. Đặc điểm lưới điện 110kV miền Trung.4

1.2.3. Phân tích đánh giá ưu, nhược điểm của lưới điện 110kV Miền Trung.....4

1.3. Giới thiệu các nhà máy thủy điện khu vực miền Trung5

1.3.1. Đặc điểm chung5

1.3.2. Giới thiệu một số nhà máy thủy điện khu vực Bắc miền Trung.....6

1.3.3. Giới thiệu một số nhà máy thủy điện khu vực Trung miền Trung7

1.3.4. Giới thiệu một số nhà máy thủy điện khu vực Nam miền Trung.9

1.4. Giới thiệu các nhà máy điện mặt trời khu vực miền Trung 14

1.4.1. Đặc điểm chung 14

1.4.2. Giới thiệu một số nhà máy điện mặt trời khu vực Bắc miền Trung15

1.4.3. Giới thiệu một số nhà máy điện mặt trời khu vực Trung miền Trung17

1.4.4. Giới thiệu một số nhà máy điện mặt trời khu vực Nam miền Trung17

1.5. Kết Luận 18

CHƯƠNG 2: CƠ SỞ TÍNH TOÁN PHÂN TÍCH CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN, BÙ CÔNG SUẤT PHẢN KHÁNG VÀ CÁC PHẦN MỀM TÍNH TOÁN 19

2.1. Các chế độ vận hành của hệ thống điện..... 19

2.1.1. Chế độ làm việc bình thường..... 19

2.1.2. Chế độ làm việc sự cố..... 19

2.2. Phương pháp tính phân bố công suất trong hệ thống điện20

2.2.1. Giới thiệu chung20

2.2.2.	Tính toán phân bố công suất theo phương pháp Gauss – Seidel	20
2.2.3.	Tính toán phân bố công suất theo phương pháp Newton - Raphson.....	21
2.2.4.	Nhận xét đánh giá	23
2.3.	Bù công suất phản kháng để nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện	23
2.3.1.	Đặc điểm chung	23
2.3.2.	Tổn thất công suất phản kháng trong hệ thống điện.....	24
2.3.3.	Cơ sở lý thuyết về bù công suất phản kháng.....	24
2.3.4.	Các phương pháp bù công suất phản kháng trong hệ thống điện.....	25
2.3.5.	Vị trí lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng trong hệ thống điện.....	25
2.4.	Các phần mềm tính toán phân tích chế độ làm việc của hệ thống điện.....	25
2.4.1.	Phần mềm Power World Simulator	25
2.4.2.	Phần mềm PSS/ADEPT	26
2.4.3.	Phần mềm PSS/E.....	27
2.4.4.	Phần mềm CONUS.....	27
2.4.5.	Phân tích lựa chọn phần mềm để sử dụng tính toán	28
2.5.	Các tính năng chính của phần mềm CONUS	28
2.5.1.	Chức năng soạn thảo số liệu	28
2.5.2.	Chức năng chạy chương trình.....	29
2.5.3.	Chức năng xem kết quả	30
2.5.4.	Chức năng làm việc với sơ đồ	31
2.6.	Áp dụng phần mềm CONUS để tính toán cho lưới điện đơn giản.....	32
2.6.1.	Sơ đồ và thông số vận hành của lưới điện	32
2.6.2.	Cập nhật số liệu vào phần mềm Conus	33
2.6.3.	Tính toán phân tích các chế độ làm việc	35
2.6.4.	Tính toán đề xuất giải pháp bù công suất phản kháng	36
2.7.	Kết luận	37
CHƯƠNG 3: TÍNH TOÁN, ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN NHỎ, ĐIỆN MẶT TRỜI ĐẾN CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN 110KV KHU VỰC MIỀN TRUNG VIỆT NAM.....		39
3.1.	Phân tích lựa chọn sơ đồ tính toán.....	39
3.1.1.	Chọn sơ đồ tính toán.....	39
3.1.2.	Xác định các chế độ vận hành	40
3.2.	Tính toán, phân tích các chế độ vận hành bình thường.....	41
3.2.1.	Tính toán theo chế độ 1	41
3.2.2.	Tính toán theo chế độ 2	44
3.2.4.	Đánh giá chung.....	47
3.3.	Tính toán, phân tích các chế độ sự cố N-1	48

3.3.1.	Tính toán theo chế độ 1a.....	48
3.3.2.	Tính toán theo chế độ 2a.....	50
3.3.3.	Đánh giá chung.....	53
3.4.	Tính toán, đề xuất giải pháp nâng cao độ an toàn vận hành cho lưới điện.....	53
3.4.2.	Trường hợp vận hành ở chế độ làm việc bình thường.....	53
3.4.3.	Trường hợp vận hành ở chế độ sự cố N-1	59
3.5.	Kết luận	79
KẾT LUẬN		81
PHỤ LỤC 1: THÔNG SỐ LƯỚI ĐIỆN		83
PHỤ LỤC 2: THÔNG SỐ VẬN HÀNH		89
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....		95

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1.1 – Biểu đồ so sánh công suất đặt và phụ tải cực đại theo từng miền (2023)	12
Hình 1.2 – Sơ đồ hệ thống điện miền Trung	13
Hình 1.3 – Nhà máy Thủy điện Rào Trăng 3	15
Hình 1.4 – Nhà máy Thủy điện Rào Trăng 4	15
Hình 1.5 – Nhà máy Thủy điện Alin B1	15
Hình 1.6 – Nhà máy Thủy điện Alin B2	15
Hình 1.7 – Nhà máy Thủy điện Hương Điền	16
Hình 1.8 – Nhà máy Thủy điện Bình Điền	16
Hình 1.9 – Nhà máy Thủy điện Đắk Re	16
Hình 1.10 – Nhà máy Thủy điện Vĩnh Sơn	17
Hình 1.11 – Nhà máy Thủy điện Trà Xom	17
Hình 1.12 – Nhà máy Thủy điện Ken Lút Hạ	17
Hình 1.13 – Nhà máy Thủy điện Đắk Srông	18
Hình 1.14 – Nhà máy Thủy điện Đắk Srông 2	18
Hình 1.15 – Nhà máy Thủy điện Đắk Srông 2A	18
Hình 1.16 – Nhà máy Thủy điện Đắk Đoa	18
Hình 1.17 – Nhà máy Thủy điện Đắk Bla	19
Hình 1.18 – Nhà máy Thủy điện Đắk Bla 1	19
Hình 1.19 – Nhà máy Thủy điện Đắk Ne	19
Hình 1.20 – Nhà máy Thủy điện Đắk Lô	19
Hình 1.21 – Nhà máy Thủy điện Pleikrông	20
Hình 1.22 – Nhà máy Thủy điện Đắk Psi 5	20
Hình 1.23 – Nhà máy Thủy điện Đắk Psi 1	20
Hình 1.24 – Nhà máy Thủy điện Đắk Psi 4	21
Hình 1.25 – Nhà máy Thủy điện Đắk Psi 3	21
Hình 1.26 – Nhà máy Thủy điện Thượng Đắk Psi	21
Hình 1.27 – Nhà máy Thủy điện Đắk Psi 2B	22

Hình 1.28 – Nhà máy Thủy điện Pleikan	22
Hình 1.29 – Nhà máy Thủy điện Đăk Po Ko	22
Hình 1.30 – Nhà máy Thủy điện H'Mun	22
Hình 1.31 – Nhà máy Thủy điện Ayun Thượng 1A	23
Hình 1.32 – Nhà máy Thủy điện Đăk Srông 3A	23
Hình 1.33 – Nhà máy Thủy điện Đăk Srông 3B	23
Hình 1.34 – Nhà máy Điện mặt trời Dohwa Lê Thủy	24
Hình 1.35 – Nhà máy Điện mặt trời Gio Thành 1	24
Hình 1.36 – Nhà máy Điện mặt trời Gio Thành 2	25
Hình 1.37 – Nhà máy Điện mặt trời LIG - Quảng Trị	25
Hình 1.38 – Nhà máy Điện mặt trời TTC Phong Điền	25
Hình 1.39 – Nhà máy Điện mặt trời Mỹ Hiệp	26
Hình 1.40 – Nhà máy Điện mặt trời Đàm Trà Ổ	26
Hình 1.41 – Nhà máy Điện mặt trời Cát Hiệp	26
Hình 1.42 – Nhà máy Điện mặt trời Krong Pa 2	26
Hình 1.43 – Nhà máy Điện mặt trời Krong Pa	27
Hình 2.1 – Phần mềm Power World Simulator ..	35
Hình 2.2 – Phần mềm PSS/ADEPT ..	35
Hình 2.3 – Phần mềm PSS/E	36
Hình 2.4 – Phần mềm CONUS	36
Hình 2.5 – Bảng “Số liệu nút”	37
Hình 2.6 – Bảng “Đường dây”	38
Hình 2.7 – Bảng “Nhánh chuẩn”	38
Hình 2.8 – Bảng “Nhánh MBA” ..	38
Hình 2.9 – Bảng “Thông số MBA”	38
Hình 2.10 – Tính toán chế độ xác lập	38
Hình 2.11 – Phân tích ổn định tĩnh	38
Hình 2.12 – Tính toán bù kinh tế	39

Hình 2.13 – Kết quả dạng text	39
Hình 2.14 – Kết quả dạng đồ thị	40
Hình 2.15 – Sơ đồ lưới điện trên phần mềm CONUS	41
Hình 2.16 – Sơ đồ hệ thống điện đơn giản	41
Hình 2.17 – Thông số nhập liệu mục “Số liệu nút” – Chế độ I	43
Hình 2.18 – Thông số nhập liệu mục “Số liệu nút” – Chế độ II	43
Hình 2.19 – Thông số nhập liệu mục “Số liệu nút” – Chế độ III	43
Hình 2.20 – Thông số nhập liệu mục “Đường dây”	44
Hình 2.21 – Thông số nhập liệu mục “Nhánh MBA”	44
Hình 2.22 – Thông số nhập liệu mục “Thông số MBA”	44

DANH MỤC BẢNG

Bảng 2.1. Thông số máy biến áp B1.....	33
Bảng 2.2. Thông số các đường dây	33
Bảng 2.3. Thông số của phụ tải và công suất nguồn theo các chế độ	33
Bảng 2.4. Công suất của các phụ tải ở chế độ I.....	33
Bảng 2.5. Công suất của các phụ tải ở chế độ II	34
Bảng 2.6. Công suất của các phụ tải ở chế độ III	34
Bảng 2.7. Kết quả tính toán sơ đồ đơn giản ở chế độ I	35
Bảng 2.8. Kết quả tính toán sơ đồ đơn giản ở chế độ II	36
Bảng 2.9. Kết quả tính toán sơ đồ đơn giản ở chế độ III.....	36
Bảng 2.10. Điện áp tại các nút sau khi bù tại nút số 4.....	37
Bảng 2.11. Điện áp tại các nút sau khi bù tại nút số 7.....	37
Bảng 3.1. Mức công suất nguồn và phụ tải trong các chế độ vận hành	41
Bảng 3.2. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 ở chế độ 1	42
Bảng 3.3. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 ở chế độ 1	43
Bảng 3.4. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 ở chế độ 1	43
Bảng 3.5. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 ở chế độ 2.....	44
Bảng 3.6. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 ở chế độ 2.....	45
Bảng 3.7. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 ở chế độ 2.....	46
Bảng 3.8. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 khi có sự cố N-1	48
Bảng 3.9. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 khi có sự cố N-1	49
Bảng 3.10. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 khi có sự cố N-1	50
Bảng 3.11. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 khi có sự cố N-1	51
Bảng 3.12. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 khi có sự cố N-1	51
Bảng 3.13. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 khi có sự cố N-1	52
Bảng 3.14. Tình trạng lưới điện Khu vực 1 ở các chế độ vận hành bình thường.....	54
Bảng 3.15. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 ở chế độ 1 sau khi đặt bù.....	54
Bảng 3.16. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 ở chế độ 2 sau khi đặt bù.....	55
Bảng 3.17. Tình trạng lưới điện Khu vực 2 ở các chế độ vận hành bình thường.....	56
Bảng 3.18. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 ở chế độ 1 sau khi cắt bù.....	56
Bảng 3.19. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 ở chế độ 2 sau khi đặt bù.....	57
Bảng 3.20. Tình trạng lưới điện Khu vực 3 ở các chế độ vận hành bình thường.....	57
Bảng 3.21. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 ở chế độ 1 sau khi đặt bù.....	58
Bảng 3.22. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 ở chế độ 2 sau khi đặt bù.....	59
Bảng 3.23. Tình trạng lưới điện khu vực 1 khi có sự cố N-1	60

Bảng 3.24. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L6-10 sau khi đặt bù	60
Bảng 3.24. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L28-36 sau khi đặt bù	61
Bảng 3.26. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L6-10 sau khi đặt bù	61
Bảng 3.27. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L28-36 sau khi đặt bù	62
Bảng 3.28. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L6-10 sau khi sa thải phụ tải 11,12	63
Bảng 3.28. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L28-36 sau khi sa thải phụ tải 28	63
Bảng 3.29. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L6-10 sau khi sa thải phụ tải 11	64
Bảng 3.30. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L28-36 sau khi sa thải phụ tải	64
Bảng 3.32. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L6-10 ở chế độ phụ tải cực tiểu.....	65
Bảng 3.33. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L28-36 ở chế độ phụ tải cực tiểu.....	65
Bảng 3.34. Tình trạng lưới điện khu vực 2 khi có sự cố N-1	66
Bảng 3.35. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L25-30 sau khi đặt bù	66
Bảng 3.36. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L44-55 sau khi đặt bù	67
Bảng 3.37. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L25-30 sau khi đặt bù	67
Bảng 3.38. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L44-55 sau khi đặt bù	68
Bảng 3.39. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L25 – 30 sau khi sa thải phụ tải 103, 105	69
Bảng 3.40. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L44 – 55 sau khi sa thải phụ tải 56, 58 và 100	69
Bảng 3.41. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L25 – 30 sau khi sa thải phụ tải 103, 105	70
Bảng 3.42. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L44 – 55 sau khi sa thải phụ tải 56, 58 và 100	70
Bảng 3.43. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L25 – 30 ở chế độ phụ tải cực tiểu.....	71
Bảng 3.44. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L44 – 55 ở chế độ phụ tải cực tiểu.....	71
Bảng 3.45. Tình trạng lưới điện khu vực 3 khi có sự cố N-1	72
Bảng 3.46. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L4 – 7 sau khi đặt bù.....	72
Bảng 3.47. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L76 – 17 sau khi đặt bù	73
Bảng 3.48. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L4 – 7 sau khi đặt bù.....	74
Bảng 3.49. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L76 – 17 sau khi đặt bù	74
Bảng 3.50. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L4 – 7 sau khi sa thải phụ tải 8,10,14,16	75
Bảng 3.51. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L76 – 17 sau khi sa thải phụ tải nút 16	76

Bảng 3.52. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây $L4 - 7$ sau khi sa thải phụ tải 8,10,14.....	77
Bảng 3.53. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây $L76 - 17$ sau khi sa thải phụ tải.....	77
Bảng 3.54. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây $L4 - 7$ ở chế độ phụ tải cực tiểu.	78
Bảng 3.55. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây $L76 - 17$ ở chế độ phụ tải cực tiểu.....	79

DANH SÁCH CÁC KÝ HIỆU, CHỮ VIẾT TẮT

KÝ HIỆU:

L Đường dây

CHỮ VIẾT TẮT:

EVNNPT	Công ty Truyền tải điện Quốc gia
EVNCPC	Tổng công ty Điện lực miền Trung
PECC2	Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 2
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
GIS	Gas Insulated Substation
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
HVDC	High Voltage Direct Current
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
CBM	Condition-Based Maintenance
PMIS	Power Management Information System
HTĐ	Hệ thống điện
MBA	Máy biến áp
TBA	Trạm biến áp

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN 110KV VÀ CÁC NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN NHỎ, ĐIỆN MẶT TRỜI KHU VỰC MIỀN TRUNG VIỆT NAM

1.1. Giới thiệu quá trình hình thành và phát triển lưới điện truyền tải Việt Nam.

1.1.1. Quá trình hình thành của lưới điện truyền tải Việt Nam.

Lưới điện truyền tải Việt Nam hình thành từ cuối thế kỷ XIX trong bối cảnh nhu cầu điện năng phát sinh tại các đô thị lớn và khu công nghiệp ban đầu, chủ yếu phục vụ cho mục đích sản xuất và khai thác tài nguyên tại các tỉnh phía Bắc. Tuy nhiên, trong giai đoạn đầu, hệ thống điện còn ở quy mô nhỏ, phân tán và chưa có sự kết nối thống nhất. Các nhà máy điện hoạt động riêng lẻ, không có liên kết liên vùng, tiêu biểu là các công trình như Thủy điện Thác Bà, Uông Bí và Đa Nhim – những nguồn điện đầu tiên đặt nền móng cho việc phát triển lưới điện quốc gia.

Sau năm 1975, khi đất nước thống nhất, tạo điều kiện để ngành điện lực Việt Nam được tổ chức lại theo mô hình tập trung và thống nhất. Sự kiện này đánh dấu giai đoạn phát triển đồng bộ của hạ tầng điện lực trên toàn quốc, trong đó hệ thống truyền tải điện đóng vai trò chủ lực trong việc vận chuyển điện năng từ các trung tâm nguồn lớn đến các vùng phụ tải. Một trong những cột mốc tiêu biểu là việc đưa vào vận hành tuyến đường dây 220kV Hà Đông – Hòa Bình vào năm 1981, mở đầu cho hệ thống truyền tải điện áp cao đầu tiên tại Việt Nam và là cơ sở cho các công trình truyền tải quy mô lớn sau này.

Năm 1994 đánh dấu bước tiến vượt bậc khi tuyến đường dây 500kV Bắc – Nam mạch 1 với chiều dài 1.487 [km] chính thức đi vào hoạt động. Công trình này không chỉ có ý nghĩa chiến lược trong việc kết nối các hệ thống điện khu vực thành một hệ thống thống nhất, mà còn là tiền đề kỹ thuật – vận hành cho quá trình hình thành lưới điện truyền tải siêu cao áp mang tầm quốc gia. Trong những năm tiếp theo, hệ thống này tiếp tục được mở rộng với các mạch 2, mạch 3 và mạch 4, góp phần nâng cao khả năng truyền tải công suất lớn, tăng cường liên kết vùng, đồng thời cải thiện tính ổn định và linh hoạt của hệ thống điện quốc gia.

Theo thống kê của công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT), đến năm 2024, tổng chiều dài lưới truyền tải đạt khoảng 25.236 [km], trong đó có 7.996 [km] đường dây 500kV và 17.240 [km] lưới điện 220/110kV. Với quy mô này, Việt Nam được xếp vào nhóm các quốc gia có hệ thống truyền tải điện lớn nhất khu vực Đông Nam Á.

Trong giai đoạn từ 2021 đến 2030, tầm nhìn đến năm 2050, định hướng phát triển lưới truyền tải được cụ thể hóa trong Quy hoạch điện VIII. Theo đó, Việt Nam sẽ tiếp tục đẩy mạnh đầu tư Xây dựng lưới điện truyền tải hiện đại, đồng bộ, có khả năng tích hợp cao các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời, đảm bảo yêu cầu về an ninh năng lượng quốc gia, hỗ trợ mục tiêu chuyển đổi năng lượng xanh và phát triển bền vững.

1.1.2. Sự phát triển của lưới điện truyền tải Việt Nam.

Hệ thống truyền tải điện quốc gia đóng vai trò then chốt trong việc đảm bảo an ninh năng lượng và thúc đẩy phát triển kinh tế – xã hội của Việt Nam, thông qua chức năng truyền tải điện năng từ các trung tâm phát điện đến các khu vực phụ tải trên phạm vi toàn quốc.

Mạng lưới truyền tải được tổ chức theo cấu trúc ba cấp điện áp chính: siêu cao áp (500kV), cao áp (220kV) và trung áp (110kV), kết hợp với hệ thống hạ áp nhằm đáp ứng nhu cầu điện của các phụ tải.

- *Lưới siêu cao áp 500kV*: Được đưa vào vận hành lần đầu năm 1994 với tuyến Hòa Bình – Phú Lâm, lưới 500kV hiện nay đóng vai trò là trục xương sống của hệ thống điện quốc gia. Với ba mạch song song trải dài theo trục Bắc – Nam, hệ thống này cho phép truyền tải điện năng công suất lớn giữa các vùng miền, góp phần đảm bảo cân bằng cung – cầu điện năng. Trong bối cảnh sự phát triển nhanh chóng của các nguồn năng lượng tái tạo và nhiệt điện tại miền Trung và miền Nam, lưới 500kV giữ vai trò quan trọng trong việc giải tỏa công suất và nâng cao độ tin cậy vận hành. Trong Quy hoạch điện VIII, lưới 500kV tiếp tục được khẳng định giữ vai trò huyết mạch trong liên kết giữa các vùng miền và trao đổi điện năng với các nước láng giềng.
- *Lưới cao áp 220kV*: Lưới điện 220kV đóng vai trò là tầng truyền tải trung gian, truyền tải điện năng từ các trạm biến áp 500/220kV đến các trung tâm phụ tải cấp vùng và địa phương. Trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2021–2030 (Quy hoạch Điện VIII), hệ thống 220kV được định hướng mở rộng thêm khoảng 16.285 [km] đường dây, đồng thời hiện đại hóa các trạm biến áp với công nghệ GIS, tự động hóa và thiết kế linh hoạt nhằm tăng cường độ ổn định, khả năng điều hành và vận hành an toàn hệ thống.
- *Lưới trung và hạ áp (110kV trở xuống)*: Lưới điện 110kV và hệ thống phân phối hạ áp đóng vai trò kết nối trực tiếp với các phụ tải dân dụng, thương mại và công nghiệp. Lưới điện 110kV đảm nhận chức năng chuyển tiếp điện năng từ các trạm 220/110kV đến các phụ tải lớn và trạm phân phối khu vực. Trong bối cảnh phát triển nhanh của các nguồn năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió, nhiều nhà máy được đầu nối vào lưới 110 – 220kV. Điều này tạo ra áp lực đáng kể lên lưới phân phối, đặc biệt ở các khu vực miền Trung và miền Nam – nơi tập trung phần lớn các dự án năng lượng tái tạo.

Tuy đã được mở rộng, hạ tầng truyền tải vẫn còn yếu so với tốc độ gia tăng công suất nguồn mới, dẫn đến việc tích hợp năng lượng tái tạo và các nguồn điện mới gặp nhiều khó khăn.

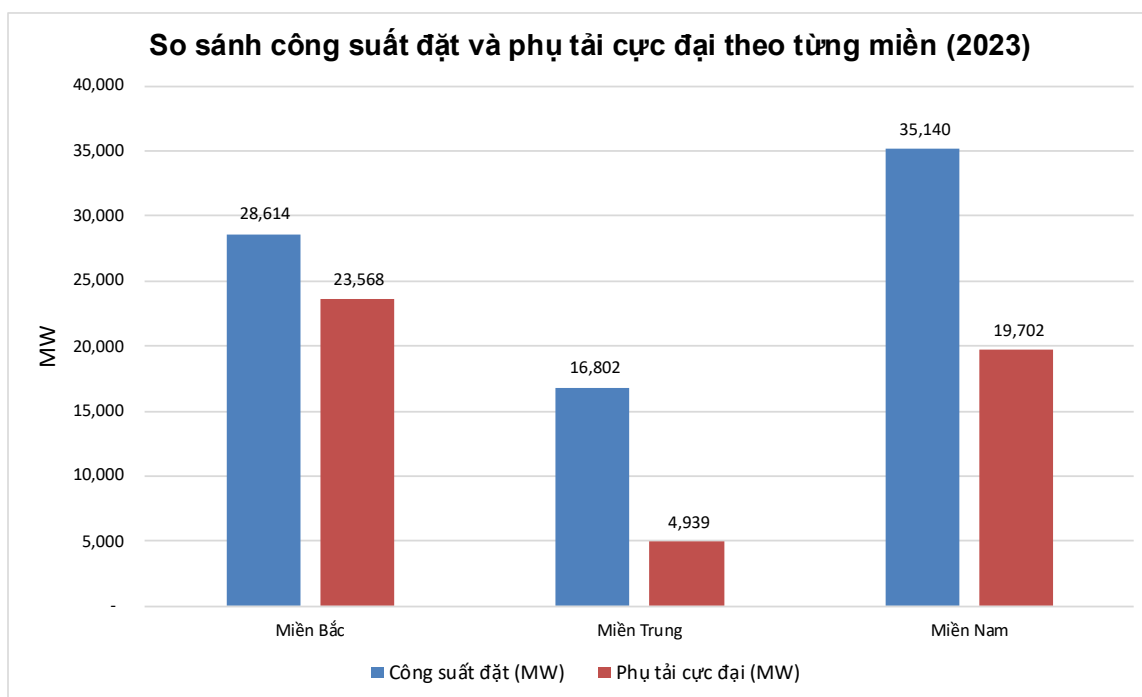
a) Thách thức đối với lưới điện truyền tải Việt Nam

- *Phân bố nguồn điện và phụ tải*:

Nguồn điện và nhu cầu phụ tải của Việt Nam phân bố không đồng đều mạnh giữa các vùng. Miền Bắc tập trung nhiều nguồn thủy điện và nhiệt điện than, miền Trung và Tây Nguyên có thủy điện và nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời dồi dào, trong khi miền Nam tập trung nhiều nhiệt điện khí, điện than và điện gió ngoài khơi.

Đặc biệt, nhu cầu điện cao điểm tập trung tại các trung tâm kinh tế lớn như Hà Nội và TP.Hồ Chí Minh. Cụ thể, đến cuối năm 2023, tổng công suất đặt của hệ thống miền Bắc khoảng 28.614 [MW] với công suất phụ tải cực đại 23.568 [MW], gần như không còn dự phòng nguồn, trong khi miền Trung và miền Nam có tổng công suất đặt lần lượt 16.802 [MW] và 35.140 [MW], vượt xa mức đỉnh phụ tải tương ứng (4.939 [MW] ở miền Trung, 19.702 [MW] ở miền Nam).

Từ đó cho thấy miền Bắc cơ bản luôn vận hành ở mức gần công suất tối đa, phụ thuộc lớn vào nguồn nhập khẩu và phải nhận điện truyền tải từ miền Trung. Mặt khác, miền Trung và miền Nam có dư thừa nguồn lớn so với nhu cầu nội vùng.



Hình 1.1 Biểu đồ so sánh công suất đặt và phụ tải cực đại theo từng miền (2023)

- *Mất cân đối giữa tốc độ phát triển nguồn và lưới điện truyền tải:*

Phát triển nhanh của phụ tải và nguồn tái tạo đặt ra thách thức lớn về khả năng tải của hệ thống truyền tải. Trong khi các dự án nguồn điện (đặc biệt là điện mặt trời) chỉ cần từ 6 đến 12 tháng để hoàn thành, thì các dự án đường dây truyền tải thường mất từ 3 đến 5 năm, gây ra hiện tượng quá tải cục bộ và nghẽn mạch trong giải tỏa công suất. Những điểm nghẽn truyền tải đã xuất hiện rõ khi hàng loạt nhà máy năng lượng tái tạo nối vào lưới trong vài năm gần đây. Tại miền Nam, dù phụ tải liên tục tăng, hệ thống đã phải vận hành tải cao liên tục, và nhiều đường dây 220/110 kV liên quan không đủ khả năng giải tỏa công suất của các khu nhà máy năng lượng tái tạo tập trung. Tình trạng tương tự cũng xảy ra ở một số khu vực miền Trung và Tây Nguyên khi nguồn công suất cao mà lưới phân phối và truyền tải chưa kịp theo kịp. Điều này khiến hạ tầng truyền tải hiện nay chưa theo kịp được tốc độ tăng công suất nguồn (nhất là năng lượng tái tạo) – một nguy cơ tiềm ẩn gây tắc nghẽn hệ thống và làm tăng tổn thất điện năng.

b) Định hướng phát triển theo Quy hoạch điện VIII

Để giải quyết những vấn đề trên, Quy hoạch Điện VIII đã xác định rõ các định hướng phát triển lưới truyền tải giai đoạn 2021–2030, tầm nhìn đến năm 2050. Cụ thể:

- (1) Nâng gấp đôi tổng chiều dài đường dây 500 kV và 220 kV vào năm 2030.
- (2) Đầu tư hiện đại hóa lưới truyền tải với công nghệ trạm GIS, thiết bị bù tĩnh (STATCOM, SVC), và truyền tải điện một chiều siêu cao áp (HVDC) để nâng cao khả năng truyền tải và giảm tổn thất điện năng trên lưới điện.
- (3) Đảm bảo phát triển đồng bộ giữa nguồn và lưới, đặc biệt là các khu vực có nguồn năng lượng tái tạo tập trung.
- (4) Thúc đẩy kết nối lưới điện quốc tế nhằm tăng cường độ tin cậy và tối ưu hóa vận hành hệ thống điện.

Tổng thể, hệ thống truyền tải điện Việt Nam đang chuyển mình theo hướng hiện đại hóa và tích hợp sâu rộng, hướng tới mục tiêu phát triển bền vững, đảm bảo an ninh năng lượng, hỗ trợ quá trình chuyển dịch năng lượng và giảm phát thải khí nhà kính trong dài hạn. [1]

1.2. Tổng quan về lưới điện 110kV khu vực miền Trung – Việt Nam.

1.2.1. Giới thiệu hiện trạng lưới điện 110kV miền Trung.

Miền Trung Việt Nam có địa hình trải dài, phức tạp nên lưới điện 110kV đóng vai trò quan trọng trong việc phân phối điện và đấu nối các nguồn điện nhỏ. Sau khi Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT) thành lập năm 2008, lưới 110kV miền Trung do Tổng công ty Điện lực miền Trung (EVNCPC) quản lý, bao phủ 13 tỉnh/thành từ Quảng Bình đến Bình Thuận.

Lưới điện 110kV miền Trung đảm bảo cung cấp điện ổn định cho phụ tải và giải tỏa công suất nguồn điện khu vực. Tính đến năm 2024, hệ thống gồm:

- 169 trạm biến áp 110kV
- Tổng dung lượng khoảng 9.296 [MVA]
- Tổng chiều dài đường dây khoảng 5.700 [km].

Sơ đồ lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam như Hình 1.2

1.2.2. Đặc điểm lưới điện 110kV miền Trung.

Do địa hình đồi núi phức tạp và thời tiết khắc nghiệt, việc xây dựng và vận hành lưới điện 110kV gặp nhiều khó khăn, đặc biệt là các đường dây đấu nối nguồn thủy điện. Lưới điện 110kV miền Trung có kết nối cả mạch vòng và mạch đơn, một số mạch đơn được lắp đặt đường dây kép để tăng khả năng truyền tải công suất, giảm tổn thất cũng như tăng độ tin cậy cung cấp điện.

Đường dây 110kV có nhiệm vụ truyền tải công suất từ các nguồn điện trong vùng đến trạm biến áp phụ tải, hoặc truyền công suất giữa các trạm 220kV, 500kV phục vụ nhu cầu tải khu vực và liên vùng.

Trong năm 2024, các nguồn điện mặt trời, gió và thủy điện phát cao đã gây đầy hoặc quá tải cho nhiều đường dây 110kV tại Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa, Gia Lai, Đắk Lắk. Một số đường dây thường xuyên mang tải trên 80%, như: 172/T110 Đồng Lâm – 172/T110 Huế 2, 172/T110 Bán Đảo Cam Ranh - 172/NMĐMT KN Cam Lâm, 173/T110 Đồn Phó - 172/T110 An Khê, và nhiều đường dây khác. Ngoài ra, hai máy biến áp 110kV T110 Hòa Phú và T110 Thép Hòa Phát thường xuyên quá tải do phụ tải công nghiệp cao.

1.2.3. Phân tích đánh giá ưu, nhược điểm của lưới điện 110kV Miền Trung

1.2.3.1. Ưu điểm

- *Xét về mặt địa lý:* Miền Trung nằm giữa hai hệ thống điện miền Bắc và miền Nam, thuận lợi tiếp nhận đa dạng nguồn điện (thủy điện, nhiệt điện, năng lượng tái tạo), giúp tăng tính ổn định nguồn cung. Sự khác biệt về mùa mưa - mùa khô giữa duyên hải và Tây Nguyên hỗ trợ cân bằng phụ tải giữa các khu vực.
- *Xét về cấu trúc lưới điện:* Lưới 110kV được thiết kế với cấu trúc mạch vòng, cho phép chuyển tải linh hoạt khi một đường dây hoặc trạm biến áp (TBA) gặp sự cố, đáp ứng tiêu chí N-1. Hiện có 134 TBA 110kV (7.132 [MVA]), 4.000 [km] đường dây 110kV, 30.000 [km] trung áp, 29.775 TBA phân phối (6.757 [MVA]), cấp điện cho khoảng 4,4 triệu khách hàng.

Nhiều TBA 110kV được tích hợp hệ thống SCADA, điều khiển từ xa, và camera giám sát. Các TBA không người trực giúp tiết kiệm chi phí vận hành và nâng cao hiệu quả lao động.

Hệ thống bảo dưỡng dựa trên tình trạng thiết bị (CBM) và phần mềm PMIS cho phép giám sát thời gian thực, giảm nguy cơ sự cố và tối ưu hóa bảo trì.

Lưới hỗ trợ đầu nối các nguồn điện gió, điện mặt trời (Ninh Thuận, Bình Thuận) vào hệ thống điện quốc gia. Đáp ứng nhu cầu điện cho cả đô thị lớn (Đà Nẵng, Huế) và khu vực nông thôn, thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội.

1.2.3.2. Nhược điểm

- *Xét theo điều kiện tự nhiên:* Địa hình hẹp, kéo dài, nhiều đồi núi và vùng cao nguyên làm tăng chi phí Xây dựng, vận hành. Bão, lũ lụt, và gió mạnh gây ra các sự cố như đứt dây, sạt lở cột điện, hoặc ngập lụt TBA.

Nhiệt độ cao trong mùa khô ở các tỉnh như Bình Thuận, Ninh Thuận làm tăng nguy cơ quá tải thiết bị. Với tổng chiều dài đường dây khoảng 4.000 km, nên truyền tải xa, nhất là về miền núi, dẫn tới tổn thất điện năng cao.

- *Xét về đặc điểm nguồn điện:* Tập trung nguồn thủy điện, điện gió, điện mặt trời tại Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa, Ninh Thuận gây quá tải cục bộ đường dây, TBA 110kV. Nguồn điện tái tạo phụ thuộc thời tiết, công suất thay đổi thất thường, gây khó khăn cho điều độ, dự báo và điều chỉnh tần số hệ thống.

Sóng hài từ inverter điện mặt trời, điện gió làm nóng thiết bị, ảnh hưởng role bảo vệ. Công suất ngược từ điện mặt trời áp mái gây sai lệch điều chỉnh tần số hệ thống (F81), không đáp ứng yêu cầu cắt tải khi điện áp thấp.

- *Xét về tính chất phụ tải:*

Đồ thị phụ tải hàng ngày có độ dốc cao, với chênh lệch lớn giữa công suất cực đại và cực tiểu, buộc phải huy động thêm nguồn để đáp ứng đỉnh tải, dẫn đến lãng phí chi phí đầu tư. Phụ tải tập trung tại các đô thị lớn (Đà Nẵng, Huế) và khu công nghiệp, trong khi các khu vực nông thôn và miền núi có mật độ thấp, gây quá điện áp ở một số khu vực, quá tải đường dây, TBA, và tăng tổn thất điện năng

Một số phụ tải chỉ được cấp điện từ một đường dây hoặc một TBA, làm giảm độ tin cậy khi xảy ra sự cố, đặc biệt ở các khu vực nông thôn hoặc miền núi.

1.3. Giới thiệu các nhà máy thủy điện khu vực miền Trung

1.3.1. Đặc điểm chung

Miền Trung có địa hình đồi núi và hệ thống sông ngòi dày đặc, thuận lợi cho phát triển thủy điện. Tuy nhiên, khí hậu khắc nghiệt và địa hình phức tạp gây nhiều khó khăn cho xây dựng và vận hành các công trình.

Hiện khu vực có khoảng 220 Nhà máy Thủy điện với tổng công suất lắp đặt khoảng 7.781 MW, chủ yếu phân bố tại các lưu vực sông, suối vùng đồi núi và vùng sâu vùng xa thuộc các tỉnh miền Trung và Tây Nguyên, như trên hệ thống sông Rào Trăng, Bô, Hữu Trạch (Thừa Thiên Huế), suối Đăk Re (Kon Tum, Quảng Ngãi), sông Đăk Srông, Đăk Bla (Gia Lai, Kon Tum), v.v.

Các Nhà máy thủy điện nhỏ góp phần đáng kể vào việc cung cấp điện cho khu vực nông thôn, miền núi, giảm tải cho lưới điện truyền tải chính và nâng cao an ninh năng lượng cục bộ. Tuy nhiên, sự phụ thuộc vào điều kiện thủy văn tự nhiên làm nguồn phát biến động, gây khó khăn trong công tác điều độ, dự báo công suất và điều chỉnh tần số hệ thống.

1.3.2. Giới thiệu một số nhà máy thủy điện khu vực Bắc miền Trung.

a) Nhà máy Thủy điện Rào Trăng 3

- Vị trí: Xây dựng trên sông Rào Trăng thuộc xã Phong Xuân, huyện Phong Điền, tỉnh Thừa Thiên Huế
- Công suất lắp máy: 13 [MW]
- Số tổ máy: 2
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV tại xã Phong Xuân



Hình 1.3. Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Rào Trăng 3

b) Nhà máy Thủy điện Rào Trăng 4

- Vị trí: Xây dựng trên sông Rào Trăng thuộc xã Phong Xuân, huyện Phong Điền, tỉnh Thừa Thiên Huế
- Công suất lắp máy: 14 [MW]
- Số tổ máy: 2
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV tại xã Phong Xuân



Hình 1.4 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Rào Trăng 4

c) Nhà máy Thủy điện Alin B1

- Vị trí: sông Rào Trăng thuộc xã Hồng Vân, huyện A Lưới, tỉnh Thừa Thiên Huế
- Công suất lắp máy: 46 [MW]
- Số tổ máy: 2
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV tại huyện A Lưới



Hình 1.5. Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Alin B1

d) Nhà máy Thủy điện Alin B2

- Vị trí: Xã Phong Xuân, huyện Phong Điền, tỉnh Thừa Thiên Huế
- Công suất lắp máy: 20[MW]
- Số tổ máy: 2
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV tại xã Phong Xuân



Hình 1.6 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Alin B2

e) Nhà máy Thủy điện Hương Điền

- Vị trí: Xây dựng trên sông Bồ tại phường Hương Vân, thị xã Hương Trà, tỉnh Thừa Thiên Huế, cách thành phố Huế khoảng 17 Km về phía tây theo đường chim bay.
- Công suất lắp máy: 81[MW]
- Số tổ máy: 3
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV tại thị xã Hương Trà



Hình 1.7 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Hương Điền

f) Nhà máy Thủy điện Bình Điền

- Vị trí: Xây dựng trên Sông Hữu Trạch là một nhánh của Sông Hương nằm trên địa bàn thuộc xã Bình Điền, huyện Hương Trà, tỉnh Thừa Thiên Huế
- Công suất lắp máy: 44[MW]
- Số tổ máy: 2
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV tại thị xã Hương Trà



Hình 1.8 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Bình Điền

1.3.3. Giới thiệu một số nhà máy thủy điện khu vực Trung miền Trung

a) Nhà máy Thủy điện Đắk Re

- Vị trí: suối Đắk Re ở vùng đất xã Hiếu, huyện Kon Plong, tỉnh Kon Tum và xã Ba Xa, huyện Ba Tơ, tỉnh Quảng Ngãi.
- Công suất lắp đặt: 60MW
- Số tổ máy: 2
- Đầu nối: Đầu nối với lưới điện 110kV thông qua 2 máy biến áp với công suất mỗi máy 40 MVA



Hình 1.9 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đắk Re

b) Nhà máy Thủy điện Đắk Re 2

- Vị trí: là một thủy điện nhỏ được Xây dựng tại xã Ba Xa, huyện Ba Tơ, tỉnh Quảng Ngãi.
- Công suất lắp đặt: 10MW
- Số tổ máy: 2
- Đầu nối: Công suất nhà máy được truyền đi từ 2 tổ máy phát tới máy biến áp công suất 14MVA thông qua đường dây đơn rồi truyền tới thanh cái 110kV của trạm 110kV Nhà máy Thủy điện Đắk Re

c) *Nhà máy Thủy điện Vĩnh Sơn*

- Vị trí: Tại xã Vĩnh Sơn, huyện Vĩnh Thạnh, tỉnh Bình Định.
- Công suất lắp đặt: 66MW
- Số tổ máy: 2
- Đầu nối: Đầu nối với lưới điện 110kV thông qua 2 máy biến áp có công suất mỗi máy 42MVA.



Hình 1.10 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Vĩnh Sơn

d) *Nhà máy Thủy điện Vĩnh Sơn 5*

- Vị trí: Nằm trên địa bàn xã Vĩnh Kim, huyện Vĩnh Thạnh, tỉnh Bình Định.
- Công suất lắp đặt: 28MW
- Số tổ máy: 2
- Đầu nối: Đầu nối với lưới điện 110kV thông qua 2 MBA với công suất mỗi máy 20MVA.
- Nhà máy vận hành theo Quy trình vận hành liên hồ chứa

e) *Nhà máy Thủy điện Trà Xom*

- Vị trí: thuộc xã Vĩnh Sơn, huyện Vĩnh Thạnh, tỉnh Bình Định.
- Công suất lắp đặt: 20MW
- Số tổ máy: 2
- Đầu nối: Đầu nối vào lưới điện 110kV thông qua 2 máy biến áp với công suất mỗi máy 12,5MVA.



Hình 1.11 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Trà Xom

f) *Nhà máy Thủy điện Ken Lút Hạ*

- Vị trí: Xây dựng trên suối Đắc Lót, xã Vĩnh Hảo, huyện Vĩnh Thạnh, tỉnh Bình Định.
- Công suất lắp đặt: 6MW
- Số tổ máy: 2
- Đầu nối: Đầu nối vào lưới 110kV thông qua 1 máy biến áp có công suất 8MVA.



Hình 1.12 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Ken Lút Hạ

g) *Nhà máy Thủy điện Đắk Srông*

- Vị trí: thị trấn Kông Chro, huyện Kông Chro, tỉnh Gia Lai.
- Công suất lắp đặt: 18MW
- Số tổ máy: 3
- Đầu nối: Đầu nối vào lưới điện 110kV quốc gia thông qua trạm 110kV An Khê



Hình 1.13 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đắk Srông

h) *Nhà máy Thủy điện Đắk Srông 2*

- Vị trí: xã Mang Yang, huyện Kông Chro, tỉnh Gia Lai.
- Công suất lắp đặt: 24MW
- Số tổ máy: 3
- Đầu nối: Đầu nối vào lưới điện 110kV quốc gia thông qua trạm 110kV An Khê



Hình 1.14 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đắk Srông 2

i) *Nhà máy Thủy điện Đắk Srông 2A*

- Vị trí: xã Mang Yang, huyện Kông Chro, tỉnh Gia Lai.
- Công suất lắp đặt: 18[MW]
- Số tổ máy: 3
- Đầu nối: Đầu nối vào lưới điện 110kV quốc gia thông qua trạm 110kV An Khê



Hình 1.15 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đắk Srông 2A

1.3.4. Giới thiệu một số nhà máy thủy điện khu vực Nam miền Trung.

a) *Nhà máy Thủy điện Đắk Đoa*

- Vị trí: Nhánh sông Ia Krom, huyện Đắk Đoa, tỉnh Gia Lai
- Công suất lắp máy: 14[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV tại huyện Đắk Đoa



Hình 1.16 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đắk Đoa

b) *Nhà máy Thủy điện Đắk Bla*

- Vị trí: nằm trên sông Đắk Bla, thuộc địa phận xã Yang Bắc, huyện Đắk Tô
- Công suất lắp máy: 27[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.17 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đắk Bla

c) *Nhà máy Thủy điện Đắk Bla 1*

- Vị trí: xã Đắk Tô Ra và xã Đắk Ruồng, huyện Kon Rẫy.
- Công suất lắp máy: 15[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV tại huyện Kon Rẫy.



Hình 1.18 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đắk Bla 1

d) *Nhà máy Thủy điện Đắk Ne*

- Vị trí: nằm trên sông Đắk Ne là một nhánh của sông Đắk Bla, thuộc phần thượng lưu của sông Sê San.
- Công suất lắp máy: 8,1[MW]
- Số tổ máy: 03
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.19 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đắk Ne

e) *Nhà máy Thủy điện Đắk Lô*

- Vị trí: trên sông Đắk Lô trên vùng đất xã Ngok Tem huyện Kon Plông tỉnh Kon Tum
- Công suất lắp máy: 22[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.20 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đắk Lô

f) *Nhà máy Thủy điện Pleikrông*

- Vị trí: tại xã Sa Bình, huyện Sa Thầy, tỉnh Kontum
- Công suất lắp máy: 100[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.21 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Pleikrông

g) *Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 5*

- Vị trí: trên sông Đăk Psi, thuộc địa bàn xã Đăk Pxi, huyện Đăk Hà, tỉnh Kon Tum.
- Công suất lắp máy: 10[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.22 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 5

h) *Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 1*

- Vị trí: trên dòng Đăk Psi thuộc Huyện Tu Mơ Rông, Tỉnh Kon Tum
- Công suất lắp máy: 12[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.23 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 1

i) *Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 2*

- Vị trí: tại xã Tê Xăng, thuộc Huyện Tu Mơ Rông, Tỉnh Kon Tum
- Công suất lắp máy: 6[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV

- j) *Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 4*
- Vị trí: suối ĐăkPsi, xã Đăk Pxi, huyện Đăk Hà và xã Đăk Hà, huyện Tu Mơ Rông tỉnh Kon Tum là bậc thang dưới thủy điện ĐăkPsi 3.
 - Công suất lắp máy: 30[MW]
 - Số tổ máy: 03
 - Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.24 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 4

- k) *Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 3*
- Vị trí: được thiết kế Xây dựng trên suối ĐăkPsi, đây là nhánh sông cấp I của sông Krông Pôkô thuộc địa phận xã Đăk Pxi, huyện Đăk Hà và xã Tu Mơ Rông, huyện Tu Mơ Rông tỉnh Kon Tum là bậc thang thủy điện thứ 3 của suối ĐăkPsi.
 - Công suất lắp máy: 15[MW]
 - Số tổ máy: 03
 - Liên kết với HTĐ Quốc gia qua đường dây lộ kép điện áp 22kV từ Nhà máy Đăk Psi 3 đến Máy biến áp 110/22/11kV Trạm biến áp Nhà máy Thủy điện ĐăkPsi 4.



Hình 1.25 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 3

- l) *Nhà máy Thủy điện Thượng Đăk Psi*
- Vị trí: xã Đăk Pxi, huyện Đăk Hà và xã Ngọc Yêu, huyện Tu Mơ Rông, tỉnh Kon Tum.
 - Công suất lắp máy: 6,6[MW]
 - Số tổ máy: 02
 - Liên kết với lưới điện Quốc gia qua đường dây 22kV thuộc xuất tuyến 471 trạm biến áp 110kV.



Hình 1.26 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Thượng Đăk Psi

m) *Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 2B*

- Vị trí: xã Văn Xuôi và xã Tu Mơ Rông, huyện Tu Mơ Rông
- Công suất lắp máy: 14[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.27 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đăk Psi 2B

n) *Nhà máy Thủy điện Pleikan*

- Vị trí: trên địa bàn thị trấn Plei Kần, xã Đăk Nông, huyện Ngọc Hồi, tỉnh Kon Tum.
- Công suất lắp máy: 17[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.28 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Pleikan

o) *Nhà máy Thủy điện Đăk Po Ko*

- Vị trí: xã Tân Cảnh, huyện Đăk Tô, tỉnh Kon Tum.
- Công suất lắp máy: 16,5[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.29 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đăk Po Ko

p) *Nhà máy Thủy điện H'Mun*

- Vị trí: trên sông A Yun, xã Bar Măih, huyện Chư Sê và xã Đê Ar, huyện Mang Yang.
- Công suất lắp máy: 16,2[MW]
- Số tổ máy: 02
- Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.30 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện H'Mun

- q) *Nhà máy Thủy điện Ayun Thượng 1A*
- Vị trí: trên sông A Yun, xã Lơ Pang, huyện Mang Yang. và xã H'Nol, huyện Đăk Đoa
 - Công suất lắp máy: 12[MW]
 - Số tổ máy: 03
 - Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV



Hình 1.31 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Ayun Thượng 1A

- r) *Nhà máy Thủy điện Đăk Srông 3A*
- Vị trí: xã Rsum, huyện Krông Pa, tỉnh Gia Lai.
 - Công suất lắp máy: 10,2[MW]
 - Số tổ máy: 03
 - Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV Ayun Pa



Hình 1.32 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đăk Srông 3A

- s) *Nhà máy Thủy điện Đăk Srông 3B*
- Vị trí: dưới chân đèo Tô Na, Huyện Krông Pa, Tỉnh Gia Lai.
 - Công suất lắp máy: 19,5[MW]
 - Số tổ máy: 03
 - Kết nối vào lưới điện quốc gia thông qua trạm biến áp 110kV Ayun Pa



Hình 1.33 Hình ảnh Nhà máy Thủy điện Đăk Srông 3

1.4. Giới thiệu các nhà máy điện mặt trời khu vực miền Trung

1.4.1. Đặc điểm chung

Miền Trung có tiềm năng lớn về năng lượng mặt trời nhờ cường độ bức xạ cao, thuận lợi cho phát triển các dự án điện mặt trời quy mô lớn và vừa, góp phần đa dạng hóa cơ cấu nguồn phát và tăng cường an ninh năng lượng.

Hiện khu vực có 42 nhà máy điện mặt trời với tổng công suất lắp đặt khoảng 2.078[MW], chủ yếu tập trung tại các tỉnh như Quảng Bình, Quảng Trị, Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa, Gia Lai. Công suất các nhà máy chủ yếu đấu nối lên lưới 110kV.

Nguồn điện mặt trời đóng vai trò quan trọng trong cung cấp năng lượng sạch, nhưng do phụ thuộc thời tiết nên công suất phát biến động, gây thách thức cho công tác vận hành và điều độ hệ thống điện.

1.4.2. Giới thiệu một số nhà máy điện mặt trời khu vực Bắc miền Trung

a) Nhà máy Điện mặt trời Dohwa Lê Thủy

- Vị trí: huyện Lê Thủy, tỉnh Quảng Bình, cụ thể trên địa bàn xã Ngư Thủy Bắc và xã Hưng Thủy. Là một phần của Tổ hợp Dự án điện năng lượng tái tạo Dohwa
- Công suất lắp đặt (peak): 49,5[MWp]
- Nhà máy đấu nối vào lưới điện 110kV thông qua một trạm biến áp nâng áp 22/110kV mới (công suất máy biến áp là 63 MVA) được Xây dựng riêng cho dự án và được đấu nối với Trạm biến áp 110kV Cam Liên.



Hình 1.34 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời Dohwa Lê Thủy

b) Nhà máy Điện mặt trời Gio Thành 1

- Vị trí: xã Gio Hải, huyện Gio Linh, tỉnh Quảng Trị, nằm tại vị trí có tiềm năng lớn về năng lượng mặt trời, cách thị trấn Gio Linh 8 Km về phía Đông Nam, cách thị trấn Cửa Việt 2 Km về phía Bắc, cách trung tâm Thành phố Đông Hà 15 Km về phía Đông Bắc.
- Công suất lắp đặt (peak): 50[MWp]
- Nhà máy đấu nối qua một trạm biến áp 22/110kV chung được Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 2 (PECC2) Xây dựng cho cả Gio Thành 1 và Gio Thành 2 rồi được đấu nối vào trạm 110kV Quán Ngang để liên kết với hệ thống điện.



Hình 1.35 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời Gio Thành 1

c) *Nhà máy Điện mặt trời Gio Thành 2*

- Vị trí: Xã Gio Thành và xã Gio Hải, huyện Gio Linh, tỉnh Quảng Trị (thuộc một phần dự án trải rộng sang địa bàn xã Gio Hải)
- Công suất lắp đặt (peak): 50[MWp]
- Nhà máy đấu nối qua một trạm biến áp 22/110kV chung được Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng Điện 2 (PECC2) Xây dựng cho cả Gio Thành 1 và Gio Thành 2 rồi được đấu nối vào trạm 110kV Quán Ngang để liên kết với hệ thống điện.



Hình 1.36 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời Gio Thành 2

d) *Nhà máy Điện mặt trời LIG - Quảng Trị*

- Vị trí: Xã Gio Thành và xã Gio Hải, huyện Gio Linh, tỉnh Quảng Trị
- Công suất lắp đặt (peak): 49,5[MWp]
- Đấu nối lên lưới điện 110kV thông qua trạm biến áp 110kV (Xây dựng mới tại khu vực dự án) và đường dây 110kV liên kết với hệ thống điện Quảng Trị.



Hình 1.37 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời LIG - Quảng Trị

e) *Nhà máy Điện mặt trời TTC Phong Điền*

- Vị trí: Thôn Mỹ Hòa, xã Điện Lộc, huyện Phong Điền, tỉnh Thừa Thiên Huế
- Công suất lắp đặt (peak): 35,7[MWp]
- Đấu nối lên lưới điện 110kV thông qua trạm 110kV Phong Điền.



Hình 1.38 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời TTC Phong Điền

1.4.3. Giới thiệu một số nhà máy điện mặt trời khu vực Trung miền Trung

a) Nhà máy điện mặt trời Mỹ Hiệp

- Vị trí: xã Mỹ Hiệp, huyện Phù Mỹ, tỉnh Bình Định.
- Công suất lắp đặt (peak) : 50[MWp]
- Đầu nối: Công suất của nhà máy thông qua 1 máy biến áp 63 MVA và đường dây đơn để truyền tới thanh cái 110kV của trạm biến áp 220kV Phù Mỹ.



Hình 1.39 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời Mỹ Hiệp

b) Nhà máy điện mặt trời Đầm Trà Ô

- Vị trí: tại đầm Trà Ô, xã Mỹ Lợi, huyện Phù Mỹ, tỉnh Bình Định.
- Công suất lắp đặt (peak): 50[MWp]
- Đầu nối: Công suất của nhà máy được truyền tới thanh cái 110kV của trạm biến áp 110kV Phù Mỹ để hòa vào lưới điện quốc gia.



Hình 1.40 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời Đầm Trà Ô

c) Nhà máy điện mặt trời Cát Hiệp

- Vị trí: tại xã Cát Hiệp, huyện Phù Cát, tỉnh Bình Định.
- Công suất lắp đặt (peak): 49,5[MWp]
- Đầu nối: Điện được sản xuất từ nhà máy được truyền thông qua đường dây kép tới thanh cái 110kV của trạm biến áp 110kV Phù Cát để hòa vào lưới điện quốc gia.



Hình 1.41 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời Cát Hiệp

1.4.4. Giới thiệu một số nhà máy điện mặt trời khu vực Nam miền Trung

a) Nhà máy Điện mặt trời Krong Pa 2

- Vị trí: xã Chư Gu, huyện Krông Pa, tỉnh Gia Lai
- Công suất lắp đặt (peak): 49[MWp]
- Nhà máy đầu nối vào lưới điện 110kV thông qua một trạm biến áp nâng áp 22/110kV mới.



Hình 1.42 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời Krong Pa 2

- b) *Nhà máy Điện mặt trời Krong Pa*
- Vị trí: xã Chư Gu, huyện Krông Pa, tỉnh Gia Lai
 - Công suất lắp đặt (peak): 51[MWp]
 - Nhà máy đấu nối vào lưới điện 110kV thông qua một trạm biến áp nâng áp 22/110kV mới.



Hình 1.43 Hình ảnh Nhà máy Điện mặt trời Krong Pa

1.5. Kết Luận

Lưới điện 110kV miền Trung có vai trò then chốt trong việc truyền tải công suất từ các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời kết nối với hệ thống điện Việt Nam và phân phối đến phụ tải địa phương. Đồng thời, hệ thống này kết nối linh hoạt giữa lưới truyền tải 220kV, 500kV với lưới phân phối 22kV, đảm bảo tính ổn định và an toàn vận hành.

Hiện nay, lưới 110kV khu vực miền Trung gồm khoảng 5.700 [km] đường dây và 169 trạm biến áp với tổng dung lượng 9.296 [MVA]. Các tuyến đường dây dài nhưng được thiết kế mạch vòng hoặc đường dây kép, giúp linh hoạt chuyển tải, nâng cao độ tin cậy và chất lượng điện năng.

Miền Trung có nhiều nguồn thủy điện nhỏ cùng các dự án điện mặt trời công suất lớn. Tuy nhiên, phụ tải khu vực thấp và phân bố không đều, trong khi sản lượng nguồn thường lớn, dẫn đến nhu cầu giải tỏa công suất qua lưới điện 110kV cao.

Đặc thù lượng mưa tập trung trong thời gian ngắn và thủy điện nhỏ ít dung tích hồ chứa khiến nguồn phát thủy điện biến động theo mùa. Điện mặt trời cũng chịu ảnh hưởng lớn bởi thời tiết, gây dao động công suất theo giờ và tăng áp lực cho công tác điều độ lưới.

Với vai trò kết nối, giải tỏa nguồn năng lượng lớn từ thủy điện và điện mặt trời, việc trào lưu công suất biến động thường xuyên dẫn tới yêu cầu cao về điều chỉnh công suất tác dụng P và phản kháng Q để ổn định điện áp và tần số cho lưới điện khu vực.

Từ những phân tích trên, việc thực hiện đề tài: **"Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam"** là cần thiết nhằm nhận diện các tồn tại và đề xuất các giải pháp nhằm nâng cao độ vận hành cho lưới điện 110kV khu vực miền Trung.

CHƯƠNG 2: CƠ SỞ TÍNH TOÁN PHÂN TÍCH CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN, BÙ CÔNG SUẤT PHẢN KHÁNG VÀ CÁC PHẦN MỀM TÍNH TOÁN

2.1. Các chế độ vận hành của hệ thống điện

2.1.1. Chế độ làm việc bình thường

Theo “*Thông tư số 05/2025/TT-BCT quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng*” do Bộ công thương ban hành thì hệ thống điện ở chế độ vận hành bình thường khi đáp ứng các điều kiện sau:

1. Công suất phát và phụ tải ở trạng thái cân bằng.
2. Không thực hiện cắt tải sự cố điện.
3. Mức mang tải của đường dây và máy biến áp trong lưới điện cao áp, siêu cao áp đều dưới 90% giá trị định mức.
4. Các nhà máy điện và thiết bị điện khác vận hành trong dải thông số cho phép.
5. Tần số hệ thống điện trong phạm vi cho phép đối với chế độ vận hành bình thường. Tần số danh định của hệ thống điện quốc gia Việt Nam là 50 Hz. Trong chế độ vận hành bình thường, tần số hệ thống điện được phép dao động trong phạm vi $\pm 0,2$ Hz so với tần số danh định.
6. Điện áp tại các nút trên lưới điện cao áp, siêu cao áp trong phạm vi cho phép theo quy định. Độ lệch điện áp vận hành cho phép trong chế độ vận hành bình thường:
 - a) Độ lệch điện áp vận hành cho phép trên lưới điện 500kV so với điện áp danh định là $\pm 5\%$.
 - b) Độ lệch điện áp vận hành cho phép trên lưới điện 220kV so với điện áp danh định là $+ 10\%$ và -5% .
 - c) Độ lệch điện áp vận hành cho phép tại thanh cái trên lưới điện phân phối của Đơn vị phân phối điện so với điện áp danh định là $+ 10\%$ và -5% .
 - d) Độ lệch điện áp vận hành cho phép tại điểm đấu nối vào lưới điện phân phối so với điện áp danh định như sau:
 - Tại điểm đấu nối với Khách hàng sử dụng điện là $\pm 5\%$.
 - Tại điểm đấu nối với nhà máy điện là $+ 10\%$ và -5% .
 - Trường hợp nhà máy điện và khách hàng sử dụng điện đấu nối vào cùng một thanh cái, đường dây trên lưới điện phân phối thì điện áp tại điểm đấu nối do Đơn vị phân phối điện quản lý vận hành lưới điện khu vực quyết định đảm bảo phù hợp với yêu cầu kỹ thuật vận hành lưới điện phân phối và đảm bảo chất lượng điện áp cho khách hàng sử dụng điện theo quy định.
7. Các nguồn dự phòng của hệ thống điện quốc gia ở trạng thái sẵn sàng đảm bảo duy trì tần số và điện áp của hệ thống điện quốc gia trong dải tần số và điện áp ở chế độ vận hành bình thường, các thiết bị tự động làm việc trong phạm vi cho phép để khi xảy ra sự cố bất thường sẽ không phải cắt tải sự cố điện.[2]

2.1.2. Chế độ làm việc sự cố

Chế độ làm việc sự cố là chế độ mà một hay một số phần tử trong hệ thống điện như đường dây, máy biến áp bị cắt ra khỏi lưới do hệ thống bảo vệ hay cắt ra để sửa chữa, bảo dưỡng.

Theo “*Thông tư số 05/2025/TT-BCT quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng*” do Bộ công thương ban hành, ở chế độ vận hành sự cố, dải tần số được phép dao động như sau:

- Sự cố đơn lẻ: $49 \text{ Hz} \div 51 \text{ Hz}$.
- Sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng hoặc chế độ cực kỳ khẩn cấp: $47,5 \text{ Hz} \div 52 \text{ Hz}$.

Trong chế độ sự cố đơn lẻ của lưới điện truyền tải, sự cố hệ thống phân phối điện hoặc khôi phục sự cố của hệ thống phân phối điện, cho phép mức dao động điện áp trên lưới điện phân phối trong khoảng $\pm 10\%$ so với điện áp danh định.

Trong trường hợp hệ thống truyền tải điện bị sự cố nhiều phần tử, sự cố nghiêm trọng, trong chế độ vận hành cực kỳ khẩn cấp hoặc chế độ khôi phục hệ thống điện, cho phép mức dao động điện áp trên lưới điện truyền tải, lưới điện 110kV tạm thời lớn hơn $\pm 10\%$ so với điện áp danh định nhưng không được vượt quá $\pm 20\%$ so với điện áp danh định.[2]

2.2. Phương pháp tính phân bố công suất trong hệ thống điện

2.2.1. Giới thiệu chung

Phân bố công suất là bài toán rất quan trọng trong quy hoạch, thiết kế và phát triển hệ thống trong tương lai cũng như việc xác định các chế độ vận hành tốt nhất của hệ thống hiện hữu. Khảo sát phân bố công suất thường áp dụng cho hệ thống ba pha cân bằng dựa trên sơ đồ tương đương một pha và tính toán có thể trong hệ đơn vị có tên hoặc trong hệ đơn vị tương đối. Khảo sát phân bố công suất đòi hỏi phải đầy đủ các dữ liệu như các thông số của đường dây, máy biến áp, nguồn, phụ tải... Bài toán phân bố trào lưu công suất là việc tìm dòng công suất chạy trong các nhánh của mạng điện tại một thời điểm xác định nào đó. Hệ phương trình mô tả hệ thống điện là hệ phi tuyến, do đó việc giải phải dựa trên kết quả của quá trình tính lặp. Nghiệm của bài toán là nghiệm gần đúng thỏa điều kiện sai số cho trước. Kết quả của bài toán phân bố công suất còn cho chúng ta điện áp tại các nút; cường độ dòng điện trên dây dẫn, máy biến áp; tổn thất công suất. Vì vậy phân bố trào lưu công suất là bài toán không thể thiếu trong vận hành, thiết kế, đánh giá trạng thái. Tuy nhiên trong mạng điện lớn (khoảng vài chục nút trở lên) thì việc giải bài toán rất phức tạp bởi khối lượng tính toán lớn. Ngày nay với sự ra đời của máy tính điện tử cùng các chương trình hỗ trợ thì việc giải bài toán cho dù rất lớn cũng không khó khăn lắm.

Có rất nhiều phương pháp giải lặp khác nhau được giới thiệu, tuy nhiên với các hệ phương trình của hệ thống điện, bài toán chỉ hội tụ khi các tham số ban đầu phải thỏa mãn các ràng buộc mang tính vật lý nhất định. Tốc độ hội tụ cũng như thời gian tính lặp của các phương pháp khác nhau là khác nhau.

Theo lý thuyết thì có hai phương pháp tồn tại đó là phương pháp sử dụng ma trận tổng dẫn nút $Y_{nút}$ và phương pháp sử dụng ma trận tổng trở $Z_{nút}$. Về bản chất cả hai phương pháp đều sử dụng các vòng lặp. [6][8]

2.2.2. Tính toán phân bố công suất theo phương pháp Gauss – Seidel

Phương pháp Gauss-Seidel là một trong những kỹ thuật cổ điển và dễ triển khai để giải bài toán phân bố công suất. Phương pháp này dựa trên việc lặp dần giá trị điện áp tại các nút cho đến khi hội tụ với sai số nhỏ.

Thuật toán bắt đầu với một ước lượng ban đầu của điện áp tại các nút, sau đó liên tục cập nhật điện áp nút dựa trên các giá trị đã tính trước đó. Mặc dù đơn giản và dễ thực hiện, phương pháp Gauss-Seidel có nhược điểm là tốc độ hội tụ chậm, đặc biệt với các hệ thống lớn và phức tạp.

Phương trình điện áp viết cho nút i dạng như sau:

$$U_i = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{U_i^*} + \sum y_{ij}U_j}{\sum y_{ij}} \quad j \neq i \quad (2.1)$$

Để ý rằng U_i được biểu diễn theo điện áp của chính nó với các điện áp của các nút khác. Ngoài ra khi chọn nút 1 làm nút cân bằng thì biên độ điện áp và góc pha điện áp tại nút này biết trước, do đó ta không cần viết phương trình cho nút này.

Sau đây là các bước tính toán theo phép lặp Gauss-seidel:

Bước 1: Giả thiết các giá trị điện áp ban đầu (trị số và góc pha) ở mỗi thanh cái phụ tải và giả thiết góc pha điện áp cho mỗi thanh cái (ngoại trừ thanh cái cân bằng). Các trị số giả thiết này là $U_2^{(0)}; U_3^{(0)}; \dots; U_n^{(0)}$.

Bước 2: Tính $U_i^{(1)}$ theo các giả thiết ban đầu:

$$U_i^{(1)} = \frac{\frac{P_i^{sch} - jQ_i^{sch}}{U_i^{*(0)}} + \sum y_{ij} U_j^{(0)}}{\sum y_{ij}} \quad j \neq i \quad (2.2)$$

Khi tính xong điện áp của n thanh cái là xong một lần lặp.

Lặp lại các quá trình từ bước 1 đến bước 2 cho đến khi sai số về điện áp giữa hai lần lặp nhỏ hơn một giá trị cho trước thì dừng.

Bước 3: Quá trình trên chỉ thích hợp với thanh cái phụ tải ở đó P và Q là được biết và |U| và góc δ đều được giả thiết và tính gần đúng qua phép. Trong trường hợp thanh cái k là thanh cái máy phát hay thanh cái có tụ bù để điều chỉnh điện áp, ở đó Q_k chưa biết, do đó phải tính gần đúng Q_k :

$$P_i^{(k+1)} = Real\{U_i^{*(k)} [U_i^{(k)} \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} U_j^{(k)}]\} \quad j \neq i \quad (2.3)$$

$$Q_i^{(k+1)} = -Image\{U_i^{*(k)} [U_i^{(k)} \sum_{j=0}^n y_{ij} - \sum_{j=1}^n y_{ij} U_j^{(k)}]\} \quad j \neq i$$

với y_{ii} là tổng các tổng dẫn của các nhánh (kể cả tổng dẫn so với đất) đấu trực tiếp vào nút i - mang giá trị dương (tổng dẫn riêng).

y_{ij} là tổng dẫn giữa nút i và nút j, mang giá trị âm (tổng dẫn tương hỗ).

Q_k sẽ được thay vào phương trình tính điện áp thanh cái máy phát trong lần lặp đó.

Trong thực tế Q_k phát ra bị giới hạn bởi: $Q_{kmin} \leq Q_k \leq Q_{kmax}$

Trong quá trình tính toán ở một bước lặp, nếu Q_k ở ngoài giá trị giới hạn trên thì Q_k được lấy bằng phạm vi giới hạn của nó. Cụ thể nếu $Q_k < Q_{kmin}$ thì lấy $Q_k = Q_{kmin}$ và khi $Q_k > Q_{kmax}$ thì lấy $Q_k = Q_{kmax}$. Khi đó nút phát (P, V) được tính toán như nút phụ tải (P, Q). [6][8]

2.2.3. Tính toán phân bố công suất theo phương pháp Newton - Raphson

Phương pháp Newton-Raphson có ưu điểm hơn so với phương pháp Gauss-Sidel do khả năng hội tụ nhanh và độ tin cậy cao. Phương pháp Newton Raphson được sử dụng phổ biến trong tính toán lặp để giải quyết các bài toán phi tuyến, nhờ có số lần lặp ít và giá trị ước lượng ban đầu được xác định theo khai triển Taylor nên thời gian tính toán nhanh.

Phương trình dòng điện đi vào bus i viết dưới dạng ma trận tổng dẫn là:

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j$$

Hay viết dưới dạng cực ta có:

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \phi_{ij} + \delta_j$$

Công suất phức tại bus i:

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i$$

Thay phương trình (2.5) vào (2.6)

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \phi_{ij} + \delta_j$$

Tách riêng phần thực và phần ảo ta được:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \cos(\phi_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.4)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |Y_{ij}| |V_j| \sin(\phi_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.5)$$

Đây là phương trình phi tuyến theo các biến độc lập, điện áp được tính theo đơn vị tương đối, góc pha là rad. Ta có 2 phương trình cho mỗi nút tải cho bởi (2.4) và (2.5) và 1 phương trình cho mỗi nút điều khiển điện áp cho bởi (2.5).

Theo phương pháp Newton – Raphson:

$$\begin{pmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \dots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \dots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial P_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_2^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial Q_n^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \dots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_2|^{(k)} \\ \dots \\ \Delta |V_n|^{(k)} \end{pmatrix}$$

Trong phương trình trên, nút i được coi là nút cơ sở:

$$\Rightarrow \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{pmatrix}$$

Thành phần J_1 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{với } i \neq j \quad (2.7)$$

Thành phần J_2 :

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i}^n |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.8)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{với } i \neq j \quad (2.9)$$

Thành phần J_3 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.11)$$

Thành phần J_4 :

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i}^n |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad \text{với } i \neq j \quad (2.13)$$

Các số hạng $\Delta P_i^{(k)}$ và $\Delta Q_i^{(k)}$ là sai biệt giữa giá trị tính toán và giá trị đặt sẵn, gọi là sai biệt công suất:

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)} \quad (2.14)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)} \quad (2.15)$$

Các giá trị mới của điện áp nút:

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)} \quad (2.16)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| \quad (2.17)$$

Như vậy, giải thuật Newton-Raphson như sau:

➤ Đối với nút tải, P_i^{sch} , Q_i^{sch} đã cho sẵn, điện áp và góc pha tại nút nguồn đặt bằng 1 và 0, suy ra $|V_i|^{(0)} = 1.0$ và $\delta_i^{(0)} = 0$. Đối với nút điều chỉnh điện áp, $|V_i|$ và P_i^{sch} cho sẵn, góc pha được cho bằng góc pha của nút nguồn, nghĩa là $\delta_i^{(0)} = 0$.

- Đối với nút tải, $P_i^{(k)}$ và $Q_i^{(k)}$ được tính từ (2.4) và (2.5), $\Delta P_i^{(k)}$ và $\Delta Q_i^{(k)}$ từ (2.14) và (2.15).
- Đối với nút điều khiển điện áp, $P_i^{(k)}$ và $Q_i^{(k)}$ tính từ (2.4) và (2.14)
- Các phần tử của ma trận Jacobian (J1, J2, J3, J4) được tính từ (2.6), (2.7) ... (2.13).

Giải phương trình $\begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{pmatrix}$ trực tiếp bằng phương pháp khử Gauss hay thừa số tam giác được sắp xếp tối ưu.

- Tính toán các giá trị mới của $|V_i|$ và $|\delta_i|$ từ (2.16), (2.17).
- Tiếp tục cho đến khi $\Delta P_i^{(k)}$ và $\Delta Q_i^{(k)}$ nhỏ hơn một sai số ε cho trước. [6][8]

2.2.4. Nhận xét đánh giá

Để tính toán phân bố công suất trong hệ thống điện, người ta có thể sử dụng một trong hai phương pháp trên, mỗi phương pháp đều có những ưu nhược điểm riêng của nó. Điểm chung của các phương pháp là khi một chuỗi tính toán phân bố công suất được thực hiện, các giá trị cuối cùng của các nút trong mỗi trường hợp được dùng như giá trị đầu của trường hợp tiếp theo. Phương pháp Gauss-Seidel có ưu điểm đơn giản, khối lượng tính toán nhỏ trên một bước lặp và yêu cầu dung lượng bộ nhớ nhỏ. Tuy nhiên phương pháp này tốc độ hội tụ chậm, thời gian tính toán tăng lên, nhất là khi kích thước lưới lớn. Do đó trong thực tế phương pháp Gauss-Seidel chỉ sử dụng phân tích lưới điện nhỏ với chỉ có vài nút có công suất thay đổi nhẹ.

Phương pháp Newton-Raphson có nhược điểm phức tạp, phải thành lập ma trận Jacobian, ma trận này thay đổi từ bước lặp này sang bước lặp khác và cần phải giải hệ phương trình tuyến tính sau mỗi bước lặp với ma trận thay đổi. Phương pháp này yêu cầu bộ nhớ lớn. Tuy thời gian yêu cầu cho một bước lặp lớn nhưng số bước lặp của phương pháp Newton-Raphson thường ít, hầu như không phụ thuộc vào kích thước lưới điện, là phương pháp tốt nhất đứng trên quan điểm hội tụ. Do đó rất có lợi khi tính phân bố công suất trong hệ thống điện. Dung lượng tính toán của phương pháp Newton-Raphson là rất lớn, dung lượng này tăng lên tuyến tính theo kích cỡ của hệ thống, bởi vậy sử dụng phương pháp này rất thích hợp trong việc tính toán lưới điện lớn. Phương pháp Newton-Raphson có thể giải cho hệ chứa điện kháng âm như mô hình máy biến áp ba cuộn dây hoặc tụ điện bù dọc cho đường dây có độ dài rất lớn làm việc song song với đường dây ngắn, hoặc hệ thống truyền tải đi xa.

2.3. Bù công suất phản kháng để nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện

2.3.1. Đặc điểm chung

2.3.1.1. Khái niệm công suất phản kháng

Trong hệ thống điện xoay chiều, công suất truyền tải bao gồm ba thành phần:

- Công suất tác dụng (P): Là phần công suất sinh công có ích (đơn vị: kW).
- Công suất phản kháng (Q): Là phần công suất dao động giữa nguồn và tải, không sinh công nhưng cần thiết để duy trì từ thông trong máy biến áp, động cơ, cuộn cảm... (đơn vị: kVAR).
- Công suất biểu kiến (S): Là tổng công suất tính theo định lý Pytago:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (\text{đơn vị: kVA})$$

Hệ số công suất ($\cos\varphi$) là tỉ số giữa công suất tác dụng và công suất biểu kiến:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}$$

Hệ số công suất thấp dẫn đến tổn thất điện năng cao, giảm khả năng truyền tải của hệ thống.

2.3.1.2. Mục tiêu của bù công suất phản kháng

Bù công suất phản kháng nhằm đạt được các mục tiêu sau:

- Cải thiện hệ số công suất: Tăng $\cos\varphi$ lên mức tối ưu (thường gần 1), giúp giảm dòng điện tải và tổn thất trên lưới.

- Ổn định điện áp: Đảm bảo điện áp tại các nút trong lưới nằm trong giới hạn cho phép.
- Giảm tổn thất điện năng: Giảm công suất tổn thất trên đường dây và máy biến áp.
- Tăng khả năng tải của lưới: Tối ưu hóa khả năng truyền tải công suất tác dụng trên lưới điện.
- Giảm dung lượng Máy Biến Áp tại các trạm biến áp.
- Giảm công suất phát tại các nhà máy điện.
- Tăng lợi nhuận.
- Giảm công suất truyền tải trên các xuất tuyến và các phân tử liên quan.
- Giảm độ sụt áp và cải thiện việc điều chỉnh điện áp.

2.3.2. Tổn thất công suất phản kháng trong hệ thống điện

Tổn thất công suất phản kháng trong hệ thống điện là một vấn đề quan trọng, ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả vận hành và chi phí của lưới điện. Tổn thất này xảy ra do sự truyền tải công suất phản kháng qua các phần tử của hệ thống điện, bao gồm đường dây, máy biến áp và các thiết bị khác.

2.3.2.1. Nguyên nhân gây tổn thất công suất phản kháng

Tổn thất công suất phản kháng xuất phát từ các nguyên nhân chính sau:

- Đặc tính của tải: Các tải cảm kháng như động cơ điện, máy biến áp và lò điện thường tiêu thụ một lượng lớn công suất phản kháng, làm tăng dòng điện trên đường dây.
- Truyền tải công suất phản kháng qua đường dây: Khi công suất phản kháng được truyền tải qua đường dây dài, dòng điện tăng lên, dẫn đến tổn thất năng lượng dưới dạng nhiệt Q (tổn thất $Q = R \cdot I^2 \cdot t$).
- Hệ số công suất thấp: Hệ số công suất ($\cos\varphi$) thấp làm tăng dòng điện toàn phần, gây ra tổn thất công suất trên các thành phần của lưới điện.
- Đặc tính của lưới điện: Các đường dây truyền tải và máy biến áp có điện kháng (X) lớn, làm tăng nhu cầu công suất phản kháng và gây tổn thất.

2.3.2.2. Ảnh hưởng của tổn thất công suất phản kháng

Tổn thất công suất phản kháng gây ra nhiều hệ quả tiêu cực:

- Tăng chi phí vận hành: Tổn thất năng lượng dẫn đến lãng phí điện năng, làm tăng chi phí sản xuất và cung cấp điện.
- Tăng tổn thất công suất tác dụng trên đường dây: Dòng điện tăng lên do sự hiện diện của công suất phản kháng, từ đó làm tăng tổn thất theo công thức:

$$\Delta P = I^2 \cdot R$$

- Giảm khả năng tải của lưới: Công suất phản kháng chiếm băng thông truyền tải, làm giảm khả năng truyền công suất tác dụng.
- Sụt áp trên lưới: Truyền tải công suất phản kháng qua đường dây dài gây sụt áp, ảnh hưởng đến chất lượng điện năng.
- Quá tải thiết bị: Dòng điện tăng do công suất phản kháng lớn có thể gây quá tải cho đường dây và máy biến áp, làm giảm tuổi thọ thiết bị.

2.3.3. Cơ sở lý thuyết về bù công suất phản kháng

Bù công suất phản kháng là quá trình cung cấp một phần hoặc toàn bộ công suất phản kháng mà phụ tải yêu cầu, nhằm giảm tải cho nguồn cấp và nâng cao hệ số công suất. Phương pháp phổ biến là sử dụng tụ điện để bù cho phụ tải cảm kháng.

Công thức tính công suất bù cần thiết:

$$Q_b = P \cdot (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2)$$

Trong đó:

P: Công suất tác dụng của tải (kW)

φ_1 : Góc lệch pha trước khi bù

φ_2 : Góc lệch pha mong muốn sau khi bù

Mục tiêu là nâng hệ số công suất ($\cos\varphi$) lên từ 0.75–0.85 đến ≤ 0.95 , giảm dòng điện, tổn thất và tăng khả năng truyền tải.

2.3.4. Các phương pháp bù công suất phản kháng trong hệ thống điện

Bù công suất phản kháng có thể được thực hiện thông qua nhiều phương pháp khác nhau, tùy thuộc vào đặc điểm của lưới điện và yêu cầu vận hành:

a) Bù tĩnh

- Sử dụng tụ bù: Tụ điện là thiết bị phổ biến nhất để bù công suất phản kháng. Tụ điện tạo ra công suất phản kháng để bù một phần công suất phản kháng của tải.
- Ưu điểm: Chi phí thấp, dễ lắp đặt và bảo trì.
- Nhược điểm: Không linh hoạt, khó điều chỉnh khi tải thay đổi.

b) Bù động

- Sử dụng bộ bù đồng bộ (Synchronous Condenser): Máy phát điện đồng bộ hoạt động ở chế độ không tải để cung cấp hoặc hấp thụ công suất phản kháng.
- Ưu điểm: Có thể điều chỉnh linh hoạt theo nhu cầu của lưới.
- Nhược điểm: Chi phí đầu tư và vận hành cao.

c) Sử dụng thiết bị SVC (Static Var Compensator): Sử dụng các linh kiện điện tử công suất như thyristor để điều chỉnh nhanh lượng công suất phản kháng tiêu thụ hoặc phát cho hệ thống.

- Thiết bị STATCOM (Static Synchronous Compensator) hoạt động như máy bù đồng bộ nhưng khả năng điều chỉnh công suất phản kháng nhanh nhờ sử dụng các thiết bị điện tử công suất.
- Ưu điểm: Phản ứng nhanh, phù hợp với các lưới điện có tải biến đổi lớn.
- Nhược điểm: Chi phí đầu tư cao.

2.3.5. Vị trí lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng trong hệ thống điện

- Vị trí lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng ảnh hưởng lớn đến hiệu quả của quá trình bù. Các vị trí phổ biến bao gồm:
 - Tại phụ tải: Lắp tụ bù gần các phụ tải lớn như nhà máy, xí nghiệp để giảm công suất phản kháng truyền qua đường dây.
 - Tại trạm phân phối: Bù tập trung tại các trạm trung thế hoặc hạ thế để cải thiện hệ số công suất của toàn khu vực.
 - Trên đường dây truyền tải: Sử dụng thiết bị bù dọc (shunt) hoặc bù ngang (series) để ổn định điện áp và tăng khả năng truyền tải.

2.4. Các phần mềm tính toán phân tích chế độ làm việc của hệ thống điện

2.4.1. Phần mềm Power World Simulator

Phần mềm Power World là một công cụ mô phỏng hệ thống điện được phát triển bởi Tập đoàn Power World (Hoa Kỳ), chuyên dùng trong lĩnh vực tính toán và phân tích vận hành lưới điện. Phần mềm này cung cấp kết quả tính toán có độ chính xác cao, được trình bày dưới dạng đồ họa trực quan, hỗ trợ hiệu quả trong việc mô hình hóa các phần tử của mạng điện.

Ưu điểm là giao diện thân thiện với người dùng và khả năng tương tác linh hoạt, cho phép người vận hành hệ thống điện dễ dàng tiếp cận và sử dụng trong các bài toán điều độ, phân tích ổn định và kiểm tra an toàn vận hành hệ thống. Hệ thống điện trong phần mềm được mô phỏng từ các nguồn phát điện (máy phát), thông qua các thiết bị truyền tải như máy biến áp, đường dây, đến các điểm phụ tải và các kết nối liên lạc giữa các nhà máy điện. Người dùng có thể thực hiện tính toán trào lưu công suất, tổn thất công suất và điện năng truyền tải trên từng phần tử mạng điện trong các chế độ vận hành khác nhau, từ đó hỗ trợ quá trình ra quyết định trong điều hành hệ thống điện.



Hình 2.1 Phần mềm Power World Simulator

Các chức năng chính của phần mềm:

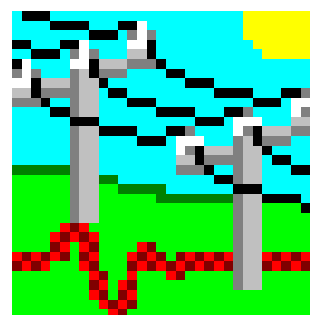
- Mô phỏng các phần tử trong hệ thống.
- Tính toán mô phỏng tổng quan hệ thống điện.
- Tính toán thông số của mạng điện.
- Tính toán mô phỏng phân bố công suất và tổn thất công suất trong mạng điện.
- Mô phỏng các trạng thái làm việc của hệ thống điện.

2.4.2. Phần mềm PSS/ADEPT

PSS/ADEPT (Power System Simulator / Advanced Distribution Engineering Productivity Tool) là phần mềm thiết kế và phân tích lưới điện phân phối, do Power Technologies International (PTI) – trực thuộc Siemens Power Transmission & Distribution, Inc – phát triển. Đây là một mô-đun trong bộ phần mềm PSS™, cho phép mô hình hóa và chỉnh sửa lưới điện theo giao diện đồ họa trực quan, hỗ trợ số lượng nút không giới hạn.

Phần mềm cung cấp các công cụ tính toán chi tiết về điện áp, dòng điện, tổn thất công suất và độ sụt áp, phục vụ hiệu quả cho công tác vận hành và tối ưu hóa lưới điện phân phối. Theo thống kê từ PTI, PSS/ADEPT hiện được sử dụng tại hơn 136 quốc gia trên thế giới trong lĩnh vực phân tích và vận hành lưới điện phân phối.

Hiện nay, PSS/ADEPT được ứng dụng rộng rãi tại các công ty điện lực trực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) nhờ khả năng giải quyết đầy đủ các bài toán trong thiết kế và vận hành lưới điện phân phối.



Hình 2.2 Phần mềm PSS/ADEPT

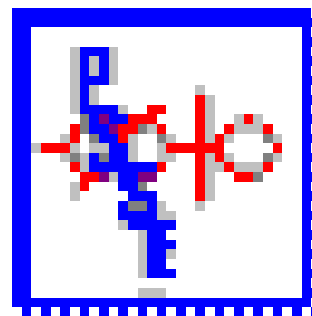
Các chức năng chính của phần mềm:

- Vẽ sơ đồ và cập nhật lưới điện trong giao diện đồ họa
- Phân tích mạch điện với nhiều loại nguồn khác nhau và không hạn chế số nút
- Tính toán chế độ xác lập của hệ thống điện
- Tính toán được các loại ngắn mạch trong hệ thống điện
- Tính toán xác định vị trí tụ bù và tìm điểm mở tối ưu
- Tính toán mô phỏng tần số sóng hài tại các nút
- Tính toán độ tin cậy và phối hợp lắp đặt bảo vệ trong hệ thống
- Hiển thị kết quả tính toán ngay trên sơ đồ lưới điện
- Xuất kết quả dưới dạng Report sau khi phân tích và tính toán
- Nhập thông số và cập nhật dễ dàng số liệu thông qua Data Sheet của mỗi thiết bị trên sơ đồ.

2.4.3. Phần mềm PSS/E

Phần mềm PSS/E (Power System Simulator for Engineering) là công cụ mô phỏng và phân tích hệ thống điện do Power Technologies Inc – một công ty trực thuộc Siemens – phát triển. Phần mềm được sử dụng rộng rãi trong công tác vận hành và quy hoạch hệ thống điện nhờ khả năng mô phỏng chính xác và tối ưu các đặc tính vận hành của lưới điện.

Phần mềm này Xây dựng mô hình thiết bị điện dựa trên các lý thuyết năng lượng. Trước đây, do hạn chế về khả năng tính toán, PSS/E chỉ được ứng dụng cho các hệ thống quy mô nhỏ với độ tin cậy còn thấp. Tuy nhiên, với sự phát triển của công nghệ máy tính hiện đại như bộ nhớ ảo, phân trang và tốc độ xử lý cao, các bài toán mô phỏng đã trở nên dễ dàng, nhanh chóng và có độ chính xác cao hơn đáng kể.



Hình 2.3 Phần mềm PSS/E

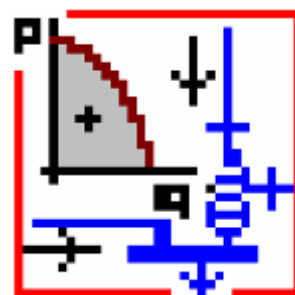
Các tính năng chính của phần mềm:

- Tính toán và tối ưu hóa trào lưu công suất;
- Phân tích sự cố đối xứng và bất đối xứng, bao gồm ngắn mạch và sự cố đường dây tại nhiều vị trí trong hệ thống;
- Hỗ trợ tính toán chỉnh định role và các chức năng tự động hóa lưới điện;
- Tương đương hóa hệ thống để đơn giản hóa mô hình phân tích;
- Mô phỏng động nhằm đánh giá phản ứng của hệ thống trước các dao động lớn và sự cố gây mất ổn định.

2.4.4. Phần mềm CONUS

Phần mềm CONUS là chương trình tính toán chế độ xác lập của hệ thống điện, được phát triển dựa trên chương trình gốc của Đại học Leningrad và được đội ngũ giảng viên Bộ môn Hệ thống điện – Trường Đại học Bách khoa Hà Nội hiệu chỉnh và ứng dụng từ năm 1990. Phiên bản đầu tiên được viết bằng ngôn ngữ FORTRAN IV và vận hành trên máy tính cá nhân.

Trong giai đoạn 1991–1992, CONUS tiếp tục được phát triển với các ngôn ngữ lập trình như BASIC và PASCAL, đóng vai trò quan trọng trong việc hỗ trợ tính toán thiết kế đường dây 500kV Bắc – Trung – Nam. Phần mềm nổi bật với khả năng mô phỏng đường dây siêu cao áp và tính toán giới hạn truyền tải công suất theo điều kiện ổn định tĩnh – một trong những thế mạnh vượt trội của chương trình. Sau năm 2004, CONUS được nâng cấp toàn diện, tích hợp thêm nhiều chức năng mới và chuyển sang môi trường Windows, giúp mở rộng phạm vi ứng dụng trong đào tạo và nghiên cứu. Hiện nay phần mềm đang được sử dụng rộng rãi tại các trường đại học.



Hình 2.4 Phần mềm CONUS

Các tính năng chính của phần mềm:

- Mô hình hóa hệ thống điện
- Tính toán tổn thất công suất, dòng điện trên các nhánh, điện áp và góc pha tại các nút ở chế độ xác lập
- Tính toán ổn định tĩnh
- Tính toán bù kinh tế
- Phân tích độ nhạy

2.4.5. Phân tích lựa chọn phần mềm để sử dụng tính toán

Hiện nay, có nhiều phần mềm được sử dụng để tính toán và phân tích chế độ làm việc của hệ thống điện như PSS/E, PSS/ADEPT, PowerWorld Simulator, CONUS, v.v... Mỗi phần mềm đều có những đặc điểm và phạm vi ứng dụng riêng biệt.

- PSS/ADEPT chủ yếu được dùng trong tính toán và phân tích lưới điện phân phối nhờ giao diện trực quan và khả năng xử lý các mô hình quy mô nhỏ.
- PowerWorld Simulator được đánh giá cao trong lĩnh vực đào tạo, nhờ khả năng xây dựng mô phỏng trực quan các kịch bản vận hành hệ thống điện.
- PSS/E là phần mềm mạnh với nhiều tính năng nâng cao như phân tích trào lưu công suất, mô phỏng sự cố ngắn mạch, tính toán ổn định hệ thống. Tại Việt Nam, phần mềm này đang được nhiều Công ty Điện lực ứng dụng rộng rãi và có khả năng tích hợp dữ liệu với các phần mềm khác như ASPEN OneLiner để phục vụ công tác phối hợp bảo vệ role.
- CONUS được sử dụng để tính toán trào lưu công suất và đánh giá ổn định điện áp trong hệ thống. Một trong những ưu điểm nổi bật của phần mềm này là khả năng nhập trực tiếp thông số đường dây và máy biến áp vào file dữ liệu mà không cần thực hiện các bước nội suy sơ đồ thay thế, giúp tiết kiệm thời gian khi thay đổi các kịch bản sự cố. Ngoài ra, phần mềm còn hỗ trợ phân tích ổn định tĩnh, phù hợp cho mục đích nghiên cứu và đào tạo tại các trường đại học.

Với ưu điểm về tính linh hoạt, khả năng tính toán chính xác và tiện lợi trong việc cập nhật dữ liệu trên data sheet để phù hợp với các trường hợp, kịch bản sự cố đưa ra nhằm tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy Thủy điện và điện mặt trời đến lưới điện 110kV Miền Trung để xem xét và đưa ra các giải pháp nâng cao độ an toàn vận hành cho lưới điện. Nên đề tài đã quyết định sử dụng Phần mềm CONUS để tính toán trong đồ án tốt nghiệp.

2.5. Các tính năng chính của phần mềm CONUS

Sau khi lựa chọn phần mềm CONUS làm công cụ chính cho quá trình tính toán và đánh giá chế độ vận hành lưới điện 110kV, việc hiểu rõ các tính năng của phần mềm là cần thiết để khai thác hiệu quả. Phần mềm CONUS được Xây dựng với đầy đủ các chức năng cần thiết để mô phỏng, phân tích và tối ưu hóa hệ thống điện phức tạp. Các nhóm chức năng chính bao gồm:

2.5.1. Chức năng soạn thảo số liệu

CONUS cho phép người dùng soạn thảo số liệu đầu vào linh hoạt và chi tiết thông qua các bảng nhập liệu chuyên biệt, đảm bảo phản ánh đúng mô hình hệ thống điện. Các bảng số liệu chính bao gồm:

- Bảng "*Số liệu nút*": Khai báo điện áp định mức, phụ tải, nguồn phát, các giới hạn công suất phản kháng tại mỗi nút.
- Bảng "*Đường dây*" và "*Đường dây siêu cao áp*": Khai báo chi tiết chiều dài, điện trở, điện kháng, dung dẫn và giới hạn dòng của các đường dây truyền tải.
- Bảng "*Nhánh MBA*" và "*Thông số MBA*": Mô hình hóa các máy biến áp hai cuộn dây, ba cuộn dây hoặc tự ngẫu với các tham số kỹ thuật đầy đủ.
- Bảng "*SVC, kháng, tụ bù*": Mô phỏng chi tiết các thiết bị bù công suất phản kháng.
- Bảng "*Nhánh chuẩn*": Mô hình hóa tổng quát tất cả các phần tử trong hệ thống điện dưới dạng các nhánh hai nút, gồm điện trở, điện kháng hoặc tổng dẫn.

Data

Diagram

Update Link

Reset

Sensitivity Analysis

Typical Scenario

Remove Scenario

	ĐTT	Nút số	Uđm (kV)	Tên nút (tối đa 30 ký tự)	P tải (MW)	Qtải (MVar)	Pphát (MW)	Qphát (MVar)	Umod (kV)	Qmin (MVar)	Qmax (MVar)
1											
2											
3											

Hình 2.5 Bảng “Số liệu nút”

	N	Nút đầu	Nút cuối	l (km)	Ro (Ohm/km)	Xo (Ohm/km)	Bo (uS/km)	Tên nút đầu	Tên nút cuối	Dòng cực đại
1										
2										
3										

Hình 2.6 Bảng “Đường dây”

	N	Nút đầu	Nút cuối	R, G	X, B	K1	K2	Tên nút đầu	Tên nút cuối
1									
2									
3									

	MBA	N	Nút cao	Nút trung	Nút hạ	Nút giữa	Đầu phân áp	Số hiệu	Tên nút cao	Tên nút trung	Tên nút hạ
1											
2											
3											

Hình 2.8 Bảng “Nhánh MBA”

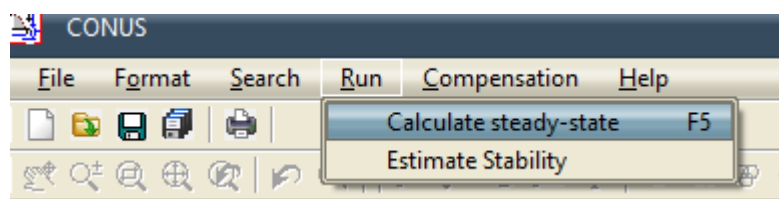
	MBA	Số hiệu	Sđm (MVA)	Uđm (kV)	Ucao	U hạ	Utrung	Un C-T (%)	Un C-H (%)	Un T-H (%)	Pcu (kW)	Pfe (kW)	lo (%)
1													
2													
3													

Hình 2.9 Bảng “Thông số MBA”

2.5.2. Chức năng chạy chương trình

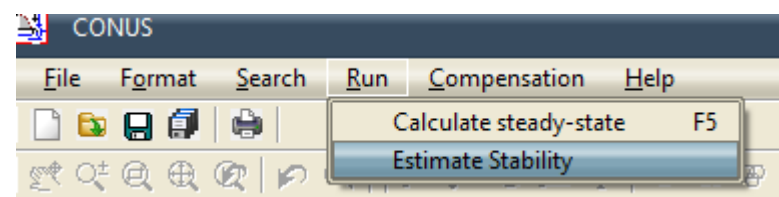
Sau khi hoàn thiện số liệu, CONUS cung cấp các chế độ chạy chương trình chính:

- *Tính toán chế độ xác lập (Calculate steady-state)*: Giải hệ phương trình cân bằng công suất để xác định điện áp, công suất tại các nút, dòng điện qua nhánh trong điều kiện vận hành bình thường..



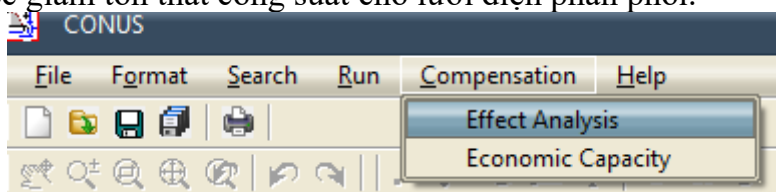
Hình 2.10 Tính toán chế độ xác lập

- *Phân tích ổn định tĩnh (Estimate Stability)*: Dựa trên kịch bản biến thiên phụ tải hoặc công suất phát, chương trình xác định giới hạn ổn định, hệ số dự trữ ổn định, và điểm sụt điện áp nút tải.



Hình 2.11 Phân tích ổn định tĩnh

- **Tính toán bù kinh tế (Compensation):** Xác định dung lượng bù tối ưu và đánh giá hiệu quả kinh tế trong việc giảm tổn thất công suất cho lưới điện phân phối.



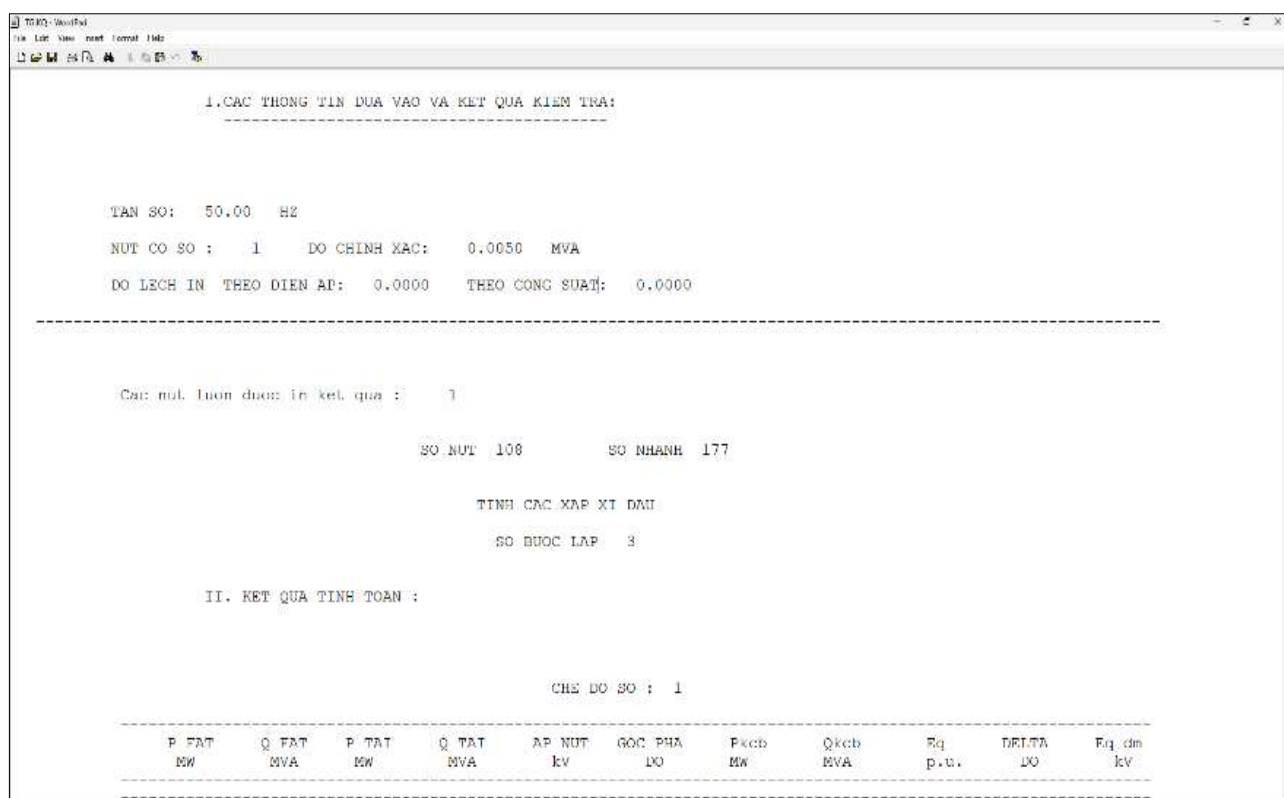
Hình 2.12 Tính toán bù kinh tế

Chức năng chạy chương trình của CONUS cho phép lựa chọn linh hoạt giữa tính toán đơn chế độ hoặc nhiều kịch bản tự động, đồng thời hỗ trợ kiểm tra hội tụ và phát hiện lỗi số liệu.

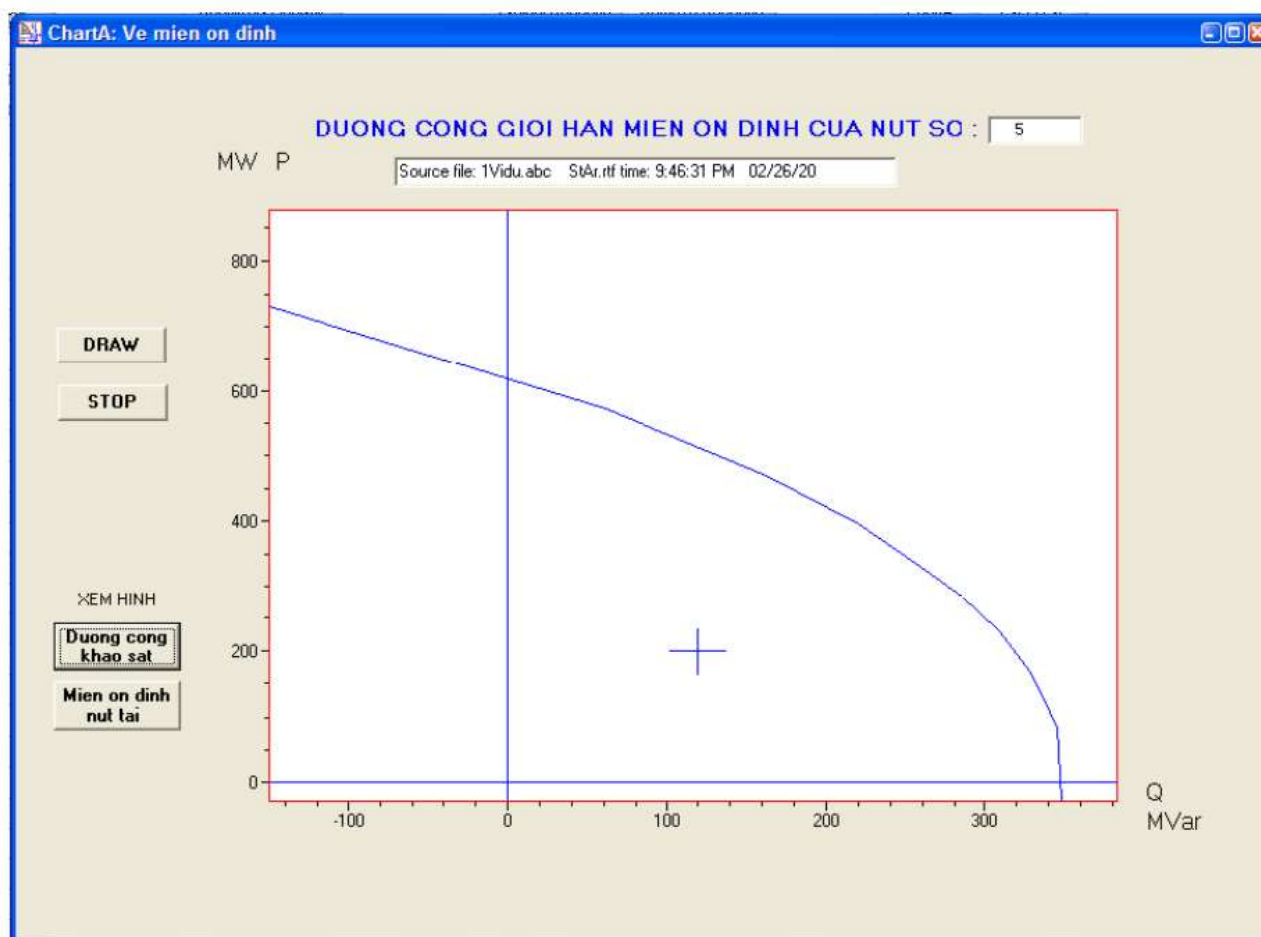
2.5.3. Chức năng xem kết quả

Phần mềm CONUS hỗ trợ xuất kết quả tính toán ở hai hình thức:

- **Kết quả dạng text:** Xuất chi tiết điện áp nút, công suất phát/tải, dòng điện qua nhánh, tổn thất công suất, hệ số sụt áp, hệ số độ nhạy công suất... Kết quả có thể in tóm tắt hoặc đầy đủ theo yêu cầu.
- **Kết quả dạng đồ thị:** Trong phân tích ổn định, CONUS hỗ trợ vẽ các đường cong biến thiên điện áp, góc pha, tốc độ biến thiên điện áp theo các bước tăng tải, rất hữu ích cho đánh giá miền ổn định nút.



Hình 2.13 Kết quả dạng text



Hình 2.14 Kết quả dạng đồ thị

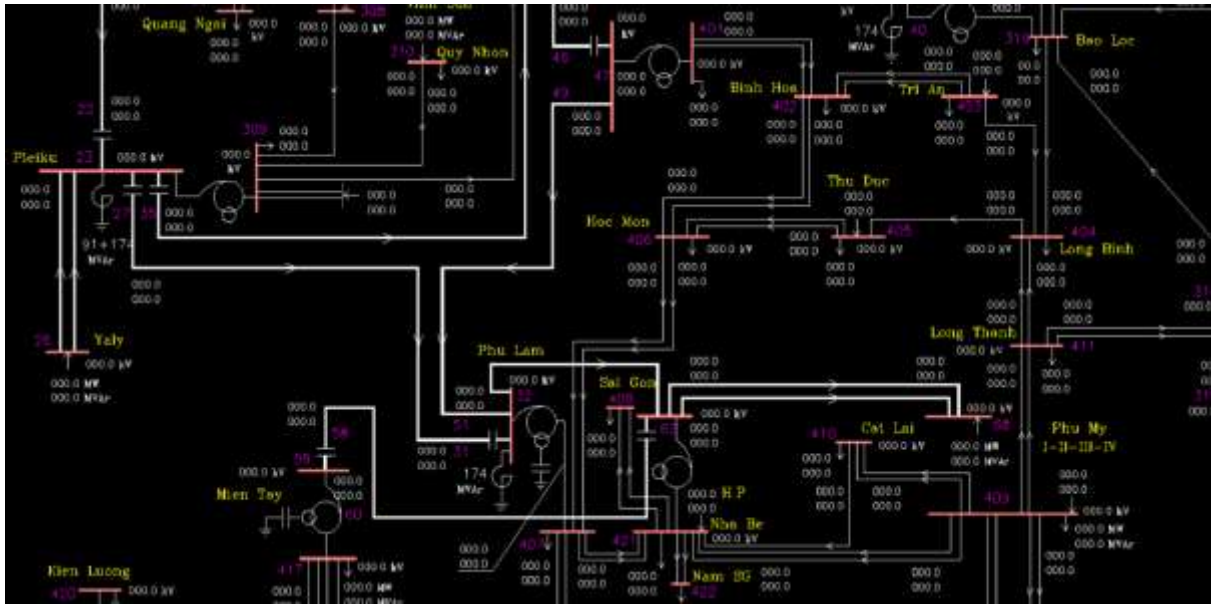
Ngoài ra, file kết quả (*.dat, *.rtf) dễ dàng đọc bằng các phần mềm xử lý văn bản hoặc bảng tính như WordPad, Excel.

2.5.4. Chức năng làm việc với sơ đồ

Phần mềm CONUS có thể hỗ trợ vẽ sơ đồ lưới điện phục vụ trực quan hóa kết quả:

- Người dùng có thể tạo sơ đồ điện đơn giản, gán thông số vận hành (U , δ , P , Q) trực tiếp lên sơ đồ.
- Các nhánh đường dây có thể được màu hóa tự động theo hệ số mang tải:
 - Xanh đậm: Non tải
 - Vàng: Bình thường
 - Đỏ nhạt: Quá tải nhẹ
 - Đỏ tía: Quá tải nặng
- Sơ đồ có thể in ra file hoặc giấy, hỗ trợ cho việc phân tích nhanh trạng thái vận hành của lưới.

Chức năng này giúp người nghiên cứu không chỉ làm việc với dữ liệu số, mà còn có cái nhìn trực quan tổng thể về lưới điện đang nghiên cứu.

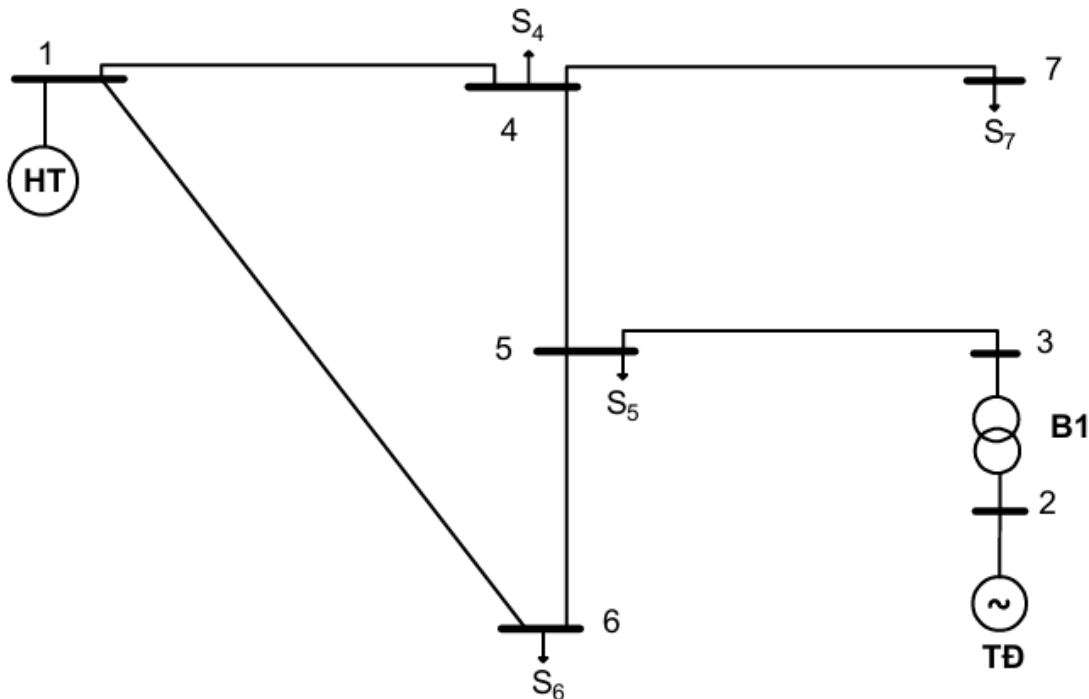


Hình 2.15 Sơ đồ lưới điện trên phần mềm CONUS

2.6. Áp dụng phần mềm CONUS để tính toán cho lưới điện đơn giản

2.6.1. Sơ đồ và thông số vận hành của lưới điện

Xét sơ đồ hệ thống điện như hình vẽ:



Hình 2.16. Sơ đồ hệ thống điện đơn giản

Tổng quan sơ đồ: Sơ đồ bao gồm 7 nút, với nút 1 là nút hệ thống và là nút cân bằng có điện áp 510kV, nút số 2 là nút nhà máy thủy điện có điện áp định mức máy phát là 15.75kV, có 1 máy biến áp, 6 đường dây siêu cao áp và 4 nút phụ tải.

Thông số của máy biến áp được cho như trong bảng 2.1:

Bảng 2.1. Thông số máy biến áp B1

Tên máy biến áp	S_{dm} (MVA)	U_C [kV]	U_H [kV]	$U_N\%$	P_{CU} (kW)	P_{FE} (kW)	$i_o(\%)$
B1	250	525	15.75	13	600	230	0.45

Thông số của các đường dây trên sơ đồ được cho như trong bảng 2.2:

Bảng 2.2. Thông số các đường dây

Tên đường dây	l (Km)	R_o (Ω /Km)	X_o (Ω /Km)	B_o (1/ Ω .Km)
Đường dây 1-4	200	0.02	0.28	4.18
Đường dây 1-6	280	0.03	0.28	4.18
Đường dây 4-5	140	0.03	0.28	4.18
Đường dây 5-6	150	0.03	0.28	4.18
Đường dây 3-5	130	0.03	0.28	4.18
Đường dây 4-7	160	0.015	0.28	4.18

Thông số của các phụ tải và công suất nguồn được cho như trong bảng 2.3:

Bảng 2.3. Thông số của phụ tải và công suất nguồn theo các chế độ

Công suất	Hệ số $\cos \varphi$	Chế độ I	Chế độ II	Chế độ III
Công suất phát của TĐ: P_F [MW]		250	150	250
Công suất phụ tải S_4 : S [MVA]	0.85	100	100	200
Công suất phụ tải S_5 : S [MVA]	0.90	400	550	400
Công suất phụ tải S_6 : S [MVA]	0.85	400	200	300
Công suất phụ tải S_7 : S [MVA]	0.90	50	200	300

Máy biến áp B1 đang vận hành với đầu phân áp ở vị trí 0.

2.6.2. Cập nhật số liệu vào phần mềm Conus

Từ thông số của các phụ tải theo các chế độ ở ở bảng 2.3 ta có được bảng công suất tác dụng và công suất phản kháng của các phụ tải theo các chế độ như trong bảng sau:

Bảng 2.4. Công suất của các phụ tải ở chế độ I

Công suất	Hệ số $\cos \varphi$	S (MVA)	P (MW)	Q (MVar)
Công suất phụ tải S_4 : S [MVA]	0.85	100	85	52.678
Công suất phụ tải S_5 : S [MVA]	0.90	400	360	174.356
Công suất phụ tải S_6 : S [MVA]	0.85	400	340	210.713
Công suất phụ tải S_7 : S [MVA]	0.90	50	45	21.794

Bảng 2.5. Công suất của các phụ tải ở chế độ II

Công suất	Hệ số Cos φ	S (MVA)	P (MW)	Q (MVar)
Công suất phụ tải S_4 : S [MVA]	0.85	100	85	52.678
Công suất phụ tải S_5 : S [MVA]	0.90	550	495	239.739
Công suất phụ tải S_6 : S [MVA]	0.85	200	170	105.357
Công suất phụ tải S_7 : S [MVA]	0.90	200	180	87.178

Bảng 2.6. Công suất của các phụ tải ở chế độ III

Công suất	Hệ số Cos φ	S (MVA)	P (MW)	Q (MVar)
Công suất phụ tải S_4 : S [MVA]	0.85	200	170	105.357
Công suất phụ tải S_5 : S [MVA]	0.90	400	360	174.356
Công suất phụ tải S_6 : S [MVA]	0.85	300	255	158.035
Công suất phụ tải S_7 : S [MVA]	0.90	300	270	130.767

Từ số liệu của thông số máy biến áp, đường dây, điện áp định mức các nút, thông số nguồn thủy điện và công suất của tải, ta nhập vào phần mềm Conus được kết quả như hình các hình dưới:

	ĐTT	Nút số	Uđm (kV)	Tên nút (tối đa 30 ký tự)	P tải (MW)	Qtải (MVar)	Pphát (MW)	Qphát (MVar)	Umod (kV)	Qmin (MVar)	Qmax (MVar)
1	0	1	510		0	0	0	0	510	-2000	2000
2	0	2	15.75		0	0	250	0	15.75	-65.383	108.973
3	0	3	510		0	0	0	0	0	0	0
4	0	4	510		85	52.678	0	0	0	0	0
5	0	5	510		360	174.356	0	0	0	0	0
6	0	6	510		340	210.713	0	0	0	0	0
7	0	7	510		50	21.794	0	0	0	0	0
8											

Hình 2.17. Hình ảnh thông số nhập vào phần mềm Conus ở mục số liệu nút cho chế độ I

	ĐTT	Nút số	Uđm (kV)	Tên nút (tối đa 30 ký tự)	P tải (MW)	Qtải (MVar)	Pphát (MW)	Qphát (MVar)	Umod (kV)	Qmin (MVar)	Qmax (MVar)
1	0	1	510		0	0	0	0	510	-2000	2000
2	0	2	15.75		0	0	150	0	15.75	-65.383	108.973
3	0	3	510		0	0	0	0	0	0	0
4	0	4	510		85	52.678	0	0	0	0	0
5	0	5	510		495	239.739	0	0	0	0	0
6	0	6	510		170	105.357	0	0	0	0	0
7	0	7	510		180	87.178	0	0	0	0	0
8											

Hình 2.18. Hình ảnh thông số nhập vào phần mềm Conus ở mục số liệu nút cho chế độ II

	ĐTT	Nút số	Uđm (kV)	Tên nút (tối đa 30 ký tự)	P tải (MW)	Qtải (MVar)	Pphát (MW)	Qphát (MVar)	Umod (kV)	Qmin (MVar)	Qmax (MVar)
1	0	1	510		0	0	0	0	510	-2000	2000
2	0	2	15.75		0	0	250	0	15.75	-65.383	108.973
3	0	3	510		0	0	0	0	0	0	0
4	0	4	510		170	105.357	0	0	0	0	0
5	0	5	510		360	174.356	0	0	0	0	0
6	0	6	510		255	158.035	0	0	0	0	0
7	0	7	510		270	130.767	0	0	0	0	0
8											

Hình 2.19. Hình ảnh thông số nhập vào phần mềm Conus ở mục số liệu nút cho chế độ III

	N	Nút đầu	Nút cuối	l (km)	Ro (Ohm/km)	Xo (Ohm/km)	Bo (uS/km)	Tên nút đầu	Tên nút cuối	Dòng cực đại
1	-	1	4	200	0.02	0.28	4.18			0.0000
2	-	1	6	280	0.03	0.28	4.18			0.0000
3	-	4	5	140	0.03	0.28	4.18			0.0000
4	-	5	6	150	0.03	0.28	4.18			0.0000
5	-	3	5	130	0.03	0.28	4.18			0.0000
6	-	4	7	160	0.015	0.28	4.18			0.0000
7										

Hình 2.20. Hình ảnh thông số nhập vào phần mềm Conus ở mục đường dây

	MBA	N	Nút cao	Nút trung	Nút hạ	Nút giữa	Đầu phân áp (%)	Số hiệu MBA	Tên nút cao	Tên nút trung	Tên nút hạ
1	2	-	3		2		0	1			
2											
3											

Hình 2.21. Hình ảnh thông số nhập vào phần mềm Conus ở mục nhánh máy biến áp

	MBA	Số hiệu	Sđm (MVA)	Uđm (kV)	Ucao	U hạ	Utrung	Un C-T (%)	Un C-H (%)	Un T-H (%)	Pcu (kW)	Pfe (kW)	lo (%)
1	2	1	250	510	525	15.75			13		600	230	0.45
2													
3													

Hình 2.22. Hình ảnh thông số nhập vào phần mềm Conus ở mục thông số máy biến áp

2.6.3. Tính toán phân tích các chế độ làm việc

a) Chế độ I

Sau khi chạy tính toán sơ đồ với các thông số nhập như ở mục 2.6.2 ta có được bảng kết quả điện áp tại các nút như ở trong bảng sau:

Bảng 2.7. Kết quả tính toán sơ đồ đơn giản ở chế độ I

Nút số	$U_{đm}$ [kV]	Điện áp	
		kV	%
1	510	510.000	100.000
2	15.75	15.750	100.000
3	510	536.346	105.166
4	510	537.292	105.351
5	510	533.858	104.678
6	510	524.819	102.906
7	510	543.396	106.548

Từ kết quả ở bảng trên ta thấy ở chế độ I thì điện áp các nút 1, 2, 5, 6 nằm trong giới hạn cho phép ($\pm 5\%U_{đm}$); điện áp các nút 3, 4, 7 cao hơn giới hạn điện áp cho phép ($\pm 5\%U_{đm}$).

b) Chế độ II

Sau khi chạy tính toán sơ đồ với các thông số nhập như ở mục 2.6.2 ta có được bảng kết quả điện áp tại các nút như ở trong bảng sau:

Bảng 2.8. Kết quả tính toán sơ đồ đơn giản ở chế độ II

Nút số	U _{dm} [kV]	Điện áp	
		kV	%
1	510	510.000	100.000
2	15.75	15.750	100.000
3	510	532.761	104.463
4	510	530.149	103.951
5	510	529.127	103.750
6	510	528.032	103.536
7	510	529.676	103.858

Từ kết quả ở bảng trên ta thấy ở chế độ II thì điện áp tất cả các nút đều nằm trong giới hạn cho phép ($\pm 5\%U_{dm}$).

c) Chế độ III

Sau khi chạy tính toán sơ đồ với các thông số nhập như ở mục 2.6.2 ta có được bảng kết quả điện áp tại các nút như ở trong bảng sau:

Bảng 2.9. Kết quả tính toán sơ đồ đơn giản ở chế độ III

Nút số	U _{dm} [kV]	Điện áp	
		kV	%
1	510	510.000	100.000
2	15.75	15.750	100.000
3	510	529.642	103.851
4	510	522.208	102.394
5	510	525.526	103.044
6	510	522.335	102.419
7	510	516.846	101.342

Từ kết quả ở bảng trên ta thấy ở chế độ III thì điện áp tất cả các nút đều nằm trong giới hạn cho phép ($\pm 5\%U_{dm}$).

2.6.4. Tính toán đề xuất giải pháp bù công suất phản kháng

Như đã tính toán ở mục 2.6.3 ta thấy ở chế độ I có các nút 3, 4, 7 có điện áp cao hơn điện áp cho phép do đó ta sẽ đặt thiết bị bù công suất phản kháng tại nút phụ tải để điều chỉnh điện áp các nút đó nằm trong giới hạn cho phép. Ta sẽ lần lượt đặt thiết bị bù ở nút phụ tải số 4 và số 7.

a) Đặt bù tại nút số 4

Điều chỉnh lượng công suất phản kháng đưa vào nút số 4 để theo dõi điện áp các nút trên lưới điện. Kết quả khi $Q_{bù_min} = -100$ [MVar] thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới nằm trong giới hạn cho phép, vì công suất phản kháng có giá trị âm nên cần đặt kháng bù ngang có công suất 100 [MVar] tại nút số 4. Kết quả điện áp các nút khi đó được cho trong bảng dưới:

Bảng 2.10. Điện áp tại các nút sau khi bù tại nút số 4

Nút số	Uđm [kV]	Điện áp	
		kV	%
1	510	510.000	100.000
2	15.75	15.750	100.000
3	510	531.931	104.300
4	510	529.406	103.805
5	510	528.371	103.602
6	510	521.055	102.168
7	510	535.359	104.972

b) Đặt bù tại nút số 7

Điều chỉnh lượng công suất phản kháng đưa vào nút số 7 để theo dõi điện áp các nút trên lưới điện. Kết quả khi $Q_{bù_min} = -50$ [MVar] thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới nằm trong giới hạn cho phép, vì công suất phản kháng có giá trị âm nên cần đặt kháng bù ngang có công suất 50 [MVar] tại nút số 7. Kết quả điện áp các nút khi đó được cho trong bảng dưới:

Bảng 2.11. Điện áp tại các nút sau khi bù tại nút số 7

Nút số	Uđm [kV]	Điện áp	
		kV	%
1	510	510.000	100.000
2	15.75	15.750	100.000
3	510	534.123	104.730
4	510	533.320	104.573
5	510	531.095	104.136
6	510	522.924	102.534
7	510	535.084	104.918

c) Nhận xét

Từ những kết quả tính toán được ở mục a và b ta thấy khi đặt thiết bị bù ở nút số 7 thì chỉ cần lượng $Q_{bù}$ nhỏ hơn so với việc đặt thiết bị bù ở nút số 4. Như vậy để đảm bảo điện áp các nút nằm trong giới hạn cho phép trong các chế độ vận hành thì cần phải đặt kháng bù ngang có công suất $Q = 50$ [MVar] tại nút số 7 và khi vận hành ở chế độ I đóng kháng điện nối vào lưới, còn ở chế độ II và chế độ III thì cắt kháng điện ra khỏi lưới.

2.7. Kết luận

Các chế độ vận hành chính của hệ thống điện, bao gồm chế độ bình thường và chế độ sự cố, đã được định nghĩa và phân loại dựa trên các tiêu chí kỹ thuật đặc trưng. Việc nắm vững các chế độ này là thiết yếu cho công tác vận hành an toàn và tin cậy của hệ thống. Qua tìm hiểu hai phương pháp tính toán phân bố công suất kinh điển là Gauss-Seidel và Newton-Raphson và phân tích so sánh cho thấy phương pháp Newton-Raphson có những ưu điểm vượt trội về tốc độ hội tụ và độ tin cậy, đặc biệt hiệu quả khi áp dụng cho các hệ thống điện có quy mô lớn và cấu trúc phức tạp.

Công suất phản kháng đóng vai trò quan trọng trong việc duy trì điện áp và đảm bảo sự vận hành ổn định của hệ thống điện. Việc bù công suất phản kháng là một giải pháp kỹ thuật

hữu hiệu nhằm cải thiện hệ số công suất, giảm thiểu tổn thất năng lượng trên lưới, ổn định điện áp tại các nút, cũng như tăng cường khả năng truyền tải của hệ thống.

Việc sử dụng các phương pháp Gauss-Seidel và Newton-Raphson để tính toán thường mất nhiều thời gian và đối với các hệ thống điện phức tạp gần như không thể thực hiện được. Do đó, trên cơ sở các phương pháp này đã xây dựng nhiều phần mềm tính toán phân tích các chế độ làm việc của hệ thống điện trên máy tính như: Power World, PSS/ADEPT, PSS/E, PSS/Sincal, Conus,... Với công nghệ phát triển như hiện nay nhiều máy tính tốc độ cao ra đời, các phần mềm tính toán cũng được cải tiến và nâng cấp đã cho phép tính toán phân tích hầu hết các chế độ làm việc của hệ thống điện từ đơn giản (số nút ít, cấu trúc đơn giản) đến phức tạp (số nút lớn, cấu trúc phức tạp).

Mỗi phần mềm tính toán phân tích các chế độ làm việc của hệ thống điện đều có những ưu, nhược điểm và phạm vi ứng dụng nhất định. Do tính chất đơn giản, dễ sử dụng của phần mềm CONUS, việc cập nhật số liệu có thể thực hiện nhập trực tiếp thông số của phần tử (R_0 , X_0 , B_0 và chiều dài L của đường dây; Điện áp cuộn dây, công suất, $U_N\%$ của máy biến áp....) vào file số liệu không cần phải tính các giá trị tổng trở tương đương. Đồng thời nội dung tính toán của đề tài Đồ án chỉ yêu cầu tính toán chế độ xác lập để xác định thông số chế độ dùng để phân tích ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đến lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam nên đã lựa chọn phần mềm CONUS để sử dụng.

CHƯƠNG 3: TÍNH TOÁN, ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA CÁC NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN NHỎ, ĐIỆN MẶT TRỜI ĐẾN CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN 110KV KHU VỰC MIỀN TRUNG VIỆT NAM

3.1. Phân tích lựa chọn sơ đồ tính toán

3.1.1. Chọn sơ đồ tính toán

Lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam có phạm vi trải dài qua nhiều tỉnh thành, đặc trưng bởi địa hình đồi núi phức tạp, kết cấu mạng lưới phân tán và sự tham gia của nhiều nguồn thủy điện nhỏ, cùng với các nguồn điện mặt trời. Tính không đồng đều về phân bố giữa nguồn và phụ tải, cộng với công suất phát của điện mặt trời và thủy điện nhỏ phụ thuộc nhiều thời tiết khiến hệ thống đối mặt với nhiều thách thức trong đảm bảo ổn định hệ thống, cân bằng công suất và duy trì điện áp trong giới hạn cho phép.

Để phân tích, đánh giá ảnh hưởng của các nguồn thủy điện và điện mặt trời đến chế độ vận hành của lưới điện 110kV khu vực miền Trung, đề tài lựa chọn cách tiếp cận theo hướng khoanh vùng, tập trung vào một số khu vực đặc trưng có mật độ tích hợp các nguồn thủy điện nhỏ, điện mặt trời cao. Phương pháp lựa chọn có chọn lọc này vừa đảm bảo tính đại diện cho toàn khu vực, vừa thuận lợi trong tính toán, đánh giá ảnh hưởng của sự thay đổi công suất phát đến các chế độ vận hành của lưới điện. Đánh giá trên cơ sở cách tiếp cận nêu trên để chia lưới điện 110kV miền Trung thành 3 khu vực: Khu vực Bắc miền Trung, khu vực Trung miền Trung và khu vực Nam miền Trung, cụ thể như sau:

a) Khu vực 1 (Khu vực Bắc miền Trung)

Khu vực Bắc miền Trung bao gồm các tỉnh Quảng Bình, Quảng Trị và Thừa Thiên Huế, chọn sơ đồ lưới điện 110kV đầu nối vào 4 trạm biến áp 220kV: Đồng Hới, Đông Hà, Phong Điện và Huế như hình 3.1. Hệ thống điện tại khu vực này bao gồm các thành phần chính như sau:

- *Trạm biến áp:* Trong khu vực có 4 trạm biến áp cấp điện áp 220kV với tổng công suất lắp đặt là 1000 [MVA] và 26 trạm biến áp cấp điện áp 110kV với tổng công suất là 1410 [MVA]. Các thông số kỹ thuật chi tiết được trình bày tại phụ lục 1.1
- *Nguồn thủy điện và điện mặt trời:* Trong khu vực có 6 nhà máy thủy điện với tổng công suất lắp đặt 218 [MW] và 5 nhà máy điện mặt trời với tổng công suất lắp đặt 234,7 [MWp]. Các thông số kỹ thuật chi tiết được trình bày tại phụ lục 1.2
- *Lưới điện 110kV:* Lưới điện 110kV trong khu vực có tổng chiều dài đường dây 731,4 [km]. Các thông số đường dây được trình bày trong phụ lục 1.3

Sơ đồ lưới điện 110kV khu vực 1 được thể hiện ở hình 3.1

b) Khu vực 2 (Khu vực Trung miền Trung)

Khu vực Trung miền Trung bao gồm các tỉnh Quảng Nam, Quảng Ngãi, Bình Định, chọn sơ đồ lưới điện 110kV đầu nối vào 3 trạm biến áp 220kV: Quảng Ngãi, Phù Mỹ và Phước An như hình 3.2. Hệ thống điện tại khu vực này bao gồm các thành phần chính như sau:

- *Trạm biến áp:* Trong khu vực có 3 trạm biến áp cấp điện áp 220kV với tổng công suất lắp đặt là 875 [MVA] và 25 trạm biến áp cấp điện áp 110kV với tổng công suất là 1171 [MVA]. Các thông số kỹ thuật chi tiết được trình bày tại phụ lục 1.1

- *Nguồn thủy điện và điện mặt trời:* Trong khu vực có 9 nhà máy thủy điện với tổng công suất lắp đặt 250 [MW] và 3 nhà máy điện mặt trời với tổng công suất lắp đặt 149,5 [MWp]. Các thông số kỹ thuật chi tiết được trình bày tại phụ lục 1.2
- *Lưới điện 110kV:* Lưới điện 110kV trong khu vực có tổng chiều dài đường dây 702,749[km]. Các thông số đường dây được trình bày trong phụ lục 1.3
Sơ đồ lưới điện 110kV khu vực 2 được thể hiện ở hình 3.2

c) Khu vực 3 (Khu vực Nam miền Trung)

Khu vực Nam miền Trung bao gồm các tỉnh Gia Lai, Kon Tum, chọn sơ đồ lưới điện 110kV đấu nối vào 3 trạm biến áp 220kV: Pleiku, Kon Tum, Chư Sê như hình 3.3. Hệ thống điện tại khu vực này bao gồm các thành phần chính như sau:

- *Trạm biến áp:* Trong khu vực có 3 trạm biến áp cấp điện áp 220kV với tổng công suất lắp đặt là 750 [MVA], 34 trạm biến áp cấp điện áp 110kV với tổng công suất là 1377 [MVA] và có 3 trạm biến áp cấp điện áp 22kV với tổng công suất là 34,2 [MVA] thông số kỹ thuật chi tiết được trình bày tại phụ lục 1.1
- *Nguồn thủy điện và điện mặt trời:* Trong khu vực có 20 nhà máy thủy điện với tổng công suất lắp đặt 393,7 [MW] và 2 nhà máy điện mặt trời với tổng công suất lắp đặt 100 [MWp]. Các thông số kỹ thuật chi tiết được trình bày tại phụ lục 1.2
- *Lưới điện 110kV:* Lưới điện 110kV trong khu vực có tổng chiều dài đường dây 1534,362[km]. Các thông số đường dây được trình bày trong phụ lục 1.3
Sơ đồ lưới điện 110kV khu vực 3 được thể hiện ở hình 3.3

3.1.2. Xác định các chế độ vận hành

Đặc điểm của các nhà máy thủy điện nhỏ là không có hồ chứa hoặc hồ chứa với dung tích nhỏ, trong khi thời tiết khu vực miền Trung thường có mưa lớn về mùa mưa và mùa khô kéo dài thì gần như không mưa. Để nâng cao hiệu quả vận hành thường cho các nhà máy thủy điện phát hết công suất (công suất cực đại) về mùa mưa và mùa khô có thời điểm phải ngừng phát (do không có nước). Đối với điện mặt trời công suất thay đổi nhiều theo mùa và ngay cả trong mùa nắng thì công suất phát cũng thay đổi theo thời gian trong ngày, phát công suất cực đại vào thời gian từ (11-15h) và không phát công suất vào ban đêm. Theo số liệu vận hành của năm 2024, đề tài đã xác định được công suất phát của các nhà máy điện mặt trời như phụ lục 2.1 và được sử dụng trong các tính toán, phân tích ảnh hưởng của điện mặt trời đến chế độ làm việc của lưới điện.

Theo số liệu vận hành từ năm 2020 đến năm 2024 (phụ lục 2.2) cho thấy phụ tải tại các trạm biến áp 110kV trong khu vực cũng thay đổi lớn theo thời gian trong các năm. Do không có số liệu qui hoạch phát triển phụ tải đến năm 2030, đề tài căn cứ theo số liệu phụ tải giai đoạn 2020-2024 và sử dụng phương pháp ngoại suy theo thời gian để tính toán các giá trị phụ tải cực đại, cực tiểu cho giai đoạn 2030 như phụ lục 2.3.

Căn cứ theo số liệu công suất phát của các nhà máy thủy điện, điện mặt trời và các chế độ phụ tải của các trạm biến áp 110kV. Để tính toán, phân tích, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đến các chế độ vận hành của lưới điện, từ đó tính toán đề xuất các giải pháp nâng cao độ an toàn vận hành cho lưới điện 110kV khu vực miền Trung. Đề tài chọn chế độ nặng nề nhất ứng với phụ tải cực đại, trên cơ sở đó thay đổi công suất phát của thủy điện và điện mặt trời hình thành 2 chế độ vận hành cơ bản sau để thực hiện tính toán:

a. Chế độ 1:

Mô tả: Cho các nhà máy thủy điện phát công suất cực đại, phụ tải tại các trạm biến áp 110kV ở chế độ cực đại và cho công suất các nhà máy điện mặt trời thay đổi (100%, 50%, và 0%) công suất phát thực tế, ta có các chế độ sau:

- *Chế độ 1a:* Thủy điện phát công suất cực đại, phụ tải cực đại, điện mặt trời phát 100%
- *Chế độ 1b:* Thủy điện phát công suất cực đại, phụ tải cực đại, điện mặt trời phát 50%
- *Chế độ 1c:* Thủy điện phát công suất cực đại, phụ tải cực đại, điện mặt trời phát 0%

b. Chế độ 2:

Mô tả: Cho các nhà máy thủy điện phát công suất cực tiểu, phụ tải tại các trạm biến áp 110kV ở chế độ cực đại và cho công suất các nhà máy điện mặt trời thay đổi (100%, 50%, và 0%) công suất phát thực tế, ta có các chế độ sau:

- *Chế độ 2a:* Thủy điện phát công suất cực tiểu, phụ tải cực đại, điện mặt trời phát 100%
- *Chế độ 2b:* Thủy điện phát công suất cực tiểu, phụ tải cực đại, điện mặt trời phát 50%
- *Chế độ 2c:* Thủy điện phát công suất cực tiểu, phụ tải cực đại, điện mặt trời phát 0%

Công suất phát của thủy điện, điện mặt trời và chế độ vận hành của phụ tải tại các trạm biến áp 110kV tương ứng với các chế độ vận hành có thể tổng hợp như Bảng 3.1.

Bảng 3.1. Mức công suất nguồn và phụ tải trong các chế độ vận hành

Chế độ	Phụ tải	Nguồn Thủy điện		Nguồn Điện mặt trời		
	Cực đại	Cực đại	Cực tiểu	100%	50%	0%
1a	✓	✓		✓		
1b	✓	✓			✓	
1c	✓	✓				✓
2a	✓		✓	✓		
2b	✓		✓		✓	
2c	✓		✓			✓

Căn cứ theo định hướng các chế độ vận hành trong Bảng 3.1, sơ đồ lưới điện của 3 khu vực và thông số vận hành của lưới điện thu được trong thực tế. Đề tài đã thiết lập thông số vận hành chi tiết cho các chế độ vận hành dùng để tính toán phân tích ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đến các chế độ vận hành của lưới điện 110kV khu vực miền Trung như phụ lục 2.1 và 2.3

3.2. Tính toán, phân tích các chế độ vận hành bình thường

3.2.1. Tính toán theo chế độ 1

3.2.1.1. Khu vực 1

a) Giới thiệu trạng thái sơ đồ và thông số tính toán

– *Trạng thái sơ đồ:*

Các nhà máy thủy điện, nhà máy điện mặt trời, các trạm biến áp phụ tải đều làm việc bình thường, các đường dây, máy biến áp, tụ bù công suất phản kháng có trong sơ đồ đều ở trạng thái đóng.

– *Thông số tính toán:*

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 1 ở chế độ 1 trong phụ lục 2.1.1 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 1 như trong Bảng 3.2:

Bảng 3.2. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 ở chế độ 1

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c				Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
			Công suất phát của Điện mặt trời						Công suất phát của Điện mặt trời		
			100%	50%	0%				100%	50%	0%
1	220kV	220	220.00	220.00	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	108.55	108.71	108.50
6	110kV Dong Hoi 220	110	108.41	108.58	108.35	44	110kV Phong Dien 220	110	109.32	109.47	109.31
7	110kV Dong Hoi 110	110	108.03	108.19	107.93	46	110kV Phong Dien 110	110	108.71	108.84	108.61
10	110kV Ang Son	110	103.54	103.55	102.91	49	110kV Dien Loc	110	108.34	108.36	107.93
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	105.47	105.43	104.76	52	110kV Dong Lam	110	109.59	109.72	109.63
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	103.39	102.85	101.24	55	110kV Rao Trang 3	110	110.79	110.91	110.83
17	110kV Cam Lien	110	103.16	102.71	101.24	58	110kV Alin B1	110	111.00	111.11	111.04
19	110kV Le Thuy	110	104.42	104.15	103.05	61	110kV Alin B2	110	111.02	111.13	111.05
21	110kV Vinh Linh	110	103.65	103.44	102.37	63	110kV Rao Trang 4	110	110.62	110.74	110.66
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	107.49	106.81	105.01	66	110kV Van Xa	110	109.84	109.95	109.84
26	110kV LIG Quang Tri	110	107.31	106.67	105.01	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.32	111.4	111.32
28	110kV Quan Ngang	110	106.70	106.32	105.01	73	110kV Hue 2	110	109.00	109.17	109.20
35	110kV Dong Ha 220	110	109.18	109.34	109.01	80	110kV Hue 220	110	111.30	111.48	111.57
36	110kV Dong Ha 110	110	108.47	108.55	108.07	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.53	111.66	111.67

c) Nhận xét

Qua kết quả tính toán cho thấy trong chế độ 1 có một số nút trong lưới điện khu vực 1 bị rơi ra ngoài vùng cho phép, cụ thể như sau:

- Chế độ 1a:
Điện áp tại các nút 10, 15, 17, 19, 21 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($< 95\%U_{đm}$).
- Chế độ 1b:
Điện áp tại các nút 10, 15, 17, 19, 21 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($< 95\%U_{đm}$).
- Chế độ 1c:
Điện áp tại các nút 10, 15, 17, 19, 21 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($< 95\%U_{đm}$).

3.2.1.2. Khu vực 2

a) Giới thiệu trạng thái sơ đồ và thông số tính toán

- Trạng thái sơ đồ:
Các nhà máy thủy điện, nhà máy điện mặt trời, các trạm biến áp phụ tải đều làm việc bình thường, các đường dây, máy biến áp, tụ bù công suất phản kháng có trong sơ đồ đều ở trạng thái đóng.
- Thông số tính toán:
Thông số vận hành của lưới điện khu vực 2 ở chế độ 1 trong phụ lục 2.1.1 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 2 như trong Bảng 3.3:

Bảng 3.3. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 ở chế độ 1

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c				Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
Công suất phát của Điện mặt trời			Công suất phát của Điện mặt trời								
100%	50%	0%	100%	50%	0%						
1	TC 220kV	220	220.00	220.00	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	110.12	110.22	110.20
4	110kV Quang Ngai 220	110	110.95	111.03	111.08	45	110kV Van Canh	110	109.37	109.47	109.45
7	110kV Dak Re	110	113.47	113.49	113.51	47	110kV An Nhon	110	107.32	107.34	107.15
10	110kV Duc Pho	110	107.58	107.67	107.68	49	110kV Phu Cat	110	106.55	106.46	106.10
12	110kV Tam Quan	110	106.57	106.68	106.67	50	110kV Cat Hiep	110	106.69	106.54	106.10
14	110kV Mo Duc	110	109.82	109.90	109.94	53	110kV My Thanh	110	107.34	107.35	107.11
19	110kV Phu My 220	110	110.75	110.81	110.66	55	110kV Nhon Tan	110	107.76	107.86	107.85
20	110kV Hoai Nhon	110	108.12	108.20	108.14	57	110kV Tay Son	110	106.04	106.15	106.14
22	110kV Vinh Son	110	112.70	112.75	112.70	59	110kV Don Pho	110	106.17	106.28	106.27
25	110kV Vinh Son 5	110	112.16	112.20	112.14	61	110kV An Khe	110	105.83	105.95	105.94
30	110kV Tra Xom	110	111.69	111.74	111.69	66	110kV Dak Srong 2	110	106.06	106.17	106.16
33	110kV Ken Lut Ha	110	110.06	110.14	110.10	70	110kV Dak Srong 2A	110	106.62	106.73	106.72
35	110kV Phu My 110	110	110.51	110.56	110.38	74	110kV Dak Srong	110	107.82	107.93	107.92
39	110kV Dam Tra O	110	110.88	110.78	110.38	78	110kV Dak Re 2	110	113.51	113.54	113.55
40	110kV My Hiep	110	111.19	111.06	110.66						

c) Nhận xét

Qua kết quả tính toán cho thấy trong chế độ 1 điện áp tại tất cả các nút trong lưới điện khu vực 2 nằm trong vùng cho phép ($\pm 5\%U_{dm}$).

3.2.1.3. Khu vực 3

a) Giới thiệu trạng thái sơ đồ và thông số tính toán

– **Trạng thái sơ đồ:**

Các nhà máy thủy điện, nhà máy điện mặt trời, các trạm biến áp phụ tải đều làm việc bình thường, các đường dây, máy biến áp có trong sơ đồ đều ở trạng thái đóng.

– **Thông số tính toán:**

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 3 ở chế độ 1 trong phụ lục 2.1.1 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 3 như trong Bảng 3.4:

Bảng 3.4. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 ở chế độ 1

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c				Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
			Công suất phát của Điện mặt trời						Công suất phát của Điện mặt trời		
			100%	50%	0%				100%	50%	0%
1	220kV	220	220.00	220.00	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.60	108.63	108.64
4	110kV Pleiku 220	110	110.25	110.43	110.53	70	110kV NMTD PleiKan	110	108.85	108.87	108.89
7	110kV Ia Grai	110	105.24	105.52	105.63	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	109.96	109.99	110.01
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.21	111.23	111.25	76	110kV Chu Se 220	110	108.91	109.31	109.43

12	110kV Dục Co	110	103.55	103.90	104.02	79	110kV Dien Hong	110	107.69	107.94	108.04
17	110kV ChuProng	110	107.02	107.42	107.54	86	110kV Chu Se 110	110	108.18	108.57	108.68
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.01	112.03	112.05	93	110kV NMTD H'Mun	110	109.48	109.84	109.95
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.10	111.19	111.24	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	109.76	110.09	110.18
29	110kV Kon Tum	110	110.75	110.78	110.80	97	110kV Chu Puh	110	106.99	107.51	107.45
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.02	110.05	110.06	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	107.04	107.23	106.49
34	110kV NMTD Dak Ne	110	109.86	109.89	109.91	101	110kV AyunPa	110	106.79	106.95	106.14
36	110kV KonPlong	110	108.72	108.75	108.77	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	108.58	107.94	105.78
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.30	109.32	109.34	107	110kV Krong Pa	110	108.27	107.60	105.39
44	110kV Kon Tum 220	110	110.83	110.87	110.89	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	108.57	108.32	106.85
47	110kV Dak Ha	110	110.00	110.03	110.05	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	108.68	108.39	106.84
49	110kV Tan Mai	110	109.86	109.89	109.90	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	108.55	107.88	105.68
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.62	110.65	110.66	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	110.38	110.47	110.51
56	110kV Dak To	110	109.86	109.89	109.91	118	110kV Kon Tum 2	110	110.35	110.44	110.49
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.57	113.59	113.60	122	110kV NMTD Dak Bla	110	111.33	111.41	111.45
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	113.94	113.96	113.97	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.17	109.20	109.21

c) Nhận xét

Qua kết quả tính toán cho thấy trong chế độ 1 có một nút trong lưới điện khu vực 3 bị rơi ra ngoài vùng cho phép, cụ thể như sau:

- Chế độ 1a:
Điện áp tại nút 12 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($<95\%U_{dm}$).
- Chế độ 1b:
Điện áp tại nút 12 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($<95\%U_{dm}$).
- Chế độ 1c:
Điện áp tại nút 12 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($<95\%U_{dm}$).

3.2.2. Tính toán theo chế độ 2

3.2.2.1. Khu vực 1

a) Giới thiệu trạng thái sơ đồ và các thông số vận hành

- Trạng thái sơ đồ:
Các nhà máy thủy điện, nhà máy điện mặt trời, các trạm biến áp phụ tải đều làm việc bình thường, các đường dây, máy biến áp có trong sơ đồ đều ở trạng thái đóng.
- Thông số tính toán:
Thông số vận hành của lưới điện khu vực 1 ở chế độ 2 trong phụ lục 2.1.2 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 1 như trong Bảng 3.5:

Bảng 3.5. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 ở chế độ 2

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]				Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 2a	Chế độ 2b	Chế độ 2c					Chế độ 2a	Chế độ 2b	Chế độ 2c
			Công suất phát của Điện mặt trời							Công suất phát của Điện mặt trời		
			100%	50%	0%					100%	50%	0%
1	220kV	220	220.00	220.00	220.00		39	110kV Dien Sanh	110	108.73	108.86	108.63

6	110kV Dong Hoi 220	110	108.65	108.79	108.54		44	110kV Phong Dien 220	110	109.45	109.57	109.57
7	110kV Dong Hoi 110	110	108.27	108.40	108.12		46	110kV Phong Dien 110	110	108.84	108.94	108.68
10	110kV Ang Son	110	103.86	103.82	103.14		49	110kV Dien Loc	110	108.47	108.46	108.01
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	105.75	105.68	104.98		52	110kV Dong Lam	110	109.53	109.64	109.52
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	103.72	103.14	101.50		55	110kV Rao Trang 3	110	110.49	110.58	110.48
17	110kV Cam Lien	110	103.49	103.00	101.50		58	110kV Alin B1	110	110.66	110.75	110.65
19	110kV Le Thuy	110	104.74	104.43	103.30		61	110kV Alin B2	110	110.67	110.76	110.67
21	110kV Vinh Linh	110	104.03	103.77	102.67		63	110kV Rao Trang 4	110	110.35	110.45	110.35
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	107.87	107.16	105.33		66	110kV Van Xa	110	109.48	109.58	109.45
26	110kV LIG Quang Tri	110	107.68	107.02	105.33		69	110kV NMTD Huong Dien	110	110.89	110.96	110.87
28	110kV Quan Ngang	110	107.08	106.66	105.33		73	110kV Hue 2	110	109.24	109.38	109.38
35	110kV Dong Ha 220	110	109.55	109.68	109.32		80	110kV Hue 220	110	111.70	111.84	111.90
36	110kV Dong Ha 110	110	108.84	108.89	108.39		83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.25	111.35	111.33

c) Nhận xét

Dựa trên kết quả tính toán trình bày trong bảng 3.5 có thể rút ra một số nhận xét về điện áp nút trong ba chế độ vận hành 2a, 2b và 2c như sau:

- Chế độ 2a:
Điện áp tại nút 10, 15, 17, 21 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($< 95\%U_{dm}$).
- Chế độ 2b:
Điện áp tại các nút 10, 15, 17, 19, 21 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($< 95\%U_{dm}$).
- Chế độ 2c:
Điện áp tại các nút 10, 15, 17, 19, 21 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($< 95\%U_{dm}$).

3.2.3.2. Khu vực 2

a) Giới thiệu trạng thái sơ đồ và các thông số tính toán

– Trạng thái sơ đồ:

Các nhà máy thủy điện, nhà máy điện mặt trời, các trạm biến áp phụ tải đều làm việc bình thường, các đường dây, máy biến áp, tụ bù công suất phản kháng có trong sơ đồ đều ở trạng thái đồng.

– Thông số tính toán:

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 2 ở chế độ 2 trong phụ lục 2.1.2 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 2 như trong bảng dưới:

Bảng 3.6. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 ở chế độ 2

Nút số	Tên nút	U _{dm} [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	U _{dm} [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 2a	Chế độ 2b	Chế độ 2c				Chế độ 2a	Chế độ 2b	Chế độ 2c
Công suất phát của Điện mặt trời			Công suất phát của Điện mặt trời								
100%	50%	0%	100%	50%	0%						
1	TC 220kV	220	220.00	220.00	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	110.37	110.43	110.38
4	110kV Quang Ngai 220	110	111.97	112.04	112.07	45	110kV Van Canh	110	109.62	109.68	109.63
7	110kV Dak Re	110	113.03	113.05	113.05	47	110kV An Nhon	110	107.68	107.66	107.43
10	110kV Duc Pho	110	108.44	108.50	108.49	49	110kV Phu Cat	110	106.94	106.81	106.41
12	110kV Tam Quan	110	107.32	107.39	107.35	50	110kV Cat Hiep	110	107.08	106.90	106.41
14	110kV Mo Duc	110	110.82	110.88	110.91	53	110kV My Thanh	110	107.81	107.78	107.50

19	110kV Phu My 220	110	111.26	111.29	111.10	55	110kV Nhon Tan	110	107.67	107.74	107.68
20	110kV Hoai Nhon	110	108.57	108.62	108.53	57	110kV Tay Son	110	105.48	105.55	105.49
22	110kV Vinh Son	110	112.06	112.09	112.02	59	110kV Don Pho	110	105.20	105.27	105.21
25	110kV Vinh Son 5	110	111.61	111.63	111.56	61	110kV An Khe	110	104.27	104.33	104.28
30	110kV Tra Xom	110	110.99	111.03	110.96	66	110kV Dak Srong 2	110	104.44	104.51	104.45
33	110kV Ken Lut Ha	110	109.24	109.29	109.23	70	110kV Dak Srong 2A	110	104.85	104.92	104.86
35	110kV Phu My 110	110	111.02	111.03	110.82	74	110kV Dak Srong	110	105.77	105.84	105.78
39	110kV Dam Tra O	110	111.39	111.25	110.82	78	110kV Dak Re 2	110	113.06	113.07	113.08
40	110kV My Hiep	110	111.70	111.54	111.10						

c) Nhận xét

Dựa trên kết quả tính toán trình bày trong bảng 3.6 có thể rút ra một số nhận xét về điện áp nút trong ba chế độ vận hành 2a, 2b và 2c như sau:

– Chế độ 2a:

Điện áp tại nút 61, 66 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($< 95\%U_{dm}$).

– Chế độ 2b:

Điện áp tại nút 61 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($< 95\%U_{dm}$).

– Chế độ 2c:

Điện áp tại các nút 61, 66 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($< 95\%U_{dm}$).

3.2.3.3. Khu vực 3

a) Giới thiệu trạng thái sơ đồ và các thông số tính toán

– Trạng thái sơ đồ:

Các nhà máy thủy điện, nhà máy điện mặt trời, các trạm biến áp phụ tải đều làm việc bình thường, các đường dây, máy biến áp có trong sơ đồ đều ở trạng thái đóng.

– Các thông số vận hành:

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 3 ở chế độ 2 trong phụ lục 2.1.2 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 3 như trong bảng dưới:

Bảng 3.7. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 ở chế độ 2

Nút số	Tên nút	U _{dm} [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	U _{dm} [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c				Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
			Công suất phát của Điện mặt trời						Công suất phát của Điện mặt trời		
			100%	50%	0%				100%	50%	0%
1	220kV	220	220.00	220.00	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.88	108.90	108.91
4	110kV Pleiku 220	110	110.93	111.06	111.04	70	110kV NMTD PleiKan	110	109.08	109.10	109.10
7	110kV Ia Grai	110	105.94	106.12	105.99	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.37	110.39	110.40
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.14	111.15	111.16	76	110kV Chu Se 220	110	109.51	109.74	109.49
12	110kV Duc Co	110	104.24	104.46	104.28	79	110kV Dien Hong	110	108.38	108.54	108.47
17	110kV ChuProng	110	107.64	107.88	107.65	86	110kV Chu Se 110	110	108.62	108.85	108.60
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.20	112.22	112.22	93	110kV NMTD H'Mun	110	109.53	109.74	109.51
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.30	111.37	111.36	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	109.64	109.83	109.62
29	110kV Kon Tum	110	111.31	111.33	111.34	97	110kV Chu Puh	110	107.52	107.74	106.95
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.22	110.24	110.25	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	106.90	106.70	104.80

34	110kV NMTD Dak Ne	110	110.02	110.04	110.05	101	110kV AyunPa	110	106.63	106.39	104.38
36	110kV KonPlong	110	108.73	108.75	108.76	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	108.08	107.06	103.39
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.06	109.07	109.08	107	110kV Krong Pa	110	107.77	106.72	102.99
44	110kV Kon Tum 220	110	111.41	111.43	111.44	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	108.09	107.47	104.53
47	110kV Dak Ha	110	110.52	110.54	110.55	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	108.18	107.52	104.48
49	110kV Tan Mai	110	110.29	110.31	110.32	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	108.04	107.01	103.28
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.75	110.77	110.78	117	Nút Tram Cat NMTD Dak Doa	110	110.75	110.82	110.81
56	110kV Dak To	110	110.29	110.31	110.32	118	110kV Kon Tum 2	110	110.73	110.80	110.79
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.02	113.03	113.04	122	110kV NMTD Dak Bla	110	111.43	111.49	111.48
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	113.29	113.30	113.31	125	110kV Thuong Kon Tum	110	108.99	109.00	109.01

c) Nhận xét

Dựa trên kết quả tính toán trình bày trong bảng 3.7 có thể rút ra một số nhận xét về điện áp nút trong ba chế độ vận hành 2a, 2b và 2c như sau:

- Chế độ 2a:
Điện áp tại nút 12 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($<95\%U_{dm}$).
- Chế độ 2b:
Điện áp tại nút 12 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($<95\%U_{dm}$).
- Chế độ 2c:
Điện áp tại nút 12, 101, 105, 107, 110, 114, thấp hơn giới hạn điện áp cho phép ($<95\%U_{dm}$).

3.2.4. Đánh giá chung

Qua tính toán, phân tích hai chế độ vận hành điển hình có thể rút ra một số đánh giá tổng quát về ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến thông số chế độ (điện áp) của lưới điện 110kV khu vực miền Trung như sau:

- Khi cho các nhà máy thủy điện phát công suất cực đại, phụ tải các trạm biến áp 110kV vận hành cực đại và công suất phát của điện mặt trời thay đổi theo thời gian trong ngày với 3 mức (100%, 50%, 0%) công suất thực tế. Kết quả tính toán cho thấy điện áp hầu hết các nút đều nằm trong giới hạn cho phép, chỉ có một số nút rơi ra ngoài vùng cho phép, cụ thể:
 - + Ở khu vực 1, một số nút (như nút 10, 15, 17, 19, 21) điện áp thấp hơn giới hạn cho phép, đặc biệt khi công suất phát điện mặt trời giảm xuống 0% (chế độ 1c).
 - + Ở khu vực 2, tất cả các nút đều duy trì điện áp ổn định trong cả ba chế độ phát công suất của điện mặt trời.
 - + Ở khu vực 3, có một số nút bị thấp áp nhẹ (ví dụ: nút 12) khi giảm công suất điện mặt trời, nhưng nhìn chung điện áp vẫn duy trì trong phạm vi cho phép.
 - + Qua đó cho thấy trong khu vực này chế độ vận hành của các nguồn điện mặt trời ảnh hưởng đến chất lượng điện áp.
- Khi cho các nhà máy thủy điện phát công suất cực tiểu, phụ tải các trạm biến áp 110kV vận hành cực đại và công suất phát của điện mặt trời thay đổi theo thời gian trong ngày với 3 mức (100%, 50%, 0%) công suất thực tế. Kết quả tính toán cho thấy điện áp của nhiều nút rơi ra ngoài vùng cho phép, cụ thể:
 - + Ở khu vực 1, một số nút như 10, 15, 17, 21 điện áp thấp hơn giới hạn cho phép, đặc biệt khi điện mặt trời không phát công suất (chế độ 2c).
 - + Ở khu vực 2, điện áp tại nút 61, 66 giảm xuống dưới giới hạn cho phép, đặc biệt khi điện mặt trời không phát công suất (chế độ 2c).

- + Ở khu vực 3, một số nút như 12, 101, 105, 107, 110, 114 điện áp thấp hơn giới hạn cho phép, đặc biệt khi điện mặt trời không phát công suất (chế độ 2c).
- + Qua đó cho thấy khi thủy điện phát công suất cực tiểu, vào những thời điểm không có nguồn phát của điện mặt trời, phụ tải phải nhận điện từ hệ thống dẫn đến điện áp cuối đường dây thấp hơn giới hạn cho phép.
- Trong chế độ vận hành bình thường của lưới điện, qua 2 chế độ vận hành cho thấy sự thay đổi công suất phát của thủy điện và điện mặt trời sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến điện áp vận hành của lưới điện 110kV khu vực miền Trung. Điện áp tại một số nút phụ tải thấp giới hạn cho phép ở hai chế độ. Do đó đề tài cần phải tính toán, đề xuất giải pháp đảm bảo giữ ổn định điện áp nằm trong giới hạn cho phép khi thay đổi chế độ vận hành. (sẽ được trình bày trong mục 3.4)

3.3. Tính toán, phân tích các chế độ sự cố N-1

Trên cơ sở các chế độ vận hành ở chế độ làm việc bình thường đã được xác định trong mục 3.1.2, tiếp tục tính toán đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đến lưới điện 110kV khu vực miền Trung trong trường hợp có xảy ra sự cố N-1. Qua tính toán các trường hợp sự cố N-1 ứng với các chế độ làm việc của lưới điện, kết quả cho thấy khi có sự tham gia phát công suất của các nguồn điện mặt trời (các chế độ 1a, 2a) thì điện áp của nhiều nút thấp hơn giới hạn cho phép, có trường hợp dẫn đến mất ổn định hệ thống. Dưới đây là một số trường hợp nguy hiểm mà đề tài đã thực hiện tính toán, phân tích.

3.3.1. Tính toán theo chế độ 1a

3.3.1.1. Khu vực 1

a) Các trường hợp sự cố:

Theo sơ đồ lưới điện 110kV khu vực 1 đang vận hành ở chế độ 1a, lần lượt xét 2 trường hợp sự cố N-1 là: sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 6-10 (L₆₋₁₀) và sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 28-36 (L₂₈₋₃₆).

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 1 ở chế độ 1a trong phụ lục 2.1.1 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 1 khi có sự cố N-1 như trong Bảng 3.8.

Bảng 3.8. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 khi có sự cố N-1

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1		Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1	
			Đường dây L ₆₋₁₀	Đường dây L ₂₈₋₃₆				Đường dây L ₆₋₁₀	Đường dây L ₂₈₋₃₆
			Điện áp tại các nút [kV]					Điện áp tại các nút [kV]	
1	220kV	220	220.00	Không hội tụ	39	110kV Dien Sanh	110	107.34	Không hội tụ
6	110kV Dong Hoi 220	110	110.09		44	110kV Phong Dien 220	110	108.38	
7	110kV Dong Hoi 110	110	109.69		46	110kV Phong Dien 110	110	107.76	
10	110kV Ang Son	110	84.50		49	110kV Dien Loc	110	107.38	
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	106.63		52	110kV Dong Lam	110	108.92	
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	103.95		55	110kV Rao Trang 3	110	110.25	
17	110kV Cam Lien	110	103.72		58	110kV Alin B1	110	110.47	
19	110kV Le Thuy	110	104.96		61	110kV Alin B2	110	110.49	
21	110kV Vinh Linh	110	93.00		63	110kV Rao Trang 4	110	110.07	
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	102.40		66	110kV Van Xa	110	109.19	
26	110kV LIG Quang Tri	110	102.23		69	110kV NMTD Huong Dien	110	110.83	

28	110kV Quan Ngang	110	101.61		73	110kV Hue 2	110	108.61	
35	110kV Dong Ha 220	110	107.31		80	110kV Hue 220	110	111.10	
36	110kV Dong Ha 110	110	106.24		83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.21	

c) Nhận xét

Qua kết quả tính toán cho thấy lưới điện 110kV khu vực 1 đang vận hành ở chế độ 1a, khi sự cố đường dây L₆₋₁₀ thì điện áp tại các nút 10, 15, 17, 21, 23, 26, 28 thấp hơn giới hạn cho phép và khi sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ thì hệ thống mất ổn định (bài toán không hội tụ).

3.3.1.2. Khu vực 2

a) Các trường hợp sự cố:

Theo sơ đồ lưới điện 110kV khu vực 2 đang vận hành ở chế độ 1a, lần lượt xét 2 trường hợp sự cố N-1 là: sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 25-30 (L₂₅₋₃₀) và sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 44-55 (L₄₄₋₅₅).

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 2 ở chế độ 1a trong phụ lục 2.1.1 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 2 khi có sự cố N-1 như trong Bảng 3.9.

Bảng 3.9. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 khi có sự cố N-1

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1		Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1	
			Đường dây L ₂₅₋₃₀	Đường dây L ₄₄₋₅₅				Đường dây L ₂₅₋₃₀	Đường dây L ₄₄₋₅₅
			Điện áp tại các nút [kV]					Điện áp tại các nút [kV]	
1	TC 220kV	220	220.00	Không hội tụ	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	109.76	Không hội tụ
4	110kV Quang Ngai 220	110	110.95		45	110kV Van Canh	110	109.01	
7	110kV Dak Re	110	113.47		47	110kV An Nhon	110	107.04	
10	110kV Duc Pho	110	107.63		49	110kV Phu Cat	110	106.30	
12	110kV Tam Quan	110	106.65		50	110kV Cat Hiep	110	106.44	
14	110kV Mo Duc	110	109.83		53	110kV My Thanh	110	107.27	
19	110kV Phu My 220	110	110.79		55	110kV Nhon Tan	110	106.91	
20	110kV Hoai Nhon	110	108.26		57	110kV Tay Son	110	104.42	
22	110kV Vinh Son	110	113.29		59	110kV Don Pho	110	103.85	
25	110kV Vinh Son 5	110	113.07		61	110kV An Khe	110	103.47	
30	110kV Tra Xom	110	107.08		66	110kV Dak Srong 2	110	103.70	
33	110kV Ken Lut Ha	110	106.23		70	110kV Dak Srong 2A	110	104.27	
35	110kV Phu My 110	110	110.54		74	110kV Dak Srong	110	105.49	
39	110kV Dam Tra O	110	110.91		78	110kV Dak Re 2	110	113.51	
40	110kV My Hiep	110	111.23						

c) Nhận xét

Qua kết quả tính toán cho thấy lưới điện 110kV khu vực 2 đang vận hành ở chế độ 1a, khi sự cố đường dây L₂₅₋₃₀ thì điện áp tại các nút 57, 59, 61, 66, 70 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép và khi sự cố đường dây L₄₄₋₅₅ thì hệ thống mất ổn định (bài toán không hội tụ).

3.3.1.3. Khu vực 3

a) Các trường hợp sự cố:

Theo sơ đồ lưới điện 110kV khu vực 3 đang vận hành ở chế độ 1a, lần lượt xét 2 trường hợp sự cố N-1 là: sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 4-7 (L₄₋₇) và sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 76-17 (L₇₆₋₁₇)

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 3 ở chế độ 1a trong phụ lục 2.1.1 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 3 khi có sự cố N-1 như trong Bảng 3.10.

Bảng 3.10. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 khi có sự cố N-1

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1		Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1	
			Đường dây L ₄₋₇	Đường dây L ₇₆₋₁₇				Đường dây L ₄₋₇	Đường dây L ₇₆₋₁₇
			Điện áp tại các nút [kV]					Điện áp tại các nút [kV]	
1	220kV	220	220.00	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.66	108.59
4	110kV Pleiku 220	110	111.17	110.15	70	110kV NMTD PleiKan	110	108.91	108.84
7	110kV Ia Grai	110	91.86	104.80	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.03	109.95
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.26	111.20	76	110kV Chu Se 220	110	106.87	108.91
12	110kV Duc Co	110	93.82	102.89	79	110kV Dien Hong	110	107.97	107.61
17	110kV ChuProng	110	103.25	106.13	86	110kV Chu Se 110	110	106.17	108.18
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.07	112.00	93	110kV NMTD H'Mun	110	107.63	109.48
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.56	111.05	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	108.06	109.75
29	110kV Kon Tum	110	110.83	110.74	97	110kV Chu Puh	110	105.05	106.99
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.09	110.01	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	105.33	107.04
34	110kV NMTD Dak Ne	110	109.93	109.85	101	110kV AyunPa	110	105.11	106.79
36	110kV KonPlong	110	108.79	108.72	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	107.24	108.58
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.35	109.30	107	110kV Krong Pa	110	106.93	108.27
44	110kV Kon Tum 220	110	110.91	110.82	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	107.21	108.57
47	110kV Dak Ha	110.00	110.07	109.99	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110.00	107.36	108.68
49	110kV Tân Mai	110.00	109.92	109.85	114	110kV NMDMT Krong Pa	110.00	107.21	108.55
51	110kV NMTD Dak Psi5	110.00	110.68	110.62	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110.00	110.84	110.33
56	110kV Dak To	110.00	109.93	109.85	118	110kV Kon Tum 2	110.00	110.81	110.30
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110.00	113.61	113.57	122	110kV NMTD Dak Bla	110.00	111.72	111.29
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110.00	113.98	113.94	125	110kV Thuong Kon Tum	110.00	109.23	109.17

c) Nhận xét

Qua kết quả tính toán cho thấy lưới điện 110kV khu vực 3 đang vận hành ở chế độ 1a, khi sự cố đường dây (L_{4-7}) thì điện áp tại các nút 7, 12, 17, thấp hơn giới hạn cho phép và khi sự cố đường dây (L_{76-17}) thì điện áp tại nút 12 thấp hơn giới hạn cho phép.

3.3.2. Tính toán theo chế độ 2a

3.3.2.1. Khu vực 1

a) Các trường hợp sự cố

Theo sơ đồ lưới điện 110kV khu vực 1 đang vận hành ở chế độ 2a, lần lượt xét 2 trường hợp sự cố N-1 là: sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 6-10 (L_{6-10}) và sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 28-36 (L_{28-36}).

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 1 ở chế độ 2a trong phụ lục 2.1.2 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 1 khi có sự cố N-1 như trong Bảng 3.11.

Bảng 3.11. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 khi có sự cố N-1

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1		Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1	
			Đường dây L ₆₋₁₀	Đường dây L ₂₈₋₃₆				Đường dây L ₆₋₁₀	Đường dây L ₂₈₋₃₆
			Điện áp tại các nút [kV]					Điện áp tại các nút [kV]	
1	220kV	220	220.00	Không hội tụ	39	110kV Dien Sanh	110	107.54	Không hội tụ
6	110kV Dong Hoi 220	110	110.25		44	110kV Phong Dien 220	110	108.51	
7	110kV Dong Hoi 110	110	109.84		46	110kV Phong Dien 110	110	107.90	
10	110kV Ang Son	110	85.20		49	110kV Dien Loc	110	107.52	
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	106.84		52	110kV Dong Lam	110	108.85	
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	104.22		55	110kV Rao Trang 3	110	109.92	
17	110kV Cam Lien	110	103.99		58	110kV Alin B1	110	110.10	
19	110kV Le Thuy	110	105.23		61	110kV Alin B2	110	110.11	
21	110kV Vinh Linh	110	93.58		63	110kV Rao Trang 4	110	109.77	
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	102.88		66	110kV Van Xa	110	108.84	
26	110kV LIG Quang Tri	110	102.70		69	110kV NMTD Huong Dien	110	110.40	
28	110kV Quan Ngang	110	102.09		73	110kV Hue 2	110	108.85	
35	110kV Dong Ha 220	110	107.72		80	110kV Hue 220	110	111.49	
36	110kV Dong Ha 110	110	106.66		83	110kV NMTD Binh Dien	110	110.92	

c) Nhận xét

Qua kết quả tính toán cho thấy lưới điện 110kV khu vực 1 đang vận hành ở chế độ 2a, khi sự cố đường dây L₆₋₁₀ thì điện áp tại các nút 10, 15, 17, 21, 23, 26, 28 thấp hơn giới hạn cho phép và khi sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ thì hệ thống mất ổn định (bài toán không hội tụ).

3.3.2.2. Khu vực 2

a) Các trường hợp sự cố:

Theo sơ đồ lưới điện 110kV khu vực 2 đang vận hành ở chế độ 2a, lần lượt xét 2 trường hợp sự cố N-1 là: sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 25-30 (L₂₅₋₃₀) và sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 44-55 (L₄₄₋₅₅).

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 2 ở chế độ 2a trong phụ lục 2.1.2 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 2 khi có sự cố N-1 như trong Bảng 3.12.

Bảng 3.12. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 khi có sự cố N-1

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1		Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Sự cố N-1	
			Đường dây L ₂₅₋₃₀	Đường dây L ₄₄₋₅₅				Đường dây L ₂₅₋₃₀	Đường dây L ₄₄₋₅₅
			Điện áp tại các nút [kV]					Điện áp tại các nút [kV]	
1	TC 220kV	220	220.00	Không hội tụ	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	109.71	Không hội tụ
4	110kV Quang Ngai 220	110	111.97		45	110kV Van Canh	110	108.95	
7	110kV Dak Re	110	113.03		47	110kV An Nhon	110	107.16	
10	110kV Duc Pho	110	108.51		49	110kV Phu Cat	110	106.48	
12	110kV Tam Quan	110	107.43		50	110kV Cat Hiep	110	106.62	
14	110kV Mo Duc	110	110.83		53	110kV My Thanh	110	107.65	
19	110kV Phu My 220	110	111.29		55	110kV Nhon Tan	110	106.15	
20	110kV Hoai Nhon	110	108.77		57	110kV Tay Son	110	102.68	
22	110kV Vinh Son	110	112.84		59	110kV Don Pho	110	101.34	
25	110kV Vinh Son 5	110	112.81		61	110kV An Khe	110	100.31	

30	110kV Tra Xom	110	103.83			66	110kV Dak Srong 2	110	100.49	
33	110kV Ken Lut Ha	110	103.18			70	110kV Dak Srong 2A	110	100.92	
35	110kV Phu My 110	110	111.03			74	110kV Dak Srong	110	101.86	
39	110kV Dam Tra O	110	111.40			78	110kV Dak Re 2	110	113.05	
40	110kV My Hiep	110	111.73							

c) Nhận xét

Qua kết quả tính toán cho thấy lưới điện 110kV khu vực 2 đang vận hành ở chế độ 2a, khi sự cố đường dây L₂₅₋₃₀ thì điện áp tại các nút 30, 33, 57, 59, 61, 66, 70, 74 thấp hơn giới hạn điện áp cho phép và khi sự cố đường dây L₄₄₋₅₅ thì hệ thống mất ổn định (bài toán không hội tụ).

3.3.2.3. Khu vực 3

a) Các trường hợp sự cố

Theo sơ đồ lưới điện 110kV khu vực 3 đang vận hành ở chế độ 2a, lần lượt xét 2 trường hợp sự cố N-1 là: sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 4-7 (L₄₋₇) và sự cố đường dây 110kV nối giữa 2 nút 76-17 (L₇₆₋₁₇)

Thông số vận hành của lưới điện khu vực 3 ở chế độ 2a trong phụ lục 2.1.2 và 2.3

b) Kết quả tính toán các thông số chế độ

Theo kết quả tính toán từ phần mềm Conus ta có được kết quả điện áp tại các nút 110kV trong sơ đồ lưới điện khu vực 3 khi có sự cố N-1 như trong Bảng 3.13.

Bảng 3.13. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 khi có sự cố N-1

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Sự cố N-1			Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Sự cố N-1	
			Đường dây L ₄₋₇	Đường dây L ₇₆₋₁₇					Đường dây L ₄₋₇	Đường dây L ₇₆₋₁₇
			Điện áp tại các nút [kV]						Điện áp tại các nút [kV]	
1	220kV	220	220.00	220.00		68	110kV Bo Y	110	108.95	108.87
4	110kV Pleiku 220	110	111.85	110.84		70	110kV NMTD PleiKan	110	109.15	109.07
7	110kV Ia Grai	110	92.63	105.50		72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.43	110.36
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.19	111.13		76	110kV Chu Se 220	110	107.45	109.51
12	110kV Duc Co	110	94.57	103.60		79	110kV Dien Hong	110	108.65	108.30
17	110kV ChuProng	110	103.88	106.77		86	110kV Chu Se 110	110	106.60	108.62
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.26	112.19		93	110kV NMTD H'Mun	110	107.66	109.53
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.75	111.25		95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	107.93	109.64
29	110kV Kon Tum	110	111.39	111.30		97	110kV Chu Puh	110	105.56	107.52
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.29	110.21		99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	105.13	106.90
34	110kV NMTD Dak Ne	110	110.09	110.01		101	110kV AyunPa	110	104.88	106.63
36	110kV KonPlong	110	108.79	108.72		105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	106.63	108.08
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.11	109.05		107	110kV Krong Pa	110	106.31	107.77
44	110kV Kon Tum 220	110	111.49	111.40		108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	106.64	108.09
47	110kV Dak Ha	110.00	110.59	110.51		110	110kV NMTD Daksrong 3B	110.00	106.75	108.18
49	110kV Tan Mai	110.00	110.36	110.28		114	110kV NMDMT Krong Pa	110.00	106.60	108.05
51	110kV NMTD Dak Psi5	110.00	110.81	110.74		117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110.00	111.21	110.70
56	110kV Dak To	110.00	110.36	110.28		118	110kV Kon Tum 2	110.00	111.18	110.69
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110.00	113.06	113.02		122	110kV NMTD Dak Bla	110.00	111.82	111.39
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110.00	113.33	113.29		125	110kV Thuong Kon Tum	110.00	109.04	108.98

c) *Nhận xét*

Qua kết quả tính toán cho thấy lưới điện 110kV khu vực 3 đang vận hành ở chế độ 2a, khi sự cố đường dây (L_{4-7}) thì điện áp tại các nút 7, 12, 17, thấp hơn giới hạn cho phép và khi sự cố đường dây (L_{76-17}) thì điện áp tại nút 12 thấp hơn giới hạn cho phép.

3.3.3. Đánh giá chung

Qua tính toán, phân tích các trường hợp sự cố N-1 điển hình trong các chế độ vận hành 1a và 2a, kết quả cho thấy khi xảy ra sự cố N-1 trong thời điểm nguồn điện mặt trời đang phát công suất cực đại thì điện áp tại nhiều nút giảm thấp hơn giới hạn cho phép, có trường hợp còn dẫn đến mất ổn định hệ thống.

- Khi cho các nhà máy thủy điện phát công suất cực đại, phụ tải các trạm biến áp 110kV vận hành cực đại và công suất phát của điện mặt trời đạt mức công suất cực đại thực tế. Khi có sự cố N-1 trên các sơ đồ lưới điện 110kV, kết quả tính toán cho thấy có sự biến động lớn về thông số điện áp tại các nút, cụ thể:
 - + Trong sơ đồ lưới điện ở khu vực 1, khi sự cố đường dây L_{6-10} dẫn đến hiện tượng sụt áp đáng kể tại các nút 10, 15, 17, 21, 23, 26, 28 điện áp giảm xuống dưới giới hạn cho phép ($< 95\%U_{dm}$). Đặc biệt nghiêm trọng là trường hợp sự cố đường dây L_{28-36} đã làm mất ổn định hệ thống.
 - + Trong sơ đồ lưới điện ở khu vực 2, khi sự cố đường dây L_{25-30} điện áp tại các nút 57, 59, 61, 66, 70 giảm thấp hơn giới hạn cho phép ($< 95\%U_{dm}$), và khi sự cố đường dây L_{44-55} cũng dẫn đến tình trạng mất ổn định hệ thống.
 - + Trong sơ đồ lưới điện ở khu vực 3, khi sự cố đường dây L_{4-7} đã làm cho điện áp các nút 7, 12, 17 giảm thấp hơn điện áp cho phép và khi sự cố đường dây L_{17-76} thì điện áp nút 12 thấp hơn giới hạn cho phép.
 - + Qua đó cho thấy trong chế độ này khi có sự cố đường dây L_{28-36} trong khu vực 1 hoặc sự cố đường dây L_{44-45} trong khu vực 2 thì sẽ dẫn đến sụp đổ điện áp và bảo vệ role điện áp thấp sẽ tác động có thể dẫn đến mất điện trong phạm vi rộng.
- Trong các trường hợp có sự cố N-1 trên lưới điện khi hệ thống đang vận hành trong 2 chế độ 1a, 2a tương ứng với nguồn điện mặt trời đang phát công suất cực đại. Kết quả tính toán cho thấy công suất phát của các nhà máy thủy điện có ảnh hưởng lớn chất lượng điện áp trong lưới điện 110kV khu vực miền Trung, điện áp các nút phụ tải giảm thấp khi có sự cố đường dây N-1, có trường hợp còn dẫn đến mất ổn định hệ thống. Do đó đề tài cần phải tính toán, đề xuất giải pháp đảm bảo giữ ổn định điện áp nằm trong giới hạn cho phép khi có sự cố trong lưới điện và xác định các chế độ vận hành cho phép kiểm tra, bảo dưỡng đường dây (sẽ trình bày trong mục 3.4).

3.4. Tính toán, đề xuất giải pháp nâng cao độ an toàn vận hành cho lưới điện

3.4.2. Trường hợp vận hành ở chế độ làm việc bình thường

3.4.1.1. Khu vực 1

a) *Xác định các chế độ có điện áp rơi ra ngoài vùng cho phép*

Qua kết quả tính toán phân tích các chế độ vận hành bình thường trong mục 3.2 cho thấy khi chế độ vận hành của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời thay đổi đã dẫn đến điện áp tại một số nút trên lưới điện 110kV Khu vực 1 nằm ngoài giới hạn cho phép như trong Bảng 3.13.

Bảng 3.14. Tình trạng lưới điện Khu vực 1 ở các chế độ vận hành bình thường

Chế độ vận hành		Các nút có điện áp vượt giới hạn cho phép
Chế độ 1	Chế độ 1a	10, 15, 17, 19, 21
	Chế độ 1b	10, 15, 17, 19, 21
	Chế độ 1c	10, 15, 17, 19, 21
Chế độ 2	Chế độ 2a	10, 15, 17, 21
	Chế độ 2b	10, 15, 17, 19, 21
	Chế độ 2c	10, 15, 17, 19, 21

b) Đề xuất giải pháp đảm bảo an toàn vận hành cho lưới điện

Để cải thiện chất lượng điện áp cho lưới điện khi chế độ vận hành thay đổi, đề tài đề xuất giải pháp lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng. Ở từng chế độ vận hành, lần lượt thực hiện lắp đặt thiết bị bù tại các nút có điện áp rơi ra ngoài vùng cho phép và điều chỉnh công suất bù để đưa điện áp tất cả các nút của lưới điện nằm trong giới hạn cho phép. Kết quả tính toán đã chọn được 2 vị trí lắp đặt mạng lại hiệu quả cao nhất (dung lượng bù thấp nhất) đó là nút 19 và nút 21.

c) Kết quả tính toán

– Chế độ 1: Trong lưới điện Khu vực 1, tại nút 19 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C19} = 30$ [MVar] và tại nút 21 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C21} = 30$ [MVar]. Khi phụ tải và công suất phát của các nhà máy thủy điện ở chế độ cực đại, cho công suất phát điện mặt trời thay đổi thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.15.

Bảng 3.15. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 ở chế độ 1 sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c				Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
			Công suất phát của Điện mặt trời						Công suất phát của Điện mặt trời		
			100%	50%	0%				100%	50%	0%
1	220kV	220	220.00	220.00	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	109.30	109.43	109.23
6	110kV Dong Hoi 220	110	110.07	110.22	110.01	44	110kV Phong Dien 220	110	109.91	110.04	109.88
7	110kV Dong Hoi 110	110	109.75	109.88	109.65	46	110kV Phong Dien 110	110	109.31	109.41	109.19
10	110kV Ang Son	110	106.42	106.39	105.78	49	110kV Dien Loc	110	108.94	108.94	108.51
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	107.97	107.89	107.27	52	110kV Dong Lam	110	110.00	110.13	110.04
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	106.83	106.24	104.71	55	110kV Rao Trang 3	110	111.14	111.24	111.17
17	110kV Cam Lien	110	106.60	106.10	104.71	58	110kV Alin B1	110	111.34	111.44	111.36
19	110kV Le Thuy	110	107.77	107.46	106.43	61	110kV Alin B2	110	111.35	111.45	111.38
21	110kV Vinh Linh	110	107.80	107.55	106.53	63	110kV Rao Trang 4	110	110.98	111.08	111.01
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	109.77	109.04	107.28	66	110kV Van Xa	110	110.24	110.34	110.24
26	110kV LIG Quang Tri	110	109.58	108.90	107.28	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.62	111.70	111.62
28	110kV Quan Ngang	110	108.99	108.55	107.28	73	110kV Hue 2	110	109.26	109.43	109.45
35	110kV Dong Ha 220	110	110.32	110.44	110.12	80	110kV Hue 220	110	111.45	111.62	111.71
36	110kV Dong Ha 110	110	109.79	109.84	109.38	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.75	111.87	111.88

– Chế độ 2: Tương tự trong lưới điện ở Khu vực 1, tại nút 19 lắp tụ bù có dung lượng bằng $Q_{C19} = 30$ [MVar] và tại nút 21 lắp tụ bù có dung lượng bằng $Q_{C21} = 60$ [MVar]. Khi phụ tải và

công suất phát của các nhà máy thủy điện ở chế độ cực đại, cho công suất phát điện mặt trời thay đổi thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.16.

Bảng 3.16. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 1 ở chế độ 2 sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 2a	Chế độ 2b	Chế độ 2c				Chế độ 2a	Chế độ 2b	Chế độ 2c
			Công suất phát của Điện mặt trời						Công suất phát của Điện mặt trời		
			100%	50%	0%				100%	50%	0%
1	220kV	220	220.00	220.00	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	109.95	109.95	109.82
6	110kV Dong Hoi 220	110	111.01	111.12	110.89	44	110kV Phong Dien 220	110	110.41	110.05	110.32
7	110kV Dong Hoi 110	110	110.69	110.79	110.53	46	110kV Phong Dien 110	110	109.81	110.51	109.63
10	110kV Ang Son	110	108.62	107.90	107.90	49	110kV Dien Loc	110	109.44	109.88	108.96
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	108.99	108.87	108.23	52	110kV Dong Lam	110	110.21	109.41	110.19
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	107.94	107.30	105.76	55	110kV Rao Trang 3	110	111.05	110.30	111.03
17	110kV Cam Lien	110	107.72	107.16	105.76	58	110kV Alin B1	110	111.20	111.13	111.19
19	110kV Le Thuy	110	108.86	108.50	107.45	61	110kV Alin B2	110	111.21	111.28	111.20
21	110kV Vinh Linh	110	111.42	111.10	110.08	63	110kV Rao Trang 4	110	110.93	111.29	110.91
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	111.79	110.99	109.22	66	110kV Van Xa	110	110.34	111.01	110.10
26	110kV LIG Quang Tri	110	111.60	110.86	109.23	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.39	110.22	111.36
28	110kV Quan Ngang	110	111.00	110.51	109.23	73	110kV Hue 2	110	109.67	111.45	109.79
35	110kV Dong Ha 220	110	111.39	111.47	111.12	80	110kV Hue 220	110	111.94	109.80	112.14
36	110kV Dong Ha 110	110	110.99	110.99	110.51	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.60	112.08	111.67

d) Kết luận

Qua kết quả tính toán cho thấy ở 2 chế độ dung lượng bù tại nút 19 đều là 30 [MVar], còn tại nút 21 ở chế độ 1 dung lượng bù là 30 [MVar], trong chế độ 2 dung lượng bù là 60 [MVar]. Để đảm bảo điều chỉnh dung lượng bù phù hợp theo từng chế độ vận hành, đề tài đề xuất trong lưới điện 110kV khu vực 1 tại nút 19 lắp đặt 1 tụ bù dung lượng $Q_{C19} = 30$ [MVar] và tại nút 21 lắp đặt 2 tụ bù $Q_{C21a} = 30$ [MVar] và $Q_{C21b} = 30$ [MVar].

Trong quá trình vận hành thực tế, điều khiển đóng cắt các thiết bị bù như sau:

- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 1 thì 2 tụ bù Q_{C19} và Q_{C21a} ở trạng thái đóng và Q_{C21b} ở trạng thái cắt.
- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 2 thì cả 3 tụ bù Q_{C19} , Q_{C21a} và Q_{C21b} đều ở trạng thái đóng.

3.4.1.2 Khu vực 2

a) Xác định các chế độ có điện áp rơi ra ngoài vùng cho phép

Qua kết quả tính toán phân tích các chế độ vận hành bình thường trong mục 3.2 cho thấy khi chế độ vận hành của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời thay đổi đã dẫn đến điện áp tại một số nút trên lưới điện 110kV Khu vực 2 nằm ngoài giới hạn cho phép như trong Bảng 3.17

Bảng 3.17. Tình trạng lưới điện Khu vực 2 ở các chế độ vận hành bình thường

Chế độ vận hành		Các nút có điện áp vượt giới hạn cho phép
Chế độ 1	Chế độ 1a	Không có
	Chế độ 1b	
	Chế độ 1c	
Chế độ 2	Chế độ 2a	61, 66
	Chế độ 2b	61
	Chế độ 2c	61, 66

b) Đề xuất giải pháp xử lý

Để cải thiện chất lượng điện áp cho lưới điện khi chế độ vận hành thay đổi, đề tài đề xuất giải pháp lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng. Ở từng chế độ vận hành, đề tài thực hiện cắt 2 tụ bù hiện có trên lưới tại nút 20 và 35 đồng thời lắp đặt thiết bị bù tại nút 59 và điều chỉnh công suất bù để đưa điện áp tất cả các nút của lưới điện nằm trong giới hạn cho phép.

c) Kết quả tính toán

– **Chế độ 1:** Trong lưới điện Khu vực 2, cắt tụ bù hiện có tại nút 20 và 35. Khi phụ tải và công suất phát của các nhà máy thủy điện ở chế độ cực đại, cho công suất phát điện mặt trời thay đổi thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.18.

Bảng 3.18. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 ở chế độ 1 sau khi cắt bù

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
Công suất phát của Điện mặt trời					
100%	50%	0%			
1	TC 220kV	220	220.00	220.00	220.00
4	110kV Quang Ngai 220	110	110.71	110.80	110.84
7	110kV Dak Re	110	113.40	113.43	113.44
10	110kV Duc Pho	110	107.08	107.17	107.18
12	110kV Tam Quan	110	105.89	106.00	105.99
14	110kV Mo Duc	110	109.53	109.62	109.66
19	110kV Phu My 220	110	110.02	110.09	109.94
20	110kV Hoai Nhon	110	107.16	107.25	107.19
22	110kV Vinh Son	110	112.31	112.36	112.31
25	110kV Vinh Son 5	110	111.77	111.82	111.76
30	110kV Tra Xom	110	111.32	111.38	111.33
33	110kV Ken Lut Ha	110	109.72	109.80	109.76
35	110kV Phu My 110	110	109.72	109.77	109.59
39	110kV Dam Tra O	110	110.08	109.99	109.59
40	110kV My Hiep	110	110.46	110.35	109.94

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
Công suất phát của Điện mặt trời					
100%	50%	0%			
44	110kV T1 Phuoc An 220	110	109.92	110.02	110.00
45	110kV Van Canh	110	109.16	109.26	109.24
47	110kV An Nhon	110	106.94	106.96	106.77
49	110kV Phu Cat	110	106.25	106.03	105.66
50	110kV Cat Hiep	110	106.25	106.11	105.66
53	110kV My Thanh	110	106.72	106.73	106.49
55	110kV Nhon Tan	110	107.53	107.63	107.61
57	110kV Tay Son	110	105.77	105.88	105.87
59	110kV Don Pho	110	105.86	105.98	105.97
61	110kV An Khe	110	105.53	105.64	105.63
66	110kV Dak Srong 2	110	105.75	105.87	105.86
70	110kV Dak Srong 2A	110	106.31	106.43	106.41
74	110kV Dak Srong	110	107.52	107.63	107.62
78	110kV Dak Re 2	110	113.45	113.47	113.48

– **Chế độ 2:** Trong lưới điện Khu vực 2, tại nút 59 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C59} = 10$ [MVar]. Khi phụ tải ở chế độ cực đại và công suất phát của các nhà máy thủy điện ở chế độ cực tiểu, cho công suất phát điện mặt trời thay đổi thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.19.

Bảng 3.19. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 2 ở chế độ 2 sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 2a	Chế độ 2b	Chế độ 2c				Chế độ 2a	Chế độ 2b	Chế độ 2c
			Công suất phát của Điện mặt trời						Công suất phát của Điện mặt trời		
			100%	50%	0%				100%	50%	0%
1	TC 220kV	220	220.00	220.00	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	110.41	110.47	110.42
4	110kV Quang Ngai 220	110	111.77	111.83	111.86	45	110kV Van Canh	110	109.66	109.72	109.67
7	110kV Dak Re	110	112.97	112.99	113.00	47	110kV An Nhon	110	107.51	107.50	107.27
10	110kV Duc Pho	110	108.00	108.07	108.05	49	110kV Phu Cat	110	106.71	106.59	106.19
12	110kV Tam Quan	110	106.72	106.79	106.76	50	110kV Cat Hiep	110	106.85	106.67	106.19
14	110kV Mo Duc	110	110.57	110.64	110.66	53	110kV My Thanh	110	107.35	107.33	107.05
19	110kV Phu My 220	110	110.66	110.69	110.50	55	110kV Nhon Tan	110	107.91	107.98	107.92
20	110kV Hoai Nhon	110	107.73	107.79	107.70	57	110kV Tay Son	110	106.05	106.12	106.06
22	110kV Vinh Son	110	111.86	111.88	111.82	59	110kV Don Pho	110	106.07	106.14	106.08
25	110kV Vinh Son 5	110	111.49	111.52	111.44	61	110kV An Khe	110	105.15	105.22	105.17
30	110kV Tra Xom	110	111.01	111.05	110.98	66	110kV Dak Srong 2	110	105.32	105.39	105.34
33	110kV Ken Lut Ha	110	109.54	109.58	109.52	70	110kV Dak Srong 2A	110	105.73	105.80	105.75
35	110kV Phu My 110	110	110.35	110.37	110.16	74	110kV Dak Srong	110	106.65	106.72	106.66
39	110kV Dam Tra O	110	110.72	110.59	110.16	78	110kV Dak Re 2	110	113.00	113.02	113.02
40	110kV My Hiep	110	111.10	110.94	110.51						

d) Kết luận

Qua kết quả tính toán cho thấy ở 2 chế độ đều cắt bù tại nút 20 và 35 còn chế độ 2 thì đặt bù tại nút 59 với dung lượng 10 [MVar]. Để đảm bảo điều chỉnh dung lượng bù phù hợp theo từng chế độ vận hành, đề tài đề xuất trong lưới điện 110kV khu vực 2 không lắp đặt thiết bị bù tại nút 20 và 35 như hiện tại, tại nút 59 lắp đặt 1 tụ bù dung lượng $Q_{C59a} = 10$ [MVar].

Trong quá trình vận hành thực tế, điều khiển đóng cắt các thiết bị bù như sau:

- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 1 thì tụ bù Q_{C59a} ở trạng thái cắt.
- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 2 thì tụ bù Q_{C59a} ở trạng thái đóng.

3.4.1.3. Khu vực 3

a) Xác định các chế độ có điện áp rơi ra ngoài vùng cho phép

Qua kết quả tính toán phân tích các chế độ vận hành bình thường trong mục 3.2 cho thấy khi chế độ vận hành của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời thay đổi đã dẫn đến điện áp tại một số nút trên lưới điện 110kV Khu vực 3 nằm ngoài giới hạn cho phép như trong Bảng 3.20

Bảng 3.20. Tình trạng lưới điện Khu vực 3 ở các chế độ vận hành bình thường

Chế độ vận hành		Các nút có điện áp vượt giới hạn cho phép
Chế độ 1	Chế độ 1a	12
	Chế độ 1b	12
	Chế độ 1c	12
Chế độ 2	Chế độ 2a	12
	Chế độ 2b	12
	Chế độ 2c	12, 101, 105, 107, 110, 114

b) Đề xuất giải pháp đảm bảo an toàn vận hành cho lưới điện

Để cải thiện chất lượng điện áp cho lưới điện khi chế độ vận hành thay đổi, đề tài đề xuất giải pháp lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng. Ở từng chế độ vận hành, lần lượt thực hiện lắp đặt thiết bị bù tại các nút có điện áp rơi ra ngoài vùng cho phép và điều chỉnh công suất bù để đưa điện áp tất cả các nút của lưới điện nằm trong giới hạn cho phép. Kết quả tính toán đã chọn được 2 vị trí lắp đặt mạng lại hiệu quả cao nhất (dung lượng bù thấp nhất) đó là nút 12 và nút 107.

c) Kết quả tính toán

– Chế độ 1: Trong lưới điện Khu vực 3, tại nút 12 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C12} = 10$ [MVar]. Khi phụ tải và công suất phát của các nhà máy thủy điện ở chế độ cực đại, cho công suất phát điện mặt trời thay đổi thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.21.

Bảng 3.21. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 ở chế độ 1 sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c				Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
			Công suất phát của Điện mặt trời						Công suất phát của Điện mặt trời		
			100%	50%	0%				100%	50%	0%
1	220kV	220	220.00	220.00	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.62	108.65	108.67
4	110kV Pleiku 220	110	110.49	110.67	110.78	70	110kV NMTD PleiKan	110	108.87	108.90	108.92
7	110kV Ia Grai	110	106.05	106.32	106.44	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	109.99	110.01	110.03
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.23	111.25	111.27	76	110kV Chu Se 220	110	109.23	109.62	109.76
12	110kV Duc Co	110	104.72	105.06	105.19	79	110kV Dien Hong	110	107.96	108.20	108.32
17	110kV ChuProng	110	107.51	107.90	108.05	86	110kV Chu Se 110	110	108.49	108.87	109.00
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.03	112.06	112.07	93	110kV NMTD H'Mun	110	109.77	110.11	110.21
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.22	111.31	111.36	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	110.02	110.33	110.43
29	110kV Kon Tum	110	110.78	110.81	110.83	97	110kV Chu Puh	110	107.27	107.78	107.78
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.04	110.07	110.09	99	110kV NMND Ba Mia Gia Lai	110	107.26	107.43	106.81
34	110kV NMTD Dak Ne	110	109.89	109.91	109.93	101	110kV AyunPa	110	107.01	107.15	106.46
36	110kV KonPlong	110	108.75	108.77	108.79	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	108.76	108.09	106.07
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.32	109.34	109.35	107	110kV Krong Pa	110	108.45	107.76	105.68
44	110kV Kon Tum 220	110	110.86	110.89	110.92	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	108.74	108.48	107.14
47	110kV Dak Ha	110	110.03	110.06	110.08	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	108.85	108.54	107.12
49	110kV Tan Mai	110	109.88	109.91	109.93	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	108.72	108.04	105.97
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.65	110.67	110.69	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	110.50	110.59	110.64
56	110kV Dak To	110	109.89	109.91	109.93	118	110kV Kon Tum 2	110	110.47	110.56	110.61
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.59	113.60	113.61	122	110kV NMTD Dak Bla	110	111.44	111.51	111.55
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	113.96	113.97	113.98	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.19	109.21	109.23

– Chế độ 2: Tương tự trong lưới điện Khu vực 3, tại nút 12 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C12} = 10$ [MVar] và tại nút 107 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C107} = 10$ [MVar]. Khi phụ tải và công suất phát của các nhà máy thủy điện ở chế độ cực đại, cho công suất phát điện mặt trời thay đổi thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.22.

Bảng 3.22. Điện áp tại các nút 110kV của khu vực 3 ở chế độ 2 sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]			Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]		
			Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c				Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
			Công suất phát của Điện mặt trời						Công suất phát của Điện mặt trời		
			100%	50%	0%				100%	50%	0%
1	220kV	220	220.00	220.00	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.91	108.93	108.95
4	110kV Pleiku 220	110	111.25	111.38	111.43	70	110kV NMTD PleiKan	110	109.11	109.13	109.14
7	110kV Ia Grai	110	106.90	107.06	107.08	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.4	110.42	110.43
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.16	111.18	111.19	76	110kV Chu Se 220	110	110.06	110.28	110.26
12	110kV Duc Co	110	105.60	105.80	105.81	79	110kV Dien Hong	110	108.76	108.92	108.96
17	110kV ChuProng	110	108.37	108.59	108.58	86	110kV Chu Se 110	110	109.16	109.37	109.35
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.23	112.25	112.26	93	110kV NMTD H'Mun	110	110.03	110.20	110.18
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.46	111.53	111.56	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	110.10	110.26	110.24
29	110kV Kon Tum	110	111.35	111.37	111.39	97	110kV Chu Puh	110	108.31	108.52	108.21
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.25	110.27	110.29	99	110kV NMND Ba Mia Gia Lai	110	108.01	107.78	106.75
34	110kV NMTD Dak Ne	110	110.05	110.07	110.09	101	110kV AyunPa	110	107.80	107.54	106.43
36	110kV KonPlong	110	108.76	108.78	108.79	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	110.55	109.46	107.00
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.08	109.10	109.11	107	110kV Krong Pa	110	110.48	109.36	106.85
44	110kV Kon Tum 220	110	111.44	111.47	111.49	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	109.79	109.12	107.36
47	110kV Dak Ha	110	110.55	110.57	110.59	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	109.97	109.26	107.42
49	110kV Tan Mai	110	110.32	110.34	110.36	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	110.58	109.46	106.96
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.78	110.80	110.81	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	110.91	110.98	111.01
56	110kV Dak To	110	110.33	110.35	110.36	118	110kV Kon Tum 2	110	110.89	110.96	110.99
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.04	113.05	113.06	122	110kV NMTD Dak Bla	110	111.57	111.62	111.65
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	113.31	113.32	113.33	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.01	109.03	109.04

d) Kết luận

Qua kết quả tính toán cho thấy ở 2 chế độ dung lượng bù tại nút 12 đều là 10 [MVar], còn tại nút 107 ở chế độ 1 dung lượng bù là 0 [MVar], trong chế độ 2 dung lượng bù là 10 [MVar]. Để đảm bảo điều chỉnh dung lượng bù phù hợp theo từng chế độ vận hành, đề tài đề xuất trong lưới điện 110kV khu vực 3 tại nút 12 lắp đặt 1 tụ bù dung lượng $Q_{C12} = 10$ [MVar] và tại nút 107 lắp đặt 1 tụ bù $Q_{C107} = 10$ [MVar].

Trong quá trình vận hành thực tế, điều khiển đóng cắt các thiết bị bù như sau:

- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 1 thì tụ bù Q_{C12} ở trạng thái đóng và Q_{C107} ở trạng thái cắt.
- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 2 thì cả 2 tụ bù Q_{C12} và Q_{C107} đều ở trạng thái đóng.

3.4.3. Trường hợp vận hành ở chế độ sự cố N-1

3.4.2.1. Khu vực 1

3.4.2.1.1. Xác định các chế độ có điện áp rơi ra ngoài vùng cho phép

Qua kết quả tính toán phân tích các chế độ vận hành khi trong lưới điện có xảy ra sự cố N-1 trong mục 3.3 cho thấy khi phụ tải, công suất phát các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đang vận hành cực đại, nếu có sự cố đường dây L₆₋₁₀ thì điện áp tại một số nút trên lưới điện

nằm ngoài giới hạn cho phép và sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ thì hệ thống mất ổn định, kết quả cụ thể như trong Bảng 3.23

Bảng 3.23. Tình trạng lưới điện khu vực 1 khi có sự cố N-1

Chế độ vận hành	Sự cố đường dây	Các nút có điện áp vượt giới hạn cho phép
Chế độ 1a	6-10	10, 15, 17, 21, 23, 26, 28
	28-36	Hệ thống không ổn định
Chế độ 2a	6-10	10, 15, 17, 21, 23, 26, 28
	28-36	Hệ thống không ổn định

3.4.2.1.2. Đề xuất giải pháp đảm bảo an toàn vận hành cho lưới điện

1. Giải pháp lắp đặt thiết bị bù

a) Phương pháp thực hiện

Để cải thiện chất lượng điện áp cho lưới điện khi có sự cố N-1, bằng cách tương tự chế độ vận hành bình thường, đề tài cũng sử dụng giải pháp lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng. Tiếp tục sử dụng 2 vị trí lắp đặt thiết bị bù là nút 19 và nút 21, ở từng trường hợp sự cố điều chỉnh công suất bù để đưa điện áp tất cả các nút của lưới điện nằm trong giới hạn cho phép.

b) Kết quả tính toán

– *Chế độ 1a:* Trong lưới điện Khu vực 1, tại nút 19 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C19} = 30[\text{MVar}]$ và tại nút 21 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C21} = 90 [\text{MVar}]$.

+ Khi phụ tải, công suất phát của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời cực đại, nếu bị sự cố đường dây L₆₋₁₀ thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.24.

Bảng 3.24. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L₆₋₁₀ sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	109.71
6	110kV Dong Hoi 220	110	110.39	44	110kV Phong Dien 220	110	110.25
7	110kV Dong Hoi 110	110	110.00	46	110kV Phong Dien 110	110	109.65
10	110kV Ang Son	110	105.01	49	110kV Dien Loc	110	109.28
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	107.23	52	110kV Dong Lam	110	110.25
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	104.88	55	110kV Rao Trang 3	110	111.34
17	110kV Cam Lien	110	104.66	58	110kV Alin B1	110	111.53
19	110kV Le Thuy	110	105.87	61	110kV Alin B2	110	111.54
21	110kV Vinh Linh	110	111.16	63	110kV Rao Trang 4	110	111.18
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	111.29	66	110kV Van Xa	110	110.47
26	110kV LIG Quang Tri	110	111.10	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.80
28	110kV Quan Ngang	110	110.51	73	110kV Hue 2	110	109.43
35	110kV Dong Ha 220	110	110.91	80	110kV Hue 220	110	111.57
36	110kV Dong Ha 110	110	110.45	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.89

- + Khi phụ tải, công suất phát của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời cực đại, nếu bị sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.25.

Bảng 3.24. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	109.89
6	110kV Dong Hoi 220	110	109.87	44	110kV Phong Dien 220	110	110.39
7	110kV Dong Hoi 110	110	109.56	46	110kV Phong Dien 110	110	109.79
10	110kV Ang Son	110	106.36	49	110kV Dien Loc	110	109.43
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	107.95	52	110kV Dong Lam	110	110.36
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	107.02	55	110kV Rao Trang 3	110	111.43
17	110kV Cam Lien	110	106.79	58	110kV Alin B1	110	111.62
19	110kV Le Thuy	110	107.95	61	110kV Alin B2	110	111.63
21	110kV Vinh Linh	110	108.13	63	110kV Rao Trang 4	110	111.27
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	108.18	66	110kV Van Xa	110	110.57
26	110kV LIG Quang Tri	110	108.00	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.88
28	110kV Quan Ngang	110	107.40	73	110kV Hue 2	110	109.51
35	110kV Dong Ha 220	110	111.17	80	110kV Hue 220	110	111.62
36	110kV Dong Ha 110	110	110.75	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.95

– **Chế độ 2a:** Trong lưới điện Khu vực 1, tại nút 21 lắp tụ bù có dung lượng Q_{C21}= 90 [MVar].

- + Khi công suất phát của các nhà máy thủy điện cực tiểu, phụ tải và công suất phát điện mặt trời cực đại, nếu bị sự cố đường dây L₆₋₁₀ thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.26.

Bảng 3.26. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L₆₋₁₀ sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	109.90
6	110kV Dong Hoi 220	110	110.54	44	110kV Phong Dien 220	110	110.39
7	110kV Dong Hoi 110	110	110.16	46	110kV Phong Dien 110	110	109.79
10	110kV Ang Son	110	105.45	49	110kV Dien Loc	110	109.42
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	107.43	52	110kV Dong Lam	110	110.20
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	105.14	55	110kV Rao Trang 3	110	111.04
17	110kV Cam Lien	110	104.91	58	110kV Alin B1	110	111.20
19	110kV Le Thuy	110	106.12	61	110kV Alin B2	110	111.21
21	110kV Vinh Linh	110	111.56	63	110kV Rao Trang 4	110	110.92
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	111.68	66	110kV Van Xa	110	110.14
26	110kV LIG Quang Tri	110	111.49	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.38
28	110kV Quan Ngang	110	110.90	73	110kV Hue 2	110	109.68
35	110kV Dong Ha 220	110	111.29	80	110kV Hue 220	110	111.97
36	110kV Dong Ha 110	110	110.83	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.61

- + Khi công suất phát của các nhà máy thủy điện cực tiểu, phụ tải và công suất phát điện mặt trời cực đại, nếu bị sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.27.

Bảng 3.27. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	U _{dm} (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	U _{dm} (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	110.07
6	110kV Dong Hoi 220	110	110.45	44	110kV Phong Dien 220	110	110.51
7	110kV Dong Hoi 110	110	110.07	46	110kV Phong Dien 110	110	109.91
10	110kV Ang Son	110	109.35	49	110kV Dien Loc	110	109.55
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	107.40	52	110kV Dong Lam	110	110.28
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	105.19	55	110kV Rao Trang 3	110	111.11
17	110kV Cam Lien	110	104.96	58	110kV Alin B1	110	111.26
19	110kV Le Thuy	110	106.17	61	110kV Alin B2	110	111.27
21	110kV Vinh Linh	110	113.70	63	110kV Rao Trang 4	110	110.99
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	112.69	66	110kV Van Xa	110	110.22
26	110kV LIG Quang Tri	110	112.49	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.45
28	110kV Quan Ngang	110	111.90	73	110kV Hue 2	110	109.71
35	110kV Dong Ha 220	110	111.58	80	110kV Hue 220	110	111.97
36	110kV Dong Ha 110	110	111.21	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.64

c) Kết luận

Qua kết quả tính toán cho thấy ở chế độ 1a khi có sự cố N-1 thì dung lượng bù tại nút 19 là 30 [MVar] và tại nút 21 là 90 [MVar], ở chế độ 2a thì chỉ cần đặt thiết bị bù tại nút 21 với dung lượng bù là 90 [MVar]. Vậy để đảm bảo an toàn vận hành khi có sự cố N-1, đề tài đề xuất tại nút 21 lắp đặt thêm 1 tụ bù Q_{C21c} = 30 [MVar].

Trong quá trình vận hành thực tế, điều khiển đóng cắt các thiết bị bù như sau:

- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 1a, nếu có sự cố N-1 (đường dây L₆₋₁₀ hoặc L₂₈₋₃₆) thì 4 tụ bù Q_{C19}, Q_{C21a}, Q_{C21b}, Q_{C21c} ở trạng thái đóng.
- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 2a, nếu có sự cố N-1 (đường dây L₆₋₁₀ hoặc L₂₈₋₃₆) thì tụ bù Q_{C21a}, Q_{C21b}, Q_{C21c} ở trạng thái đóng và tụ bù Q_{C19} ở trạng thái cắt.

Thời gian xử lý sự cố hoặc bảo trì, bảo dưỡng đường dây thường ngắn cho nên giải pháp lắp đặt thiết bị bù để đảm bảo chất lượng điện năng là không kinh tế. Cho nên trong thực tế để đảm bảo chất lượng điện năng trong các trường hợp phải cắt điện đường dây thường sử dụng giải pháp quản lý vận hành, tức là sa thải bớt phụ tải khi xảy ra sự cố và chọn thời điểm bảo dưỡng đường dây theo chế độ vận hành của lưới điện.

2. Giải pháp quản lý, vận hành lưới điện

a) Sa thải bớt phụ tải khi có sự cố

α. Phương pháp thực hiện

Khi có sự cố N-1 dẫn đến phải cắt đường dây thì tính toán sa thải bớt phụ tải để đảm bảo điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép.

β. Kết quả tính toán

- **Chế độ 1a:** Trong lưới điện Khu vực 1, tại nút 19 lắp tụ bù có dung lượng Q_{C19}=30 [MVar] và tại nút 21 lắp tụ bù có dung lượng Q_{C21} = 30 [MVar].

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L₆₋₁₀ thì tiến hành cắt bớt các phụ tải 11 công suất 22,5 [MVA] và 12 công suất 22,5 [MVA], kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.28.

Bảng 3.28. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L₆₋₁₀ sau khi sa thải phụ tải 11,12

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	109.29
6	110kV Dong Hoi 220	110	108.93	44	110kV Phong Dien 220	110	109.90
7	110kV Dong Hoi 110	110	108.62	46	110kV Phong Dien 110	110	109.30
10	110kV Ang Son	110	106.00	49	110kV Dien Loc	110	108.93
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	109.20	52	110kV Dong Lam	110	109.99
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	107.88	55	110kV Rao Trang 3	110	111.13
17	110kV Cam Lien	110	107.65	58	110kV Alin B1	110	111.33
19	110kV Le Thuy	110	109.20	61	110kV Alin B2	110	111.34
21	110kV Vinh Linh	110	107.65	63	110kV Rao Trang 4	110	110.97
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	109.74	66	110kV Van Xa	110	110.23
26	110kV LIG Quang Tri	110	109.55	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.62
28	110kV Quan Ngang	110	108.95	73	110kV Hue 2	110	109.24
35	110kV Dong Ha 220	110	110.32	80	110kV Hue 220	110	111.43
36	110kV Dong Ha 110	110	109.82	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.74

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L₂₈₋₃₆ thì tiến hành cắt bớt phụ tải 29 công suất 22,5[MVA] và phụ tải 30 công suất 22,5 [MVA], kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.29.

Bảng 3.28. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ sau khi sa thải phụ tải 28

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	109.81
6	110kV Dong Hoi 220	110	108.93	44	110kV Phong Dien 220	110	110.32
7	110kV Dong Hoi 110	110	108.62	46	110kV Phong Dien 110	110	109.73
10	110kV Ang Son	110	104.95	49	110kV Dien Loc	110	109.36
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	107.09	52	110kV Dong Lam	110	110.31
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	106.27	55	110kV Rao Trang 3	110	111.39
17	110kV Cam Lien	110	106.04	58	110kV Alin B1	110	111.58
19	110kV Le Thuy	110	107.22	61	110kV Alin B2	110	111.59
21	110kV Vinh Linh	110	107.10	63	110kV Rao Trang 4	110	111.23
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	110.42	66	110kV Van Xa	110	110.53
26	110kV LIG Quang Tri	110	110.23	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.84
28	110kV Quan Ngang	110	109.63	73	110kV Hue 2	110	109.47
35	110kV Dong Ha 220	110	111.05	80	110kV Hue 220	110	111.60
36	110kV Dong Ha 110	110	110.62	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.92

- **Chế độ 2a:** Trong lưới điện Khu vực 1, tại nút 19 lắp tụ bù có dung lượng Q_{C19} = 30 [MVar] và tại nút 21 lắp tụ bù có dung lượng Q_{C21} = 60 [MVar].

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L₆₋₁₀ thì tiến hành cắt bớt các phụ tải 11 công suất bằng 22,5 [MVA], kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.30.

Bảng 3.29. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L₆₋₁₀ sau khi sa thải phụ tải

11

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	109.98
6	110kV Dong Hoi 220	110	111.75	44	110kV Phong Dien 220	110	110.43
7	110kV Dong Hoi 110	110	111.43	46	110kV Phong Dien 110	110	109.84
10	110kV Ang Son	110	108.39	49	110kV Dien Loc	110	109.47
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	109.65	52	110kV Dong Lam	110	110.23
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	108.52	55	110kV Rao Trang 3	110	111.07
17	110kV Cam Lien	110	108.29	58	110kV Alin B1	110	111.22
19	110kV Le Thuy	110	109.20	61	110kV Alin B2	110	111.23
21	110kV Vinh Linh	110	111.32	63	110kV Rao Trang 4	110	110.95
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	111.78	66	110kV Van Xa	110	110.17
26	110kV LIG Quang Tri	110	111.59	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.41
28	110kV Quan Ngang	110	111.00	73	110kV Hue 2	110	109.68
35	110kV Dong Ha 220	110	111.44	80	110kV Hue 220	110	111.95
36	110kV Dong Ha 110	110	111.04	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.61

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L₂₈₋₃₆ thì không cần sa thải phụ tải, kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.31.

Bảng 3.30. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ sau khi sa thải phụ tải

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	110.08
6	110kV Dong Hoi 220	110	111.75	44	110kV Phong Dien 220	110	110.52
7	110kV Dong Hoi 110	110	111.43	46	110kV Phong Dien 110	110	109.93
10	110kV Ang Son	110	108.39	49	110kV Dien Loc	110	109.93
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	109.65	52	110kV Dong Lam	110	110.30
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	107.88	55	110kV Rao Trang 3	110	111.12
17	110kV Cam Lien	110	107.04	58	110kV Alin B1	110	111.28
19	110kV Le Thuy	110	108.19	61	110kV Alin B2	110	111.29
21	110kV Vinh Linh	110	111.32	63	110kV Rao Trang 4	110	111.00
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	108.40	66	110kV Van Xa	110	110.23
26	110kV LIG Quang Tri	110	108.21	69	110kV NMTD Huong Dien	110	111.46
28	110kV Quan Ngang	110	107.61	73	110kV Hue 2	110	109.75
35	110kV Dong Ha 220	110	111.54	80	110kV Hue 220	110	112.01
36	110kV Dong Ha 110	110	111.12	83	110kV NMTD Binh Dien	110	111.66

b) Chọn chế độ vận hành của lưới điện

α. Phương pháp thực hiện

Khi cần kiểm tra, bảo dưỡng đường dây định kỳ thì phải chọn thời điểm có chế độ vận hành của lưới điện sao cho khi cắt đường dây thì điện áp tất cả các nút trên lưới điện vẫn đảm bảo nằm trong giới hạn cho phép.

β . Kết quả tính toán

- + Khi thực hiện bảo dưỡng đường dây L₆₋₁₀ thì chọn thời điểm chế độ vận hành của lưới điện tương ứng với *phụ tải cực tiểu, công suất phát của các nhà máy thủy điện cực đại và công suất phát của điện mặt trời bằng không (ban đêm)*, kết quả tính toán cho thấy điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.32.

Bảng 3.32. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L₆₋₁₀ ở chế độ phụ tải cực tiểu.

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	110.08
6	110kV Dong Hoi 220	110	114.50	44	110kV Phong Dien 220	110	110.52
7	110kV Dong Hoi 110	110	114.37	46	110kV Phong Dien 110	110	112.87
10	110kV Ang Son	110	109.07	49	110kV Dien Loc	110	109.56
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	113.84	52	110kV Dong Lam	110	113.21
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	113.31	55	110kV Rao Trang 3	110	113.76
17	110kV Cam Lien	110	113.31	58	110kV Alin B1	110	113.89
19	110kV Le Thuy	110	108.19	61	110kV Alin B2	110	113.89
21	110kV Vinh Linh	110	111.74	63	110kV Rao Trang 4	110	111.00
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	112.16	66	110kV Van Xa	110	113.50
26	110kV LIG Quang Tri	110	112.16	69	110kV NMTD Huong Dien	110	114.10
28	110kV Quan Ngang	110	112.16	73	110kV Hue 2	110	112.75
35	110kV Dong Ha 220	110	113.42	80	110kV Hue 220	110	113.64
36	110kV Dong Ha 110	110	113.14	83	110kV NMTD Binh Dien	110	113.96

- + Khi thực hiện bảo dưỡng đường dây L₂₈₋₃₆ thì chọn thời điểm chế độ vận hành của lưới điện tương ứng với *phụ tải cực tiểu, công suất phát của các nhà máy thủy điện cực đại và công suất phát của điện mặt trời bằng không (ban đêm)*, kết quả tính toán cho thấy điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.33.

Bảng 3.33. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L₂₈₋₃₆ ở chế độ phụ tải cực tiểu.

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	39	110kV Dien Sanh	110	113.09
6	110kV Dong Hoi 220	110	113.99	44	110kV Phong Dien 220	110	113.27
7	110kV Dong Hoi 110	110	113.87	46	110kV Phong Dien 110	110	112.97
10	110kV Ang Son	110	111.12	49	110kV Dien Loc	110	112.66
13	110kV Tay Bac Quan Hau	110	113.47	52	110kV Dong Lam	110	113.26
15	110kV DOHWA Le Thuy	110	113.06	55	110kV Rao Trang 3	110	113.81
17	110kV Cam Lien	110	113.06	58	110kV Alin B1	110	113.93
19	110kV Le Thuy	110	113.75	61	110kV Alin B2	110	113.93
21	110kV Vinh Linh	110	111.74	63	110kV Rao Trang 4	110	113.72
23	110kV Gio Thanh 1,2	110	112.16	66	110kV Van Xa	110	113.56
26	110kV LIG Quang Tri	110	112.16	69	110kV NMTD Huong Dien	110	114.14
28	110kV Quan Ngang	110	112.16	73	110kV Hue 2	110	112.73
35	110kV Dong Ha 220	110	113.73	80	110kV Hue 220	110	113.59
36	110kV Dong Ha 110	110	113.58	83	110kV NMTD Binh Dien	110	113.95

3.4.2.2 Khu vực 2

3.4.2.2.1 Xác định chế độ sự cố có điện áp rơi ra ngoài vùng cho phép

Qua kết quả tính toán phân tích các chế độ vận hành khi trong lưới điện có xảy ra sự cố N-1 trong mục 3.3 cho thấy khi phụ tải, công suất phát các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đang vận hành cực đại, nếu có sự cố đường dây L25-30 thì điện áp tại một số nút trên lưới điện nằm ngoài giới hạn cho phép và sự cố đường dây L44-55 thì hệ thống mất ổn định, kết quả cụ thể như trong Bảng 3.34.

Bảng 3.34. Tình trạng lưới điện khu vực 2 khi có sự cố N-1

Chế độ vận hành	Sự cố	Các nút có điện áp vượt giới hạn cho phép
Chế độ 1a	L_{25-30}	57, 59, 61, 66, 70
	L_{44-55}	Hệ thống mất ổn định
Chế độ 2a	L_{25-30}	30, 33, 57, 59, 61, 66, 70, 74
	L_{44-55}	Hệ thống mất ổn định

3.4.2.2.2 Đề xuất giải pháp đảm bảo an toàn vận hành cho lưới điện

1. Giải pháp lắp đặt thiết bị bù

a) Phương pháp thực hiện

Để cải thiện chất lượng điện áp cho lưới điện khi có sự cố N-1, bằng cách tương tự chế độ vận hành bình thường, đề tài cũng sử dụng giải pháp lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng. Tiếp tục sử dụng vị trí lắp đặt thiết bị bù là nút 59, ở từng trường hợp sự cố điều chỉnh công suất bù để đưa điện áp tất cả các nút của lưới điện nằm trong giới hạn cho phép.

b) Kết quả tính toán

– Chế độ 1a:

- + Khi lắp tụ bù tại nút 59 có dung lượng $Q_{C59} = 10$ [MVar] nếu bị sự cố đường dây L_{25-30} thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.34.

Bảng 3.35. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L_{25-30} sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	110.00
4	110kV Quang Ngai 220	110	110.72	45	110kV Van Canh	110	109.24
7	110kV Dak Re	110	113.41	47	110kV An Nhon	110	107.02
10	110kV Duc Pho	110	107.15	49	110kV Phu Cat	110	106.20
12	110kV Tam Quan	110	106.00	50	110kV Cat Hiep	110	106.34
14	110kV Mo Duc	110	109.55	53	110kV My Thanh	110	106.85
19	110kV Phu My 220	110	110.16	55	110kV Nhon Tan	110	107.57
20	110kV Hoai Nhon	110	107.36	57	110kV Tay Son	110	105.76
22	110kV Vinh Son	110	112.89	59	110kV Don Pho	110	105.79
25	110kV Vinh Son 5	110	112.66	61	110kV An Khe	110	105.45
30	110kV Tra Xom	110	108.98	66	110kV Dak Srong 2	110	105.68
33	110kV Ken Lut Ha	110	108.14	70	110kV Dak Srong 2A	110	106.24
35	110kV Phu My 110	110	109.85	74	110kV Dak Srong	110	107.44
39	110kV Dam Tra O	110	110.22	78	110kV Dak Re 2	110	113.45
40	110kV My Hiep	110	110.60				

- + Khi lắp tụ bù tại nút 59 có dung lượng $Q_{C59} = 110$ [MVar] nếu bị sự cố đường dây L_{44-55} thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.36.

Bảng 3.36. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L_{44-55} sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	112.19
4	110kV Quang Ngai 220	110	111.04	45	110kV Van Canh	110	111.45
7	110kV Dak Re	110	113.50	47	110kV An Nhon	110	109.01
10	110kV Duc Pho	110	107.66	49	110kV Phu Cat	110	108.11
12	110kV Tam Quan	110	106.65	50	110kV Cat Hiep	110	108.25
14	110kV Mo Duc	110	109.91	53	110kV My Thanh	110	108.23
19	110kV Phu My 220	110	111.15	55	110kV Nhon Tan	110	105.07
20	110kV Hoai Nhon	110	108.14	57	110kV Tay Son	110	107.30
22	110kV Vinh Son	110	113.33	59	110kV Don Pho	110	111.15
25	110kV Vinh Son 5	110	113.13	61	110kV An Khe	110	110.61
30	110kV Tra Xom	110	112.99	66	110kV Dak Srong 2	110	110.81
33	110kV Ken Lut Ha	110	112.30	70	110kV Dak Srong 2A	110	111.28
35	110kV Phu My 110	110	110.88	74	110kV Dak Srong	110	112.11
39	110kV Dam Tra O	110	111.24	78	110kV Dak Re 2	110	113.54
40	110kV My Hiep	110	111.59				

– *Chế độ 2a:*

- + Khi lắp tụ bù tại nút 59 có dung lượng $Q_{C59} = 30$ [MVar] nếu bị sự cố đường dây L_{25-30} thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.37.

Bảng 3.37. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L_{25-30} sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	110.73
4	110kV Quang Ngai 220	110	111.80	45	110kV Van Canh	110	110.00
7	110kV Dak Re	110	113.00	47	110kV An Nhon	110	107.80
10	110kV Duc Pho	110	108.21	49	110kV Phu Cat	110	107.02
12	110kV Tam Quan	110	107.01	50	110kV Cat Hiep	110	107.16
14	110kV Mo Duc	110	110.65	53	110kV My Thanh	110	107.66
19	110kV Phu My 220	110	110.89	55	110kV Nhon Tan	110	108.37
20	110kV Hoai Nhon	110	108.12	57	110kV Tay Son	110	106.80
22	110kV Vinh Son	110	112.51	59	110kV Don Pho	110	107.14
25	110kV Vinh Son 5	110	112.50	61	110kV An Khe	110	106.27
30	110kV Tra Xom	110	109.24	66	110kV Dak Srong 2	110	106.43
33	110kV Ken Lut Ha	110	108.71	70	110kV Dak Srong 2A	110	106.82
35	110kV Phu My 110	110	110.58	74	110kV Dak Srong	110	107.69
39	110kV Dam Tra O	110	110.96	78	110kV Dak Re 2	110	113.03
40	110kV My Hiep	110	111.33				

- + Khi lắp tụ bù tại nút 59 có dung lượng bằng $Q_{C59} = 140$ [MVar] nếu bị sự cố đường dây L_{44-55} thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.38.

Bảng 3.38. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L₄₄₋₅₅ sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	112.52
4	110kV Quang Ngai 220	110	112.14	45	110kV Van Canh	110	111.80
7	110kV Dak Re	110	113.10	47	110kV An Nhon	110	109.47
10	110kV Duc Pho	110	108.55	49	110kV Phu Cat	110	108.62
12	110kV Tam Quan	110	107.41	50	110kV Cat Hiep	110	108.76
14	110kV Mo Duc	110	110.98	53	110kV My Thanh	110	108.70
19	110kV Phu My 220	110	111.60	55	110kV Nhon Tan	110	105.12
20	110kV Hoai Nhon	110	108.45	57	110kV Tay Son	110	107.32
22	110kV Vinh Son	110	112.23	59	110kV Don Pho	110	111.10
25	110kV Vinh Son 5	110	112.03	61	110kV An Khe	110	110.19
30	110kV Tra Xom	110	111.69	66	110kV Dak Srong 2	110	110.34
33	110kV Ken Lut Ha	110	111.03	70	110kV Dak Srong 2A	110	110.70
35	110kV Phu My 110	110	111.32	74	110kV Dak Srong	110	111.36
39	110kV Dam Tra O	110	111.70	78	110kV Dak Re 2	110	113.13
40	110kV My Hiep	110	112.05				

c) Kết luận

Qua kết quả tính toán cho thấy ở chế độ 1a khi có sự cố N-1 thì dung lượng bù tại nút 59 lần lượt là 10 [MVar] (khi sự cố đường dây L₂₅₋₃₀) và 110 [MVar] (khi sự cố đường dây L₄₄₋₅₅); ở chế độ 2a thì dung lượng bù tại nút 59 lần lượt là 30 [MVar] (khi sự cố đường dây L₂₅₋₃₀) và 10 [MVar] (khi sự cố đường dây L₄₄₋₅₅). Vậy để đảm bảo an toàn vận hành khi có sự cố N-1, đề tài đề xuất tại nút 59 lắp đặt thêm 3 tụ bù $Q_{C59b} = 20$ [MVar], $Q_{C59c} = 80$ [MVar], $Q_{C59d} = 30$ [MVar].

Trong quá trình vận hành thực tế, điều khiển đóng cắt các thiết bị bù như sau:

- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 1a, nếu có sự cố đường dây L₂₅₋₃₀ thì tụ bù Q_{C59a} ở trạng thái đóng và tụ bù Q_{C21b} , Q_{C21c} , Q_{C21d} ở trạng thái cắt. Nếu có sự cố đường dây L₄₄₋₅₅ thì tụ bù Q_{C59a} , Q_{C21b} , Q_{C21c} ở trạng thái đóng và tụ bù Q_{C21d} ở trạng thái cắt.
- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 2a, nếu có sự cố đường dây L₂₅₋₃₀ thì tụ bù Q_{C59a} , Q_{C21b} ở trạng thái đóng và tụ bù Q_{C21c} , Q_{C21d} ở trạng thái cắt. Nếu có sự cố đường dây L₄₄₋₅₅ thì tụ bù Q_{C59a} , Q_{C21b} , Q_{C21c} , Q_{C21d} ở trạng thái đóng.

Theo như khu vực 1, để đảm bảo chất lượng điện năng trong các trường hợp phải cắt điện đường dây thường sử dụng giải pháp quản lý vận hành, tức là sa thải bớt phụ tải khi xảy ra sự cố và chọn thời điểm bảo dưỡng đường dây theo chế độ vận hành của lưới điện.

2. Giải pháp quản lý, vận hành lưới điện

a) Sa thải bớt phụ tải khi có sự cố

α. Phương pháp thực hiện

Khi có sự cố N-1 dẫn đến phải cắt đường dây thì tính toán sa thải bớt phụ tải để đảm bảo điện áp tất cả các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép.

β. Kết quả tính toán

- Chế độ 1a: Trong lưới điện Khu vực 2, không có tụ bù trên lưới.

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L_{25-30} thì tiến hành cắt bớt các phụ tải nút 103 công suất 12,3 [MVA] và 105 công suất 8,2 [MVA], kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.39.

Bảng 3.39. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L_{25-30} sau khi sa thải phụ tải 103, 105

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	110.16
4	110kV Quang Ngai 220	110	110.72	45	110kV Van Canh	110	109.41
7	110kV Dak Re	110	113.41	47	110kV An Nhon	110	107.16
10	110kV Duc Pho	110	107.15	49	110kV Phu Cat	110	106.32
12	110kV Tam Quan	110	106.01	50	110kV Cat Hiep	110	106.46
14	110kV Mo Duc	110	109.55	53	110kV My Thanh	110	106.91
19	110kV Phu My 220	110	110.18	55	110kV Nhon Tan	110	108.03
20	110kV Hoai Nhon	110	107.37	57	110kV Tay Son	110	106.69
22	110kV Vinh Son	110	112.90	59	110kV Don Pho	110	107.16
25	110kV Vinh Son 5	110	112.67	61	110kV An Khe	110	107.73
30	110kV Tra Xom	110	110.29	66	110kV Dak Srong 2	110	107.96
33	110kV Ken Lut Ha	110	109.46	70	110kV Dak Srong 2A	110	108.51
35	110kV Phu My 110	110	109.87	74	110kV Dak Srong	110	109.70
39	110kV Dam Tra O	110	110.24	78	110kV Dak Re 2	110	113.45
40	110kV My Hiep	110	110.62				

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L_{44-55} thì tiến hành cắt bớt các phụ tải 56 công suất 22,5 [MVA], 58 công suất 36 [MVA] và 100 công suất 22,5 [MVA], kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như ở trong Bảng 3.40.

Bảng 3.40. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L_{44-55} sau khi sa thải phụ tải 56, 58 và 100

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	111.85
4	110kV Quang Ngai 220	110	110.64	45	110kV Van Canh	110	111.11
7	110kV Dak Re	110	113.38	47	110kV An Nhon	110	108.45
10	110kV Duc Pho	110	107.04	49	110kV Phu Cat	110	107.48
12	110kV Tam Quan	110	105.88	50	110kV Cat Hiep	110	107.62
14	110kV Mo Duc	110	109.47	53	110kV My Thanh	110	107.43
19	110kV Phu My 220	110	110.23	55	110kV Nhon Tan	110	107.58
20	110kV Hoai Nhon	110	107.23	57	110kV Tay Son	110	107.57
22	110kV Vinh Son	110	112.49	59	110kV Don Pho	110	107.55
25	110kV Vinh Son 5	110	112.07	61	110kV An Khe	110	107.24
30	110kV Tra Xom	110	111.81	66	110kV Dak Srong 2	110	107.47
33	110kV Ken Lut Ha	110	110.62	70	110kV Dak Srong 2A	110	108.02
35	110kV Phu My 110	110	109.97	74	110kV Dak Srong	110	109.21
39	110kV Dam Tra O	110	110.33	78	110kV Dak Re 2	110	113.43
40	110kV My Hiep	110	110.67				

- Chế độ 2a: Trong lưới điện Khu vực 2, tại nút 59 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C59} = 10$ [MVar].

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L_{25-30} thì tiến hành cắt bớt các phụ tải 103 công suất 12,3 [MVA] và 105 công suất 8,2 [MVA], kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.41.

Bảng 3.41. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L_{25-30} sau khi sa thải phụ tải 103, 105

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	110.67
4	110kV Quang Ngai 220	110	111.77	45	110kV Van Canh	110	109.92
7	110kV Dak Re	110	112.97	47	110kV An Nhon	110	107.74
10	110kV Duc Pho	110	108.08	49	110kV Phu Cat	110	106.93
12	110kV Tam Quan	110	106.85	50	110kV Cat Hiep	110	107.07
14	110kV Mo Duc	110	110.58	53	110kV My Thanh	110	107.55
19	110kV Phu My 220	110	110.82	55	110kV Nhon Tan	110	108.40
20	110kV Hoai Nhon	110	107.96	57	110kV Tay Son	110	106.93
22	110kV Vinh Son	110	112.51	59	110kV Don Pho	110	107.32
25	110kV Vinh Son 5	110	112.48	61	110kV An Khe	110	107.34
30	110kV Tra Xom	110	109.70	66	110kV Dak Srong 2	110	107.51
33	110kV Ken Lut Ha	110	109.08	70	110kV Dak Srong 2A	110	107.91
35	110kV Phu My 110	110	110.52	74	110kV Dak Srong	110	108.81
39	110kV Dam Tra O	110	110.88	78	110kV Dak Re 2	110	113.00
40	110kV My Hiep	110	111.26				

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L_{44-55} thì tiến hành cắt bớt các phụ tải 56 công suất 22,5 [MVA], 58 công suất 36 [MVA] và 100 công suất 22,5 [MVA], kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.42.

Bảng 3.42. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L_{44-55} sau khi sa thải phụ tải 56, 58 và 100

Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Uđm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	112.24
4	110kV Quang Ngai 220	110	111.84	45	110kV Van Canh	110	111.51
7	110kV Dak Re	110	112.99	47	110kV An Nhon	110	109.05
10	110kV Duc Pho	110	108.13	49	110kV Phu Cat	110	108.14
12	110kV Tam Quan	110	106.89	50	110kV Cat Hiep	110	108.28
14	110kV Mo Duc	110	110.65	53	110kV My Thanh	110	108.18
19	110kV Phu My 220	110	111.07	55	110kV Nhon Tan	110	105.58
20	110kV Hoai Nhon	110	107.96	57	110kV Tay Son	110	105.58
22	110kV Vinh Son	110	111.90	59	110kV Don Pho	110	105.56
25	110kV Vinh Son 5	110	111.51	61	110kV An Khe	110	104.63
30	110kV Tra Xom	110	110.92	66	110kV Dak Srong 2	110	104.80
33	110kV Ken Lut Ha	110	109.26	70	110kV Dak Srong 2A	110	105.22
35	110kV Phu My 110	110	110.79	74	110kV Dak Srong	110	106.14
39	110kV Dam Tra O	110	111.16	78	110kV Dak Re 2	110	113.02
40	110kV My Hiep	110	111.51				

b) Chọn chế độ vận hành của lưới điện

α. Phương pháp thực hiện

Khi cần kiểm tra, bảo dưỡng đường dây định kỳ thì phải chọn thời điểm có chế độ vận hành của lưới điện sao cho khi cắt đường dây thì điện áp tất cả các nút trên lưới điện vẫn đảm bảo nằm trong giới hạn cho phép.

β. Kết quả tính toán

- + Khi thực hiện bảo dưỡng đường dây L_{25-30} thì chọn thời điểm chế độ vận hành của lưới điện tương ứng với *phụ tải cực tiểu, công suất phát của các nhà máy thủy điện cực đại và công suất phát của điện mặt trời bằng không (ban đêm)*, kết quả tính toán cho thấy điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.43.

Bảng 3.43. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L_{25-30} ở chế độ phụ tải cực tiểu.

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	113.16
4	110kV Quang Ngai 220	110	112.86	45	110kV Van Canh	110	112.84
7	110kV Dak Re	110	113.99	47	110kV An Nhon	110	111.80
10	110kV Duc Pho	110	111.51	49	110kV Phu Cat	110	111.34
12	110kV Tam Quan	110	111.14	50	110kV Cat Hiep	110	111.34
14	110kV Mo Duc	110	112.38	53	110kV My Thanh	110	111.68
19	110kV Phu My 220	110	113.06	55	110kV Nhon Tan	110	112.25
20	110kV Hoai Nhon	110	111.88	57	110kV Tay Son	110	111.72
22	110kV Vinh Son	110	114.78	59	110kV Don Pho	110	111.99
25	110kV Vinh Son 5	110	114.55	61	110kV An Khe	110	112.31
30	110kV Tra Xom	110	113.74	66	110kV Dak Srong 2	110	112.46
33	110kV Ken Lut Ha	110	113.29	70	110kV Dak Srong 2A	110	112.82
35	110kV Phu My 110	110	112.91	74	110kV Dak Srong	110	113.46
39	110kV Dam Tra O	110	112.92	78	110kV Dak Re 2	110	114.03
40	110kV My Hiep	110	113.06				

- + Khi thực hiện bảo dưỡng đường dây L_{44-55} thì chọn thời điểm chế độ vận hành của lưới điện tương ứng với *phụ tải cực tiểu, công suất phát của các nhà máy thủy điện cực đại và công suất phát của điện mặt trời bằng không (ban đêm)*, kết quả tính toán cho thấy điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong 3.44.

Bảng 3.44. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L_{44-55} ở chế độ phụ tải cực tiểu.

Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]	Nút số	Tên nút	Udm [kV]	Điện áp tại các nút [kV]
1	TC 220kV	220	220.00	44	110kV T1 Phuoc An 220	110	114.05
4	110kV Quang Ngai 220	110	112.77	45	110kV Van Canh	110	113.73
7	110kV Dak Re	110	113.97	47	110kV An Nhon	110	112.40
10	110kV Duc Pho	110	111.36	49	110kV Phu Cat	110	111.85
12	110kV Tam Quan	110	110.94	50	110kV Cat Hiep	110	111.85
14	110kV Mo Duc	110	112.28	53	110kV My Thanh	110	111.82
19	110kV Phu My 220	110	112.94	55	110kV Nhon Tan	110	106.53
20	110kV Hoai Nhon	110	111.62	57	110kV Tay Son	110	107.54
22	110kV Vinh Son	110	114.20	59	110kV Don Pho	110	109.24
25	110kV Vinh Son 5	110	113.70	61	110kV An Khe	110	110.11
30	110kV Tra Xom	110	113.36	66	110kV Dak Srong 2	110	110.32

33	110kV Ken Lut Ha	110	112.18	70	110kV Dak Srong 2A	110	110.83
35	110kV Phu My 110	110	112.82	74	110kV Dak Srong	110	111.72
39	110kV Dam Tra O	110	112.82	78	110kV Dak Re 2	110	114.01
40	110kV My Hiep	110	112.94				

3.4.2.3. Khu vực 3

3.4.2.3.1 Xác định các chế độ có điện áp rơi ra ngoài vùng cho phép

Qua kết quả tính toán phân tích các chế độ vận hành khi trong lưới điện có xảy ra sự cố N-1 trong mục 3.3 cho thấy khi phụ tải, công suất phát các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đang vận hành cực đại, nếu có sự cố đường dây L_{4-7} và đường dây L_{76-17} thì điện áp tại một số nút trên lưới điện nằm ngoài giới hạn cho phép kết quả cụ thể như trong Bảng 3.45.

Bảng 3.45. Tình trạng lưới điện khu vực 3 khi có sự cố N-1

Chế độ vận hành	Sự cố đường dây	Các nút có điện áp vượt giới hạn cho phép
Chế độ 1a	4-7	7, 12, 17
	76-17	12
Chế độ 2a	4-7	7, 12, 17
	76-17	12

3.4.2.3.2. Đề xuất giải pháp đảm bảo an toàn vận hành cho lưới điện

1. Giải pháp lắp đặt thiết bị bù

a) Phương pháp thực hiện

Để cải thiện chất lượng điện áp cho lưới điện khi có sự cố N-1, bằng cách tương tự chế độ vận hành bình thường, đề tài cũng sử dụng giải pháp lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng. Tiếp tục sử dụng vị trí lắp đặt thiết bị bù là nút 12 và nút 107, ở từng trường hợp sự cố điều chỉnh công suất bù để đưa điện áp tất cả các nút của lưới điện nằm trong giới hạn cho phép.

b) Kết quả tính toán

- **Chế độ 1a:** Trong lưới điện Khu vực 3, tại nút 12 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C12}=60[\text{MVar}]$.
 - + Khi phụ tải, công suất phát của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời cực đại, nếu bị sự cố đường dây L_{4-7} thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.46.

Bảng 3.46. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L_{4-7} sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.73
4	110kV Pleiku 220	110	111.89	70	110kV NMTD PleiKan	110	108.98
7	110kV Ia Grai	110	105.22	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.09
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.32	76	110kV Chu Se 220	110	110.05
12	110kV Duc Co	110	106.83	79	110kV Dien Hong	110	109.28
17	110kV ChuProng	110	108.46	86	110kV Chu Se 110	110	109.27
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.13	93	110kV NMTD H'Mun	110	110.44
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.92	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	110.63
29	110kV Kon Tum	110	110.91	97	110kV Chu Puh	110	107.98

32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.15	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	107.81
34	110kV NMTD Dak Ne	110	109.99	101	110kV AyunPa	110	107.54
36	110kV KonPlong	110	108.85	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	109.18
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.40	107	110kV Krong Pa	110	108.87
44	110kV Kon Tum 220	110	110.99	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	109.17
47	110kV Dak Ha	110	110.15	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	109.27
49	110kV Tan Mai	110	109.99	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	109.15
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.74	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	111.20
56	110kV Dak To	110	109.99	118	110kV Kon Tum 2	110	111.16
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.65	122	110kV NMTD Dak Bla	110	112.03
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	114.02	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.28

- + Khi phụ tải, công suất phát của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời cực đại, nếu bị sự cố đường dây L_{76-17} thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.47.

Bảng 3.47. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L_{76-17} sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.74
4	110kV Pleiku 220	110	111.64	70	110kV NMTD PleiKan	110	108.99
7	110kV Ia Grai	110	109.81	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.10
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.32	76	110kV Chu Se 220	110	110.70
12	110kV Duc Co	110	110.16	79	110kV Dien Hong	110	109.22
17	110kV ChuProng	110	109.46	86	110kV Chu Se 110	110	109.89
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.14	93	110kV NMTD H'Mun	110	110.94
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.79	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	111.10
29	110kV Kon Tum	110	110.91	97	110kV Chu Puh	110	108.55
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.16	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	108.24
34	110kV NMTD Dak Ne	110	110.00	101	110kV AyunPa	110	107.97
36	110kV KonPlong	110	108.85	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	109.52
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.41	107	110kV Krong Pa	110	109.21
44	110kV Kon Tum 220	110	110.99	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	109.51
47	110kV Dak Ha	110	110.15	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	109.61
49	110kV Tan Mai	110	110.00	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	109.49
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.75	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	111.07
56	110kV Dak To	110	110.00	118	110kV Kon Tum 2	110	111.04
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.66	122	110kV NMTD Dak Bla	110	111.92
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	114.02	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.28

- **Chế độ 2a:** Trong lưới điện Khu vực 3, tại nút 12 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{C12} = 60$ [MVar] và nút 107 lắp đặt tụ bù có dung lượng $Q_{C107} = 10$ [MVar].

- + Khi công suất phát của các nhà máy thủy điện cực tiểu, phụ tải và công suất phát điện mặt trời cực đại, nếu bị sự cố đường dây L_{4-7} thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.48.

Bảng 3.48. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L_{4-7} sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.93
4	110kV Pleiku 220	110	111.38	70	110kV NMTD PleiKan	110	109.13
7	110kV Ia Grai	110	107.06	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.42
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.18	76	110kV Chu Se 220	110	110.28
12	110kV Duc Co	110	105.80	79	110kV Dien Hong	110	108.92
17	110kV ChuProng	110	108.59	86	110kV Chu Se 110	110	109.37
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.25	93	110kV NMTD H'Mun	110	110.20
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.53	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	110.26
29	110kV Kon Tum	110	111.37	97	110kV Chu Puh	110	108.52
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.27	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	107.78
34	110kV NMTD Dak Ne	110	110.07	101	110kV AyunPa	110	107.54
36	110kV KonPlong	110	108.78	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	109.46
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.10	107	110kV Krong Pa	110	109.36
44	110kV Kon Tum 220	110	111.47	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	109.12
47	110kV Dak Ha	110	110.57	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	109.26
49	110kV Tan Mai	110	110.34	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	109.46
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.80	117	Nút Tram Cat NMTD Dak Doa	110	110.98
56	110kV Dak To	110	110.35	118	110kV Kon Tum 2	110	110.96
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.05	122	110kV NMTD Dak Bla	110	111.62
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	113.32	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.03

+ Khi công suất phát của các nhà máy thủy điện cực tiểu, phụ tải và công suất phát điện mặt trời cực đại, nếu bị sự cố đường dây L_{76-17} thì điện áp tại tất cả các nút trên lưới điện sẽ nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.49.

Bảng 3.49. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L_{76-17} sau khi đặt bù

Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	109.02
4	110kV Pleiku 220	110	112.38	70	110kV NMTD PleiKan	110	109.22
7	110kV Ia Grai	110	110.59	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.51
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.25	76	110kV Chu Se 220	110	111.50
12	110kV Duc Co	110	110.95	79	110kV Dien Hong	110	109.99
17	110kV ChuProng	110	110.27	86	110kV Chu Se 110	110	110.52
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.33	93	110kV NMTD H'Mun	110	111.15
25	110kV NMTD Dak Doa	110	112.02	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	111.13
29	110kV Kon Tum	110	111.48	97	110kV Chu Puh	110	109.57
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.36	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	108.97
34	110kV NMTD Dak Ne	110	110.16	101	110kV AyunPa	110	108.75
36	110kV KonPlong	110	108.86	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	111.31

39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.16	107	110kV Krong Pa	110	111.25
44	110kV Kon Tum 220	110	111.57	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	110.56
47	110kV Dak Ha	110	110.67	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	110.72
49	110kV Tan Mai	110	110.43	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	111.34
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.88	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	111.48
56	110kV Dak To	110	110.44	118	110kV Kon Tum 2	110	111.45
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.11	122	110kV NMTD Dak Bla	110	112.05
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	113.37	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.10

c) Kết luận

Qua kết quả tính toán cho thấy ở chế độ 1a khi có sự cố N-1 thì dung lượng bù tại nút 12 là 60 [MVar], ở chế độ 2a cần đặt thiết bị bù tại nút 12 với dung lượng bù là 60 [MVar] và tại nút 107 là 10 [MVar]. Vậy để đảm bảo an toàn vận hành khi có sự cố N-1, đề tài đề xuất tại nút 12 lắp đặt thêm 1 tụ bù $QC_{12b} = 50$ [MVar].

Trong quá trình vận hành thực tế, điều khiển đóng cắt các thiết bị bù như sau:

- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 1a, nếu có sự cố N-1 (đường dây L_{4-7} hoặc L_{76-17}) thì 2 tụ bù QC_{12} và QC_{12b} ở trạng thái đóng và tụ bù QC_{107} ở trạng thái cắt.
- Khi lưới điện vận hành ở chế độ 2a, nếu có sự cố N-1 (đường dây L_{4-7} hoặc L_{76-17}) thì tụ bù QC_{12} , QC_{12b} và QC_{107} ở trạng thái đóng.

Theo như khu vực 1 và khu vực 2, để đảm bảo chất lượng điện năng trong các trường hợp phải cắt điện đường dây thường sử dụng giải pháp quản lý vận hành, tức là sa thải bớt phụ tải khi xảy ra sự cố và chọn thời điểm bảo dưỡng đường dây theo chế độ vận hành của lưới điện.

2. Giải pháp quản lý, vận hành lưới điện

a) Sa thải bớt phụ tải khi có sự cố

α. Phương pháp thực hiện

Khi có sự cố N-1 dẫn đến phải cắt đường dây thì tính toán sa thải bớt phụ tải để đảm bảo điện áp tất cả các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép.

β. Kết quả tính toán

- **Chế độ 1a:** Trong lưới điện Khu vực 3, tại nút 12 lắp tụ bù có dung lượng $QC_{12}=10$ [MVar].
 - + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L_{4-7} thì tiến hành cắt bớt các phụ tải ở các nút 8 công suất 9,356 [MVA], nút 10 công suất 14,044 [MVA], nút 14 công suất 13,5 [MVA] và 16 công suất 9 [MVA], kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.50.

Bảng 3.50. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L_{4-7} sau khi sa thải phụ tải 8,10,14,16

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.70
4	110kV Pleiku 220	110	111.70	70	110kV NMTD PleiKan	110	108.95
7	110kV Ia Grai	110	105.64	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.06

9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.29	76	110kV Chu Se 220	110	109.58
12	110kV Duc Co	110	105.62	79	110kV Dien Hong	110	109.01
17	110kV ChuProng	110	107.98	86	110kV Chu Se 110	110	108.83
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.10	93	110kV NMTD H'Mun	110	110.07
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.82	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	110.30
29	110kV Kon Tum	110	110.87	97	110kV Chu Puh	110	107.57
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.12	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	107.50
34	110kV NMTD Dak Ne	110	109.97	101	110kV AyunPa	110	107.24
36	110kV KonPlong	110	108.82	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	108.94
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.38	107	110kV Krong Pa	110	108.63
44	110kV Kon Tum 220	110	110.95	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	108.92
47	110kV Dak Ha	110	110.12	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	109.03
49	110kV Tan Mai	110	109.96	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	108.91
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.72	117	Nút Tram Cat NMTD Dak Doa	110	111.10
56	110kV Dak To	110	109.97	118	110kV Kon Tum 2	110	111.07
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.63	122	110kV NMTD Dak Bla	110	111.95
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	114.00	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.26

+ Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L_{76-17} thì tiến hành cắt bớt phụ tải nút 16 công suất 9 [MVA], kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.51.

Bảng 3.51. Tình trạng lưới điện ở chế độ 1a khi sự cố đường dây L_{76-17} sau khi sa thải phụ tải nút 16

Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.63
4	110kV Pleiku 220	110	110.60	70	110kV NMTD PleiKan	110	108.88
7	110kV Ia Grai	110	106.40	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	109.99
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.24	76	110kV Chu Se 220	110	109.46
12	110kV Duc Co	110	105.21	79	110kV Dien Hong	110	108.10
17	110kV ChuProng	110	107.20	86	110kV Chu Se 110	110	108.72
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.04	93	110kV NMTD H'Mun	110	109.98
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.27	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	110.21
29	110kV Kon Tum	110	110.78	97	110kV Chu Puh	110	107.47
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.05	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	107.42
34	110kV NMTD Dak Ne	110	109.89	101	110kV AyunPa	110	107.16
36	110kV KonPlong	110	108.75	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	108.88
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.33	107	110kV Krong Pa	110	108.57
44	110kV Kon Tum 220	110	110.87	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	108.86
47	110kV Dak Ha	110	110.04	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	108.97
49	110kV Tan Mai	110	109.89	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	108.85
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.65	117	Nút Tram Cat NMTD Dak Doa	110	110.55
56	110kV Dak To	110	109.89	118	110kV Kon Tum 2	110	110.53

59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.59	122	110kV NMTD Dak Bla	110	111.48
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	113.96	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.20

– **Chế độ 2a:** Trong lưới điện Khu vực 3, tại nút 12 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{c12}=10$ [MVar] và tại nút 107 lắp tụ bù có dung lượng $Q_{c107} = 10$ [MVar].

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L_{4-7} thì tiến hành cắt bớt các phụ tải 8 công suất 9,356 [MVA], nút 10 công suất 14,044 [MVA], nút 14 công suất 13,5 [MVA] kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.52.

Bảng 3.52. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L_{4-7} sau khi sa thải phụ tải 8,10,14

Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.99
4	110kV Pleiku 220	110	112.39	70	110kV NMTD PleiKan	110	109.19
7	110kV Ia Grai	110	105.13	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.48
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.23	76	110kV Chu Se 220	110	110.13
12	110kV Duc Co	110	105.11	79	110kV Dien Hong	110	109.70
17	110kV ChuProng	110	108.30	86	110kV Chu Se 110	110	109.22
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.30	93	110kV NMTD H'Mun	110	110.08
25	110kV NMTD Dak Doa	110	112.02	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	110.14
29	110kV Kon Tum	110	111.44	97	110kV Chu Puh	110	108.37
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.33	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	108.05
34	110kV NMTD Dak Ne	110	110.13	101	110kV AyunPa	110	107.84
36	110kV KonPlong	110	108.83	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	110.58
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.14	107	110kV Krong Pa	110	110.51
44	110kV Kon Tum 220	110	111.53	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	109.82
47	110kV Dak Ha	110	110.64	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	110.01
49	110kV Tan Mai	110	110.40	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	110.61
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.85	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	111.48
56	110kV Dak To	110	110.40	118	110kV Kon Tum 2	110	111.44
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.09	122	110kV NMTD Dak Bla	110	112.05
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	113.36	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.08

- + Khi sự cố dẫn đến cắt đường dây L_{76-17} thì không cần sa thải phụ tải, kết quả điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.53.

Bảng 3.53. Tình trạng lưới điện ở chế độ 2a khi sự cố đường dây L_{76-17} sau khi sa thải phụ tải

Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	108.90
4	110kV Pleiku 220	110	111.16	70	110kV NMTD PleiKan	110	109.10
7	110kV Ia Grai	110	106.49	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	110.39
9	110kV NMTD Dak Psi	110	111.16	76	110kV Chu Se 220	110	110.06

12	110kV Duc Co	110	105.00	79	110kV Dien Hong	110	108.69
17	110kV ChuProng	110	107.57	86	110kV Chu Se 110	110	109.16
22	110kV NMTD PleiKrong	110	112.22	93	110kV NMTD H'Mun	110	110.03
25	110kV NMTD Dak Doa	110	111.42	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	110.10
29	110kV Kon Tum	110	111.34	97	110kV Chu Puh	110	108.31
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	110.24	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	108.00
34	110kV NMTD Dak Ne	110	110.04	101	110kV AyunPa	110	107.80
36	110kV KonPlong	110	108.75	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	110.54
39	110kV NMTD Dak Lo	110	109.07	107	110kV Krong Pa	110	110.48
44	110kV Kon Tum 220	110	111.43	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	109.79
47	110kV Dak Ha	110	110.54	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	109.97
49	110kV Tan Mai	110	110.31	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	110.57
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	110.77	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	110.87
56	110kV Dak To	110	110.32	118	110kV Kon Tum 2	110	110.85
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	113.04	122	110kV NMTD Dak Bla	110	111.53
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	113.31	125	110kV Thuong Kon Tum	110	109.01

b) Chọn chế độ vận hành của lưới điện

α. Phương pháp thực hiện

Khi cần kiểm tra, bảo dưỡng đường dây định kỳ thì phải chọn thời điểm có chế độ vận hành của lưới điện sao cho khi cắt đường dây thì điện áp tất cả các nút trên lưới điện vẫn đảm bảo nằm trong giới hạn cho phép.

β. Kết quả tính toán

- + Khi thực hiện bảo dưỡng đường dây L_{4-7} thì chọn thời điểm chế độ vận hành của lưới điện tương ứng với *phụ tải cực tiểu, công suất phát của các nhà máy thủy điện cực đại và công suất phát của điện mặt trời bằng không (ban đêm)*, kết quả tính toán cho thấy điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.54.

Bảng 3.54. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L_{4-7} ở chế độ phụ tải cực tiểu.

Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Uđm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	111.71
4	110kV Pleiku 220	110	113.30	70	110kV NMTD PleiKan	110	111.90
7	110kV Ia Grai	110	106.60	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	112.25
9	110kV NMTD Dak Psi	110	113.05	76	110kV Chu Se 220	110	111.93
12	110kV Duc Co	110	107.48	79	110kV Dien Hong	110	111.83
17	110kV ChuProng	110	110.55	86	110kV Chu Se 110	110	111.56
22	110kV NMTD PleiKrong	110	113.42	93	110kV NMTD H'Mun	110	112.32
25	110kV NMTD Dak Doa	110	113.80	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	112.36
29	110kV Kon Tum	110	112.52	97	110kV Chu Puh	110	110.89
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	111.96	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	110.60
34	110kV NMTD Dak Ne	110	111.87	101	110kV AyunPa	110	110.42

36	110kV KonPlong	110	111.18	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	110.28
39	110kV NMTD Dak Lo	110	111.29	107	110kV Krong Pa	110	110.07
44	110kV Kon Tum 220	110	112.56	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	110.86
47	110kV Dak Ha	110	112.18	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	110.85
49	110kV Tan Mai	110	112.18	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	110.22
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	112.67	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	113.09
56	110kV Dak To	110	112.18	118	110kV Kon Tum 2	110	113.06
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	114.96	122	110kV NMTD Dak Bla	110	113.68
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	115.22	125	110kV Thuong Kon Tum	110	111.27

- + Khi thực hiện bảo dưỡng đường dây L_{76-17} thì chọn thời điểm chế độ vận hành của lưới điện tương ứng với *phụ tải cực tiểu, công suất phát của các nhà máy thủy điện cực đại và công suất phát của điện mặt trời bằng không (ban đêm)*, kết quả tính toán cho thấy điện áp trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép, cụ thể như trong Bảng 3.55.

Bảng 3.55. Tình trạng lưới điện khi sự cố đường dây L_{76-17} ở chế độ phụ tải cực tiểu.

Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)	Nút số	Tên nút	Udm (kV)	Điện áp tại các nút (kV)
1	220kV	220	220.00	68	110kV Bo Y	110	111.70
4	110kV Pleiku 220	110	112.91	70	110kV NMTD PleiKan	110	111.89
7	110kV Ia Grai	110	110.82	72	110kV NMTD Dak Po Ko	110	112.23
9	110kV NMTD Dak Psi	110	113.04	76	110kV Chu Se 220	110	112.44
12	110kV Duc Co	110	110.27	79	110kV Dien Hong	110	111.63
17	110kV ChuProng	110	111.26	86	110kV Chu Se 110	110	112.03
22	110kV NMTD PleiKrong	110	113.40	93	110kV NMTD H'Mun	110	112.71
25	110kV NMTD Dak Doa	110	113.60	95	110kV NMTD Ayun Thuong 1A	110	112.71
29	110kV Kon Tum	110	112.50	97	110kV Chu Puh	110	111.32
32	110kV NMTD Dak Bla 1	110	111.94	99	110kV NMND Ba Mía Gia Lai	110	110.93
34	110kV NMTD Dak Ne	110	111.85	101	110kV AyunPa	110	110.74
36	110kV KonPlong	110	111.17	105	110kV NMDMT Krong Pa 2	110	110.53
39	110kV NMTD Dak Lo	110	111.28	107	110kV Krong Pa	110	110.32
44	110kV Kon Tum 220	110	112.54	108	110kV NMTD Daksrong 3A	110	111.11
47	110kV Dak Ha	110	112.17	110	110kV NMTD Daksrong 3B	110	111.10
49	110kV Tan Mai	110	112.16	114	110kV NMDMT Krong Pa	110	110.47
51	110kV NMTD Dak Psi5	110	112.66	117	Nut Tram Cat NMTD Dak Doa	110	112.89
56	110kV Dak To	110	112.17	118	110kV Kon Tum 2	110	112.86
59	110kV NMTD Dak Psi 43	110	114.95	122	110kV NMTD Dak Bla	110	113.51
66	110kV NMTD Dak Psi 2B	110	115.22	125	110kV Thuong Kon Tum	110	111.26

3.5. Kết luận

Để tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nguồn thủy điện nhỏ và điện mặt trời đến chế độ vận hành của lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam. Đề tài đã tìm hiểu, phân tích sơ đồ lưới điện trong toàn khu vực từ đó chọn 3 sơ đồ đặc trưng cho 3 khu vực nhỏ đó là Bắc miền Trung, Trung miền Trung và Nam miền Trung, dùng để tính toán.

Trên cơ sở thu thập số liệu phụ tải từ năm 2020 đến năm 2024 đã sử dụng để dự báo phụ tải đến năm 2030. Bằng cách cho phụ tải cực đại, cho công suất thủy điện phát cực đại hoặc cực tiểu và cho công suất điện mặt trời thay đổi (100%, 50%, và 0%) công suất phát thực tế, đã tạo được 6 chế độ đặc trưng 1a, 1b, 1c, 2a, 2b, 2c dùng để tính toán phân tích chế độ làm việc bình thường. Qua kết quả tính toán cho thấy cả 3 khu vực đều có nhiều nút có điện áp rơi ra ngoài phạm vi cho phép như đã trình bày trong mục 3.2.

Để tính toán phân tích tình trạng của lưới điện trong các trường hợp sự cố N-1, đề tài đã chọn 2 chế độ nặng nề nhất là 1a và 2a để khảo sát các trường hợp sự cố. Trong mỗi khu vực cho sự cố một số đường dây trong các mạch vòng, kết quả tính toán cho thấy trong cả 3 khu vực khi có sự cố đều dẫn đến điện áp của nhiều nút rơi ra ngoài vùng cho phép, có trường hợp dẫn đến mất ổn định lưới điện như trong mục 3.3.

Để đảm bảo lưới điện vận hành an toàn trong mọi chế độ vận hành, đề tài đã đề xuất 2 giải pháp thực hiện, đó là:

- Giải pháp bù công suất phản kháng: Đối với từng chế độ vận hành, đề tài đã tính toán lựa chọn vị trí và dung lượng bù phù hợp để đảm bảo điện áp của tất cả các nút nằm trong giới hạn cho phép. Qua kết quả tính toán cho các chế độ khác nhau, đề tài đã lựa chọn được số lượng tụ bù, dung lượng từng tụ bù và vị trí lắp đặt cho từng khu vực. Từ đó đề xuất phương án vận hành đóng cắt các tụ bù ứng với từng chế độ vận hành để đảm bảo trong quá trình vận hành bình thường hoặc có sự cố xảy ra điện áp tại các nút trên lưới điện đều nằm trong giới hạn cho phép.
- Giải pháp quản lý vận hành lưới điện: Giải pháp lắp đặt thiết bị bù để giữ ổn định điện áp trong trường hợp sự cố là không kinh tế, nên để đảm bảo an toàn vận hành lưới điện khi có sự cố hoặc bảo trì bảo dưỡng đường dây, đề tài đã đề xuất 2 giải pháp sau:
 - + *Khi có sự cố xảy ra thực hiện sa thải phụ tải:* Căn cứ kết quả tính toán cho từng trường hợp sự cố N-1, tiến hành cắt bớt phụ tải bắt đầu từ các nút có điện áp thấp nhất cho đến khi điện áp các nút còn lại đều nằm trong giới hạn cho phép. Từ đó sẽ có phương án sa thải phụ tải đối với từng trường hợp sự cố để đảm bảo có thể tiếp tục cung cấp điện khi có sự cố xảy ra.
 - + *Chọn chế độ vận hành của lưới điện khi cần bảo dưỡng sửa chữa đường dây:* Qua kết quả tính toán cho thấy khi cần sửa chữa đường dây nên thực hiện vào buổi tối, khi đó chế độ vận hành lưới điện ứng với công suất phát thủy điện cực đại, công suất điện mặt trời bằng không và phụ tải cực tiểu.

Như vậy đề tài đã tính toán phân tích và chỉ ra được các ảnh hưởng của chế độ vận hành thủy điện nhỏ và điện mặt trời đến lưới điện 110kV khu vực miền Trung, đồng thời đã tính toán đề xuất các giải pháp hiệu quả để nâng cao độ an toàn vận hành cho lưới điện trong chế độ vận hành bình thường và khi có sự cố xảy ra.

KẾT LUẬN

Lưới 110kV khu vực miền Trung Việt Nam gồm khoảng 5.700 [km] đường dây và 169 trạm biến áp với tổng dung lượng 9.296 [MVA] và có nhiều nguồn thủy điện nhỏ cùng các dự án điện mặt trời công suất lớn kết nối vào lưới điện. Đặc thù thời tiết của khu vực miền Trung lượng mưa tập trung trong thời gian ngắn và thủy điện nhỏ ít dung tích hồ chứa khiến nguồn phát thủy điện biến động theo mùa và điện mặt trời cũng chịu ảnh hưởng lớn bởi thời tiết, gây dao động công suất theo giờ, từ đó đã tăng áp lực cho công tác điều độ lưới.

Để đánh giá các ảnh hưởng của chế độ vận hành các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đến lưới điện 110kV khu vực miền Trung, đề tài đề án tốt nghiệp được giao nhiệm vụ “*Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam*”.

Qua tìm hiểu các phương pháp tính toán, phân tích các chế độ làm việc của hệ thống điện và các phần mềm tính toán. Qua đó cho thấy mỗi phần mềm tính toán đều có những ưu, nhược điểm và phạm vi ứng dụng nhất định. Do tính chất đơn giản, dễ sử dụng của phần mềm CONUS và nội dung tính toán của đề tài chỉ sử dụng bài toán chế độ xác lập để xác định thông số chế độ dùng để phân tích ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đến lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam nên đề tài đã lựa chọn phần mềm CONUS để sử dụng.

Trên cơ sở phân tích sơ đồ lưới điện 110kV khu vực miền Trung và số liệu dự báo phụ tải đến năm 2030, đề tài đã chọn 3 sơ đồ đặc trưng cho 3 khu vực Bắc – Trung – Nam và bằng cách cho công suất phụ tải cực đại, thay đổi công suất phát của thủy điện và điện mặt trời để tạo ra 6 chế độ vận hành dùng tính toán phân tích ảnh hưởng của thủy điện và điện mặt trời đến chế độ vận hành của lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam.

Qua tính toán, phân tích các chế độ vận hành bình thường và sự cố N-1, kết quả cho thấy với phụ tải cực đại tại thời điểm năm 2030 thì ở các chế độ vận hành bình thường xuất hiện điện áp tại nhiều nút rơi ra ngoài vùng cho phép và trong một số trường hợp xảy ra sự cố N-1 đã dẫn đến mất ổn định hệ thống.

Để đảm bảo nâng cao độ an toàn vận hành cho lưới điện, khi vận hành ở các chế độ làm việc bình thường đề tài đề xuất sử dụng giải pháp bù công suất phản kháng. Bằng phương pháp tính toán lựa chọn vị trí và dung lượng bù tối ưu cho từng sơ đồ lưới điện của 3 khu vực tương ứng với từng chế độ vận hành để đảm bảo thông số điện áp tại tất cả các nút đều nằm trong giới hạn cho phép. Đề tài đã chọn được vị trí, số lượng và công suất để lắp đặt các tụ bù trên sơ đồ lưới điện đặc trưng của 3 khu vực và đề xuất phương án vận hành hệ thống tụ bù cho từng chế độ để đảm bảo an toàn vận hành cho lưới điện.

Đối với các trường hợp sự cố N-1, đề tài đề xuất sử dụng giải pháp quản lý vận hành lưới điện:

- Thực hiện sa thải phụ tải khi có sự cố N-1 xảy ra, đề tài đã tính toán đưa ra các phương án sa thải phụ tải đối với từng trường hợp sự cố để đảm bảo có thể tiếp tục cung cấp điện khi có sự cố xảy ra.
- Khi cần bảo dưỡng sửa chữa đường dây, đây là công việc chủ động của đơn vị quản lý vận hành lưới điện, đề tài đã tính toán, đề tài đã tính toán chọn được phương án tối ưu là

thực hiện vào buổi tối khi đó chế độ vận hành lưới điện ứng với công suất phát thủy điện cực đại, công suất điện mặt trời bằng không và phụ tải cực tiểu.

Tóm lại, kết quả của đề tài đồ án tốt nghiệp đã chỉ ra được các ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện và điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam giai đoạn 2030, đồng thời đã tính toán đề xuất các giải pháp hiệu quả để nâng cao độ an toàn vận hành cho lưới điện trong chế độ vận hành bình thường và khi có sự cố xảy ra.

PHỤ LỤC 1: THÔNG SỐ LƯỚI ĐIỆN

Phụ lục 1.1: Thông số Trạm Biến Áp

Khu vực	Tên trạm biến áp	Nút số			Sđm [MVA]	Điện áp [kV]
		Cao áp	Trung áp	Hạ áp		
ĐỒNG HỐI - ĐỒNG HÀ- PHONG ĐIỀN- HUẾ	Đồng Hới	1	6	3	125	220/110/35
		1	6	5	125	220/110/35
	Đồng Hà	1	35	32	125	220/110/35
		1	35	34	125	220/110/35
	Phong Điền	1	44	43	125	220/110/35
	Huế	1	80	77	125	220/110/35
		1	80	79	250	220/110/35
	Đồng Hới	7	87	8	40	110/35/22
		7	89	9	40	110/35/22
	Áng Sơn	10		11	25	110/6
		10	91	12	25	110/22/6
	Tây Bắc Quán Hâu	13		14	40	110/22
	Cam Liên	17		18	40	110/22
	Lệ Thủy	19	93	20	25	110/35/22
	Vĩnh Linh	21	95	22	40	110/35/22
	Quán Ngang	28		29	25	110/22
		28		30	25	110/22
	Đồng Hà	36	97	38	40	110/35/22
		36	99	37	40	110/35/22
	Diễn Sanh	39	109	41	25	110/35/22
		39		40	25	110/22
	Đồng Lâm	52	101	54	25	110/22/6
		52	103	53	25	110/22/6
	Phong Điền	46		47	25	110/22
		46		48	25	110/22
	Điền Lộc	49		50	25	110/22
	Văn Xá	66		67	40	110/6
		66		68	25	110/6
	Huế 2	73		74	63	110/22
		73		75	40	110/22
	Huế 220	80	107	81	40	110/35/22
		80	105	82	40	110/35/22
	DOHWA Lệ Thủy	15		16	63	110/22
	Gio Thành 1	23		24	63	110/22
	Gio Thành 2	23		25	63	110/22
	LIG Quảng Trị	26		27	63	110/22
	MT Phong Điền	49		51	40	110/22
	Rào Trắng 3	55		56	9	110/6.3
		55		57	9	110/6.3
	Rào Trắng 4	63		64	10	110/6.3
		63		65	10	110/6.3
	Alin B1	58		59	32	110/11
		58		60	32	110/11
	Alin B2	61		62	32	110/10.5
	NMTĐ Hương Điền	69		70	32	110/11
		69		71	32	110/11
		69		72	32	110/11
	NMTĐ Bình Điền	83		84	30	110/10.5
		83		85	30	110/10.5
QUẢNG NGÃI - PHÙ MỸ- PHƯỚC AN	Quảng Ngãi	1	4	3	125	220/110/35
		1	4	6	125	220/110/35
	Phù Mỹ	1	19	18	125	220/110/35
		1	19	83	125	220/110/35
	Phước An	1	44	43	125	220/110/35
		1	44	43	125	220/110/35

Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam

		1	44	85	250	220/110/35
	TĐ Đắk Re	7		8	40	110/10.5
		7		9	40	110/10.5
	TĐ Đắk Re 2	78		79	14	110/6.3
	Đức Phổ	10		11	25	110/22
	Tam Quan	12		13	40	110/22
		12		16	25	110/22
	Mộ Đức	14		15	25	110/22
		14	87	88	25	110/35/22
	Hoài Nhơn	20		21	25	110/22
		20	90	91	25	110/35/22
	Vĩnh Sơn	22		23	42	110/13.8
		22		24	42	110/13.8
	Vĩnh Sơn 5	25		26	20	110/11
		25		27	20	110/11
	Trà Xom	30		31	12.5	110/6.3
		30		32	12.5	110/6.3
	Ken Lút Hạ	33		34	8	110/6.3
	Mỹ Hiệp	40		41	63	110/22
	Đầm Trà Ô	39		38	63	110/22
	Phù Mỹ	35		36	40	110/22
		35	93	37	25	110/35/22
	Mỹ Thành	53		54	40	110/22
	Phù Cát	49		52	25	110/35/22
		49	95	96	25	110/35/22
	Cát Hiệp	50		51	63	110/22
	Vân Canh	45		46	40	110/22
	An Nhơn	47		48	63	110/22
		47	99	97	25	110/35/22
	Nhơn Tân	55		56	25	110/22
		55		100	25	110/22
	Tây Sơn	57		58	40	100/22
	Đồn Phò	59	102	60	25	100/35/22
	An Khê	61	107	65	40	110/35/22
		61	105	103	25	110/35/22
	TĐ Đắk Srông 2	66		67	10	110/6.3
		66		68	10	110/6.3
		66		69	10	110/6.3
	TĐ Đắk Srông 2A	70		71	8	110/6.3
		70		72	8	110/6.3
		70		73	8	110/6.3
	TĐ Đắk Srông	74		75	8	110/6.3
		74		76	8	110/6.3
		74		77	8	110/6.3
PLEIKU - KON TUM - CHƯ SÊ	Pleiku	1	4	3	125	220/110/35
		1	4	5	125	220/110/35
	Kon Tum	1	44	42	125	220/110/35
		1	44	45	125	220/110/35
	Chư Sê	1	76	74	125	220/110/35
		1	76	77	125	220/110/35
	TĐ Đắk Đoa	25	27	26	31.5	110/35/6.3
	TĐ Đắk Bla	122		123	20	110/10.5
		122		124	20	110/10.5
	TĐ Đắk Bla 1	32		33	25	110/6.3
	TĐ Đắk Ne	34		35	10	110/6.3
	TĐ Đắk Lô	39		40	16	110/10.5
		39		41	16	110/10.5
	TĐ Pleikrong	22		23	60	110/13.8
		22		24	60	110/13.8
	TĐ Đắk Psi5	51		52	16	110/6.3

Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam

	TĐ Đăk Psi 1	9	53	55	23	110/22/10.5
	TĐ Đăk Psi 2	135		136	6.3	22/6.3
	TĐ Đăk Psi 4	59	60	62	72	110/22/11
	TĐ Đăk Psi 3	126		127	6.3	22/6.3
		126		128	6.3	22/6.3
		126		129	6.3	22/6.3
	TĐ Thượng Đăk Psi	64		65	4.5	22/6.3
		64		130	4.5	22/6.3
	TĐ Đăk Psi 2B	66		67	20	110/6.3
	TĐ Pleikan	70		71	40	110/6.3
	TĐ Đăk Po Ko	72		73	24	110/6.3
	TĐ H'Mun	93		94	25	110/6.3
	TĐ Ayun Thượng 1A	95		96	16	110/6.3
	NĐ Bă Mía Gia Lai	99		100	28	110/6.3
	TĐ Đăk Srông 3A	108		109	12.5	110/6.3
	TĐ Đăk Srông 3B	110		111	16	110/6.3
		110		112	8	110/6.3
	MT Krong Pa 2	105		113	63	110/22
	MT Krong Pa	114		115	63	110/22
	Chư Sê	86	88	87	25	110/35/22
		86	90	92	25	110/35/22
	Ayun Pa	101	103	102	25	110/35/22
		101	131	132	25	110/35/22
	Diên Hồng	79	81	80	63	110/35/22
		79	83	85	40	110/35/22
	Chư Prông	17		21	25	110/22
		17	19	18	16	110/35/22
	Đức Cơ	12	14	16	25	110/35/22
		12		13	40	110/22
	Krông Pa	107		116	25	110/22
	Ia Grai	7	10	8	25	110/35/22
	Chư Pưh	97		98	40	110/22
	Đăk Tô	56		57	16	110/22
	KonPlong	36		37	40	110/22
	Kon Tum	29		30	40	110/22
		29		31	25	110/22
	Kon Tum 2	118	120	119	40	110/22/11
	Tân Mai	49		50	63	110/22
	Đăk Hà	47		48	40	110/22
	Bờ Y	68		69	40	110/22

Phụ lục 1.2: Thông số nguồn phát (*)

Khu vực	Loại Nguồn	Nguồn	Nút số	Uđm [kV]	Pđm [MW]
ĐỒNG HỚI - ĐỒNG HÀ- PHONG ĐIỀN- HUẾ	Năng lượng mặt trời	DOHWA Lê Thủy	16	22	49.5
		Gio Thành 1	24	22	50
		Gio Thành 2	25	22	50
		LIG Quảng Trị	27	22	49.5
		MT Phong Điền	51	22	35.7
	Nhà máy thủy điện	Rào Trăng 3	56	6.3	13
			57	6.3	13
		Rào Trăng 4	64	6.3	46
			65	6.3	46
		Alin B1	59	11	20
			60	11	20
		Alin B2	62	10.5	14
			70	11	81
		NMTĐ Hương Điền	71	11	81
			72	11	81
			84	10.5	44
		NMTĐ Bình Điền	85	10.5	44

Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam

QUẢNG NGÃI- PHÙ MỸ- PHƯỚC AN	Năng lượng mặt trời	Mỹ Hiệp	41	22	50
		Đảm Trà Ô	38	22	50
		Cát Hiệp	51	22	49.5
	Nhà máy thủy điện	TĐ Đắk Re	8	10.5	30
			9	10.5	30
		TĐ Đắk Re 2	79	6.3	10
		Vĩnh Sơn	23	13.8	33
			24	13.8	33
		Vĩnh Sơn 5	26	11	14
			27	11	14
		Trà Xom	31	6.3	10
			32	6.3	10
		Ken Lút Hạ	34	6.3	6
			67	6.3	8
			68	6.3	8
		TĐ Đắk Srông 2	69	6.3	8
			71	6.3	6
			72	6.3	6
		TĐ Đắk Srông 2A	73	6.3	6
			75	6.3	6
			76	6.3	6
		TĐ Đắk Srông	77	6.3	6
PLEIKU - KON TUM - CHƯ SÊ	Năng lượng mặt trời	MT Krong Pa 2	113	22	49
		MT Krong Pa	115	22	51
	Nhà máy thủy điện	TĐ Đắk Doa	26	6.3	14
		TĐ Đắk Bla	123	10.5	13.5
			124	10.5	13.5
		TĐ Đắk Bla 1	33	6.3	15
		TĐ Đắk Ne	35	6.3	8.1
		TĐ Đắk Lô	40	10.5	11
			41	10.5	11
		TĐ Pleikrong	23	13.8	50
			24	13.8	50
		TĐ Đắk Psi5	52	6.3	10
		TĐ Đắk Psi 1	55	10.5	12
		TĐ Đắk Psi 2	136	6.3	6
		TĐ Đắk Psi 4	62	11	30
		TĐ Đắk Psi 3	127	6.3	5
			128	6.3	5
			129	6.3	5
		TĐ Thượng Đắk Psi	65	6.3	3.3
			130	6.3	3.3
		TĐ Đắk Psi 2B	67	6.3	14
		TĐ Pleikan	71	6.3	17
		TĐ Đắk Po Ko	73	6.3	16.5
		TĐ H'Mun	94	6.3	16.2
		TĐ Ayun Thượng 1A	96	6.3	12
		NĐ Bã Mía Gia Lai	100	6.3	22.6
		TĐ Đắk Srông 3A	109	6.3	10.2
		TĐ Đắk Srông 3B	111	6.3	13
			112	6.3	6.5

Phụ lục 1.3: Thông số đường dây ()**

Khu vực	Đường dây		Loại đường dây	Chiều dài [km]	Ro [Ohm/km]	Xo [Ohm/km]	Bo [uS/km]
	Nút đầu	Nút cuối					
ĐỒNG HỚI - ĐỒNG HÀ- PHONG ĐIỀN- HUẾ	66	69	ACSR 400	12.00	0.08	0.38	3.02
	19	17	ACSR 240	13.80	0.13	0.39	2.86
	17	15	ACSR 240	6.13	0.13	0.39	2.86
	28	23	ACSR 240	11.68	0.13	0.39	2.86
	35	44	ACSR 240	33.40	0.13	0.39	2.86
	39	44	ACSR 240	14.50	0.13	0.39	2.86
	46	44	ACSR 240	6.30	0.13	0.39	2.86
	44	52	ACSR 240	14.50	0.13	0.39	2.86
	52	55	ACSR 240	20.00	0.13	0.39	2.86
	58	55	ACSR 240	5.00	0.13	0.39	2.86
	52	58	ACSR 240	25.00	0.13	0.39	2.86
	58	61	ACSR 240	3.00	0.13	0.39	2.86
	61	63	ACSR 240	8.00	0.13	0.39	2.86
	52	63	ACSR 240	15.00	0.13	0.39	2.86
	44	66	ACSR 240	27.20	0.13	0.39	2.86
	80	73	ACSR 240	16.78	0.13	0.39	2.86
	6	7	ACSR 185	1.65	0.17	0.41	2.84
	6	7	ACSR 185	1.65	0.17	0.41	2.84
	7	13	ACSR 185	25.11	0.17	0.41	2.84
	7	13	ACSR 185	25.11	0.17	0.41	2.84
	10	21	ACSR 185	36.70	0.17	0.41	2.84
	21	28	ACSR 185	21.75	0.17	0.41	2.84
	28	26	ACSR 185	12.23	0.17	0.41	2.84
	6	10	ACSR 185	29.50	0.17	0.41	2.84
	28	36	ACSR 185	10.68	0.17	0.41	2.84
	19	36	ACSR 185	62.52	0.17	0.41	2.84
	35	36	ACSR 185	3.10	0.17	0.41	2.84
	35	36	ACSR 185	3.10	0.17	0.41	2.84
	13	19	ACSR 185	29.80	0.17	0.41	2.84
	13	19	ACSR 185	29.80	0.17	0.41	2.84
	35	39	ACSR 185	18.21	0.17	0.41	2.84
	35	44	ACSR 185	33.40	0.17	0.41	2.84
	39	44	ACSR 185	14.50	0.17	0.41	2.84
	46	44	ACSR 185	6.30	0.17	0.41	2.84
	46	49	ACSR 185	8.50	0.17	0.41	2.84
	44	52	ACSR 185	14.50	0.17	0.41	2.84
	44	66	ACSR 185	27.20	0.17	0.41	2.84
	52	73	ACSR 185	12.60	0.17	0.41	2.84
	66	83	ACSR 185	31.85	0.17	0.41	2.84
	80	73	ACSR 185	16.78	0.17	0.41	2.84
	80	83	ACSR 185	22.58	0.17	0.41	2.84
QUẢNG NGÃI- PHÙ MỸ- PHƯỚC AN	4	7	AC 185	75.00	0.17	0.41	2.84
	7	78	AC 185	2.50	0.17	0.41	2.84
	4	10	AC 240	31.66	0.13	0.39	2.86
	4	14	AC 240	5.56	0.13	0.39	2.86
	10	12	AC 240	22.30	0.13	0.39	2.86
	14	12	AC 240	48.70	0.13	0.39	2.86
	12	20	AC 185	17.81	0.17	0.41	2.84
	19	20	AC 185	23.57	0.17	0.41	2.84
	20	22	AC 185	46.92	0.17	0.41	2.84
	22	25	AC 185	11.80	0.17	0.41	2.84
	19	25	ACSR 240	40.80	0.13	0.39	2.86
	25	30	AC 185	7.16	0.17	0.41	2.84
	30	33	AC 185	14.30	0.17	0.41	2.84
	33	59	AC 185	29.80	0.17	0.41	2.84
	19	40	AC 185	9.00	0.17	0.41	2.84
	19	35	AC 300	5.42	0.11	0.40	2.87
	19	35	AC 300	5.42	0.11	0.40	2.87
	19	35	AC 300	6.52	0.11	0.40	2.87
	19	35	AC 300	6.25	0.11	0.40	2.87
	35	39	AC 240	10.42	0.13	0.39	2.86
	19	53	ACSR 240	24.33	0.13	0.39	2.86
	47	35	AC 240	45.00	0.13	0.39	2.86
	44	45	ACSR 240	13.01	0.13	0.39	2.86
	44	45	ACSR 240	13.01	0.13	0.39	2.86
	44	47	AC 300	10.44	0.11	0.40	2.87
	47	49	AC 185	16.67	0.17	0.41	2.84
	47	49	AC 300	16.67	0.11	0.40	2.87
	49	50	AC 185	5.52	0.17	0.41	2.84
	49	50	AC 185	5.52	0.17	0.41	2.84
	49	53	AC 185	32.42	0.17	0.41	2.84
	44	55	ACSR 240	9.42	0.13	0.39	2.86
	55	57	AC 240	15.40	0.13	0.39	2.86
	57	59	AC 240	14.43	0.13	0.39	2.86
	59	61	AC 185	12.00	0.17	0.41	2.84

Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam

	61	66	AC 185	1.80	0.17	0.41	2.84
	66	70	AC 185	10.20	0.17	0.41	2.84
	61	74	AC 185	36.00	0.17	0.41	2.84
	4	7	ACSR 240	32.55	0.13	0.39	2.86
	7	12	ACSR 240	21.42	0.13	0.39	2.86
PLEIKU - KON TUM - CHU' SÊ	12	17	AC 240	28.30	0.13	0.39	2.86
	76	17	AC 185	20.65	0.17	0.41	2.84
	76	17	AC 185	20.65	0.17	0.41	2.84
	76	17	AC 185	20.65	0.17	0.41	2.84
	4	117	GTZAC 200	25.16	0.15	0.41	2.80
	117	25	AC 185	15.00	0.17	0.41	2.84
	117	118	AC 300	1.00	0.11	0.40	2.87
	117	118	AC 300	1.00	0.11	0.40	2.87
	118	122	AC 185	13.87	0.17	0.41	2.84
	118	29	AC 185	23.33	0.17	0.41	2.84
	29	32	AC 185	24.40	0.17	0.41	2.84
	29	32	AC 240	24.40	0.13	0.39	2.86
	32	34	AC 185	2.00	0.17	0.41	2.84
	34	36	AC 185	26.31	0.17	0.41	2.84
	34	36	AC 240	26.31	0.13	0.39	2.86
	36	125	AC 240	20.00	0.13	0.39	2.86
	125	39	AC 240	5.80	0.13	0.39	2.86
	44	29	AC 300	0.58	0.11	0.40	2.87
	44	29	AC 240	1.16	0.13	0.39	2.86
	44	29	GTAC 200	4.80	0.15	0.41	2.85
	44	22	AC 240	12.40	0.13	0.39	2.86
	44	22	AC 240	12.40	0.13	0.39	2.86
	44	47	AC 300	15.00	0.11	0.40	2.87
	44	47	AC 560	14.44	0.05	0.39	2.93
	44	49	AC 240	31.61	0.13	0.39	2.86
	44	49	AC 240	31.61	0.13	0.39	2.86
	44	49	AC 300	31.61	0.11	0.40	2.87
	49	51	AC 185	15.08	0.17	0.41	2.84
	51	9	AC 240	25.00	0.13	0.39	2.86
	53	135	AC 185	4.00	0.17	0.41	2.84
	49	56	AC 240	6.80	0.13	0.39	2.86
	49	56	AC 240	6.80	0.13	0.39	2.86
	49	56	AC 300	0.11	0.11	0.40	2.87
	47	56	AC 300	18.93	0.11	0.40	2.87
	47	56	ACSR 560	18.93	0.05	0.39	2.93
	56	59	AC 185	30.89	0.17	0.41	2.84
	60	64	AC 185	11.90	0.17	0.41	2.84
	60	64	AC 185	11.90	0.17	0.41	2.84
	59	66	AC 185	14.00	0.17	0.41	2.84
	56	72	AC 240	2.00	0.13	0.39	2.86
	56	68	AC 300	19.77	0.11	0.40	2.87
	68	70	AC 240	4.84	0.13	0.39	2.86
	76	97	AC 240	27.19	0.13	0.39	2.86
	76	97	AC 240	27.19	0.13	0.39	2.86
	97	99	AC 185	36.33	0.17	0.41	2.84
	97	99	ACSR 120	36.33	0.27	0.42	2.69
	99	101	AC 185	2.62	0.17	0.41	2.84
	101	108	AC 185	23.00	0.17	0.41	2.84
	108	110	ACSR 240	3.23	0.13	0.39	2.86
	110	105	ACSR 240	17.00	0.13	0.39	2.86
	105	114	ACSR 240	1.60	0.13	0.39	2.86
	114	107	ACSR 240	4.60	0.13	0.39	2.86
	76	86	AC 185	15.27	0.17	0.41	2.84
	76	86	AC 185	15.27	0.17	0.41	2.84
	86	93	AC 185	18.00	0.17	0.41	2.84
	93	95	AC 185	18.50	0.17	0.41	2.84
	76	79	AC 185	31.43	0.17	0.41	2.84
	4	79	AC 185	18.69	0.17	0.41	2.84
	4	79	AC 240	18.69	0.13	0.39	2.86
	60	126	AC 185	5.00	0.17	0.41	2.84
	60	126	AC 185	5.00	0.17	0.41	2.84

PHỤ LỤC 2: THÔNG SỐ VẬN HÀNH

Phụ lục 2.1.1: Thông số vận hành của nhà máy điện theo chế độ 1

Khu vực	Loại nguồn phát	Tên Nguồn	Nút số	Công suất phát		
				Chế độ 1a	Chế độ 1b	Chế độ 1c
ĐỒNG HỚI - ĐỒNG HÀ- PHONG ĐIỀN- HUẾ	Năng lượng mặt trời	DOHWA Lê Thủy	16	45.00	22.50	0.00
		Gio Thành 1	24	42.00	21.00	0.00
		Gio Thành 2	25	42.00	21.00	0.00
		LIG Quảng Trị	27	41.00	20.50	0.00
		MT Phong Điền	51	35.00	17.50	0.00
	Nhà máy thủy điện	Rào Trăng 3	56	13.00	13.00	13.00
			57	13.00	13.00	13.00
		Rào Trăng 4	64	46.00	46.00	46.00
			65	46.00	46.00	46.00
		Alin B1	59	20.00	20.00	20.00
			60	20.00	20.00	20.00
		Alin B2	62	14.00	14.00	14.00
			71	81.00	81.00	81.00
		NMTĐ Hương Điền	72	81.00	81.00	81.00
			73	81.00	81.00	81.00
			84	44.00	44.00	44.00
		NMTĐ Bình Điền	85	44.00	44.00	44.00
QUẢNG NGÃI- PHÙ MỸ- PHƯỚC AN	Năng lượng mặt trời	Mỹ Hiệp	41	41.00	20.50	0.00
		Đầm Trà Ô	38	42.00	21.00	0.00
		Cát Hiệp	51	41.00	20.50	0.00
	Nhà máy thủy điện	TĐ Đắk Re	8	30.00	30.00	30.00
			9	30.00	30.00	30.00
		TĐ Đắk Re 2	79	10.00	10.00	10.00
			23	33.00	33.00	33.00
		Vinh Sơn	24	33.00	33.00	33.00
			26	14.00	14.00	14.00
		Vinh Sơn 5	27	14.00	14.00	14.00
			31	10.00	10.00	10.00
		Trà Xom	32	10.00	10.00	10.00
			34	6.00	6.00	6.00
		Ken Lút Hạ	67	8.00	8.00	8.00
			68	8.00	8.00	8.00
			69	8.00	8.00	8.00
		TĐ Đắk Srông 2	71	6.00	6.00	6.00
			72	6.00	6.00	6.00
			73	6.00	6.00	6.00
		TĐ Đắk Srông 2A	75	6.00	6.00	6.00
			76	6.00	6.00	6.00
			77	6.00	6.00	6.00
PLEIKU - KON TUM - CHƯ SÊ	Năng lượng mặt trời	MT Krong Pa 2	113	16.00	8.00	0.00
		MT Krong Pa	115	50.00	25.00	0.00
	Nhà máy thủy điện	TĐ Đắk Đoa	26	14.00	14.00	14.00
			123	13.50	13.50	13.50
		TĐ Đắk Bla	124	13.50	13.50	13.50
			33	15.00	15.00	15.00
		TĐ Đắk Bla 1	35	8.10	8.10	8.10
			40	11.00	11.00	11.00
		TĐ Đắk Lô	41	11.00	11.00	11.00
			23	50.00	50.00	50.00
		TĐ Pleikrong	24	50.00	50.00	50.00
			52	10.00	10.00	10.00
		TĐ Đắk Psi5	55	12.00	12.00	12.00
			136	6.00	6.00	6.00
		TĐ Đắk Psi 4	62	30.00	30.00	30.00

Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam

		TĐ Đắk Psi 3	127	7.00	7.00	7.00
			128	7.00	7.00	7.00
			129	7.00	7.00	7.00
		TĐ Thượng Đắk Psi	65	3.50	3.50	3.50
			130	3.50	3.50	3.50
		TĐ Đắk Psi 2B	67	14.00	14.00	14.00
		TĐ Pleikan	71	17.00	17.00	17.00
		TĐ Đắk Po Ko	73	16.50	16.50	16.50
		TĐ H'Mun	94	16.20	16.20	16.20
		TĐ Ayun Thượng 1A	96	12.00	12.00	12.00
		NĐ Bà Mía Gia Lai	100	22.60	22.60	22.60
		TĐ Đắk Srông 3A	109	10.20	10.20	10.20
		TĐ Đắk Srông 3B	111	13.00	13.00	13.00
			112	7.00	7.00	7.00

Phụ lục 2.1.2: Thông số vận hành của nhà máy điện theo chế độ 2

Khu vực	Loại nguồn phát	Tên Nguồn	Nút số	Công suất phát		
				Chế độ 2a	Chế độ 2b	Chế độ 2c
ĐỒNG HỚI - ĐỒNG HÀ- PHONG ĐIỀN- HUẾ	Năng lượng mặt trời	DOHWA Lê Thủy	16	45.00	22.50	0.00
		Gio Thành 1	24	42.00	21.00	0.00
		Gio Thành 2	25	42.00	21.00	0.00
		LIG Quảng Trị	27	41.00	20.50	0.00
		MT Phong Điền	51	35.00	17.50	0.00
	Nhà máy thủy điện	Rào Trăng 3	56	3.90	3.90	3.90
			57	3.90	3.90	3.90
		Rào Trăng 4	64	13.80	13.80	13.80
			65	13.80	13.80	13.80
		Alin B1	59	6.00	6.00	6.00
			60	6.00	6.00	6.00
		Alin B2	62	4.20	4.20	4.20
			71	24.30	24.30	24.30
		NMTĐ Hương Điền	72	24.30	24.30	24.30
			73	24.30	24.30	24.30
			84	13.20	13.20	13.20
		NMTĐ Bình Điền	85	13.20	13.20	13.20
QUẢNG NGÃI- PHÙ MỸ- PHƯỚC AN	Năng lượng mặt trời	Mỹ Hiệp	41	41.00	20.50	0.00
		Đầm Trà Ổ	38	42.00	21.00	0.00
		Cát Hiệp	51	41.00	20.50	0.00
	Nhà máy thủy điện	TĐ Đắk Re	8	9.00	9.00	9.00
			9	9.00	9.00	9.00
		TĐ Đắk Re 2	79	3.00	3.00	3.00
		Vinh Sơn	23	9.90	9.90	9.90
			24	9.90	9.90	9.90
		Vinh Sơn 5	26	4.20	4.20	4.20
			27	4.20	4.20	4.20
		Trà Xom	31	3.00	3.00	3.00
			32	3.00	3.00	3.00
		Ken Lút Hạ	34	1.80	1.80	1.80
			67	2.40	2.40	2.40
			68	2.40	2.40	2.40
		TĐ Đắk Srông 2	69	2.40	2.40	2.40
			71	1.80	1.80	1.80
			72	1.80	1.80	1.80
		TĐ Đắk Srông 2A	73	1.80	1.80	1.80
			75	1.80	1.80	1.80
			76	1.80	1.80	1.80
		TĐ Đắk Srông	77	1.80	1.80	1.80
PLEIKU - KON TUM - CHƯ SÊ	Năng lượng mặt trời	MT Krong Pa 2	113	16.00	8.00	0.00
		MT Krong Pa	115	50.00	25.00	0.00
	Nhà máy thủy điện	TĐ Đắk Đoa	26	4.20	4.20	4.20

*Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến
độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam*

		TĐ Đắk Bla	123	4.05	4.05	4.05
			124	4.05	4.05	4.05
		TĐ Đắk Bla 1	33	4.50	4.50	4.50
		TĐ Đắk Ne	35	2.43	2.43	2.43
		TĐ Đắk Lô	40	3.30	3.30	3.30
			41	3.30	3.30	3.30
		TĐ Pleikrong	23	15.00	15.00	15.00
			24	15.00	15.00	15.00
		TĐ Đắk Psi5	52	3.00	3.00	3.00
		TĐ Đắk Psi 1	55	3.60	3.60	3.60
		TĐ Đắk Psi 2	136	1.80	1.80	1.80
		TĐ Đắk Psi 4	62	9.00	9.00	9.00
		TĐ Đắk Psi 3	127	2.10	2.10	2.10
			128	2.10	2.10	2.10
			129	2.10	2.10	2.10
		TĐ Thượng Đắk Psi	65	1.05	1.05	1.05
			130	1.05	1.05	1.05
		TĐ Đắk Psi 2B	67	4.20	4.20	4.20
		TĐ Pleikan	71	5.10	5.10	5.10
		TĐ Đắk Po Ko	73	4.95	4.95	4.95
		TĐ H'Mun	94	4.86	4.86	4.86
		TĐ Ayun Thượng 1A	96	3.60	3.60	3.60
		NĐ Bả Mía Gia Lai	100	6.78	6.78	6.78
		TĐ Đắk Srông 3A	109	3.06	3.06	3.06
		TĐ Đắk Srông 3B	111	4.00	4.00	4.00
112	2.00		2.00	2.00		

Phụ lục 2.2. Thông số của phụ tải các năm 2021-2024

Khu vực	Tên TBA	Điện áp [kV]	Sdm [MVA]	2021		2022		2023		2024	
				Cực đại	Cực tiểu	Cực đại	Cực tiểu	Cực đại	Cực tiểu	Cực đại	Cực tiểu
ĐỒNG HỚI - ĐỒNG HÀ- PHONG ĐIỆN- HUẾ	Đồng Hới	110/35/22	40	31.10	15.55	28.10	14.05	35.90	17.95	35.40	17.70
		110/35/22	40	33.20	16.60	26.40	13.20	34.70	17.35	36.90	18.45
	Áng Sơn	110/6	25	11.30	5.65	13.20	6.60	9.70	4.85	4.30	2.15
		110/22/6	25	20.80	10.40	18.30	9.15	13.40	6.70	12.50	6.25
	Tây Bắc Quản Hữu	110/22	40	0.00	0.00	0.00	0.00	12.30	6.15	17.40	8.70
	Cam Liên	110/22	40	5.20	2.60	12.60	6.30	8.90	4.45	15.70	7.85
	Lệ Thủy	110/35/22	25	18.50	9.25	17.70	8.85	17.40	8.70	16.80	8.40
	Vĩnh Linh	110/35/22	40	28.00	14.00	27.00	13.50	26.40	13.20	28.20	14.10
	Quản Ngang	110/22	25	22.60	11.30	19.70	9.85	15.10	7.55	12.90	6.45
		110/22	25	19.60	9.80	14.20	7.10	17.50	8.75	17.30	8.65
	Đồng Hà	110/35/22	40	37.00	18.50	32.70	16.35	31.20	15.60	32.80	16.40
		110/35/22	40	32.40	16.20	33.00	16.50	30.60	15.30	33.80	16.90
	Diên Sanh	110/35/22	25	14.60	7.30	18.00	9.00	12.70	6.35	15.50	7.75
		110/22	25	18.80	9.40	18.50	9.25	12.00	6.00	20.40	10.20
	Đồng Lâm	110/22/6	25	14.70	7.35	20.10	10.05	8.90	4.45	10.20	5.10
		110/22/6	25	24.80	12.40	24.00	12.00	20.50	10.25	17.80	8.90
	Phong Điền	110/22	25	21.30	10.65	20.00	10.00	13.50	6.75	19.20	9.60
		110/22	25	20.30	10.15	15.00	7.50	19.00	9.50	18.80	9.40
	Diễn Lộc	110/22	25	13.20	6.60	16.50	8.25	18.40	9.20	16.50	8.25
	Vân Xá	110/6	40	25.90	12.95	20.20	10.10	18.20	9.10	16.40	8.20
		110/6	25	4.80	2.40	18.00	9.00	22.40	11.20	11.50	5.75
	Huế 2	110/22	63	48.40	24.20	53.80	26.90	55.20	27.60	59.00	29.50
		110/22	40	25.00	12.50	37.20	18.60	34.50	17.25	34.60	17.30
	Huế220	110/35/22	40	38.00	19.00	38.00	19.00	38.00	19.00	38.00	19.00
110/35/22		40	37.00	18.50	36.00	18.00	36.00	18.00	36.00	18.00	
QUẢNG NGÃI- PHÚ MỸ- PHƯỚC AN	Mộ Đức	110/22	25	12.00	6.00	16.30	8.15	17.60	8.80	17.90	8.95
		110/35/22	25	12.00	6.00	15.00	7.50	17.50	8.75	18.40	9.20
	Đức Phổ	110/22	25	15.50	7.75	15.40	7.70	19.30	9.65	20.70	10.35
	Tam Quan	110/22	25	13.60	6.80	19.20	9.60	21.10	10.55	19.50	9.75
		110/22	40	19.20	9.60	21.50	10.75	24.60	12.30	20.80	10.40

Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam

	Hoài Nhơn	110/22	25	21.80	10.90	21.90	10.95	21.90	10.95	21.70	10.85
		110/35/22	25	19.60	9.80	21.20	10.60	20.70	10.35	22.70	11.35
	Phù Mỹ	110/22	40	20.60	10.30	17.10	8.55	20.00	10.00	19.40	9.70
		110/35/22	25	12.80	6.40	15.40	7.70	15.70	7.85	16.60	8.30
	Mỹ Thành	110/22	40	18.40	9.20	16.20	8.10	18.20	9.10	21.40	10.70
	Phù Cát	110/22	25	20.00	10.00	19.10	9.55	21.50	10.75	23.20	11.60
		110/35/22	25	19.40	9.70	20.50	10.25	20.50	10.25	23.50	11.75
	An Nhơn	110/22	63	23.40	11.70	26.50	13.25	26.80	13.40	30.00	15.00
		110/35/22	25	19.50	9.75	22.20	11.10	21.00	10.50	19.70	9.85
	Vân Canh	110/22	40	0.00	0.00	0.00	0.00	13.40	6.70	17.90	8.95
	Nhơn Tân	110/22	25	17.40	8.70	15.20	7.60	20.60	10.30	18.10	9.05
		110/22	25	21.40	10.70	18.60	9.30	19.90	9.95	16.20	8.10
	Tây Sơn	110/22	40	15.40	7.70	18.40	9.20	19.10	9.55	26.20	13.10
	Đồn Phó	110/35/22	25	19.50	9.75	21.10	10.55	20.70	10.35	16.70	8.35
	An Khê	110/35/22	40	19.40	9.70	22.30	11.15	23.70	11.85	24.20	12.10
		110/35/22	25	20.80	10.40	19.70	9.85	22.20	11.10	20.50	10.25
PLEIKU - KON TUM - CHƯ SÊ	Chư Sê	110/35/22	25	20.90	12.54	22.60	13.56	22.90	13.74	23.80	14.28
		110/35/22	25	20.40	12.24	22.40	13.44	23.00	13.80	24.00	14.40
	AyunPa	110/35/22	25	21.60	12.96	24.60	14.76	22.40	13.44	21.90	13.14
		110/35/22	25	23.40	14.04	24.50	14.70	23.90	14.34	23.70	14.22
	Diên Hồng	110/35/22	63	52.30	31.38	47.20	28.32	37.10	22.26	48.30	28.98
		110/35/22	40	35.00	21.00	26.10	15.66	30.50	18.30	32.80	19.68
	Chư Prông	110/35/22	16	15.70	9.42	15.40	9.24	11.70	7.02	15.90	9.54
		110/22	25	16.70	10.02	21.40	12.84	19.30	11.58	18.90	11.34
	Đức Cơ	110/35/22	25	22.20	13.32	19.20	11.52	15.90	9.54	10.30	6.18
		110/22	40	0.00	0.00	11.80	7.08	10.90	6.54	11.50	6.90
	Chư Pưh	110/22	40	35.40	21.24	37.40	22.44	38.40	23.04	33.80	20.28
	Krông Pa	110/22	25	22.10	13.26	21.70	13.02	20.50	12.30	20.10	12.06
	Ia Grai	110/35/22	25	18.40	11.04	20.70	12.42	24.30	14.58	23.40	14.04
	Đăk Tô	110/22	16	14.40	8.64	14.00	8.40	13.30	7.98	13.20	7.92
	KonPlong	110/22	40	31.90	19.14	33.10	19.86	30.80	18.48	34.10	20.46
	Kon Tum	110/22	40	29.30	17.58	28.50	17.10	24.40	14.64	23.00	13.80
		110/22	25	18.10	10.86	22.40	13.44	15.10	9.06	16.10	9.66
	Kon Tum 2	110/22/11	40	0.00	0.00	6.70	4.02	10.90	6.54	12.30	7.38
	Tân Mai	110/22	63	14.80	8.88	16.20	9.72	13.40	8.04	13.00	7.80
	Đăk Hà	110/22	40	24.70	14.82	25.20	15.12	23.50	14.10	20.50	12.30
	Bờ Y	110/22	40	20.10	12.06	37.00	22.20	19.90	11.94	20.90	12.54

Phụ lục 2.3. Thông số của phụ tải năm 2030

Khu vực	Tên tải	Sđm [MVA]	Nút tải	Cực đại		Cực tiểu	
				P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
ĐỒNG HỚI - ĐỒNG HÀ- PHONG ĐIỀN- HUẾ	Đồng Hới	40	87	19.12	9.26	9.56	4.63
			8	12.74	6.17	6.37	3.09
		40	89	19.93	9.65	9.96	4.83
			9	13.28	6.43	6.64	3.22
	Áng Sơn	25	11	20.25	9.81	10.13	4.90
			91	12.15	5.88	6.08	2.94
			12	8.10	3.92	4.05	1.96
	Tây Bắc Quán Hàu	40	14	32.40	15.69	16.20	7.85
	Cam Liên	40	18	32.40	15.69	16.20	7.85
	Lệ Thủy	25	93	12.15	5.88	6.08	2.94
			20	8.10	3.92	4.05	1.96
	Vĩnh Linh	40	95	19.44	9.42	9.72	4.71
			22	12.96	6.28	6.48	3.14
	Quán Ngang	25	29	20.25	9.81	10.13	4.90
		25	30	20.25	9.81	10.13	4.90
	Đồng Hà	40	97	18.25	8.84	9.13	4.42
			38	12.17	5.89	6.08	2.95
		40	99	17.71	8.58	8.86	4.29
			37	11.81	5.72	5.90	2.86

Tính toán, đánh giá ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện nhỏ, điện mặt trời đến chế độ vận hành lưới điện 110kV khu vực miền Trung Việt Nam

	Diên Sanh	25	40	18.36	8.89	9.18	4.45
		25	109	12.15	5.88	6.08	2.94
			41	8.10	3.92	4.05	1.96
	Đồng Lâm	25	101	12.15	5.88	6.08	2.94
			54	8.10	3.92	4.05	1.96
		25	103	12.15	5.88	6.08	2.94
			53	8.10	3.92	4.05	1.96
	Phong Điền	25	47	20.25	9.81	10.13	4.90
		25	48	20.25	9.81	10.13	4.90
	Điền Lộc	25	50	20.25	9.81	10.13	4.90
	Văn Xá	40	68	32.40	15.69	16.20	7.85
		25	67	20.25	9.81	10.13	4.90
	Huế 2	63	74	53.10	25.72	26.55	12.86
		40	75	31.14	15.08	15.57	7.54
	Huế220	40	105	19.44	9.42	9.72	4.71
			82	12.96	6.28	6.48	3.14
		40	107	20.52	9.94	10.26	4.97
			81	13.68	6.63	6.84	3.31
QUẢNG NGÃI- PHÙ MỸ- PHƯỚC AN	Mộ Đức	25	15	20.25	9.81	10.13	4.90
		25	87	8.10	3.92	4.05	1.96
			88	12.15	5.88	6.08	2.94
	Đức Phổ	25	11	18.63	9.02	9.32	4.51
	Tam Quan	25	16	20.25	9.81	10.13	4.90
		40	13	32.40	15.69	16.20	7.85
	Hoài Nhơn	25	21	19.53	9.46	9.77	4.73
		25	90	8.17	3.96	4.09	1.98
			91	12.26	5.94	6.13	2.97
	Phù Mỹ	40	36	32.40	15.69	16.20	7.85
		25	37	12.15	5.88	6.08	2.94
			93	8.10	3.92	4.05	1.96
	Mỹ Thành	40	54	32.40	15.69	16.20	7.85
	Phù Cát	25	52	20.88	10.11	10.44	5.06
		25	95	8.46	4.10	4.23	2.05
			96	12.69	6.15	6.35	3.07
	An Nhơn	63	48	51.03	24.71	25.52	12.36
		25	97	12.15	5.88	6.08	2.94
			99	8.10	3.92	4.05	1.96
	Vân Canh	40	46	32.40	15.69	16.20	7.85
	Nhơn Tân	25	56	20.25	9.81	10.13	4.90
		25	100	20.25	9.81	10.13	4.90
	Tây Sơn	40	58	32.40	15.69	16.20	7.85
	Đồn Phò	25	60	12.15	5.88	6.08	2.94
			102	8.10	3.92	4.05	1.96
	An Khê	25	103	11.07	5.36	5.54	2.68
			105	7.38	3.57	3.69	1.79
		40	65	19.44	9.42	9.72	4.71
			107	12.96	6.28	6.48	3.14
PLEIKU - KON TUM - CHƯ SÊ	Chư Sê	25	88	12.85	6.22	7.71	3.73
			87	8.57	4.15	5.14	2.49
		25	90	12.96	6.28	7.78	3.77
			92	8.64	4.18	5.18	2.51
	Ayun Pa	25	103	11.83	5.73	7.10	3.44
			102	7.88	3.82	4.73	2.29
		25	131	12.80	6.20	7.68	3.72
			132	8.53	4.13	5.12	2.48
	Diên Hồng	63	81	30.62	14.83	18.37	8.90
			80	20.41	9.89	12.25	5.93
		40	83	17.71	8.58	10.63	5.15
			85	11.81	5.72	7.08	3.43
	Chư Prông	25	21	20.25	9.81	12.15	5.88

		16	19	8.59	4.16	5.15	2.50
			18	5.72	2.77	3.43	1.66
	Đức Cơ	25	14	12.15	5.88	7.29	3.53
			16	8.10	3.92	4.86	2.35
		40	13	32.40	15.69	19.44	9.42
	Krông Pa	25	116	18.09	8.76	10.85	5.26
	Ia Grai	25	10	12.64	6.12	7.58	3.67
			8	8.42	4.08	5.05	2.45
	Chư Pưh	40	98	30.72	14.73	18.40	8.91
	Đăk Tô	16	57	11.88	5.75	7.13	3.45
	KonPlong	40	37	30.69	14.86	18.41	8.92
	Kon Tum	40	30	32.40	15.69	19.44	9.42
		25	31	20.25	9.81	12.15	5.88
	Kon Tum 2	40	119	19.44	9.42	11.66	5.65
			120	12.96	6.28	7.78	3.77
	Tân Mai	63	50	51.03	24.71	30.62	14.83
	Đăk Hà	40	48	32.40	15.69	19.44	9.42
	Bờ Y	40	69	32.40	15.69	19.44	9.42

(*) Thông số nguồn phát được tổng hợp từ “*Báo cáo Phương thức vận hành Hệ thống điện miền Trung (2021-2024)*”. [4]

(**) Thông số đường dây được tra cứu từ “*Sổ tay lựa chọn và tra cứu thiết bị điện từ 0,4 đến 500kV*”(2002). [3]

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. “*Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050*” (Quy hoạch điện VIII).
- [2]. Thông tư số 05/2025/TT-BCT “*Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng*” của Bộ Công Thương.
- [3]. Ngô Hồng Quang (2002), “*Sổ tay lựa chọn và tra cứu thiết bị điện từ 0,4 đến 500kV*”. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật.
- [4]. Trung tâm điều độ hệ thống điện Miền Trung, “*Báo cáo Phương thức vận hành Hệ thống điện miền Trung (2021-2024)*”.
- [5]. Trần Bách (2004), “*Lưới điện và hệ thống điện*”. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, Hà Nội.
- [6]. PGS.TS. Nguyễn Hữu Phúc (2007), “*Áp dụng PSS-ADEPT 5.0 trong lưới điện phân phối*”.
- [7]. Nguyễn Văn Đạm (2000), “*Mạng lưới điện*”. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật.
- [8]. Hadi Saadat (1999), “*Power System Analysis*”.