

ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG

TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA  
KHOA ĐIỆN



# ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN  
CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN

**ĐỀ TÀI: GIẢI PHÁP NÂNG CAO HIỆU QUẢ VẬN HÀNH  
LƯỚI ĐIỆN 220KV KHU VỰC MIỀN TRUNG**

Giảng viên hướng dẫn: TS. TRỊNH TRUNG HIẾU  
Sinh viên thực hiện: NGUYỄN TRƯƠNG QUỐC THẮNG  
Mã số sinh viên: 105200280  
Lớp: 20DCLC4

Đà Nẵng, 6/2025

## LỜI NÓI ĐẦU

Ngày nay, sự phát triển nhanh chóng của các nguồn năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời tại khu vực Miền Trung đã tạo ra những thách thức mới cho hệ thống điện quốc gia. Việc tích hợp các nguồn năng lượng này vào lưới điện đòi hỏi phải nâng cấp và mở rộng hệ thống truyền tải, đặc biệt là lưới điện 220kV, để đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và hiệu quả. Trong đó khu vực Tây Nguyên, với địa hình đồi núi phức tạp và điều kiện thời tiết khắc nghiệt, càng làm tăng thêm độ phức tạp trong công tác quản lý và vận hành lưới điện.

Trường Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng là một trong những cơ sở đào tạo kỹ sư đa ngành hàng đầu tại Việt Nam, với định hướng nghiên cứu và ứng dụng thực tiễn. Khoa Điện của trường có nhiệm vụ đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao, nghiên cứu khoa học và chuyển giao công nghệ trong lĩnh vực kỹ thuật điện, phục vụ sự phát triển bền vững kinh tế – xã hội của khu vực miền Trung – Tây Nguyên nói riêng và cả nước nói chung. Nhiều sinh viên tốt nghiệp từ khoa đã và đang đảm nhận các vị trí quan trọng trong Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) cũng như các cơ quan quản lý nhà nước và doanh nghiệp trong ngành điện.

Trong quá trình thực hiện đề án này, em xin gửi lời cảm ơn chân thành đến TS. Trịnh Trung Hiếu – giảng viên khoa Điện, Trường Đại học Bách khoa, đã tận tình hướng dẫn và hỗ trợ em hoàn thành đề tài. Đồng thời, em cũng xin bày tỏ lòng biết ơn đến gia đình, bạn bè và những người thân yêu đã luôn động viên và tạo điều kiện thuận lợi cho em trong suốt quá trình học tập và nghiên cứu.

Tuy đã nỗ lực hoàn thành đề án với tinh thần trách nhiệm cao, nhưng do kiến thức và kinh nghiệm còn hạn chế, chắc chắn không thể tránh khỏi những thiếu sót. Em rất mong nhận được sự góp ý quý báu từ các thầy cô và bạn bè để hoàn thiện hơn nữa công trình nghiên cứu này.

## CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan trong quá trình làm đề 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 giả mạo hồ sơ học thuật.
- 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.
- Sử dụng sản phẩm học thuật của người khác phải có trích dẫn nguồn gốc rõ ràng.

Chúng tôi xin cam đoan số liệu và kết quả nghiên cứu trong đề 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 đề án này đã được cảm ơn và các thông tin trích dẫn trong đề án đã được chỉ rõ nguồn gốc rõ ràng và được phép công bố.

*Đà Nẵng, ngày ... tháng ... năm 202*

Sinh viên thực hiện

# MỤC LỤC

CAM ĐOAN.....	iii
MỤC LỤC .....	iv
DANH SÁCH CÁC BẢNG, HÌNH VẼ.....	v
DANH SÁCH CÁC CHỮ VIẾT TẮT.....	viii
MỞ ĐẦU .....	9
1. Lý do chọn đề tài .....	9
2. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu .....	9
3. Mục tiêu và nhiệm vụ.....	10
4. Phương pháp nghiên cứu.....	10
5. Đặt tên cho đề tài.....	10
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN 220KV KHU VỰC MIỀN TRUNG TÂY NGUYÊN.....	11
1.1. Tổng quan về lưới điện khu vực Miền Trung Tây Nguyên.....	11
1.1.1. Lưới điện của khu vực.....	12
1.1.2. Sơ đồ kết lưới .....	13
1.2. Cơ sở lý thuyết về tổn thất công suất.....	19
1.2.1. Khái niệm tổn thất công suất .....	19
1.2.2. Phân loại tổn thất công suất trong lưới truyền tải.....	19
1.2.3. Các yếu tố ảnh hưởng đến tổn thất công suất.....	21
CHƯƠNG 2: MÔ PHỎNG VÀ ĐÁNH GIÁ CÁC CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH CỦA LƯỚI ĐIỆN.....	22
2.1. Mô phỏng lưới điện 220kV khu vực Tây Nguyên .....	22
2.2. Đánh giá các chế độ vận hành của lưới điện 220kV .....	22
2.2.1. Kịch bản 1 : Chế độ vận hành bình thường.....	22
2.2.2. Kịch bản 2 : Chế độ nguồn phát hết công suất – tải tiêu thụ hết công suất định mức .....	27
2.2.3. Kịch bản 3 : Chế độ nguồn phát hết công suất – tải tiêu thụ 30% công suất định mức.....	32
2.2.4. Kịch bản 4 : Chế độ nguồn phát 30% công suất định mức – tải tiêu thụ hết công suất định mức .....	37

2.3. Tổng kết chương 2.....	42
<b>CHƯƠNG 3: GIẢI PHÁP VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN VÀ PHÂN TÍCH SỰ CỐ N-1</b>	<b>45</b>
3.1. Tổng quan về phương pháp.....	45
3.1.1. Hàm mục tiêu.....	45
3.1.2. Giới công suất phát.....	45
3.1.3. Giới hạn điện áp nút.....	45
3.1.4. Giới hạn dòng công suất trên đường dây.....	46
3.2. Tối ưu trào lưu công suất trên lưới.....	46
3.2.1. Chế độ vận hành bình thường.....	46
3.2.2. Chế độ nguồn max – tải max.....	46
3.2.3. Chế độ nguồn max – tải min.....	47
3.2.4. Chế độ nguồn min – tải max.....	47
3.3. Đánh giá trạng thái N- 1 trên lưới.....	48
3.4. Tổng kết chương 3.....	57
<b>KẾT LUẬN.....</b>	<b>58</b>
<b>TÀI LIỆU THAM KHẢO.....</b>	<b>59</b>
<b>PHỤ LỤC.....</b>	<b>60</b>

## **DANH SÁCH CÁC BẢNG, HÌNH VẼ**

Bảng 1.1: Thông số các trạm biến áp 500kV và 220kV trong khu vực
Bảng 1.2: Thông số các đường dây 220kV
Bảng 1.3: Thông số các nguồn phát của khu vực Tây Nguyên
Bảng 1.4: Thông số nút nguồn
Bảng 1.5: Thông số các phụ tải tiêu thụ
Bảng 1.6: Thông số các trạm biến áp 220 kV trong khu vực
Bảng 1.7: Thông số các đường dây 220kV
Bảng 1.8: Thông số các nguồn phát của khu vực Tây Nguyên
Bảng 2.1: Thông số phần trăm điện áp trên các nút 220kV theo kịch bản 1
Bảng 2.2: Thông số các phụ tải tiêu thụ theo kịch bản 1
Bảng 2.3: Thông số của các đường dây theo kịch bản 1
Bảng 2.4: Thông số các nguồn phát theo kịch bản 1
Bảng 2.5: Bảng tổng hợp công suất trên lưới theo kịch bản 1

Bảng 2.6: Thông số phần trăm điện áp trên các nút 220kV theo kịch bản 2  
Bảng 2.7: Thông số các phụ tải tiêu thụ theo kịch bản 2  
Bảng 2.8: Thông số của các đường dây theo kịch bản 2  
Bảng 2.9: Thông số các nguồn phát theo kịch bản 2  
Bảng 2.10: Bảng tổng hợp công suất trên lưới theo kịch bản 2  
Bảng 2.11: Thông số phần trăm điện áp trên các nút 220kV theo kịch bản 3  
Bảng 2.12: Thông số các phụ tải tiêu thụ theo kịch bản 3  
Bảng 2.13: Thông số của các đường dây theo kịch bản 3  
Bảng 2.14: Thông số các nguồn phát theo kịch bản 3  
Bảng 2.15: Bảng tổng hợp công suất trên lưới theo kịch bản 3  
Bảng 2.16: Thông số phần trăm điện áp trên các nút 220kV theo kịch bản 4  
Bảng 2.17: Thông số các phụ tải tiêu thụ theo kịch bản 4  
Bảng 2.18: Thông số của các đường dây theo kịch bản 4  
Bảng 2.19: Thông số các nguồn phát theo kịch bản 4  
Bảng 2.20: Bảng tổng hợp công suất trên lưới theo kịch bản 4  
Bảng 2.21: Mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất  
Bảng 2.22: Ràng buộc về điện áp tại các nút 220kV  
Bảng 2.23: Ràng buộc về dòng điện trên các đường dây  
Bảng 2.24: Ràng buộc về công suất phát  
Bảng 2.25: Phần trăm điện áp tại các nút 220kV sau khi chạy OPF  
Bảng 2.26: Công suất phát lên lưới trước và sau khi chạy OPF  
Bảng 3.1: Thông số các đường dây bị quá tải  
Bảng 3.2: Thông số các đường dây sau khi chạy OPF  
Bảng 3.3: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất dây 2 trong chế độ nguồn max – tải max  
Bảng 3.4: Thông số các đường dây bị quá tải  
Bảng 3.5: Thông số các đường dây sau khi chạy OPF  
Bảng 3.6: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất dây 33 trong chế độ nguồn max – tải max  
Bảng 3.7: Thông số các đường dây bị quá tải  
Bảng 3.8: Thông số các đường dây sau khi chạy OPF  
Bảng 3.9: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất dây 2 trong chế độ nguồn max – tải min  
Bảng 3.10: Thông số các đường dây bị quá tải  
Bảng 3.11: Thông số các đường dây sau khi chạy OPF

Bảng 3.12: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất dây 33 trong chế độ nguồn max – tải min

Bảng 3.13: Phần trăm điện áp tại các nút 220kV sau khi chạy OPF

Bảng 3.14: Công suất phát lên lưới trước và sau khi chạy OPF

Bảng 4.1: Phần trăm điện áp tại các nút 220kV sau khi chạy OPF

Bảng 4.2: Công suất phát lên lưới sau khi chạy OPF

Bảng 5.1: Phần trăm điện áp tại các nút 220kV sau khi chạy OPF

Bảng 5.2: Công suất phát lên lưới trước và sau khi chạy OPF

Bảng 6.1: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất 1 dây trong chế độ nguồn max – tải max

Bảng 6.2: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất 1 dây trong chế độ nguồn max – tải min

Hình 1.1: Bản đồ hành chính khu vực Tây Nguyên

Hình 1.2: Lưới điện khu vực Tây Nguyên

Hình 1.3: Mô phỏng lưới điện truyền tải 4 tỉnh cấp 220kV khu vực Tây Nguyên

Hình 2.1: Đồ thị phần trăm điện áp tại các nút 220kV theo kịch bản 1

Hình 2.2: Đồ thị phần trăm điện áp tại các nút 220kV theo kịch bản 2

Hình 2.3: Đồ thị phần trăm điện áp tại các nút 220kV theo kịch bản 3

Hình 2.4: Đồ thị phần trăm điện áp tại các nút 220kV theo kịch bản 4

Hình 2.5: Đồ thị tổng hợp phần trăm điện áp các nút 220kV

Hình 2.6: Đồ thị tổn thất công suất theo các kịch bản vận hành của lưới điện 220kV

## DANH SÁCH CÁC CHỮ VIẾT TẮT

Max:	Cực đại
Min:	Cực tiểu
NLTT:	Năng lượng tái tạo
LF:	Load flow
OPF:	Optimal power flow
NĐ:	Nhiệt điện
TĐ:	Thủy điện
ĐMT:	Điện mặt trời
ĐG:	Điện gió
MBA:	Máy biến áp
BCT:	Bộ Công Thương
TTg:	Thủ tướng Chính phủ

## MỞ ĐẦU

### 1. Lý do chọn đề tài

Trong những năm gần đây, khu vực Tây Nguyên đã chứng kiến sự phát triển mạnh mẽ của các nguồn năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện mặt trời và điện gió. Sự gia tăng nhanh chóng của các nhà máy năng lượng tái tạo đã tạo ra áp lực lớn lên hệ thống lưới điện truyền tải, đặc biệt là lưới điện 220kV. Theo thông tin từ Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN), tổng công suất lắp đặt điện mặt trời đấu nối vào lưới điện truyền tải khu vực quản lý của Công ty Truyền tải điện 3 (PTC3) và lưới điện phân phối các công ty điện lực trong khu vực các tỉnh Khánh Hòa, Phú Yên, Bình Định, Kon Tum, Gia Lai, Đắk Lắk và Đắk Nông tính đến hết tháng 5/2021 đã lên tới hơn 4.000MW, chiếm 36% tổng công suất đặt nguồn điện đấu nối lưới điện khu vực này.

Tuy nhiên, việc tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo vào lưới điện hiện hữu không chỉ đặt ra thách thức về mặt kỹ thuật mà còn ảnh hưởng đến độ tin cậy và ổn định của hệ thống. Đặc biệt, trong trường hợp xảy ra sự cố mất một đường dây truyền tải, hệ thống lưới điện 220kV khu vực Tây Nguyên có thể đối mặt với nguy cơ quá tải, gây mất điện trên diện rộng. Ví dụ, sự cố điều bay mắc vào đường dây 220kV Hà Giang - Thái Nguyên vào đêm 7/5 đã gây mất điện diện rộng trên nhiều khu vực của TP Thái Nguyên và các huyện lân cận.

Hơn nữa, địa hình phức tạp của Tây Nguyên với nhiều đồi núi, rừng rậm và điều kiện thời tiết khắc nghiệt như mưa bão, lốc xoáy cũng gây khó khăn trong công tác quản lý và bảo trì lưới điện. Việc người dân canh tác gần hành lang lưới điện, đốt nương rẫy và sử dụng các vật liệu dễ cháy cũng làm tăng nguy cơ xảy ra sự cố trên lưới điện.

Trước những thách thức trên, việc nghiên cứu và đề xuất các giải pháp nhằm nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 220kV tại khu vực Tây Nguyên là hết sức cần thiết. Đề tài này sẽ tập trung vào việc phân tích các chế độ vận hành hiện tại, đánh giá các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu quả truyền tải và đề xuất các giải pháp kỹ thuật nhằm tối ưu hóa vận hành, giảm tổn thất công suất và nâng cao độ tin cậy của hệ thống.

### 2. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- **Đối tượng nghiên cứu:** Lưới điện 220 kV khu vực Miền Trung Tây Nguyên, tập trung phân tích lưới 220 kV của 4 tỉnh Gia Lai, Kon Tum, Đắk Lắk, Đắk Nông – nơi có nhiều nhà máy điện gió công suất lớn
- **Phạm vi nghiên cứu:**
  - Đồ án tập trung nghiên cứu về trào lưu công suất, điện áp tại các nút, tổn thất công suất trong lưới điện 220 kV bằng cách mô phỏng lưới trên phần mềm ETAP. Qua

đó xác định được chế độ vận hành nguy hiểm nhất, tiến hành tối ưu trào lưu công suất bằng bài toán OPF theo các điều kiện ràng buộc của hệ thống với mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất vận hành trên lưới.

- Mô phỏng, đề xuất giải pháp vận hành trong trường hợp sự cố mất 1 phần tử N-1.

### 3. Mục tiêu và nhiệm vụ

Mô phỏng, đánh giá lưới theo các kịch bản giới hạn khác nhau của lưới điện và đề xuất giải pháp vận hành cho lưới điện để đảm bảo tổn thất công suất trong mạng là bé nhất, điện áp tại các nút nằm trong giới hạn cho phép. Ngoài ra còn đảm bảo mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất theo các kịch bản vận hành đã đề ra ban đầu.

Phân tích, đánh giá ảnh hưởng của sự cố N-1. Dựa vào kết quả phân mô phỏng để tính toán, lựa chọn giải pháp phù hợp để giảm thiểu dòng quá tải ảnh hưởng đến lưới điện.

### 4. Phương pháp nghiên cứu

Sử dụng phương pháp nghiên cứu lý thuyết và thực tiễn:

- Phương pháp nghiên cứu lý thuyết: nghiên cứu các tài liệu sách, báo, giáo trình, tạp chí và các trang web chuyên ngành đề cập đến trào lưu công suất, tối ưu công suất, sự cố N-1.
- Phương pháp thực tiễn:

Công cụ tính toán: Tìm hiểu và sử dụng phần mềm ETAP để hỗ trợ thực hiện tính toán trào lưu công suất (LF), tổn thất công suất trên lưới, tối ưu trào lưu công suất (OPF), phân tích sự cố N-1 (CA).

### 5. Đặt tên cho đề tài

Căn cứ vào mục đích, đối tượng, phạm vi và phương pháp nghiên cứu thì đề tài được đặt tên:

**“Giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 220kV khu vực Miền Trung”**

- ❖ Đề án này bao gồm các nội dung chính sau:

**Chương 1:** Tổng quan về lưới điện 220kV khu vực Miền Trung Tây Nguyên

**Chương 2:** Mô phỏng và đánh giá các chế độ vận hành của lưới điện

**Chương 3:** Giải pháp vận hành lưới điện và phân tích sự cố N-1

## CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN 220KV KHU VỰC MIỀN TRUNG TÂY NGUYÊN

### 1.1. Tổng quan về lưới điện khu vực Miền Trung Tây Nguyên

Tây Nguyên có vị trí địa lý ở miền Trung Việt Nam, với địa hình cao nguyên, có nhiều núi, sông, và là một trong những vùng đất màu mỡ để phát triển cây trồng như cà phê, cao su. Vùng đất này có khí hậu nhiệt đới gió mùa với hai mùa mưa-khô rõ rệt, và nhiều dân tộc thiểu số sinh sống.



Hình 1.1: Bản đồ hành chính khu vực Tây Nguyên

Là nơi có điều kiện khí hậu lý tưởng cho các dự án NLTT phát triển. Cùng với chính sách ưu đãi của Chính phủ nên nhiều nhà máy điện mặt trời và điện gió đã ồ ạt đưa vào vận hành, nhất là tại 3 tỉnh Gia Lai, Đắk Lắk và Đắk Nông. Trong khi đó, lưới điện hiện hữu quy hoạch không đồng bộ với tiến bộ phát triển của nguồn dẫn đến tình trạng quá tải nặng nề và không giải tỏa hết công suất của các nhà máy.

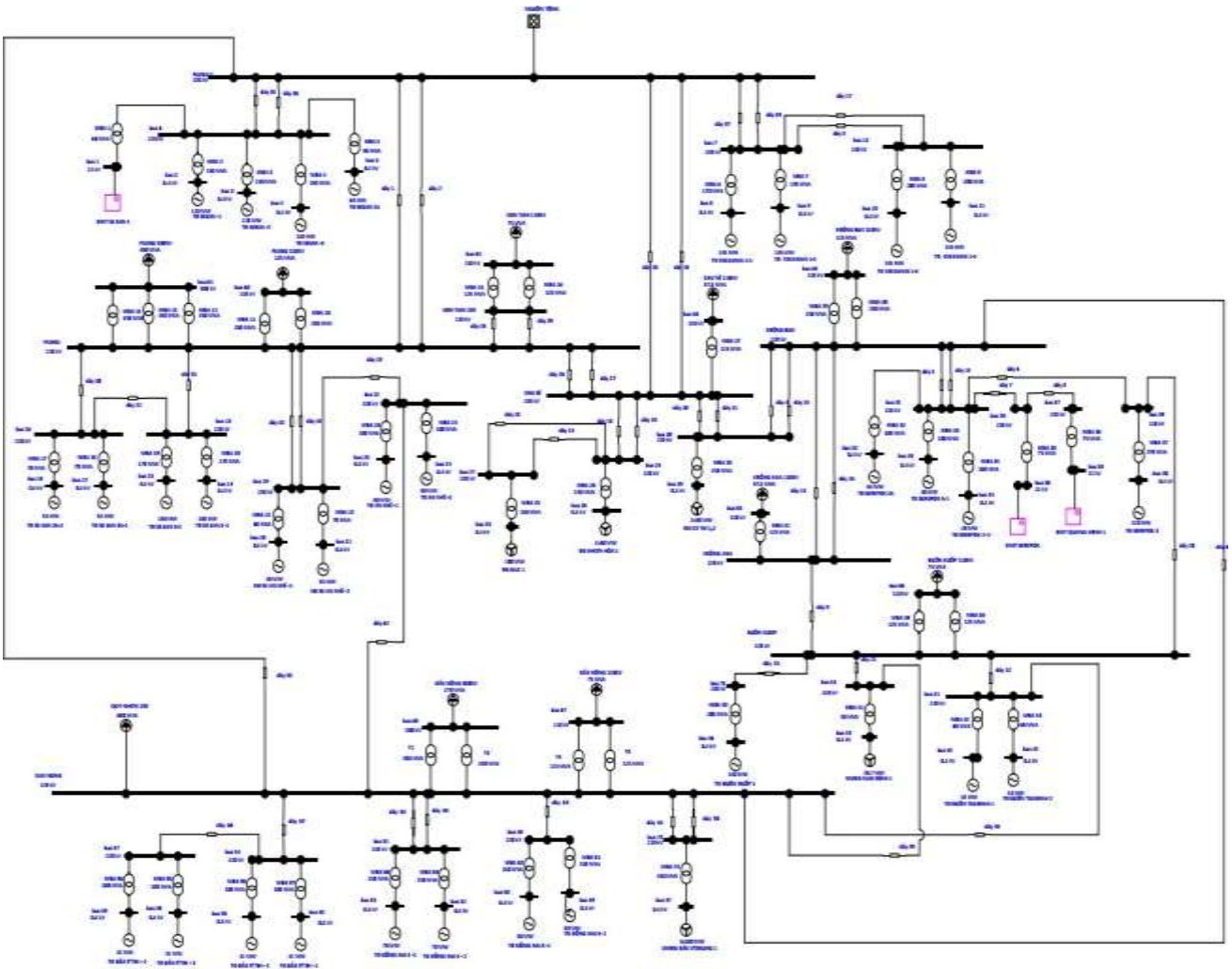
### 1.1.1. Lưới điện của khu vực



Hình 1.2: Lưới điện khu vực Tây Nguyên

Để đáp ứng nhu cầu cấp điện ngày càng tăng tại khu vực Tây Nguyên trong những năm gần đây, cùng với việc quy hoạch, chỉnh trang và mở rộng đô thị được đẩy mạnh, hệ thống lưới điện trở nên đa dạng và phức tạp hơn. Ngành điện của 4 tỉnh Gia Lai, Kon Tum, Đắk Lắk và Đắk Nông cần thực hiện quy hoạch phát triển nguồn và lưới điện phù hợp với nhu cầu phụ tải thực tế, đồng thời tiến hành cải tạo, nâng cấp lưới điện hiện có. Các giải pháp vận hành hiệu quả cũng được đề xuất nhằm nâng cao chất lượng điện năng, cải thiện ổn định điện áp, tăng cường khả năng truyền tải của đường dây, đảm bảo cung cấp điện ổn định và chất lượng, tiết kiệm chi phí, giảm tổn thất công suất truyền tải và nâng cao hiệu quả kinh tế cho toàn khu vực.

### 1.1.2. Sơ đồ kết lưới



Hình 1.3: Mô phỏng lưới điện truyền tải 4 tỉnh cấp 220kV khu vực Tây Nguyên

#### 1.1.2.1. Các trạm biến áp

Xét 4 tỉnh Gia Lai, Kon Tum, Đắk Lắk, Đắk Nông có 9 trạm biến áp cấp 220kV/500kV với 59 máy biến áp với tổng dung lượng 9920MW. Các thông số về trạm biến áp như **Phụ lục 1**:

Bảng 1.1: Thông số các trạm biến áp 500kV và 220kV trong khu vực

Tên trạm biến áp	Tổng công suất (MW)	Số máy biến áp	Công suất từng máy (MW)
PLEIKU 500KV	1350	3	450
PLEIKU 220KV	500	2	250
KON TUM 220KV	250	2	125

CHƯ SÊ 220KV	125	1	125
KRÔNG BUK 220KV	500	2	250
KRÔNG ANA 220KV	125	1	125
BUÔN KUỐP 220KV	250	2	125
ĐẮK NÔNG 500KV	900	2	450
ĐẮK NÔNG 220KV	250	2	125

1.1.2.2. Các đường dây 220kV

Đường dây 220kV của 4 tỉnh có tổng chiều dài khoảng 1074km, sử dụng loại dây nhôm lõi thép ACSR. Thông số các đường dây được biểu thị ở **Phụ lục 1**:

Bảng 1.2: Thông số các đường dây 220kV

Tên đường dây	Dây dẫn	Chiều dài (km)
PLEIKU – PLEIKU 2 : 1-2	ACSR-600	25,6
PLEIKU 2 -TĐ SESAN (bus6) : 35-36	ACSR-500	5,7
PLEIKU 2 -TĐ XEKAMAN 1,2 (bus7) : 37-38	ACSR-500	10
TĐ XEKAMAN 1,2 (bus7) - TĐ XEKAMAN 3,4 (bus12) : 17-3	ACSR-500	3
PLEIKU – KON TUM : 28-29	ACSR-500	35,67
PLEIKU 2 – CHƯ SÊ : 33-34	ACSR-500	122,6
PLEIKU – TĐ SESAN 3A(bus16) : 30	ACSR-500	35
PLEIKU – TĐ SESAN 3(bus13) : 31	ACSR-500	18
TĐ SESAN 3A(bus16) - TĐ SESAN 3(bus13) : 22	ACSR-500	17
PLEIKU – NĐ SK AN KHÊ(bus19) : 32-42	ACSR-500	11
NĐ SK AN KHÊ(bus19) – TĐ AN KHÊ(bus22) : 23	ACSR-500	7,5
CHƯ SÊ – ĐG NHƠN HÒA(bus25) : 18-19	ACSR-500	6
ĐG NHƠN HÒA(bus25) – ĐG IALE(bus27) : 24-25	ACSR-500	4
CHƯ SÊ – ĐG CỬ NE(bus30) : 20-21	ACSR-500	4
KRÔNG BUK – ĐG CỬ NE(bus30) : 4-13	ACSR-500	
KRÔNG BUK – TĐ SEREPOK 4(bus31) : 5-14	ACSR-500	25
TĐ SEREPOK 4(bus31) – ĐMT SEREPOK(bus35) : 7	ACSR-500	5,7
ĐMT SEREPOK(bus35) - ĐMT	ACSR-500	3,5

QUANG MINH(bus37) : 8		
TĐ SEREPOK 4(bus31) – TĐ SEREPOK 3(bus39) : 6	ACSR-500	18
KRÔNG BUK - KRÔNG ANA : 15-16	ACSR-500	59,5
KRÔNG ANA – BUÔN KUỚP : 9	ACSR-500	22
TĐ SEREPOK 3(bus39) - BUÔN KUỚP : 10	ACSR-500	43
BUÔN KUỚP – ĐG NAM BÌNH(bus44) : 11	ACSR-500	17
BUÔN KUỚP – TĐ BUÔN TUASRAH(bus41) : 12	ACSR-500	32
BUÔN KUỚP – TĐ BUÔN KUỚP(bus 73) : 51	ACSR-500	20
ĐG NAM BÌNH(bus44) – ĐẮK NÔNG : 49	ACSR-500	85
TĐ BUÔN TUASRAH(bus41) - ĐẮK NÔNG : 48	ACSR-500	66
KRÔNG BUK - ĐẮK NÔNG : 60	ACSR-500	87
TĐ AN KHÊ(bus22) - ĐẮK NÔNG : 62	ACSR-500	122
PLEIKU 2 - ĐẮK NÔNG : 55	ACSR-500	250
ĐẮK NÔNG – TĐ ĐỒNG NAI 5(bus 48) : 63	ACSR-500	66
ĐẮK NÔNG – ĐG ĐẮK N’DRUNG(bus72) : 50-61	ACSR-500	32
ĐẮK NÔNG - TĐ ĐỒNG NAI 4(bus 51) : 64-65	ACSR-500	54
ĐẮK NÔNG – TĐ ĐẮK R’TIH 1,2(bus 54) : 67	ACSR-500	15
TĐ ĐẮK R’TIH 1,2(bus 54) - TĐ ĐẮK R’TIH 3,4(bus 57) : 66	ACSR-500	6

### 1.1.2.3. Các nguồn phát điện trong khu vực

Gia Lai, Đăk Lăk và Đăk Nông là 3 tỉnh có tiềm năng về năng lượng tái tạo với nhiều nhà máy điện mặt trời và điện gió có công suất vừa và lớn, với tổng công suất lắp đặt lên tới 3380 MW. Thông số các nguồn phát được biểu thị ở **Phụ lục 1**:

Bảng 1.3: Thông số các nguồn phát của khu vực Tây Nguyên

Nhà máy điện	Công suất lắp đặt	Công suất MBA(MV A)	Số MBA	Công suất /1 MBA(MVA)
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	50	1	50
NMĐG ĐẮK N’DRUNG 1	300 MW	450	1	450
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	40	1	40

Giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 220 kV khu vực Miền Trung

NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	40	1	40
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	170	1	170
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	170	1	170
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	100	1	100
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	100	1	100
TĐ BUỒN KUỐP 1	140 MW	200	1	200
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	60	1	60
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	60	1	60
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	170	1	170
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	170	1	170
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	70	1	70
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	70	1	70
TĐ SEREPOK 3	220 MW	270	1	270
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	100	1	100
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	100	1	100
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	100	1	100
TĐ SESAN -1	120 MW	150	1	150
TĐ SESAN -2	120 MW	150	1	150
TĐ SESAN -3	120 MW	150	1	150
TĐ SESAN 4A	63 MW	80	1	80
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	170	1	170
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	170	1	170
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	100	1	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	100	1	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	100	1	100

Giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 220 kV khu vực Miền Trung

TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	100	1	100
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	250	1	250
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	250	1	250
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	150	1	150
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	150	1	150
ĐG CƯ' NE 1,2	100 MW	250	1	250
ĐG IALE 1	100 MW	150	1	150
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	150	1	150
ĐMT SESAN 4	50 MW	160	2	60 + 100
ĐMT SEREPOK	50 MW	145	2	70 + 75
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	145	2	70 + 75

Bảng 1.4: Thông số nút nguồn

Tên nút	Mô tả vị trí	Loại nút
Nguồn Tổng	Trạm 500 kV PLEIKU 2	Swing

1.1.2.4. Thông số của phụ tải tiêu thụ

Hiện nay 4 tỉnh Gia Lai, Kon Tum, Đắk Lắk, Đắk Nông có tổng công suất tiêu thụ của phụ tải là 1920 MVA.

Phụ tải điện	Công suất tiêu thụ	Công suất MBA(MV A)	Số MBA	Công suất /1 MBA(MVA)
BUÔN KUỐP 110 KV	75 MVA	250	2	125
CHƯ' SÊ 110KV	87,5 MVA	125	1	125
KON TUM 110KV	75 MVA	250	2	125
KRÔNG ANA 110KV	87,5 MVA	125	1	125
KRÔNG BUK 110KV	125 MVA	500	2	250
PLEIKU 110KV	125 MVA	500	2	250
PLEIKU 500KV	400 MVA	1350	3	450

Giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 220 kV khu vực Miền Trung

ĐẮK NÔNG 110KV	75 MVA	250	2	125
ĐẮK NÔNG 500KV	270 MVA	900	2	450
QUY NHƠN 220	600 MVA			

*Bảng 1.5: Thông số các phụ tải tiêu thụ*

## 1.2. Cơ sở lý thuyết về tổn thất công suất

### 1.2.1. Khái niệm tổn thất công suất

Tổn thất công suất trong lưới truyền tải là phần năng lượng điện bị mất đi trong quá trình truyền tải điện từ các nhà máy điện (hoặc nguồn phát) đến các trạm phân phối hoặc phụ tải tiêu thụ. Tổn thất này làm giảm hiệu suất của hệ thống điện, tăng chi phí vận hành và ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện. Trong lưới truyền tải, tổn thất công suất thường được chia thành hai loại chính:

- **Tổn thất kỹ thuật:** Do các đặc tính vật lý của thiết bị, như điện trở dây dẫn, hiệu ứng corona, hoặc tổn thất rò rỉ.
- **Tổn thất phi kỹ thuật:** Do các yếu tố như sai lệch trong đo đếm, trộm cắp điện, hoặc quản lý không hiệu quả. Tuy nhiên, trong lưới truyền tải, tổn thất phi kỹ thuật thường chiếm tỷ lệ nhỏ hơn so với tổn thất kỹ thuật.

Tổn thất công suất trong lưới truyền tải thường chiếm khoảng 2-6% tổng năng lượng truyền tải, tùy thuộc vào thiết kế hệ thống, mức điện áp và điều kiện vận hành.

Công thức tính tổn thất tổng :

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{Joule} + \Delta P_{corona} + \Delta P_{rò}$$

### 1.2.2. Phân loại tổn thất công suất trong lưới truyền tải

#### 1.2.2.1. Tổn thất do điện trở (tổn thất Joule)

Tổn thất Joule là dạng tổn thất chính trong lưới truyền tải, xảy ra khi dòng điện chạy qua dây dẫn có điện trở, tạo ra nhiệt lượng. Đây là tổn thất lớn nhất, chiếm khoảng 80-90% tổng tổn thất kỹ thuật trong lưới truyền tải.

- **Công thức tính:**

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

Trong đó:

- $\Delta P$ : Tổn thất công suất (W).
- I: Dòng điện chạy qua dây dẫn (A).
- R: Điện trở của dây dẫn ( $\Omega$ ), được tính bằng:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{A}$$

- $\rho$  : Điện trở suất của vật liệu dây dẫn ( $\Omega \cdot m$ ), ví dụ: nhôm  
 $\rho \approx 2.82 \cdot 10^{-8} \Omega \cdot m$
  - L: Chiều dài dây dẫn (m).
  - A: Tiết diện dây dẫn ( $m^2$ ).
- **Hệ thống ba pha:** Trong lưới truyền tải ba pha, tổn thất công suất được tính:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R$$

hoặc:

$$\Delta P = \frac{P^2 \cdot R}{U^2 \cdot \cos^2 \phi}$$

Trong đó:

- P: Công suất truyền tải (W).
- U: Điện áp pha-pha (V).
- Cos  $\phi$ : Hệ số công suất.
- **Đặc điểm:**
  - Tổn thất Joule tỷ lệ với bình phương dòng điện ( $I^2$ ), do đó giảm dòng điện (bằng cách tăng điện áp) là cách hiệu quả để giảm tổn thất.
  - Dây dẫn có tiết diện nhỏ hoặc chiều dài lớn làm tăng điện trở, dẫn đến tổn thất cao hơn.

### 1.2.2.2. Tổn thất do hiệu ứng corona

Hiệu ứng corona xảy ra khi điện trường gần dây dẫn ở điện áp cao đủ mạnh để ion hóa không khí xung quanh, gây ra phóng điện cục bộ. Điều này dẫn đến tổn thất năng lượng dưới dạng nhiệt, ánh sáng, âm thanh và tạo ra nhiều điện từ.

- Công thức tính tổn thất corona ( theo Peak ) :

$$P_c = \frac{241}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{r}{d}} \cdot f \cdot (U - U_c)^2 \cdot 10^{-5} \text{ (kW/km)}$$

Trong đó:

- $P_c$ : Tổn thất công suất corona (kW/km).
- $\delta$ : Mật độ không khí tương đối (phụ thuộc vào áp suất và nhiệt độ).
- r: Bán kính dây dẫn (cm).
- d: Khoảng cách giữa các dây dẫn (cm).
- f: Tần số hệ thống (thường là 50 Hz ở Việt Nam).
- U: Điện áp pha-pha (kV).
- $U_c$ : Điện áp tới hạn khởi đầu corona (kV), được tính:
 
$$U_c = 21,1 \cdot m \cdot \delta \cdot r \cdot \ln\left(\frac{d}{r}\right)$$
- m: Hệ số bề mặt dây dẫn (thường 0.82-0.92 cho dây trơn).
- **Đặc điểm:**
  - Tổn thất corona tăng trong điều kiện thời tiết xấu (mưa, sương mù, độ ẩm cao).

- Dây dẫn bó (bundle conductors) hoặc tăng bán kính dây dẫn giúp giảm hiệu ứng corona.
- Tổn thất corona đáng kể hơn ở lưới siêu cao áp (220 kV, 500 kV).

### 1.2.2.3. *Tổn thất do rò rỉ và cách điện*

Dòng điện rò qua các vật liệu cách điện (sứ, polymer) hoặc qua các phụ kiện (giá đỡ, dây nối) gây tổn thất năng lượng nhỏ.

Công thức tính tổn thất rò rỉ:

$$\Delta P_{rò} = U^2 \cdot G$$

Trong đó:

- G: Điện dẫn tương đương của hệ thống cách điện ( $\Omega^{-1}$ ).

Tổn thất này thường nhỏ trong lưới truyền tải cao áp, nhưng có thể tăng nếu cách điện bị lão hóa, nhiễm bẩn hoặc trong điều kiện môi trường khắc nghiệt.

### 1.2.2.4. *Tổn thất phi kỹ thuật*

- Bao gồm các tổn thất do sai lệch trong hệ thống đo đếm, lỗi quản lý hoặc trộm cắp điện.
- Trong lưới truyền tải, tổn thất phi kỹ thuật thường không đáng kể do hệ thống được giám sát chặt chẽ.

### 1.2.3. *Các yếu tố ảnh hưởng đến tổn thất công suất*

- Điện áp truyền tải: Tăng điện áp (ví dụ: từ 110 kV lên 500 kV) giảm dòng điện, từ đó giảm tổn thất Joule.
- Chiều dài đường dây: Đường dây dài làm tăng điện trở, dẫn đến tổn thất lớn hơn.
- Vật liệu dây dẫn: Nhôm (ACSR - Aluminum Conductor Steel Reinforced) là vật liệu phổ biến nhờ điện trở suất thấp và chi phí hợp lý.
- Tiết diện dây dẫn: Tiết diện lớn giảm điện trở, nhưng tăng chi phí đầu tư và trọng lượng đường dây.
- Hệ số công suất ( $\cos\phi$ ): Hệ số công suất thấp làm tăng dòng điện, gây tăng tổn thất Joule.
- Tần số hệ thống: Tần số cao (50/60 Hz) làm tăng tổn thất corona và tổn thất dòng xoáy trong lõi thép của các thiết bị.
- Nhiệt độ dây dẫn: Nhiệt độ cao làm tăng điện trở suất của dây dẫn, dẫn đến tăng tổn thất Joule.
- Điều kiện môi trường: Độ ẩm, mưa, hoặc sương mù làm tăng tổn thất corona; nhiệt độ cao ảnh hưởng đến điện trở dây dẫn.
- Tải vận hành: Tải cao điểm làm tăng dòng điện, dẫn đến tổn thất lớn hơn so với tải thấp.

## CHƯƠNG 2: MÔ PHỎNG VÀ ĐÁNH GIÁ CÁC CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH CỦA LƯỚI ĐIỆN

### 2.1. Mô phỏng lưới điện 220 kV khu vực Tây Nguyên

Lưới điện 4 tỉnh Gia Lai, Kon Tum, Đắk Lắk, Đắk Nông được mô phỏng trên phần mềm ETAP bao gồm 81 thanh cái, 52 đường dây nối các thanh cái với nhau, 39 nhà máy phát điện trong đó: điện mặt trời chiếm 7,7%; điện gió chiếm 12,8%; còn lại là các nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện

Khi hệ thống vận hành ở chế độ nguồn phát cực đại thì các nhà máy thủy điện, nhiệt điện, điện gió và điện mặt trời phát hết công suất. Còn khi vận hành ở chế độ nguồn phát cực tiểu thì lượng công suất phát chỉ bằng 30% công suất lúc cực đại, riêng các nhà máy điện mặt trời có công suất phát bằng 0. Bên cạnh đó, khi phụ tải cực đại thì chọn công suất bằng 70% công suất của máy biến áp. Mặt khác, khi phụ tải cực tiểu chọn bằng 30% phụ tải cực đại. Trong trường hợp có từ 2 máy biến áp trở lên thì phụ tải cực đại chọn bằng 30% tổng công suất các máy biến áp.

### 2.2. Đánh giá các chế độ vận hành của lưới điện 220kV

Để đánh giá lưới điện, chúng ta thực hiện mô phỏng theo các kịch bản giới hạn của lưới điện. Kịch bản 1: nguồn chỉ phát 70% lượng công suất – tải tiêu thụ 70% lượng công suất. Kịch bản 2: nguồn phát hết công suất – tải tiêu thụ hết công suất; Kịch bản 3: nguồn phát hết công suất – tải tiêu thụ 30% lượng công suất; Kịch bản 4: nguồn chỉ phát 30% lượng công suất – tải tiêu thụ hết công suất. Ứng với mỗi kịch bản ta đánh giá về các tiêu chí sau: trào lưu công suất, điện áp trên các nút 220kV, dòng công suất chạy trên các đường dây, tổn thất công suất trong mạng,... Dựa vào kết quả mô phỏng để xác định chế độ vận hành nào là nguy hiểm nhất và từ đó đề xuất các giải pháp vận hành tối ưu trong chương tiếp theo.

#### 2.2.1. Kịch bản 1 : Chế độ vận hành bình thường

Sau khi chạy module LF cho chế độ vận hành bình thường ( tải 70% - phát 70%) ta được các bảng số liệu như sau:

*Bảng 2.1: Thông số phần trăm điện áp trên các nút 220kV theo kịch bản 1*

Bus ID	Nominal kV	Voltage %
bus 6	220	110.09
bus 7	220	110.21
bus 12	220	110.25
bus 13	220	107.33

bus 16	220	107.33
bus 19	220	106.76
bus 22	220	106.41
bus 25	220	104.53
bus 27	220	104.55
bus 30	220	104.21
bus 31	220	103.78
bus 35	220	103.81
bus 37	220	103.82
bus 39	220	103.44
bus 41	220	101.01
bus 44	220	101.39
bus 48	220	99.41
bus 51	220	99.1
bus 54	220	98.8
bus 57	220	98.84
bus 72	220	99
bus 73	220	102.06
BUÔN KUOP	220	101.82
CHU SỄ	220	104.48
DAK NONG	220	98.58
KON TUM 220	220	106.55
KRÔNG ANA	220	102.33
KRÔNG BUK	220	103.79
PLEIKU	220	106.97
PLEIKU 2	220	110

Bảng 2.2: Thông số các phụ tải tiêu thụ theo kịch bản 1

ID	Rating/Limit	Rated kV	kW	kvar	Amp	% PF	% Loading
BUÔN KUỐP 110KV	75000 kVA	110	44551.4	27610.5	275.3	85	69.9
CHU SỄ 110KV	87500 kVA	110	51243.8	31758	318.9	85	69.4
KON TUM 110KV	75000 kVA	110	44795.3	27761.6	276.1	85	70.1
KRÔNG ANA 110KV	87500 kVA	110	50333.8	31194.1	316.1	85	68.8
KRÔNG BUK 110KV	125000 kVA	110	73968.5	45841.5	458	85	69.8
PLEIKU 110KV	125000 kVA	110	74401	46109.6	459.3	85	70
PLEIKU 500KV	400000 kVA	500	238373	147730	323.6	85	70.1
QUY NHƠN 220	600000 kVA	220	346905	214992	1087	85	69
ĐẮK NÔNG 110KV	75000 kVA	110	44194.9	27389.5	274.2	85	69.7
ĐẮK NÔNG 500KV	270000 kVA	500	159102	98602.3	217.2	85	69.7

*Bảng 2.3: Thông số của các đường dây theo kịch bản 1*

ID	Type	% Loading
dây 1	Line	93.4
dây 2	Line	93.4
dây 3	Line	42.1
dây 4	Line	67.5
dây 5	Line	62.5
dây 6	Line	45.2
dây 7	Line	38
dây 8	Line	18.7
dây 9	Line	39.7
dây 10	Line	33.3
dây 11	Line	19.1
dây 12	Line	16.2
dây 13	Line	67.5
dây 14	Line	62.5
dây 15	Line	18.8
dây 16	Line	18.8
dây 17	Line	42.1
dây 18	Line	30.6
dây 19	Line	30.6
dây 20	Line	78
dây 21	Line	78
dây 22	Line	4.1
dây 23	Line	76.1
dây 24	Line	15.3
dây 25	Line	15.3
dây 26	Line	39.5
dây 27	Line	39.5
dây 28	Line	11.9
dây 29	Line	11.9
dây 30	Line	36
dây 31	Line	73.6
dây 32	Line	50.9
dây 33	Line	58.9
dây 34	Line	58.9
dây 35	Line	70.7
dây 36	Line	70.7
dây 37	Line	84.1
dây 38	Line	84.1
dây 42	Line	50.9
dây 48	Line	36.5
dây 49	Line	29.7
dây 50	Line	48.4
dây 51	Line	43.9
dây 55	Line	43.4
dây 60	Line	39.2
dây 61	Line	48.4
dây 62	Line	49.8

dây 63	Line	32.3
dây 64	Line	22.7
dây 65	Line	22.7
dây 66	Line	20
dây 67	Line	46.6

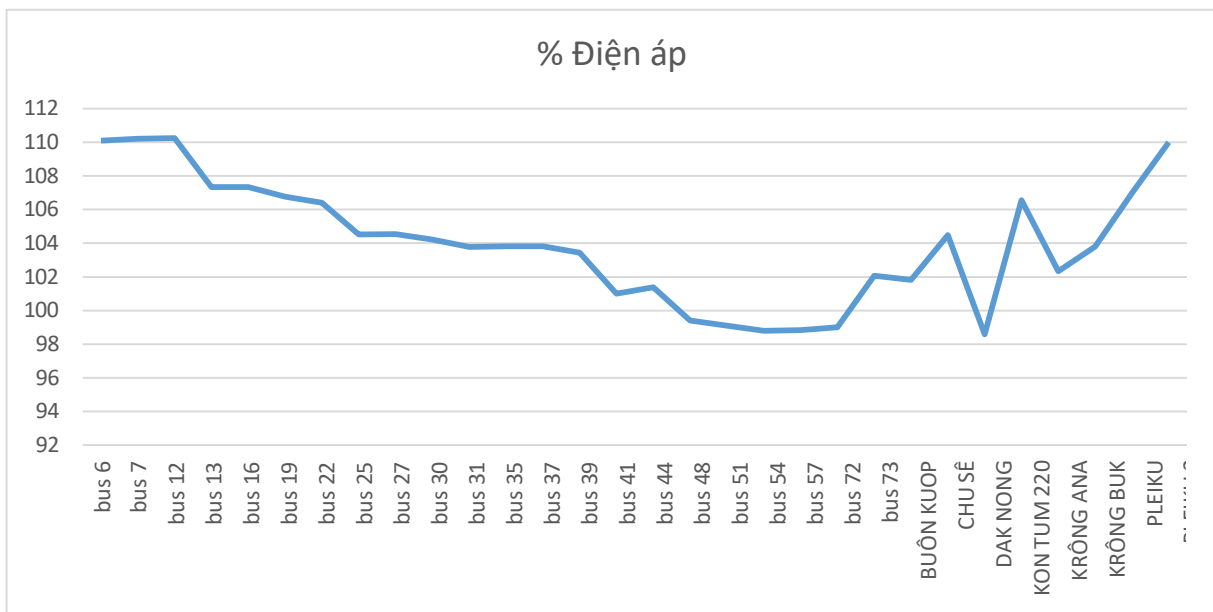
Bảng 2.4: Thông số các nguồn phát theo kịch bản 1

ID	Rating/Limit	Rated kV	MW	Mvar	% Generation
NGUỒN TỔNG	100000 MVA	220	-1231.23	688.215	
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	0.4	20.79	0	70
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	0.4	210	0	23.3
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	0.4	28	0	70
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	0.4	39.2	0	71.3
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	0.4	101.5	0	70
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	0.4	101.5	0	70
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	0.4	56	0	70
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	0.4	56	0	70
TĐ BUỒN KUỐP 1	140 MW	0.4	98	0	70
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	0.4	30.1	0	70
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	0.4	30.1	0	70
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	0.4	91	0	70
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	0.4	91	0	70
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	0.4	37.8	0	70
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	0.4	37.8	0	70
TĐ SEREPOK 3	220 MW	0.4	154	0	70
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	0.4	28	0	70
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	0.4	28	0	70
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	0.4	44.8	0	70
TĐ SESAN -1	120 MW	0.4	84	0	70
TĐ SESAN -2	120 MW	0.4	84	0	70
TĐ SESAN -3	120 MW	0.4	84	0	70
TĐ SESAN 4A	63 MW	0.4	44.1	0	70
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	0.4	101.5	0	70
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	0.4	101.5	0	70
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	0.4	28.7	0	70
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	0.4	28.7	0	70
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	0.4	21.7	0	70
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	0.4	21.7	0	70
		0.4	49		
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	0.4	49	0	70
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	0.4	35	0	70
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	0.4	35	0	70
ĐG CƯ' NE 1,2	100 MW	0.4	70	0	35
ĐG IALE 1	100 MW	0.4	70	0	70
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	0.4	70	0	35

ĐMT SE SAN 4	50 MW	0.4	44.4	2.48	70
ĐMT SEREPOK	50 MW	0.4	43.6	3.47	69.28
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	0.4	42.1	3.22	68.96

Bảng 2.5: Bảng tổng hợp công suất trên lưới theo kịch bản 1

<b>Load-MW</b>	1127.867
<b>Load-Mvar</b>	698.99
<b>Generation-MW</b>	1160.654
<b>Generation-Mvar</b>	688.215
<b>Loss-MW</b>	32.787
<b>Loss-Mvar</b>	-10.775



Hình 2.1: Đồ thị phân trăm điện áp các nút 220kV theo kịch bản 1

- ✓ **Nhận xét:** Dựa kết quả phân tích trào lưu công suất chạy trong lưới, ta thấy thông qua thanh góp 220kV PLEIKU 2 tại trạm 500kV PLEIKU 2 lượng công suất tác dụng tổng đẩy về lại hệ thống là 1231MW, trong đó bao gồm : từ thanh góp TĐ SESAN (bus 6) đẩy về là 340MW; từ thanh góp TĐ XEKAMAN (bus 7) đẩy về là 405,2MW; từ thanh góp PLEIKU đẩy về là 258MW; từ thanh góp CHU SẾ đẩy về là 201,6MW; từ thanh góp ĐẮK NÔNG đẩy về là 39,8MW. Tổng công suất tác dụng từ các thanh cái trên đẩy về hệ thống là 1244,6MW. Tức là trên đường dây kết nối các thanh cái trên qua quá trình truyền tải đã gây thất thoát 13,6MW và thất thoát trong quá trình trao đổi công suất trong lưới là 19,187MW.

- ✓ Nguồn: Trong chế độ nguồn thì các nguồn thủy điện, nhiệt điện, điện gió và điện mặt trời phát với công suất bằng 70% so với công suất định mức.
  - ✓ Tải: Trong chế độ vận hành bình thường thì các phụ tải tiêu thụ 70% công suất định mức.
  - ✓ Điện áp các nút 220kV trong lưới được thể hiện trong hình – Hình 2.1. Trong đó ta thấy điện áp tại các nút duy trì trong mức ổn định (nằm trong khoảng từ 95% đến 110% ), ở điểm đầu nối với nhà máy TĐ XEKAMAN 3,4 có giá trị cao nhất ( $110,2\%U_{dm}$ ) và ở điểm đầu nối với thanh cái Đắc Nông có giá trị thấp nhất ( $98,58\%U_{dm}$ ) nhưng vẫn đảm bảo nằm trong giới hạn cho phép theo thông tư số 39 của Bộ Công Thương quy định về độ lệch điện áp vận hành cho phép trên lưới phân phối trong chế độ làm việc bình thường: Độ lệch điện áp vận hành cho phép tại điểm đầu nối với nhà máy điện so với điện áp danh định là +10% và -5%, tại điểm đầu nối với khách hàng sử dụng điện là - 5% đến +5%.
  - ✓ Đường dây: các đường dây đều vận hành trong phạm vi cho phép đảm bảo điều kiện quá tải
  - ✓ Trong kịch bản vận hành này, ta thấy tổn thất công suất tác dụng trên lưới điện 220kV là  $\Delta P=32,787\text{MW}$ , chiếm tỉ lệ 1,37% và tổn thất công suất phản kháng  $\Delta Q=-10,775\text{MVar}$ .
- ❖ Lý do: Công suất phát ra từ các nhà máy cung cấp đủ nhu cầu tiêu thụ của tải. Công suất hao hụt của từng khu vực sẽ được các hệ thống điện quốc gia bổ sung vào nên sẽ không có nhiều chiều công suất chạy trên các đường dây nên các đường dây vận hành ổn định đảm bảo điều kiện quá tải.

### 2.2.2. Kịch bản 2 : Chế độ nguồn phát hết công suất – tải tiêu thụ hết công suất định mức

Sau khi chạy module LF cho chế độ nguồn max – tải max ta được các bảng số liệu như sau:

Bảng 2.6: Thông số phần trăm điện áp trên các nút 220kV theo kịch bản 2

Bus ID	Nominal kV	Voltage %
bus 6	220	110.11
bus 7	220	
bus 12	220	
bus 13	220	105.77
bus 16	220	105.78
bus 19	220	105.13
bus 22	220	104.73
bus 25	220	101.94
bus 27	220	101.96
bus 30	220	101.55

bus 31	220	101.02
bus 35	220	101.04
bus 37	220	101.05
bus 39	220	100.69
bus 41	220	98.58
bus 44	220	98.64
bus 48	220	98.68
bus 51	220	98.21
bus 54	220	97.33
bus 57	220	97.56
bus 72	220	96.6
bus 73	220	99.46
BUÔN KUOP	220	99.01
CHU SẾ	220	101.88
DAK NONG	220	96.13
KON TUM 220	220	104.76
KRÔNG ANA	220	99.31
KRÔNG BUK	220	101.03
PLEIKU	220	105.38
PLEIKU 2	220	110

Bảng 2.7: Thông số các phụ tải tiêu thụ theo kịch bản 2

ID	Rating/Limit	Rated kV	kW	kvar	Amp	% PF	% Loading
BUÔN KUỐP 110KV	75000 kVA	110	63394	39288.1	392.5	85	99.7
CHU SẾ 110KV	87500 kVA	110	73149.1	45333.7	455.5	85	99.2
KON TUM 110KV	75000 kVA	110	63960.6	39639.2	394.3	85	100.2
KRÔNG ANA 110KV	87500 kVA	110	71790	44491.4	451.2	85	98.2
KRÔNG BUK 110KV	125000 kVA	110	106025	65708.1	655.4	85	99.9
PLEIKU 110KV	125000 kVA	110	106550	66033.7	657	85	100.1
PLEIKU 500KV	400000 kVA	500	339359	210316	461.4	85	99.9
QUY NHƠN 220	600000 kVA	220	471250	292054	1514	85	96.1
ĐẮK NÔNG 110KV	75000 kVA	110	62745.5	38886.2	390.5	85	99.2
ĐẮK NÔNG 500KV	270000 kVA	500	225884	139990	309.3	85	99.2

Bảng 2.8: Thông số của các đường dây theo kịch bản 2

ID	Type	% Loading
dây 1	Line	138.4
dây 2	Line	138.4
dây 3	Line	60.1
dây 4	Line	89.7
dây 5	Line	87.4
dây 6	Line	66.9
dây 7	Line	45.1
dây 8	Line	22.6
dây 9	Line	53.8

Giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 220 kV khu vực Miền Trung

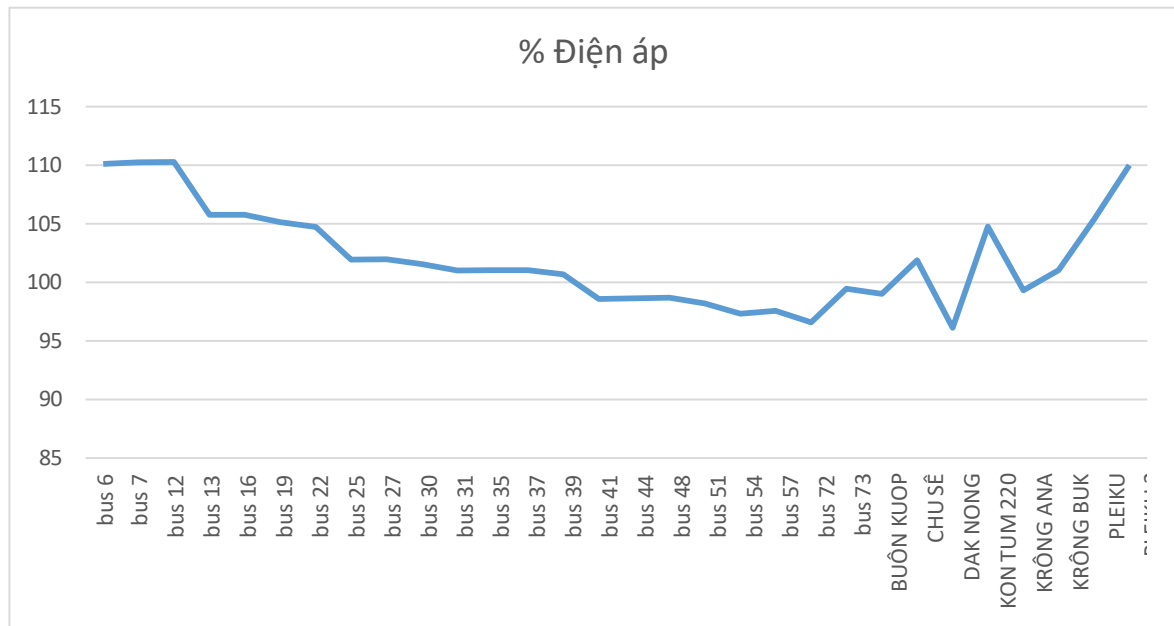
dây 10	Line	41.3
dây 11	Line	20.8
dây 12	Line	9.4
dây 13	Line	89.7
dây 14	Line	87.4
dây 15	Line	23
dây 16	Line	23
dây 17	Line	60.1
dây 18	Line	44.8
dây 19	Line	44.8
dây 20	Line	106.5
dây 21	Line	106.5
dây 22	Line	5.9
dây 23	Line	106.9
dây 24	Line	22.4
dây 25	Line	22.4
dây 26	Line	54.8
dây 27	Line	54.8
dây 28	Line	16.9
dây 29	Line	16.9
dây 30	Line	52.3
dây 31	Line	106.8
dây 32	Line	72.7
dây 33	Line	83.3
dây 34	Line	83.3
dây 35	Line	98.1
dây 36	Line	98.1
dây 37	Line	120.3
dây 38	Line	120.3
dây 42	Line	72.7
dây 48	Line	46.8
dây 49	Line	35.1
dây 50	Line	71
dây 51	Line	64.1
dây 55	Line	53.7
dây 60	Line	37.8
dây 61	Line	71
dây 62	Line	58.5
dây 63	Line	49.1
dây 64	Line	37.5
dây 65	Line	37.5
dây 66	Line	33.5
dây 67	Line	76.2

Bảng 2.9: Thông số các nguồn phát theo kịch bản 2

ID	Rating/Limit	Rated kV	MW	Mvar	% Generation
NGUỒN TỔNG	100000 MVA	220	-1730.154	1065.876	
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	0.4	29.7	0	100
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	0.4	300	0	33.3
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	0.4	40	0	100
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	0.4	55	0	100
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	0.4	145	1.581	100
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	0.4	145	0	100
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	0.4	80	0	100
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	0.4	80	0	100
TĐ BUỒN KUỐP 1	140 MW	0.4	140	11.733	100
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	0.4	43	7.788	100
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	0.4	43	7.788	100
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	0.4	130	0	100
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	0.4	130	0	100
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	0.4	54	0.592	100
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	0.4	54	0.592	100
TĐ SEREPOK 3	220 MW	0.4	220	0	100
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	0.4	40	0	100
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	0.4	40	0	100
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	0.4	64	0	100
TĐ SESAN -1	120 MW	0.4	120	2.12	100
TĐ SESAN -2	120 MW	0.4	120	2.12	100
TĐ SESAN -3	120 MW	0.4	120	2.12	100
TĐ SESAN 4A	63 MW	0.4	63	1.053	100
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	0.4	145	1.581	100
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	0.4	145	0	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	0.4	41	21.503	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	0.4	41	21.503	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	0.4	31	19.212	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	0.4	31	19.212	100
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	0.4	70	35.477	100
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	0.4	70	35.477	100
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	0.4	50	15.734	100
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	0.4	50	15.734	100
ĐG CỤ NE 1,2	100 MW	0.4	100	0	50
ĐG IALE 1	100 MW	0.4	100	0	100
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	0.4	100	0	50
	50 MW	0.4			
ĐMT SEREPOK	50 MW	0.4	49.3	4.36	99.4
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	0.4	49.3	4.36	99.4

Bảng 2.10: Bảng tổng hợp công suất theo kịch bản 2

<b>Load-MW</b>	1584.106
<b>Load-Mvar</b>	981.741
<b>Generation-MW</b>	1647.809
<b>Generation-Mvar</b>	1288.796
<b>Loss-MW</b>	63.703
<b>Loss-Mvar</b>	307.055



Hình 2.2: Đồ thị phân trăm điện áp tại các nút 220kV theo kịch bản 2

- ✓ **Nhận xét:** Dựa kết quả phân tích trào lưu công suất chạy trong lưới, ta thấy thông qua thanh góp 220kV PLEIKU 2 tại trạm 500kV PLEIKU 2 lượng công suất tác dụng tổng đẩy về lại hệ thống là 1730MW, trong đó bao gồm : từ thanh góp TĐ SESAN (bus 6) đẩy về là 471,4MW; từ thanh góp TĐ XEKAMAN (bus 7) đẩy về là 578,6MW; từ thanh góp PLEIKU đẩy về là 363,8MW; từ thanh góp CHU SÊ đẩy về là 285,4MW; từ thanh góp ĐẮK NÔNG đẩy về là 58,8MW. Tổng công suất tác dụng từ các thanh cái trên đẩy về hệ thống là 1758MW. Tức là trên đường dây kết nối các thanh cái trên qua quá trình truyền tải đã gây thất thoát 28MW và thất thoát trong quá trình trao đổi bên trong lưới là 35,703MW.
- ✓ **Nguồn:** Trong chế độ nguồn max thì các nguồn thủy điện, điện gió và điện mặt trời phát với công suất định mức.
- ✓ **Tải:** Trong chế độ tải max tiêu thụ hết toàn bộ công suất định mức của tải.

- ✓ Điện áp các nút 220kV trong lưới được thể hiện trong hình – Hình 2.2. Trong đó ta thấy điện áp tại các nút duy trì trong mức ổn định (trong khoảng 95% đến 110% ), ở điểm đầu nối với TĐ XEKAMAN 3,4 (bus 12) có giá trị cao nhất (  $110.3\%U_{đm}$  ) và ở điểm đầu nối với thanh cái Đắc Nông có giá trị thấp nhất (  $96,13\%U_{đm}$  ) nhưng vẫn đảm bảo nằm trong giới hạn cho phép theo thông tư số 39 của Bộ Công Thương quy định về độ lệch điện áp vận hành cho phép trên lưới phân phối trong chế độ làm việc bình thường: Độ lệch điện áp vận hành cho phép tại điểm đầu nối với nhà máy điện so với điện áp danh định là +10% và -5%, tại điểm đầu nối với khách hàng sử dụng điện là - 5% đến +5%.
- ✓ Đường dây: các đường dây đa số vận hành trong phạm vi cho phép đảm bảo điều kiện quá tải, trừ một số đường dây bị quá tải như: dây 1,2 ( PLEIKU – PLEIKU 2) : 138,4%; dây 37,38 ( PLEIKU 2 – bus 7/ TĐ XEKAMAN 1,2 ) : 120,3%; dây 31 (PLEIKU – bus 13/ TĐ SESAN 3) : 106,8%; dây 23 (bus 19/ NĐ SK AN KHÊ – bus 22/ TĐ AN KHÊ) : 106,9%; dây 20,21 (CHƯ SÊ – bus 30/ĐG CƯ NE) : 106,5%.
- ✓ Trong chế độ vận hành này, ta thấy tổn thất công suất tác dụng ở lưới điện 220kV là  $\Delta P=63,703\text{MW}$ , chiếm tỉ lệ 1,88% và tổn thất công suất phản kháng là  $\Delta Q=307,055\text{MVar}$ .
- ❖ Lý do: phụ tải cực đại trên lưới sử dụng hết công suất định mức và các nhà máy phát dư công suất nên lượng công suất dư thừa sẽ đẩy hết lên hệ thống, gây quá tải lên các đường dây trong quá trình truyền tải lượng công suất dư thừa về hệ thống.

### 2.2.3. Kịch bản 3 : Chế độ nguồn phát hết công suất – tải tiêu thụ 30% công suất định mức

Sau khi chạy module LF cho chế độ nguồn max – tải min ta được các số liệu sau:

Bảng 2.11: Thông số phân trăm điện áp trên các nút 220kV theo kịch bản 3

Bus ID	Nominal kV	Voltage %
bus 6	220	110.11
bus 7	220	110.24
bus 12	220	110.29
bus 13	220	109.23
bus 16	220	109.23
bus 19	220	108.85
bus 22	220	108.82
bus 25	220	108.89
bus 27	220	108.91
bus 30	220	108.84
bus 31	220	109.19

bus 35	220	109.21
bus 37	220	109.21
bus 39	220	109.39
bus 41	220	108.91
bus 44	220	108.95
bus 48	220	108.76
bus 51	220	108.42
bus 54	220	108.06
bus 57	220	108.11
bus 72	220	108.25
bus 73	220	109.28
BUỒN KUOP	220	109.02
CHU SẾ	220	108.83
DAK NONG	220	107.8
KON TUM 220	220	108.71
KRÔNG ANA	220	108.85
KRÔNG BUK	220	108.85
PLEIKU	220	108.85
PLEIKU 2	220	110

Bảng 2.12: Thông số của phụ tải theo kịch bản 3

ID	Rating/Limit	Rated kV	kW	kvar	Amp	% PF	% Loading
BUỒN KUỐP 110KV	75000 kVA	110	19078.4	11823.7	118	85	30
CHU SẾ 110KV	87500 kVA	110	22058.7	13670.8	137	85	29.8
KON TUM 110KV	75000 kVA	110	19700.7	12209.4	119.9	85	30.4
KRÔNG ANA 110KV	87500 kVA	110	21779.9	13498	136.1	85	29.6
KRÔNG BUK 110KV	125000 kVA	110	31803.1	19709.8	196.6	85	30
PLEIKU 110KV	125000 kVA	110	31916.6	19780.1	197	85	30
PLEIKU 500KV	400000 kVA	500	101811	63096.5	138.4	85	30
QUY NHƠN 220	600000 kVA	220	177788	110183	509.2	85	32.3
ĐẮK NÔNG 110KV	75000 kVA	110	19322	11974.7	118.7	85	30.2
ĐẮK NÔNG 500KV	270000 kVA	500	69559.2	43108.9	94.01	85	30.2

Bảng 2.13: Thông số của các đường dây ở kịch bản 3

ID	Type	% Loading
dây 1	Line	202.3
dây 2	Line	202.3
dây 3	Line	60.1
dây 4	Line	138.9

Giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 220 kV khu vực Miền Trung

dây 5	Line	94.2
dây 6	Line	86.9
dây 7	Line	41.7
dây 8	Line	20.9
dây 9	Line	76.8
dây 10	Line	7.8
dây 11	Line	5.2
dây 12	Line	18.3
dây 13	Line	138.9
dây 14	Line	94.2
dây 15	Line	34.4
dây 16	Line	34.4
dây 17	Line	60.1
dây 18	Line	42
dây 19	Line	42
dây 20	Line	159.6
dây 21	Line	159.6
dây 22	Line	5.6
dây 23	Line	159.6
dây 24	Line	21
dây 25	Line	21
dây 26	Line	76.6
dây 27	Line	76.6
dây 28	Line	5.2
dây 29	Line	5.2
dây 30	Line	50.6
dây 31	Line	103.4
dây 32	Line	99.5
dây 33	Line	120.5
dây 34	Line	120.5
dây 35	Line	98.1
dây 36	Line	98.1
dây 37	Line	120.3
dây 38	Line	120.3
dây 42	Line	99.5
dây 48	Line	20.9
dây 49	Line	13.2
dây 50	Line	63.4
dây 51	Line	58.6
dây 55	Line	78.6
dây 60	Line	37.8
dây 61	Line	63.4
dây 62	Line	95.5
dây 63	Line	42
dây 64	Line	29.6
dây 65	Line	29.6
dây 66	Line	26.2
dây 67	Line	60.8

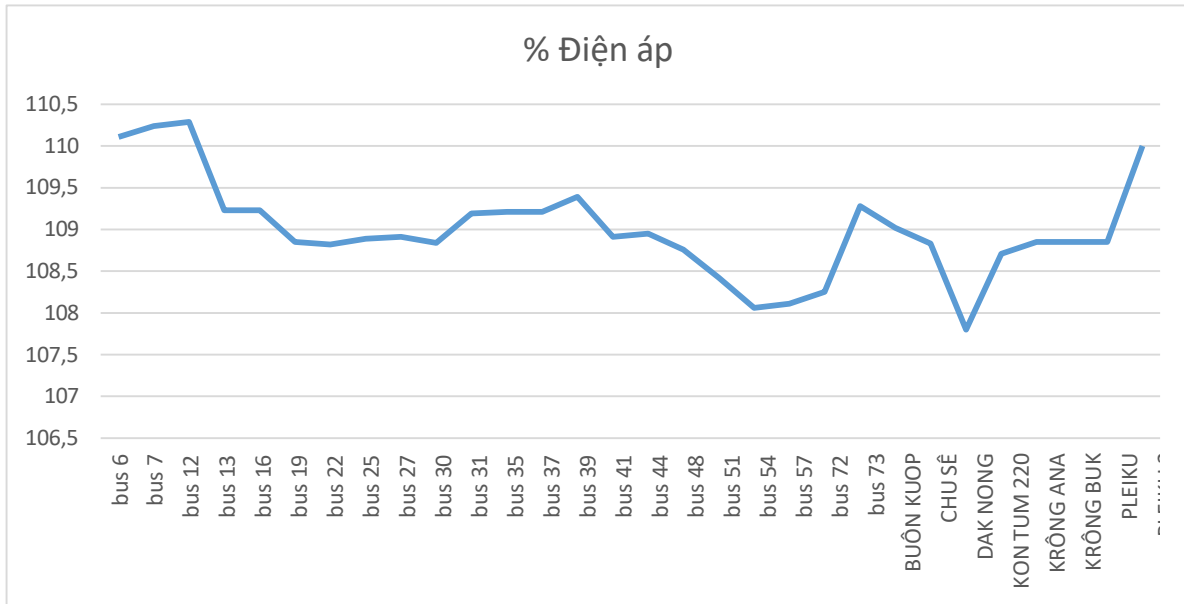
Bảng 2.14: Thông số của nguồn phát theo kịch bản 3

ID	Rating/Limit	Rated kV	MW	Mvar	% Generation
NGUỒN TỔNG	100000 MVA	220	-2756.644	720.099	
NMDG NAM BÌNH 1	29.7 MW	0.4	29.7	0	100
NMDG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	0.4	300	0	33.3
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	0.4	40	0	100
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	0.4	55	0	100
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	0.4	145	1.581	100
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	0.4	145	0	100
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	0.4	80	0	100
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	0.4	80	0	100
TĐ BUỒN KUỐP 1	140 MW	0.4	140	0	100
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	0.4	43	0	100
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	0.4	43	0	100
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	0.4	130	0	100
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	0.4	130	0	100
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	0.4	54	0	100
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	0.4	54	0	100
TĐ SEREPOK 3	220 MW	0.4	220	0	100
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	0.4	40	0	100
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	0.4	40	0	100
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	0.4	64	0	100
TĐ SESAN -1	120 MW	0.4	120	2.12	100
TĐ SESAN -2	120 MW	0.4	120	2.12	100
TĐ SESAN -3	120 MW	0.4	120	2.12	100
TĐ SESAN 4A	63 MW	0.4	63	1.053	100
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	0.4	145	1.581	100
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	0.4	145	0	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	0.4	41	0	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	0.4	41	0	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	0.4	31	0	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	0.4	31	0	100
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	0.4	70	0	100
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	0.4	70	0	100
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	0.4	50	0	100
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	0.4	50	0	100
ĐG CƯ NE 1,2	100 MW	0.4	100	0	50
ĐG IALE 1	100 MW	0.4	100	0	100
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	0.4	100	0	50
ĐMT SE SAN 4	50 MW	0.4	49.7	3.11	99.7
ĐMT SEREPOK	50 MW	0.4	49.3	4.36	99.4
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	0.4	49.3	4.36	99.4

Bảng 2.15: : Bảng tổng hợp công suất theo kịch bản 3

<b>Load-MW</b>	514.817
<b>Load-Mvar</b>	319.055

<b>Generation-MW</b>	621.319
<b>Generation-Mvar</b>	730.673
<b>Loss-MW</b>	106.502
<b>Loss-Mvar</b>	411.618



Hình 2.3: Đồ thị phân trăm điện áp tại các nút 220kV theo kịch bản 3

- ✓ **Nhận xét:** Dựa kết quả phân tích trào lưu công suất chạy trong lưới, ta thấy thông qua thanh góp 220kV PLEIKU 2 tại trạm 500kV PLEIKU 2 lượng công suất tác dụng tổng đẩy về lại hệ thống là 2757MW, trong đó bao gồm : từ thanh góp TĐ SESAN (bus 6) đẩy về là 471,4MW; từ thanh góp TĐ XEKAMAN (bus 7) đẩy về là 578,6MW; từ thanh góp PLEIKU đẩy về là 1021MW; từ thanh góp CHU SÊ đẩy về là 564,8MW; từ thanh góp ĐẮK NÔNG đẩy về là 179,7MW. Tổng công suất tác dụng từ các thanh cái trên đẩy về hệ thống là 2815,5MW. Tức là trên đường dây kết nối các thanh cái trên qua quá trình truyền tải đã gây thất thoát 58,5MW và thất thoát trong quá trình trao đổi công suất trong lưới là 48MW.
- ✓ Nguồn: Trong chế độ nguồn max thì các nguồn thủy điện, nhiệt điện, điện gió phát hết công suất định mức
- ✓ Tải: Trong chế độ tải min thì các phụ tải tiêu thụ 30% công suất tải định mức.
- ✓ Điện áp các nút 220kV trong lưới được thể hiện trong hình – Hình 2.3. Trong đó ta thấy điện áp tại các nút đều lớn hơn 105%, ở điểm đầu nối với TĐ XEKAMAN 3,4 có giá trị cao nhất ( $110,3\%U_{đm}$ ) và ở điểm đầu nối với thanh

cái Đắc Nông có giá trị thấp nhất ( $107,8\%U_{đm}$ ) nhưng vẫn đảm bảo nằm trong giới hạn cho phép theo thông tư số 39 của Bộ Công Thương quy định về độ lệch điện áp vận hành cho phép trên lưới phân phối trong chế độ làm việc bình thường: Độ lệch điện áp vận hành cho phép tại điểm đấu nối với nhà máy điện so với điện áp danh định là +10% và -5% tại điểm đấu nối với khách hàng sử dụng điện là - 5% đến +5%.

- ✓ Đường dây: các đường dây đa số vận hành trong phạm vi cho phép đảm bảo điều kiện quá tải, trừ một số đường dây bị quá tải như: dây 1,2 ( PLEIKU – PLEIKU 2) : 202,3%; dây 37,38 ( PLEIKU 2 – bus 7/ TĐ XEKAMAN 1,2 ) : 120,3%; dây 31 (PLEIKU – bus 13/ TĐ SESAN 3) : 103,4%; dây 23 (bus 19/ NĐ SK AN KHÊ – bus 22/ TĐ AN KHÊ) : 159,6%; dây 20,21 (CHƯ SÊ – bus 30/ĐG CƯ NE) : 159,6%.; dây 33,34 ( CHƯ SÊ – PLEIKU 2) : 120,5%; dây 4,13 (KRÔNG BUK – bus 30/ ĐG CƯ NE) : 138,9%
- ✓ Theo kịch bản vận hành này, ta thấy tổn thất công suất tác dụng trên lưới điện 220kV là  $\Delta P= 106,502\text{MW}$  chiếm tỷ lệ 3.15% và tổn thất công suất phản kháng  $\Delta Q= 411,618\text{Mvar}$ .
- ❖ Lý do: phụ tải cực tiểu trên lưới nhu cầu chỉ sử dụng 30% so với lúc phụ tải cực đại nên không thể sử dụng hết được công suất phát ra từ các nhà máy, tăng gánh nặng cho các đường dây và gây nên quá tải, từ đó tăng tổn thất công suất trên đường dây truyền tải. Mặt khác do phụ tải không tiêu thụ được hết công suất nên công suất dư thừa phải đẩy ngược về hệ thống điện quốc gia do vậy trào lưu công suất được phân bố theo hướng không có lợi về tổn thất công suất

#### 2.2.4. Kịch bản 4 : Chế độ nguồn phát 30% công suất định mức – tải tiêu thụ hết công suất định mức

Sau khi chạy module LF cho chế độ nguồn min – tải max ta được các số liệu sau:

Bảng 2.16: Thông số phần trăm điện áp trên các nút 220kV theo kịch bản 4

Bus ID	Nominal kV	Voltage %
bus 6	220	110.05
bus 7	220	110.12
bus 12	220	110.14
bus 13	220	104.36
bus 16	220	104.37
bus 19	220	
bus 22	220	102.7
bus 25	220	97.65
bus 27	220	97.66
bus 30	220	97.05
bus 31	220	95.69

bus 35	220	95.69
bus 37	220	95.69
bus 39	220	94.79
bus 41	220	90.87
bus 44	220	91.49
bus 48	220	88.28
bus 51	220	88.07
bus 54	220	87.86
bus 57	220	87.88
bus 72	220	88.01
bus 73	220	92.29
BUÔN KUOP	220	92.14
CHU SẾ	220	97.62
ĐẮK NÔNG	220	87.73
KON TUM 220	220	103.52
KRÔNG ANA	220	93.26
KRÔNG BUK	220	96.16
PLEIKU	220	104.13
PLEIKU 2	220	110

Bảng 2.17: Thông số của phụ tải tiêu thụ theo kịch bản 4

ID	Rating/Limit	Rated kV	kW	kvar	Amp	% PF	% Loading
BUÔN KUỐP 110KV	75000 kVA	110	63426.4	39308.1	392.6	85	99.7
CHU SẾ 110KV	87500 kVA	110	73101.1	45304	455.3	85	99.1
KON TUM 110KV	75000 kVA	110	63566.1	39394.7	393.1	85	99.9
KRÔNG ANA 110KV	87500 kVA	110	69467.9	43052.3	443.8	85	96.6
KRÔNG BUK 110KV	125000 kVA	110	106046	65721.4	655.4	85	99.9
PLEIKU 110KV	125000 kVA	110	105817	65579.7	654.7	85	99.8
PLEIKU 500KV	400000 kVA	500	339672	210510	461.7	85	100
QUY NHƠN 220	600000 kVA	220	392536	243272	1381	85	87.7
ĐẮK NÔNG 110KV	75000 kVA	110	56459.6	34990.5	370.5	85	94.1
ĐẮK NÔNG 500KV	270000 kVA	500	203255	125966	293.4	85	94.1

Bảng 2.18: Thông số của các đường dây theo kịch bản 4

ID	Type	% Loading
dây 1	Line	155.6
dây 2	Line	155.6
dây 3	Line	18
dây 4	Line	102.4
dây 5	Line	15
dây 6	Line	30.3
dây 7	Line	0.6
dây 8	Line	0.2
dây 9	Line	32.4
dây 10	Line	50.9
dây 11	Line	31.1
dây 12	Line	29.5

Giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 220 kV khu vực Miền Trung

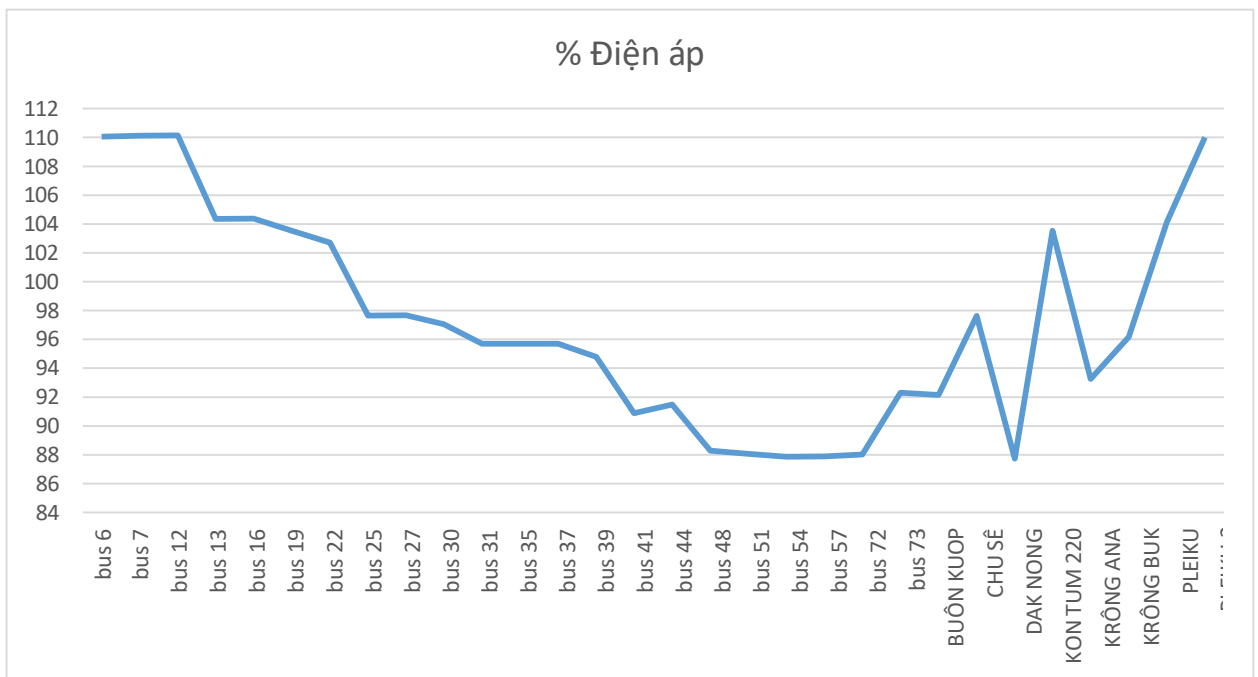
dây 13	Line	102.4
dây 14	Line	15
dây 15	Line	36
dây 16	Line	36
dây 17	Line	18
dây 18	Line	14
dây 19	Line	14
dây 20	Line	97.5
dây 21	Line	97.5
dây 22	Line	2.1
dây 23	Line	71.3
dây 24	Line	7
dây 25	Line	7
dây 26	Line	38
dây 27	Line	38
dây 28	Line	16.9
dây 29	Line	16.9
dây 30	Line	16
dây 31	Line	32.5
dây 32	Line	32.7
dây 33	Line	71.1
dây 34	Line	71.1
dây 35	Line	26.3
dây 36	Line	26.3
dây 37	Line	36.1
dây 38	Line	36.1
dây 42	Line	32.7
dây 48	Line	41.9
dây 49	Line	37.7
dây 50	Line	23.4
dây 51	Line	20.8
dây 55	Line	67.9
dây 60	Line	74.1
dây 61	Line	23.4
dây 62	Line	89.7
dây 63	Line	16
dây 64	Line	11.3
dây 65	Line	11.3
dây 66	Line	9.7
dây 67	Line	22.5

Bảng 2.19: Thông số các nguồn phát theo kịch bản 4

ID	Rating/Limit	Rated kV	MW	Mvar	% Generation
NGUỒN TỔNG	100000 MVA	220	553.091	933.559	
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	0.4	8.91	0	30
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	0.4	90	0	10
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	0.4	12	0	30
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	0.4	16.8	0	30.5
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	0.4	43.5	0	30
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	0.4	43.5	0	30
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	0.4	24	0	30
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	0.4	24	0	30
TĐ BUỒN KUỐP 1	140 MW	0.4	42	0	30
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	0.4	12.9	0	30
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	0.4	12.9	0	30
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	0.4	39	0	30
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	0.4	39	0	30
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	0.4	16.2	0	30
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	0.4	16.2	0	30
TĐ SEREPOK 3	220 MW	0.4	66	0	30
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	0.4	12	0	30
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	0.4	12	0	30
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	0.4	19.2	0	30
TĐ SESAN -1	120 MW	0.4	36	0	30
TĐ SESAN -2	120 MW	0.4	36	0	30
TĐ SESAN -3	120 MW	0.4	36	0	30
TĐ SESAN 4A	63 MW	0.4	18.9	0	30
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	0.4	43.5	0	30
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	0.4	43.5	0	30
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	0.4	12.3	0	30
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	0.4	12.3	0	30
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	0.4	9.3	0	30
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	0.4	9.3	0	30
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	0.4	21	0	30
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	0.4	21	0	30
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	0.4	15	0	30
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	0.4	15	0	30
ĐG CỤ NE 1,2	100 MW	0.4	30	0	15
ĐG IALE 1	100 MW	0.4	30	0	30
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	0.4	30	0	15
	50 MW	0.4			
ĐMT SEREPOK	50 MW	0.4	0	0	0
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	0.4	0	0	0

Bảng 2.20: Bảng tổng hợp công suất theo kịch bản 4

<b>Load-MW</b>	1473.344
<b>Load-Mvar</b>	913.098
<b>Generation-MW</b>	1522.311
<b>Generation-Mvar</b>	933.559
<b>Loss-MW</b>	48.967
<b>Loss-Mvar</b>	20.461



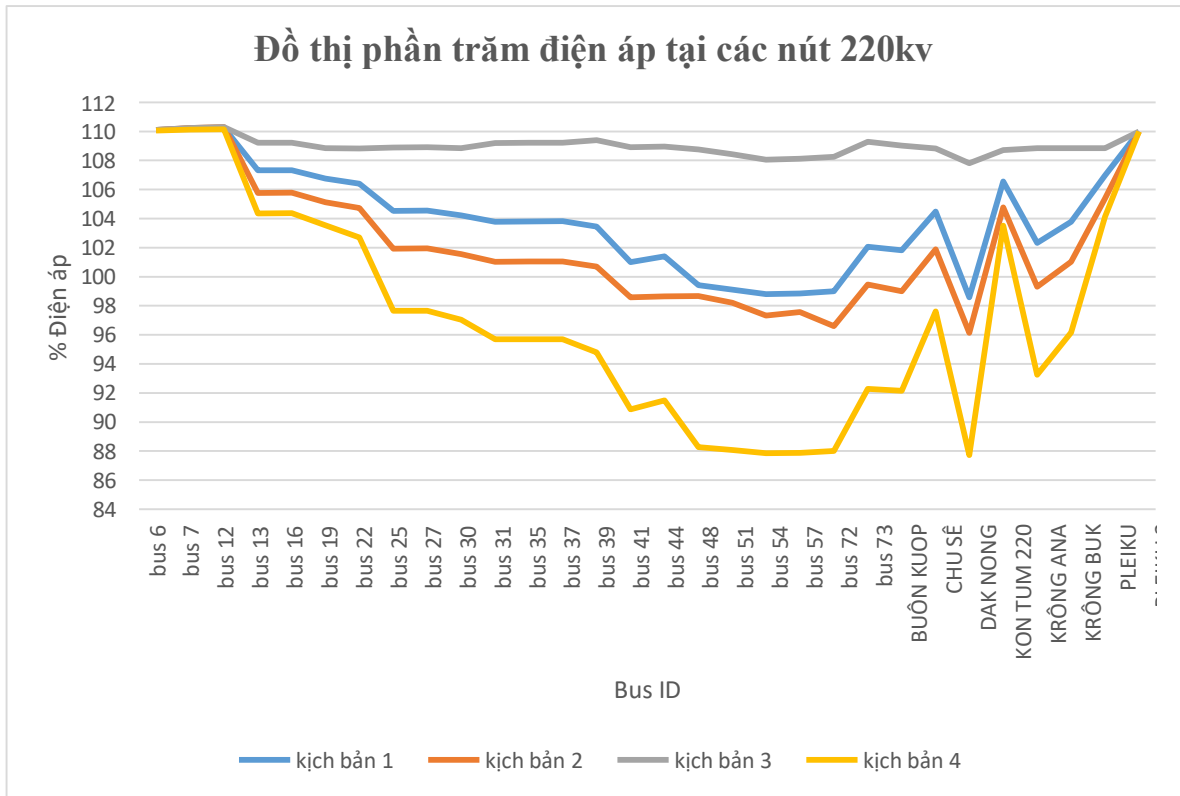
Hình 2.4: Đồ thị phân trăm điện áp tại các nút 220kV theo kịch bản 4

- ✓ **Nhận xét:** Dựa kết quả phân tích trào lưu công suất chạy trong lưới, ta thấy thông qua thanh góp 220kV PLEIKU 2 tại trạm 500kV PLEIKU 2 hệ thống phải phát lên lưới 553MW, trong đó bao gồm : từ thanh góp TĐ SESAN (bus 6) đẩy về hệ thống là 126,8MW; từ thanh góp TĐ XEKAMAN (bus 7) đẩy về là 173,8MW; còn lại là hệ thống phát lên thanh góp PLEIKU 555MW; hệ thống phát lên thanh góp CHU SÊ 201,6MW; và cuối cùng hệ thống phát lên thanh góp ĐẮK NÔNG 97MW. Tổng công suất tác dụng từ hệ thống phát lên lưới là 553MW. Tức là lúc này từ hệ thống phát lên lưới không gây ra tổn thất công suất và thất thoát trong quá trình trao đổi công suất trong lưới là 48,967MW.

- ✓ Nguồn: Trong chế độ nguồn min thì các nguồn thủy điện, điện gió phát với công suất bằng 30% công suất định mức còn các nhà máy điện mặt trời không phát công suất.
- ✓ Tải: Trong chế độ tải max thì các phụ tải tiêu thụ hết công suất phát từ các nhà máy, buộc hệ thống phải phát thêm 1 lượng công suất còn thiếu để đáp ứng đủ nhu cầu tiêu thụ của tải.
- ✓ Điện áp các nút 220kV trong lưới được thể hiện trong hình – Hình 2.4. Trong đó ta thấy điện áp tại các nút bị sụt áp, ở điểm đầu nối với TĐ XEKAMAN 3,4 (bus 12) và TĐ XEKAMAN 1,2 (bus 7) có giá trị cao nhất ( $110,1\%U_{dm}$ ) và ở điểm đầu nối với thanh cái KRÔNG BUK có giá trị thấp nhất ( $87,73\%U_{dm}$ ) và không còn nằm trong giới hạn cho phép theo thông tư số 39 của Bộ Công Thương quy định về độ lệch điện áp vận hành cho phép trên lưới phân phối trong chế độ làm việc bình thường: Độ lệch điện áp vận hành cho phép tại điểm đầu nối với nhà máy điện so với điện áp danh định là +10% và -5% tại điểm đầu nối với khách hàng sử dụng điện là - 5% đến +5%. => Không thể tiếp tục vận hành ở kịch bản này và cần có phương án tối ưu để đưa lưới vào vận hành
- ✓ Đường dây: các đường dây đa số vận hành trong phạm vi cho phép đảm bảo điều kiện quá tải, trừ một số đường dây bị quá tải như: dây 1,2 ( PLEIKU – PLEIKU 2) : 155,6%; dây 4,13 (KRÔNG BUK – bus 30/ ĐG CU NE) : 102,4%
- ✓ Trong chế độ vận hành này, ta thấy tổn thất công suất tác dụng trong lưới điện 220kV là  $\Delta P = 48,968\text{MW}$  chiếm tỷ lệ 3,21% và tổn thất công suất phản kháng là  $\Delta Q = 20,461\text{Mvar}$ .
- ❖ Lý do: theo kịch bản vận hành này thì phụ tải cực đại trên lưới nhu cầu sử dụng công suất mà các nguồn phát ra là không đủ nên phải phụ thuộc thêm vào hệ thống điện quốc gia. Công suất hao hụt của từng khu vực sẽ được các hệ thống bơm vào nên sẽ không có nhiều chiều công suất chạy trên đường dây từ đó không gây tổn thất công suất khi phát công suất lên lưới nhưng vẫn sẽ có tổn thất khi công suất trao đổi trong lưới.

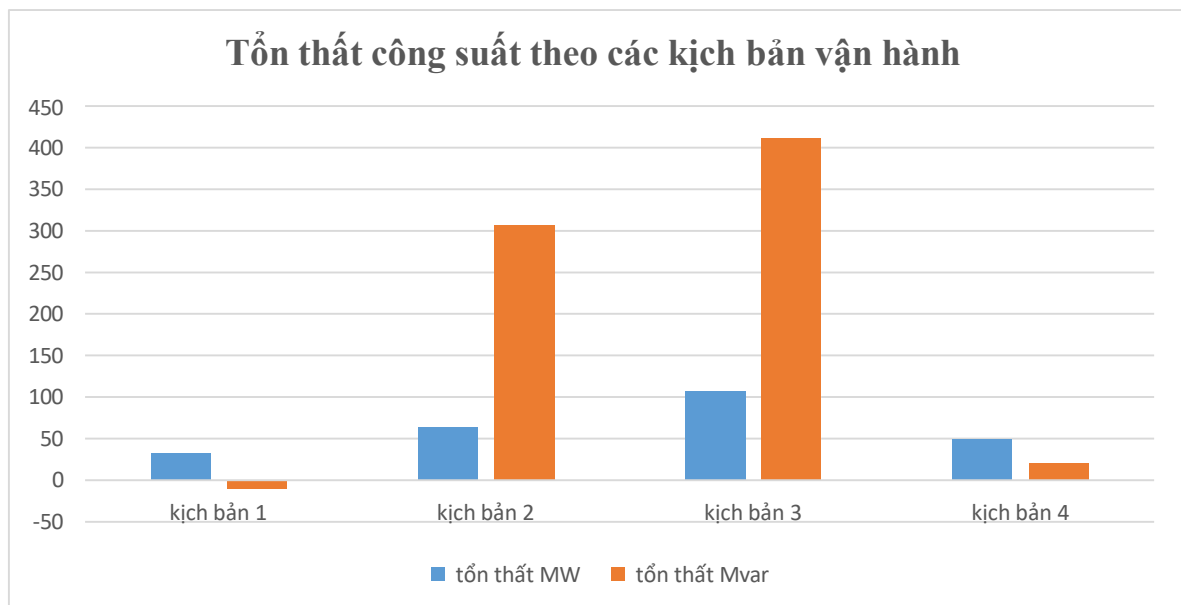
### 2.3. Tổng kết chương 2

Trong chương này chúng ta tiến hành mô phỏng và đánh giá trào lưu công suất chạy trong lưới điện 220kV của khu vực Tây Nguyên bằng cách xây dựng các kịch bản vận hành khác nhau của lưới điện. Dựa vào kết quả mô phỏng, ta nhận thấy rằng ở mỗi kịch bản vận hành sẽ có ưu và nhược điểm riêng của nó. Dưới đây là kết quả thu được trong quá trình mô phỏng, đánh giá lưới điện trên phần mềm ETAP:



Hình 2.5: Đồ thị tổng hợp phần trăm điện áp các nút 220kV

- Đồ thị phần trăm điện áp tại các nút 220kV được thể hiện trong hình – Hình 2.5, trong đó ta thấy hầu hết điện áp tại các nút nằm trong giới hạn cho phép (trong khoảng từ 95% đến 110%) trong 3 kịch bản vận hành bao gồm : kịch bản 1, kịch bản 2, kịch bản 3. Trừ kịch bản 4 điện áp có dấu hiệu sụt áp ( nhỏ nhất đến 87,73%) và vượt ra khỏi giới hạn cho phép.



Hình 2.6: Đồ thị tổn thất công suất theo các kịch bản vận hành của lưới điện 220kV

- Dựa vào kết quả mô phỏng lưới điện theo các kịch bản giới hạn thì ta thấy công suất tổn thất trong mạng theo kịch bản 3 là lớn nhất với  $\Delta P = 106,502\text{MW}$  chiếm tỉ lệ 3,15% và tổn thất công suất phản kháng  $\Delta Q = 411,618\text{MVar}$ .
- Qua đó xác định được ở chế độ nguồn phát hết công suất: kịch bản 2 và kịch bản 3 là chế độ vận hành nguy hiểm nhất, trào lưu công suất chạy trong mạng tương đối lớn, dẫn đến tăng gánh nặng cho các đường dây truyền tải làm quá tải đường dây. Chương sau chúng ta sẽ tiến hành đề xuất các giải pháp vận hành tối ưu ở tất cả kịch bản sao cho tổn thất công suất là nhỏ nhất, đồng thời cũng thỏa mãn được các yếu tố như đường dây không chịu gánh nặng lớn dẫn đến quá tải, điện áp tại tất cả các nút đều nằm trong giới hạn cho phép ( từ 95% đến 110% ). Cùng với đó ta sẽ phân tích và đánh giá về trạng thái N-1 trên lưới trong kịch bản nguy hiểm nhất là kịch bản 2 và kịch bản 3 ( nguồn phát hết công suất ) và đề xuất giải pháp vận hành tối ưu trong trạng thái N-1.

## CHƯƠNG 3: GIẢI PHÁP VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN VÀ PHÂN TÍCH SỰ CỐ N-1

### 3.1. Tổng quan về phương pháp

Trong chương 2 ta thấy khi vận hành các trường hợp vẫn nằm trong vùng điều kiện cho phép  $(95 - 105\%)U_{dm}$ , trừ kịch bản 4 điện áp nằm ngoài giới hạn cho phép và các kịch bản 2,3,4 không đảm bảo được khả năng tải của đường dây (quá tải). Vì vậy, trong chương này ta sử dụng module OPF để tối ưu trào lưu công suất trong lưới, đồng thời duy trì điện áp cho phép trên các thanh cái 220kV và đảm bảo các đường dây không bị quá tải.

Bài toán OPF có mục đích là xác định công suất phát và công suất phản kháng của các tổ máy để cực tiểu tổn thất công suất của hệ thống, đáp ứng nhu cầu phụ tải, đồng thời thỏa mãn các ràng buộc kỹ thuật của hệ thống.

#### 3.1.1. Hàm mục tiêu

Hàm mục tiêu của bài toán tối ưu trào lưu công suất (OPF) là cực tiểu tổn thất công suất của hệ thống, theo công thức sau[7]:

$$\min \Delta P = \sum_i \frac{P_i^2 + (Q_i - Q_{bi})^2}{U_i^2} \cdot R_i \cdot 10^{-3}$$

Trong bài toán OPF, các điều kiện ràng buộc của hệ thống cần phải có như sau:

- Cân bằng công suất trong hệ thống điện
- Giới hạn về điện áp nút
- Giới hạn về công suất phát của các tổ máy
- Giới hạn về dòng công suất trên các đường dây

#### 3.1.2. Giới công suất phát

Ràng buộc bất đẳng thức công suất tác dụng và công suất phản kháng của các máy phát được mô tả như sau [7]:

$$\begin{aligned} P_i^{\min} &\leq P_i \leq P_i^{\max} \\ Q_i^{\min} &\leq Q_i \leq Q_i^{\max} \\ i &= 1, 2, \dots, n_G \end{aligned}$$

#### 3.1.3. Giới hạn điện áp nút

Ràng buộc bất đẳng thức này đảm bảo điện áp tại các nút khác nhau trên hệ thống điện được giữ trong vùng giới hạn cho trước [7]:

$$V_i^{\min} \leq |V_i| \leq V_i^{\max}$$

$$|V_i| = \text{const}$$

$$i = 1, 2, \dots, n_G$$

### 3.1.4. Giới hạn dòng công suất trên đường dây

Dòng công suất trên đường dây phải nhỏ hơn giá trị cực đại cho phép theo điều kiện phát nóng hoặc điều kiện ổn định tĩnh.

$$|I_{ik}| \leq I_{ik}^{\max} \quad (|S_{ik}| \leq S_{ik}^{\max})$$

## 3.2. Tối ưu trào lưu công suất trên lưới

### 3.2.1. Chế độ vận hành bình thường

Xây dựng kịch bản cực tiểu tổn thất công suất nhằm đảm bảo tổn thất công suất trên lưới là nhỏ nhất đồng thời phải đảm bảo được các điều kiện ràng buộc về điện áp, dòng công suất chạy trên các đường dây, ... sao cho vẫn nằm trong giới hạn quá tải cho phép. Các hàm mục tiêu, điều kiện ràng buộc và kết quả mô phỏng sau khi chạy module OPF được thể hiện ở **Phụ lục 2**.

- **Nhận xét:** Sau khi chạy module OPF thì ta thấy các nhà máy như: TĐ ĐỒNG NAI 4-1; TĐ ĐỒNG NAI 4-2; TĐ ĐỒNG NAI 5-1; TĐ ĐỒNG NAI 5-2; ĐG CỬ NE 1,2 đều phát hết 70% công suất định mức, còn lại tất cả nhà máy thủy điện, nhiệt điện, nhà máy điện mặt trời và điện gió khác đều giảm công suất phát. Mặt khác, tổn thất công suất tác dụng giảm đáng kể so với khi chạy module LF (giảm từ 32,787MW xuống còn 10,048MW). Như vậy đã thỏa mãn được mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất trong mạng nhưng vẫn đảm bảo các điều kiện ràng buộc về điện áp và quá tải trên đường dây truyền tải.

### 3.2.2. Chế độ nguồn max – tải max

Xây dựng kịch bản cực tiểu tổn thất công suất nhằm đảm bảo tổn thất công suất trên lưới là nhỏ nhất đồng thời phải đảm bảo được các điều kiện ràng buộc về điện áp, dòng công suất chạy trên các đường dây, ... sao cho vẫn nằm trong giới hạn quá tải cho phép. Các hàm mục tiêu, điều kiện ràng buộc và kết quả mô phỏng sau khi chạy module OPF được thể hiện ở **Phụ lục 3**.

- **Nhận xét:** Sau khi chạy module OPF, ta thấy chỉ nhà máy thủy điện TĐ ĐỒNG NAI 4-1; TĐ ĐỒNG NAI 4-2; TĐ ĐỒNG NAI 5-1; TĐ ĐỒNG NAI 5-2; ĐG CỬ NE 1,2 phát với công suất định mức còn lại tất cả nhà máy thủy điện, nhiệt điện, nhà máy điện mặt trời và điện gió cũng đều giảm công suất phát. Mặt khác, tổn thất công suất

tác dụng giảm đáng kể so với khi chạy module LF (giảm từ 63,703MW xuống còn 17,08MW). Như vậy đã thoả mãn được mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất trong mạng nhưng vẫn đảm bảo các điều kiện ràng buộc về điện áp và quá tải trên đường dây truyền tải.

### 3.2.3. Chế độ nguồn max – tải min

Xây dựng kịch bản cực tiểu tổn thất công suất nhằm đảm bảo tổn thất công suất trên lưới là nhỏ nhất đồng thời phải đảm bảo được các điều kiện ràng buộc về điện áp, dòng công suất chạy trên các đường dây,... sao cho vẫn nằm trong giới hạn quá tải cho phép. Các hàm mục tiêu, điều kiện ràng buộc và kết quả mô phỏng sau khi chạy module OPF được thể hiện ở **Phụ lục 4**.

- **Nhận xét:** Sau khi chạy module OPF, ta thấy tất cả các nhà máy điện đều giảm công suất phát trừ ĐG CU NE 1,2 là phát hết công suất định mức. Tổn thất công suất tác dụng của giảm rất nhiều so với khi chạy module LF (giảm từ 106,502MW xuống còn 7,429MW). Như vậy đã thoả mãn được mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất trong mạng nhưng vẫn đảm bảo các điều kiện ràng buộc về điện áp và quá tải trên đường dây truyền tải.

### 3.2.4. Chế độ nguồn min – tải max

Xây dựng kịch bản cực tiểu tổn thất công suất nhằm đảm bảo tổn thất công suất trên lưới là nhỏ nhất đồng thời phải đảm bảo được các điều kiện ràng buộc về điện áp, dòng công suất chạy trên các đường dây,... sao cho vẫn nằm trong giới hạn quá tải cho phép. Các hàm mục tiêu, điều kiện ràng buộc và kết quả mô phỏng sau khi chạy module OPF được thể hiện ở **Phụ lục 5**.

- **Nhận xét:** Sau khi chạy module OPF, lúc này ta thấy điện áp tại tất cả thanh cái đều đã được nâng lên và thoả mãn điều kiện ràng buộc về điện áp (từ 95% đến 110%) nhưng vẫn gây quá tải ở đường dây 1,2 ( PLEIKU – PLEIKU 2). Giải pháp đề xuất lúc này là thực hiện biện pháp đặt trở kháng Z lên đường dây để cản bớt dòng chạy qua trên đường dây 1,2 và cho dòng công suất đẩy qua dây 33,34 ( PLEIKU 2 – CHU SÊ ) rồi sau đó chạy lại bài toán OPF (có tính đến trở kháng). Lúc này ta thấy tất cả nhà máy điện đều phát hết 30% công suất định mức, trừ các nhà máy ĐMT bị cắt ra khỏi lưới, công suất phát từ nguồn tổng được huy động thêm. Tổn thất công suất tác dụng sau đó giảm đáng kể so với khi chạy module LF (giảm từ 48,967MW xuống còn 37,967MW). Như vậy đã thoả mãn được mục tiêu cực tiểu tổn thất công

suất trong mạng nhưng vẫn đảm bảo các điều kiện ràng buộc về điện áp và quá tải trên đường dây truyền tải.

### 3.3. Đánh giá trạng thái N- 1 trên lưới

Ta lần lượt cắt các đường dây trên lưới để xem xét khả năng tải của chúng trong mạng và theo dõi sự phân bố trào lưu công suất của các nguồn. Từ đó đưa ra giải pháp vận hành để giảm lượng công suất chạy trên các đường dây quá tải. Tối ưu trào lưu công suất bằng module OPF của phần mềm ETAP. Kết quả mô phỏng sau khi chạy module OPF được thể hiện ở **Phụ lục 6**.

#### 3.3.1. Chế độ nguồn max – tải max

##### 3.3.1.1. Cắt 1 dây kết nối giữa PLEIKU 2 và PLEIKU (dây 2)

Khi cắt đường dây 2 kết nối giữa PLEIKU 2 và PLEIKU, ta thấy các đường dây sau bị quá tải:

Bảng 3.1: Thông số các đường dây bị quá tải

ID	Type	% Loading
dây 1/ PLEIKU 2 - PLEIKU	Line	244.1
dây 20/ CHƯ SẾ – bus 30(ĐG CƯ NE)	Line	105
dây 21/ CHƯ SẾ – bus 30(ĐG CƯ NE)	Line	105
dây 31/ PLEIKU – bus 13(TĐ SESAN 3)	Line	110.3
dây 37/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	Line	120.3
dây 38/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	Line	120.3

Ta tiến hành chạy module OPF để phân bố lại công suất và công suất chạy trên các đường dây bị quá tải được thể hiện ở bảng sau:

Bảng 3.2: Thông số các đường dây sau khi chạy OPF

ID	Amp (A)	S (MVA)	% Loading
dây 1/ PLEIKU 2 - PLEIKU	204,8	65,1 + j44,3	30,3
dây 20/ CHƯ SẾ – bus 30(ĐG CƯ NE)	89	33,4 + j6,54	15,48
dây 21/ CHƯ SẾ – bus 30(ĐG CƯ NE)	89	33,4 + j6,54	15,48
dây 31/ PLEIKU – bus 13(TĐ SESAN 3)	501	163,1 + j105,6	87,16
dây 37/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	416,2	135,3 + j88,2	72,4
dây 38/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	416,2	135,3 + j88,2	72,4

Bảng 3.3: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất dây 2 trong chế độ nguồn max – tải max

ID	MVA	Dây 2	
		LF (MW)	OPF (MW)
NGUỒN TỔNG	10000 MW	-1734	-467,4
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	29.7	10,5
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	300	233,227
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	40	19,618
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	55	26,529
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	145	71,766
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	145	63,795
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	80	42,338
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	80	42,338
TĐ BUỒN KUÓP 1	140 MW	140	86,535
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	43	16,881
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	43	16,881
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	130	95,712
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	130	95,712
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	54	21,188
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	54	21,188
TĐ SEREPOK 3	220 MW	220	125,27
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	40	27,5
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	40	27,5
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	64	27,5
TĐ SESAN -1	120 MW	120	64,874
TĐ SESAN -2	120 MW	120	64,874
TĐ SESAN -3	120 MW	120	64,874
TĐ SESAN 4A	63 MW	63	19,979
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	145	71,766
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	145	63,795
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	41	31,446
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	41	31,446
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	31	24,32
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	31	24,32
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	70	70
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	70	70
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	50	50
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	50	50
ĐG CỤ NE 1,2	100 MW	100	100
ĐG IALE 1	100 MW	100	55,622
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	100	65,38
ĐMT SESAN 4	50 MW	50	8,13
ĐMT SEREPOK	50 MW	50	6,63
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	50	6,27

➤ **Nhận xét:**

- ✓ Trước khi chạy Module OPF thì các nhà máy thủy điện, nhiệt điện, điện gió và điện mặt trời đều phát 100% công suất định mức lên lưới 220kV làm cho các đường dây trên bị quá tải, trào lưu công suất trên lưới phân bố không đều dẫn đến lượng công suất đổ về hệ thống lớn do phụ tải cực đại trong khu vực không tiêu thụ hết lượng công suất phát ra từ các nguồn.
- ✓ Sau khi chạy module OPF, các nhà máy đồng loạt giảm công suất phát để giảm bớt gánh nặng cho các đường dây truyền tải, trừ các nhà máy như: TĐ ĐỒNG NAI 4-1; TĐ ĐỒNG NAI 4-2; TĐ ĐỒNG NAI 5-1; TĐ ĐỒNG NAI 5-2; ĐG CỬ NE 1,2 đều phát hết công suất định mức. Các đường dây trên không còn bị quá tải.

**3.3.1.2. Cắt 1 dây kết nối giữa PLEIKU 2 và CHƯ SÊ (dây 33)**

Khi cắt đường dây 2 kết nối giữa PLEIKU 2 và PLEIKU, ta thấy các đường dây sau bị quá tải:

*Bảng 3.4: Thông số các đường dây bị quá tải*

ID	Type	% Loading
dây 1/ PLEIKU 2 - PLEIKU	Line	157.3
dây 2/ PLEIKU 2 - PLEIKU	Line	157.3
dây 23/bus 19(NĐ SK AN KHẾ – bus 22(TĐ AN KHẾ))	Line	115.1
dây 31/ PLEIKU – bus 13(TĐ SESAN 3)	Line	107.2
dây 34/ PLEIKU 2 – CHƯ SÊ	Line	105.9
dây 37/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	Line	120.3
dây 38/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	Line	120.3

Ta tiến hành chạy module OPF để phân bố lại công suất và công suất chạy trên các đường dây bị quá tải được thể hiện ở bảng sau:

*Bảng 3.5: Thông số các đường dây sau khi chạy OPF*

ID	Amp (A)	S (MVA)	% Loading
dây 1/ PLEIKU 2 - PLEIKU	149,4	40,2 + j41	23,56
dây 2/ PLEIKU 2 - PLEIKU	149,4	40,2 + j41	23,56
dây 23/bus 19(NĐ SK AN KHẾ – bus 22(TĐ AN KHẾ))	238,3	72,7 + j55,8	41,45
dây 31/ PLEIKU – bus 13(TĐ SESAN 3)	448,3	150,2 + j87	78
dây 34/ PLEIKU 2 – CHƯ SÊ	106,2	33,3 – j0,679	18,47
dây 37/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	416,8	135,3 – j88,6	72,51
dây 38/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	416,8	135,3 – j88,6	72,51

Bảng 3.6: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất dây 33 trong chế độ nguồn max – tải max

ID	MVA	Dây 33	
		LF (MW)	OPF (MW)
NGUỒN TỔNG	10000 MW	-1730	-441,9
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	29.7	10,601
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	300	233,917
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	40	18,11
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	55	24,471
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	145	71,741
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	145	63,791
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	80	39,753
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	80	39,753
TĐ BUỒN KUÓP 1	140 MW	140	87,046
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	43	16,995
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	43	16,995
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	130	88,067
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	130	88,067
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	54	19,558
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	54	19,558
TĐ SEREPOK 3	220 MW	220	127,157
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	40	27,903
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	40	27,903
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	64	27,903
TĐ SESAN -1	120 MW	120	64,851
TĐ SESAN -2	120 MW	120	64,851
TĐ SESAN -3	120 MW	120	64,851
TĐ SESAN 4A	63 MW	63	19,974
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	145	71,741
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	145	63,791
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	41	31,566
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	41	31,566
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	31	24,418
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	31	24,418
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	70	70
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	70	70
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	50	50
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	50	50
ĐG CƯ' NE 1,2	100 MW	100	100
ĐG IALE 1	100 MW	100	
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	100	
ĐMT SESAN 4	50 MW	50	8,12
ĐMT SEREPOK	50 MW	50	6,72
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	50	6,35

➤ **Nhận xét:**

- ✓ Trước khi chạy Module OPF thì các nhà máy thủy điện, nhiệt điện, điện gió và điện mặt trời đều phát 100% công suất định mức lên lưới 220kV làm cho các đường dây trên bị quá tải, trào lưu công suất trên lưới phân bố không đều dẫn đến lượng công suất đổ về hệ thống lớn do phụ tải cực đại trong khu vực không tiêu thụ hết lượng công suất phát ra từ các nguồn.
- ✓ Sau khi chạy module OPF, các nhà máy đồng loạt giảm công suất phát để giảm bớt gánh nặng cho các đường dây truyền tải, trừ các các nhà máy như: TĐ ĐỒNG NAI 4-1; TĐ ĐỒNG NAI 4-2; TĐ ĐỒNG NAI 5-1; TĐ ĐỒNG NAI 5-2; ĐG CƯ NE 1,2 đều phát hết công suất định mức. Các đường dây trên không còn bị quá tải.

**3.3.2. Chế độ nguồn max – tải min**

**3.3.2.1. Cắt 1 dây kết nối giữa PLEIKU 2 và PLEIKU (dây 2)**

Khi cắt đường dây 2 kết nối giữa PLEIKU 2 và PLEIKU, ta thấy các đường dây sau bị quá tải:

*Bảng 3.7: Thông số các đường dây bị quá tải*

ID	Type	% Loading
dây 1/ PLEIKU 2 - PLEIKU	Line	366.9
dây 4/ KRÔNG BUK – bus 30(ĐG CƯ NE)	Line	142.7
dây 13/ KRÔNG BUK – bus 30(ĐG CƯ NE)	Line	142.7
dây 20/ CHƯ SÊ – bus 30(ĐG CƯ NE)	Line	163.5
dây 21/ CHƯ SÊ – bus 30(ĐG CƯ NE)	Line	163.5
dây 23/bus 19(NĐ SK AN KHÊ – bus 22(TĐ AN KHÊ)	Line	148
dây 31/ PLEIKU – bus 13(TĐ SESAN 3)	Line	104.6
dây 33/ PLEIKU 2 – CHƯ SÊ	Line	140.6
dây 34/ PLEIKU 2 – CHƯ SÊ	Line	140.6
dây 37/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	Line	120.3
dây 38/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	Line	120.3

Ta tiến hành chạy module OPF để phân bố lại công suất và công suất chạy trên các đường dây bị quá tải được thể hiện ở bảng sau:

*Bảng 3.8: Thông số các đường dây sau khi chạy OPF*

ID	Amp (A)	S (MVA)	% Loading
dây 1/ PLEIKU 2 - PLEIKU	300,2	122,2 + j21,2	47,34
dây 4/ KRÔNG BUK – bus 30(ĐG CƯ NE)	29,7	9,62 - j6,05	5,16
dây 13/ KRÔNG BUK – bus 30(ĐG CƯ NE)	29,7	9,62 - j6,05	5,16

dây 20/ CHU' SÊ – bus 30(ĐG CƯ NE)	148,5	56,4 - j7,3	25,75
dây 21/ CHU' SÊ – bus 30(ĐG CƯ NE)	148,5	56,4 - j7,3	25,75
dây 23/bus 19(NĐ SK AN KHÊ – bus 22(TĐ AN KHÊ))	159,1	56,6 + j22,1	27,68
dây 31/ PLEIKU – bus 13(TĐ SESAN 3)	237,3	84,4 + j33,7	41,28
dây 33/ PLEIKU 2 – CHU' SÊ	142	54,2 – j4,46	24,7
dây 34/ PLEIKU 2 – CHU' SÊ	142	54,2 – j4,46	24,7
dây 37/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	467,5	133,2 + j188,7	81,33
dây 38/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	467,5	133,2 + j188,7	81,33

Bảng 3.9: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất dây 2 trong chế độ nguồn max – tải min

ID	MVA	Dây 2	
		LF (MW)	OPF (MW)
NGUỒN TỔNG	10000 MW	-2742	-725,2
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	29.7	3,583
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	300	97,991
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	40	9,541
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	55	12,838
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	145	69,975
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	145	63,505
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	80	16,908
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	80	16,908
TĐ BUỒN KUỐP 1	140 MW	140	26,739
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	43	5,047
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	43	5,047
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	130	49,34
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	130	49,34
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	54	11,181
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	54	11,181
TĐ SEREPOK 3	220 MW	220	42,154
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	40	10,61
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	40	10,61
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	64	10,61
TĐ SESAN -1	120 MW	120	63,134
TĐ SESAN -2	120 MW	120	63,134
TĐ SESAN -3	120 MW	120	63,134
TĐ SESAN 4A	63 MW	63	19,553
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	145	69,975
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	145	63,505
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	41	10,935
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	41	10,935
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	31	8,502

TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	31	8,502
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 1	70 MW	70	42,9
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	70	42,9
TĐ ĐỒNG NAI 5 - 1	50 MW	50	18,754
TĐ ĐỒNG NAI 5 - 2	50 MW	50	18,754
ĐG CỤ NE 1,2	100 MW	100	93,657
ĐG IALE 1	100 MW	100	37,268
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	100	44,176
ĐMT SESAN 4	50 MW	50	7,5
ĐMT SEREPOK	50 MW	50	2,51
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	50	2,38

➤ **Nhận xét:**

- ✓ Trước khi chạy Module OPF thì các nhà máy thủy điện, nhiệt điện, điện gió và điện mặt trời đều phát 100% công suất định mức lên lưới 220kV làm cho các đường dây trên bị quá tải, trào lưu công suất trên lưới phân bố không đều dẫn đến lượng công suất đổ về hệ thống lớn do phụ tải cực tiểu trong khu vực không tiêu thụ hết lượng công suất phát ra từ các nguồn.
- ✓ Sau khi chạy module OPF, các nhà máy đồng loạt giảm công suất phát để giảm bớt gánh nặng cho các đường dây truyền tải. Các đường dây trên không còn bị quá tải.

**3.3.2.2. Cắt 1 dây kết nối giữa PLEIKU 2 và CHƯ SÊ ( dây 33 )**

Khi cắt đường dây 2 kết nối giữa PLEIKU 2 và PLEIKU, ta thấy các đường dây sau bị quá tải:

*Bảng 3.10: Thông số các đường dây bị quá tải*

ID	Type	% Loading
dây 1/ PLEIKU 2 - PLEIKU	Line	238.9
dây 2/ PLEIKU 2 - PLEIKU	Line	238.9
dây 4/ KRÔNG BUK – bus 30(ĐG CỤ NE)	Line	127.4
dây 13/ KRÔNG BUK – bus 30(ĐG CỤ NE)	Line	127.4
dây 20/ CHƯ SÊ – bus 30(ĐG CỤ NE)	Line	148.4
dây 21/ CHƯ SÊ – bus 30(ĐG CỤ NE)	Line	148.4
dây 23/bus 19(NĐ SK AN KHÊ – bus 22(TĐ AN KHÊ)	Line	178.2
dây 26/ PLEIKU – CHƯ SÊ	Line	107.1
dây 27/ PLEIKU – CHƯ SÊ	Line	107.1
dây 31/ PLEIKU – bus 13(TĐ SESAN 3)	Line	104.1
dây 32/ PLEIKU – bus 19(NĐ SK AN KHÊ )	Line	108.9
dây 42/ PLEIKU – bus 19(NĐ SK AN KHÊ )	Line	159

dây 34/ PLEIKU 2 – CHU’ SÊ	Line	120.3
dây 37/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	Line	120.3
dây 38/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	Line	108.9
dây 62/ ĐẮK NÔNG – bus 22(TĐ AN KHÊ)	Line	114.3

Ta tiến hành chạy module OPF để phân bố lại công suất và công suất chạy trên các đường dây bị quá tải được thể hiện ở bảng sau:

Bảng 3.11: Thông số các đường dây sau khi chạy OPF

ID	Amp (A)	S (MVA)	% Loading
dây 1/ PLEIKU 2 - PLEIKU	229,4	85,5 + j17	36,17
dây 2/ PLEIKU 2 - PLEIKU	229,4	85,5 + j17	36,17
dây 4/ KRÔNG BUK – bus 30(ĐG CU’ NE)	25	6,84 – j6,69	4,35
dây 13/ KRÔNG BUK – bus 30(ĐG CU’ NE)	25	6,84 – j6,69	4,35
dây 20/ CHU’ SÊ – bus 30(ĐG CU’ NE)	139,7	52,9 – j7,86	24,3
dây 21/ CHU’ SÊ – bus 30(ĐG CU’ NE)	139,7	52,9 – j7,86	24,3
dây 23/bus 19(NĐ SK AN KHÊ – bus 22(TĐ AN KHÊ))	193	69 + j26	33,57
dây 26/ PLEIKU – CHU’ SÊ	130	48,6 – j10,9	22,61
dây 27/ PLEIKU – CHU’ SÊ	130	48,6 – j10,9	22,61
dây 31/ PLEIKU – bus 13(TĐ SESAN 3)	265,5	92,7 + j42	46,19
dây 32/ PLEIKU – bus 19(NĐ SK AN KHÊ )	132,1	46,5 + j19,3	23
dây 42/ PLEIKU – bus 19(NĐ SK AN KHÊ )	132,1	46,5 + j19,3	23
dây 34/ PLEIKU 2 – CHU’ SÊ	171,8	65,4 – j6,67	29,88
dây 37/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	465,2	133,3 + j117,4	80,93
dây 38/ PLEIKU 2 – bus 7(TĐ XEKAMAN 1,2)	465,2	133,3 + j117,4	80,93
dây 62/ ĐẮK NÔNG – bus 22(TĐ AN KHÊ)	112	35,1 + j23,9	19,48

Bảng 3.12: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất dây 33 trong chế độ nguồn max – tải min

ID	MVA	Dây 33	
		LF (MW)	OPF (MW)
NGUỒN TỔNG	10000 MW	-2741	
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	29.7	3,737
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	300	100,785
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	40	10,285
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	55	13,843
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	145	70,047
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	145	63,516

TĐ AN KHÊ -1	80 MW	80	17,086
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	80	17,086
TĐ BUỒN KUỐP 1	140 MW	140	27,516
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	43	5,225
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	43	5,225
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	130	54,208
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	130	54,208
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	54	12,257
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	54	12,257
TĐ SEREPOK 3	220 MW	220	43,542
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	40	10,775
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	40	10,775
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	64	10,775
TĐ SESAN -1	120 MW	120	63,233
TĐ SESAN -2	120 MW	120	63,233
TĐ SESAN -3	120 MW	120	62,233
TĐ SESAN 4A	63 MW	63	19,57
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	145	70,047
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	145	63,516
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	41	11,201
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	41	11,201
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	31	8,706
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	31	8,706
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	70	44
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	70	44
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	50	19,35
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	50	19,35
ĐG CỤ NE 1,2	100 MW	100	92,223
ĐG IALE 1	100 MW	100	36,044
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	100	42,763
ĐMT SESAN 4	50 MW	50	7,52
ĐMT SEREPOK	50 MW	50	2,57
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	50	2,43

➤ **Nhận xét:**

- Trước khi chạy Module OPF thì các nhà máy thủy điện, nhiệt điện, điện gió và điện mặt trời đều phát 100% công suất định mức lên lưới 220kV làm cho các đường dây trên bị quá tải, trào lưu công suất trên lưới phân bố không đều dẫn đến lượng công suất đổ về hệ thống lớn do phụ tải cực tiểu trong khu vực không tiêu thụ hết lượng công suất phát ra từ các nguồn.
- Sau khi chạy module OPF, các nhà máy đồng loạt giảm công suất phát để giảm bớt gánh nặng cho các đường dây truyền tải. Các đường dây trên không còn bị quá tải.

### 3.4. Tổng kết chương 3

Qua chương 3 chúng ta đã giải quyết được vấn đề tối ưu trào lưu công suất trên lưới thông qua module OPF trên phần mềm ETAP. Với các điều kiện ràng buộc về công suất phát, điện áp tại các nút 220kV,... được thiết lập để đảm bảo các đường dây không bị quá tải và điện áp trên các nút 220kV vẫn nằm trong giới hạn cho phép  $(95-110\%)U_{dm}$ .

Đánh giá trạng thái N-1 trên lưới, ta tiến hành cắt các đường dây có dòng quá tải lớn nhất trên lưới để xem xét khả năng tải của các đường dây còn lại và theo dõi sự phân bố trào lưu công suất của các nguồn. Từ đó đưa ra các giải pháp vận hành thích hợp để giảm gánh nặng cho các đường dây truyền tải.

Sau khi thực hiện mô phỏng và đạt được kết quả, em xin phép được kiến nghị việc lắp đặt thêm trạm biến áp 500 kV tại tỉnh Đắk Lắk với lý do như sau :

Đắk Lắk nằm trong vùng có vị trí chiến lược quan trọng về an ninh – chính trị – quốc phòng của khu vực Tây Nguyên, giáp biên giới Campuchia, với nhiều vùng dân tộc thiểu số và nhạy cảm về các vấn đề chính trị – kinh tế; do vậy việc tăng cường hạ tầng điện lực (từ lưới 220 kV lên 500 kV) sẽ góp phần đảm bảo ổn định điện, nâng cao khả năng phản ứng trong các tình huống khẩn cấp hoặc đặc thù về quốc phòng. Hiện Gia Lai đã có đến hai trạm 500 kV trong khi Đắk Lắk lại chỉ có hệ thống trạm 220kV đổ xuống – cho thấy sự mất cân bằng trong phân bố hạ tầng và công suất. Việc đầu tư xây dựng trạm 500 kV tại Đắk Lắk sẽ bổ sung công suất cần thiết, hỗ trợ công nghiệp hóa – hiện đại hóa của tỉnh và khu vực. Đồng thời, trong chiến lược phát triển năng lượng quốc gia (theo Nghị quyết 55/NQ-TW năm 2020), việc đảm bảo an ninh năng lượng, tăng cường hạ tầng điện trên địa bàn nhạy cảm là giải pháp toàn diện, phù hợp với định hướng “an ninh – kinh tế – quốc phòng – xã hội” và đảm bảo truyền tải điện linh hoạt, nhất là trong phân bổ nguồn từ miền Bắc (đã dư thừa nguồn lớn) vào miền Nam qua Tây Nguyên. Như vậy, trạm 500 kV mới tại Đắk Lắk vừa đảm bảo cân bằng công suất giữa các tỉnh, vừa nâng cao độ tin cậy, góp phần giữ vững ổn định vùng biên, hỗ trợ chiến lược phát triển công nghiệp – kinh tế – quốc phòng trong dài hạn.

## KẾT LUẬN

Đề tài nghiên cứu cơ bản đã giải quyết được những vấn đề đã đặt ra ban đầu. Dưới đây là kết quả đạt được:

Tìm hiểu tổng quan về lưới điện khu vực Tây Nguyên và hiện trạng tổn thất công suất của khu vực. Mô phỏng và đánh giá lưới 220kV khu vực Tây Nguyên theo các kịch bản giới hạn của lưới điện. Ứng với mỗi kịch bản ta đánh giá về các tiêu chí như: điện áp trên các nút 220kV, dòng công suất chạy trên các đường dây, tổn thất công suất trong mạng. Qua đó xác định được chế độ vận hành nào là nguy hiểm nhất và đề xuất giải pháp vận hành tối ưu cho lưới điện của khu vực.

Giải pháp vận hành lưới điện là tối ưu trào lưu công suất trong trường hợp nguồn phát hết công suất để giải quyết các vấn đề: điện áp trên các nút 220kV, quá tải trên đường dây, tổn thất công suất trong mạng,... thông qua các điều kiện ràng buộc trong hệ thống. Sau khi chạy module OPF thì ta thấy các nguồn thủy điện, nhiệt điện, điện gió và điện mặt trời đều giảm công suất phát để đảo bảm công suất trên các đường dây không bị quá tải và điện áp nằm trong giới hạn cho phép theo quy định. Với mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất, ta thu được kết quả tổn thất công tác dụng giảm đáng kể trong mỗi kịch bản vận hành, cụ thể: theo kịch bản 1 tổn thất công suất giảm từ 32,787MW xuống còn 10,048MW; theo kịch bản 2 giảm từ 63,703MW xuống còn 17,08MW; theo kịch bản 3 giảm từ 106,502MW xuống còn 7,429MW; theo kịch bản 4 giảm từ 48,967MW xuống còn 37,967MW

Đánh giá ảnh hưởng của sự cố N-1 đến lưới điện trong các kịch bản nguy hiểm nhất và đưa ra giải pháp giải quyết phù hợp cũng như tối ưu lưới điện 220kV để đạt được hàm mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất và đảm bảo được các ràng buộc về điện áp và đường dây đều nằm trong phạm vi cho phép vận hành an toàn trong trường hợp sự cố.

Đưa ra được kiến nghị việc lắp đặt thêm trạm 500kV tỉnh Đắk Lắk với mục đích góp phần nâng cao độ tin cậy về hiệu quả vận hành, củng cố thêm về tình hình chính trị, an ninh. Hỗ trợ thêm về công nghiệp hóa – hiện đại hóa khu vực và góp phần hỗ trợ chiến lược phát triển công nghiệp – kinh tế – quốc phòng trong dài hạn.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Bộ Công Thương, *Thông tư số 39/BCT quy định về lưới điện phân phối*, 2015.
- [2] Thủ tướng Chính phủ, *Quyết định số 39/QĐ-TTg sửa đổi, bổ sung một số điều của quyết định số 37/QĐ-TTg về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam*, 2018.
- [3] Thủ tướng Chính phủ, *Quyết định số 13/QĐ-TTg về cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam*, 2020.
- [4] Bộ Công Thương, *Quyết định số 820/QĐ-BCT ban hành khung giá phát điện năm 2022*, 2022.
- [5] Bộ Công Thương, *Dự thảo lần 3 Quy hoạch phát triển Điện lực quốc gia qua thời kì 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045 (QHĐ VIII)*, 2021
- [6] Võ Ngọc Điều (Chủ biên), *ETAP và ứng dụng trong phân tích hệ thống điện*, 2017
- [7] Jizhong Zhu, *Optimization of Power System Operation*, 2015
- [8] J.C.Das, *Power System Harmonics and Passive Filter Designs*, 2015

## PHỤ LỤC

### Phụ lục 1

#### Các thông số của lưới điện 220kV khu vực Tây Nguyên

Bảng 1.6: Thông số các trạm biến áp 220 kV trong khu vực

<b>Điểm lắp đặt</b>	<b>Công suất MBA(MV A)</b>	<b>Số MBA</b>	<b>Công suất /1 MBA(MVA)</b>
NMĐG NAM BÌNH 1	50	1	50
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	450	1	450
NĐ SK AN KHÊ -1	40	1	40
NĐ SK AN KHÊ -2	40	1	40
TĐ XEKAMAN 1-2	170	1	170
TĐ XEKAMAN 1-4	170	1	170
TĐ AN KHÊ -1	100	1	100
TĐ AN KHÊ -2	100	1	100
TĐ BUÔN KUÓP 1	200	1	200
TĐ BUÔN TUASRAH 1	60	1	60
TĐ BUÔN TUASRAH 2	60	1	60
TĐ SE SAN 3 -1	170	1	170
TĐ SE SAN 3-2	170	1	170
TĐ SE SAN 3A-1	70	1	70
TĐ SE SAN 3A-2	70	1	70
TĐ SEREPOK 3	270	1	270
TĐ SEREPOK 4-1	100	1	100
TĐ SEREPOK 4 -2	100	1	100
TĐ SEREPOK 4A	100	1	100
TĐ SESAN -1	150	1	150

TĐ SESAN -2	150	1	150
TĐ SESAN -3	150	1	150
TĐ SESAN 4A	80	1	80
TĐ XEKAMAN 1-1	170	1	170
TĐ XEKAMAN 1-3	170	1	170
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	100	1	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	100	1	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	100	1	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	100	1	100
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	250	1	250
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	250	1	250
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	150	1	150
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	150	1	150
ĐG CƯ NE 1,2	250	1	250
ĐG IALE 1	150	1	150
ĐG NHƠN HÒA 1	150	1	150
ĐMT SESAN 4	160	2	60 + 100
ĐMT SEREPOK	145	2	70 + 75
ĐMT QUANG MINH 1	145	2	70 + 75
PLEIKU 500KV	1350	3	450
PLEIKU 220KV	500	2	250
KON TUM 220KV	250	2	125
CHƯ SÊ 220KV	125	1	125
KRÔNG BUK	500	2	250
KRÔNG ANA	125	1	125

BUÔN KUÓP	250	2	125
ĐẮK NÔNG 500KV	900	2	450
ĐẮK NÔNG 220KV	250	2	125

Bảng 1.7: Thông số các đường dây 220kV

Tên đường dây	Dây dẫn	Chiều dài (km)
PLEIKU – PLEIKU 2 : 1-2	ACSR-600	25,6
PLEIKU 2 -TĐ SESAN (bus6) : 35-36	ACSR-500	5,7
PLEIKU 2 -TĐ XEKAMAN 1,2 (bus7) : 37-38	ACSR-500	10
TĐ XEKAMAN 1,2 (bus7) - TĐ XEKAMAN 3,4 (bus12) : 17-3	ACSR-500	3
PLEIKU – KON TUM : 28-29	ACSR-500	35,67
PLEIKU 2 – CHỮ SÊ : 33-34	ACSR-500	122,6
PLEIKU – TĐ SESAN 3A(bus16) : 30	ACSR-500	35
PLEIKU – TĐ SESAN 3(bus13) : 31	ACSR-500	18
TĐ SESAN 3A(bus16) - TĐ SESAN 3(bus13) : 22	ACSR-500	17
PLEIKU – NĐ SK AN KHÊ(bus19) : 32-42	ACSR-500	11
NĐ SK AN KHÊ(bus19) – TĐ AN KHÊ(bus22) : 23	ACSR-500	7,5
CHỮ SÊ – ĐG NHƠN HÒA(bus25) : 18-19	ACSR-500	6
ĐG NHƠN HÒA(bus25) – ĐG IALE(bus27) : 24-25	ACSR-500	4
CHỮ SÊ – ĐG CỬ NE(bus30) : 20-21	ACSR-500	4
KRÔNG BUK – ĐG CỬ NE(bus30) : 4-13	ACSR-500	6
KRÔNG BUK – TĐ SEREPOK 4(bus31) : 5-14	ACSR-500	25
TĐ SEREPOK 4(bus31) – ĐMT SEREPOK(bus35) : 7	ACSR-500	5,7
ĐMT SEREPOK(bus35) - ĐMT QUANG MINH(bus37) : 8	ACSR-500	3,5
TĐ SEREPOK 4(bus31) – TĐ SEREPOK 3(bus39) : 6	ACSR-500	18
KRÔNG BUK - KRÔNG ANA : 15-16	ACSR-500	59,5
KRÔNG ANA – BUÔN KUÓP : 9	ACSR-500	22
TĐ SEREPOK 3(bus39) - BUÔN KUÓP : 10	ACSR-500	43
BUÔN KUÓP – ĐG NAM BÌNH(bus44) : 11	ACSR-500	17

BUÔN KUỚP – TĐ BUÔN TUASRAH(bus41) : 12	ACSR-500	32
BUÔN KUỚP – TĐ BUÔN KUỚP(bus 73) : 51	ACSR-500	20
ĐG NAM BÌNH(bus44) – ĐẮK NÔNG : 49	ACSR-500	85
TĐ BUÔN TUASRAH(bus41) - ĐẮK NÔNG : 48	ACSR-500	66
KRÔNG BUK - ĐẮK NÔNG : 60	ACSR-500	87
TĐ AN KHÊ(bus22) - ĐẮK NÔNG : 62	ACSR-500	122
PLEIKU 2 - ĐẮK NÔNG : 55	ACSR-500	250
ĐẮK NÔNG – TĐ ĐỒNG NAI 5(bus 48) : 63	ACSR-500	66
ĐẮK NÔNG – ĐG ĐẮK N'DRUNG(bus72) : 50-61	ACSR-500	32
ĐẮK NÔNG - TĐ ĐỒNG NAI 4(bus 51) : 64-65	ACSR-500	54
ĐẮK NÔNG – TĐ ĐẮK R'TIHI 1,2(bus 54) : 67	ACSR-500	15
TĐ ĐẮK R'TIHI 1,2(bus 54) - TĐ ĐẮK R'TIHI 3,4(bus 57) : 66	ACSR-500	6

*Bảng 1.8: Thông số các nguồn phát của khu vực Tây Nguyên*

<b>Nhà máy điện</b>	<b>Công suất lắp đặt</b>	<b>Công suất MBA(MV A)</b>	<b>Số MBA</b>	<b>Công suất /1 MBA(MVA)</b>
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	50	1	50
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	450	1	450
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	40	1	40
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	40	1	40
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	170	1	170
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	170	1	170
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	100	1	100
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	100	1	100
TĐ BUÔN KUỚP 1	140 MW	200	1	200
TĐ BUÔN TUASRAH 1	43 MW	60	1	60
TĐ BUÔN TUASRAH 2	43 MW	60	1	60
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	170	1	170

TĐ SE SAN 3-2	130 MW	170	1	170
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	70	1	70
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	70	1	70
TĐ SEREPOK 3	220 MW	270	1	270
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	100	1	100
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	100	1	100
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	100	1	100
TĐ SESAN -1	120 MW	150	1	150
TĐ SESAN -2	120 MW	150	1	150
TĐ SESAN -3	120 MW	150	1	150
TĐ SESAN 4A	63 MW	80	1	80
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	170	1	170
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	170	1	170
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	100	1	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	100	1	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	100	1	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	100	1	100
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	250	1	250
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	250	1	250
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	150	1	150
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	150	1	150
ĐG CƯ' NE 1,2	100 MW	250	1	250
ĐG IALE 1	100 MW	150	1	150
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	150	1	150
ĐMT SESAN 4	50 MW	160	2	60 + 100

ĐMT SEREPOK	50 MW	145	2	70 + 75
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	145	2	70 + 75

**Phụ Lục 2**  
**Mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất trong chế độ vận hành bình thường**

*Bảng 2.21: Mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất*

<b>Objective</b>	
	<b>% Weight</b>
Minimize Real Power Losses	100
Minimize Reactive Power Losses	100
Minimize Swing Bus Power	100

*Bảng 2.22: Ràng buộc về điện áp tại các nút 220kV*

<b>Bus ID</b>	<b>kV</b>	<b>% Min</b>	<b>% Max</b>	<b>Weight</b>
bus 6	220	90	110	100
bus 7	220	90	110	100
bus 12	220	90	110	100
bus 13	220	90	110	100
bus 16	220	90	110	100
bus 19	220	90	110	100
bus 22	220	90	110	100
bus 25	220	90	110	100
bus 27	220	90	110	100
bus 30	220	90	110	100
bus 31	220	90	110	100
bus 35	220	90	110	100
bus 37	220	90	110	100
bus 39	220	90	110	100
bus 41	220	90	110	100
bus 44	220	90	110	100
bus 48	220	90	110	100
bus 51	220	90	110	100
bus 54	220	90	110	100
bus 57	220	90	110	100
bus 72	220	90	110	100
bus 73	220	90	110	100
BUÔN KUOP	220	90	110	100
CHU SẾ	220	90	110	100
DAK NONG	220	90	110	100
KON TUM 220	220	90	110	100
KRÔNG ANA	220	90	110	100
KRÔNG BUK	220	90	110	100
PLEIKU	220	90	110	100
PLEIKU 2	220	90	110	100

Bảng 2.23: Ràng buộc về dòng điện trên các đường dây

Branch ID	Type	Constr	Base	Max	Min
PLEIKU – PLEIKU 2 : 1-2	Line	Amp	634	634	0
PLEIKU 2 -TĐ SESAN (bus6) : 35-36	Line	Amp	575	575	0
PLEIKU 2 -TĐ XEKAMAN 1,2 (bus7) : 37-38	Line	Amp	575	575	0
TĐ XEKAMAN 1,2 (bus7) - TĐ XEKAMAN 3,4 (bus12) : 17-3	Line	Amp	575	575	0
PLEIKU – KON TUM : 28-29	Line	Amp	575	575	0
PLEIKU 2 – CHƯ SÊ : 33-34	Line	Amp	575	575	0
PLEIKU – TĐ SESAN 3A(bus16) : 30	Line	Amp	575	575	0
PLEIKU – TĐ SESAN 3(bus13) : 31	Line	Amp	575	575	0
TĐ SESAN 3A(bus16) - TĐ SESAN 3(bus13) : 22	Line	Amp	575	575	0
PLEIKU – NĐ SK AN KHÊ(bus19) : 32-42	Line	Amp	575	575	0
NĐ SK AN KHÊ(bus19) – TĐ AN KHÊ(bus22) : 23	Line	Amp	575	575	0
CHƯ SÊ – ĐG NHƠN HÒA(bus25) : 18-19	Line	Amp	575	575	0
ĐG NHƠN HÒA(bus25) – ĐG IALE(bus27) : 24-25	Line	Amp	575	575	0
CHƯ SÊ – ĐG CƯ NE(bus30) : 20-21	Line	Amp	575	575	0
KRÔNG BUK – ĐG CƯ NE(bus30) : 4-13	Line	Amp	575	575	0
KRÔNG BUK – TĐ SEREPOK 4(bus31) : 5-14	Line	Amp	575	575	0
TĐ SEREPOK 4(bus31) – ĐMT SEREPOK(bus35) : 7	Line	Amp	575	575	0
ĐMT SEREPOK(bus35) - ĐMT QUANG MINH(bus37) : 8	Line	Amp	575	575	0
TĐ SEREPOK 4(bus31) – TĐ SEREPOK 3(bus39) : 6	Line	Amp	575	575	0
KRÔNG BUK - KRÔNG ANA : 15-16	Line	Amp	575	575	0
KRÔNG ANA – BUÔN KUỚP : 9	Line	Amp	575	575	0
TĐ SEREPOK 3(bus39) - BUÔN KUỚP : 10	Line	Amp	575	575	0
BUÔN KUỚP – ĐG NAM BÌNH(bus44) : 11	Line	Amp	575	575	0
BUÔN KUỚP – TĐ BUÔN TUASRAH(bus41) : 12	Line	Amp	575	575	0

BUÔN KUỚP – TĐ BUÔN KUỚP(bus 73) : 51	Line	Amp	575	575	0
ĐG NAM BÌNH(bus44) – ĐẮK NÔNG : 49	Line	Amp	575	575	0
TĐ BUÔN TUASRAH(bus41) - ĐẮK NÔNG : 48	Line	Amp	575	575	0
KRÔNG BUK - ĐẮK NÔNG : 60	Line	Amp	575	575	0
TĐ AN KHÊ(bus22) - ĐẮK NÔNG : 62	Line	Amp	575	575	0
PLEIKU 2 - ĐẮK NÔNG : 55	Line	Amp	575	575	0
ĐẮK NÔNG – TĐ ĐÔNG NAI 5(bus 48) : 63	Line	Amp	575	575	0
ĐẮK NÔNG – ĐG ĐẮK N'DRUNG(bus72) : 50-61	Line	Amp	575	575	0
ĐẮK NÔNG - TĐ ĐÔNG NAI 4(bus 51) : 64-65	Line	Amp	575	575	0
ĐẮK NÔNG – TĐ ĐẮK R'TIH 1,2(bus 54) : 67	Line	Amp	575	575	0
TĐ ĐẮK R'TIH 1,2(bus 54) - TĐ ĐẮK R'TIH 3,4(bus 57) : 66	Line	Amp	575	575	0

Bảng 2.24: Ràng buộc về công suất phát

Gen ID	MVA	Max MW	Min MW	Weight
NGUỒN TỔNG	10000 MW	10000 MW	0	100
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	29.7 MW	0	100
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	300 MW	0	100
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	40 MW	0	100
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	55 MW	0	100
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	145 MW	0	100
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	145 MW	0	100
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	80 MW	0	100
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	80 MW	0	100
TĐ BUÔN KUỚP 1	140 MW	140 MW	0	100
TĐ BUÔN TUASRAH 1	43 MW	43 MW	0	100
TĐ BUÔN TUASRAH 2	43 MW	43 MW	0	100
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	130 MW	0	100
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	130 MW	0	100
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	54 MW	0	100
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	54 MW	0	100
TĐ SEREPOK 3	220 MW	220 MW	0	100
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	40 MW	0	100

TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	40 MW	0	100
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	64 MW	0	100
TĐ SESAN -1	120 MW	120 MW	0	100
TĐ SESAN -2	120 MW	120 MW	0	100
TĐ SESAN -3	120 MW	120 MW	0	100
TĐ SESAN 4A	63 MW	63 MW	0	100
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	145 MW	0	100
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	145 MW	0	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	41 MW	0	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	41 MW	0	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	31 MW	0	100
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	31 MW	0	100
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	70 MW	0	100
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	70 MW	0	100
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	50 MW	0	100
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	50 MW	0	100
ĐG CƯ NE 1,2	100 MW	100 MW	0	100
ĐG IALE 1	100 MW	100 MW	0	100
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	100 MW	0	100
ĐMT SESAN 4	50 MW	50 MW	0	100
ĐMT SEREPOK	50 MW	50 MW	0	100
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	50 MW	0	100

*Bảng 2.25: Phần trăm điện áp tại các nút 220kV sau khi chạy OPF*

<b>Bus</b>	<b>kV</b>	<b>% Operating</b>
bus 6	220	101,33
bus 7	220	101,84
bus 12	220	102,03
bus 13	220	101,59
bus 16	220	101,32
bus 19	220	100,5
bus 22	220	100,89
bus 25	220	100,44
bus 27	220	100,45
bus 30	220	100,38
bus 31	220	101,44
bus 35	220	101,45
bus 37	220	101,46
bus 39	220	102,31

bus 41	220	100,52
bus 44	220	100,23
bus 48	220	100,78
bus 51	220	99,17
bus 54	220	98,03
bus 57	220	98,24
bus 72	220	97,22
bus 73	220	102,24
BUÔN KUOP	220	100,8
CHU SẾ	220	100,34
DAK NONG	220	96,79
KON TUM 220	220	99,43
KRÔNG ANA	220	100,1
KRÔNG BUK	220	100,34
PLEIKU	220	100,33
PLEIKU 2	220	100,97

Bảng 2.26: Công suất phát lên lưới trước và sau khi chạy OPF

ID	LF MW	OPF MW
NGUỒN TỔNG	-1231	-541,5
NMĐG NAM BÌNH 1	20.79	7,874
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	210	193,779
NĐ SK AN KHÊ -1	28	15,13
NĐ SK AN KHÊ -2	39.2	20,4
TĐ XEKAMAN 1-2	101.5	70,884
TĐ XEKAMAN 1-4	101.5	63,645
TĐ AN KHÊ -1	56	31,603
TĐ AN KHÊ -2	56	31,603
TĐ BUÔN KUÓP 1	98	63,855
TĐ BUÔN TUASRAH 1	30.1	11,355
TĐ BUÔN TUASRAH 2	30.1	11,355
TĐ SE SAN 3 -1	91	75,426
TĐ SE SAN 3-2	91	75,426
TĐ SE SAN 3A-1	37.8	16,877
TĐ SE SAN 3A-2	37.8	16,877
TĐ SEREPOK 3	154	89,341
TĐ SEREPOK 4-1	28	20,898
TĐ SEREPOK 4 -2	28	20,898
TĐ SEREPOK 4A	44.8	20,898
TĐ SESAN -1	84	64,032
TĐ SESAN -2	84	64,032
TĐ SESAN -3	84	64,032
TĐ SESAN 4A	44.1	19,769
TĐ XEKAMAN 1-1	101.5	70,884
TĐ XEKAMAN 1-3	101.5	63,645
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	28.7	25,422
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	28.7	25,422

TĐ ĐẮK R'TIH - 3	21.7	19,753
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	21.7	19,753
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	49	49
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	49	49
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	35	35
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	35	35
ĐG CƯ NE 1,2	70	70
ĐG IALE 1	70	47,929
ĐG NHƠN HÒA 1	70	56,489
ĐMT SESAN 4	44.4	7,81
ĐMT SEREPOK	43.6	5,15
ĐMT QUANG MINH 1	42.1	4,89

### Phụ Lục 3

#### Mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất theo chế độ nguồn max – tải max

Các mục tiêu và ràng buộc đều giống với Phụ Lục 2

Bảng 3.13: Phần trăm điện áp tại các nút 220kV sau khi chạy OPF

Bus	kV	% Operating
bus 6	220	101,33
bus 7	220	101,84
bus 12	220	102,03
bus 13	220	101,59
bus 16	220	101,32
bus 19	220	100,504
bus 22	220	100,89
bus 25	220	100,43
bus 27	220	100,45
bus 30	220	100,38
bus 31	220	101,44
bus 35	220	101,45
bus 37	220	101,46
bus 39	220	102,31
bus 41	220	100,52
bus 44	220	100,23
bus 48	220	100,78
bus 51	220	99,17
bus 54	220	98,03
bus 57	220	98,24
bus 72	220	97,22
bus 73	220	102,24
BUÔN KUOP	220	100,8
CHU SỄ	220	100,39
DAK NONG	220	96,79
KON TUM 220	220	99,43
KRÔNG ANA	220	100,1

KRÔNG BUK	220	100,34
PLEIKU	220	100,03
PLEIKU 2	220	100,97

*Bảng 3.14: Công suất phát lên lưới trước và sau khi chạy OPF*

<b>ID</b>	<b>LF MW</b>	<b>OPF MW</b>
NGUỒN TỔNG	-1730	-445,4
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7	10,567
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300	233,209
NĐ SK AN KHÊ -1	40	18,225
NĐ SK AN KHÊ -2	55	24,625
TĐ XEKAMAN 1-2	145	71,731
TĐ XEKAMAN 1-4	145	63,789
TĐ AN KHÊ -1	80	40,259
TĐ AN KHÊ -2	80	40,259
TĐ BUỒN KUỐP 1	140	87,851
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43	16,937
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43	16,937
TĐ SE SAN 3 -1	130	88,672
TĐ SE SAN 3-2	130	88,672
TĐ SE SAN 3A-1	54	19,7
TĐ SE SAN 3A-2	54	19,7
TĐ SEREPOK 3	220	126,469
TĐ SEREPOK 4-1	40	27,58
TĐ SEREPOK 4 -2	40	27,58
TĐ SEREPOK 4A	64	27,58
TĐ SESAN -1	120	64,841
TĐ SESAN -2	120	64,841
TĐ SESAN -3	120	64,841
TĐ SESAN 4A	63	19,971
TĐ XEKAMAN 1-1	145	71,731
TĐ XEKAMAN 1-3	145	63,789
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41	31,357
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41	31,357
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31	24,233
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31	24,233
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70	70
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70	70
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50	50
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50	50
ĐG CƯ' NE 1,2	100	100
ĐG IALE 1	100	56,094
ĐG NHƠN HÒA 1	100	65,93
ĐMT SESAN 4	49.7	8,13
ĐMT SEREPOK	49.3	6,69
ĐMT QUANG MINH 1	49.3	6,33

#### Phụ Lục 4

### Mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất theo chế độ nguồn max – tải min

Các mục tiêu và ràng buộc đều giống với **Phụ Lục 2**

*Bảng 4.1: Phần trăm điện áp tại các nút 220kV sau khi chạy OPF*

<b>Bus</b>	<b>kV</b>	<b>% Operating</b>
bus 6	220	99,75
bus 7	220	100,38
bus 12	220	100,62
bus 13	220	100,64
bus 16	220	100,51
bus 19	220	100,08
bus 22	220	100,29
bus 25	220	100,58
bus 27	220	100,59
bus 30	220	100,55
bus 31	220	100,69
bus 35	220	100,7
bus 37	220	100,7
bus 39	220	100,73
bus 41	220	100,29
bus 44	220	100,36
bus 48	220	100,17
bus 51	220	100,14
bus 54	220	99,82
bus 57	220	99,88
bus 72	220	99,83
bus 73	220	100,52
BUÔN KUOP	220	100,41
CHU SÊ	220	100,54
DAK NONG	220	99,55
KON TUM 220	220	99,72
KRÔNG ANA	220	100,39
KRÔNG BUK	220	100,53
PLEIKU	220	99,85
PLEIKU 2	220	99,31

*Bảng 4.2: Công suất phát lên lưới sau khi chạy OPF*

<b>ID</b>	<b>LF MW</b>	<b>Operating MW</b>
NGUỒN TỔNG	-2757	-771,6
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7	3,685
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300	101,207
NĐ SK AN KHÊ -1	40	10,597
NĐ SK AN KHÊ -2	55	14,265

TĐ XEKAMAN 1-2	145	70,223
TĐ XEKAMAN 1-4	145	63,542
TĐ AN KHÊ -1	80	18,169
TĐ AN KHÊ -2	80	18,169
TĐ BUỒN KUÓP 1	140	27,691
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43	5,203
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43	5,203
TĐ SE SAN 3 -1	130	55,404
TĐ SE SAN 3-2	130	55,404
TĐ SE SAN 3A-1	54	12,526
TĐ SE SAN 3A-2	54	12,526
TĐ SEREPOK 3	220	43,927
TĐ SEREPOK 4-1	40	11,101
TĐ SEREPOK 4 -2	40	11,101
TĐ SEREPOK 4A	64	11,101
TĐ SESAN -1	120	63,401
TĐ SESAN -2	120	63,401
TĐ SESAN -3	120	63,401
TĐ SESAN 4A	63	19,612
TĐ XEKAMAN 1-1	145	70,223
TĐ XEKAMAN 1-3	145	63,542
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41	11,213
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41	11,213
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31	8,7
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31	8,7
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70	44,115
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70	44,115
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50	19,426
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50	19,426
ĐG CƯ NE 1,2	100	100
ĐG IALE 1	100	40,229
ĐG NHƠN HÒA 1	100	47,733
ĐMT SESAN 4	49.7	7,58
ĐMT SEREPOK	49.3	2,63
ĐMT QUANG MINH 1	49.3	2,5

## Phụ Lục 5

### Mục tiêu cực tiểu tổn thất công suất theo chế độ nguồn min – tải max

Các mục tiêu và ràng buộc đều giống với **Phụ Lục 2**

*Bảng 5.1: Phần trăm điện áp tại các nút 220kV sau khi chạy OPF*

<b>Bus</b>	<b>kV</b>	<b>% Operating</b>
bus 6	220	102,03
bus 7	220	102,3
bus 12	220	102,39
bus 13	220	101,19
bus 16	220	101,06
bus 19	220	100,02
bus 22	220	100,25
bus 25	220	99,87
bus 27	220	99,88
bus 30	220	100,7
bus 31	220	100,91
bus 35	220	100,92
bus 37	220	100,92
bus 39	220	101,48
bus 41	220	100,48
bus 44	220	99,86
bus 48	220	101,84
bus 51	220	99,85
bus 54	220	98,55
bus 57	220	98,82
bus 72	220	97,25
bus 73	220	101,63
BUÔN KUOP	220	100,33
CHU SÊ	220	99,84
DAK NONG	220	96,99
KON TUM 220	220	99,02
KRÔNG ANA	220	99,59
KRÔNG BUK	220	99,8
PLEIKU	220	99,63
PLEIKU 2	220	101,92

*Bảng 5.2: Công suất phát lên lưới trước và sau khi chạy OPF*

<b>ID</b>	<b>LF MW</b>	<b>OPF MW</b>
NGUỒN TỔNG	472,1	597
NMĐG NAM BÌNH 1	8.91	8.91
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	90	90
NĐ SK AN KHÊ -1	12	12
NĐ SK AN KHÊ -2	16.8	16.8

TĐ XEKAMAN 1-2	43.5	43.5
TĐ XEKAMAN 1-4	43.5	43.5
TĐ AN KHÊ -1	24	24
TĐ AN KHÊ -2	24	24
TĐ BUỒN KUÓP 1	42	42
TĐ BUỒN TUASRAH 1	12.9	12.9
TĐ BUỒN TUASRAH 2	12.9	12.9
TĐ SE SAN 3 -1	39	39
TĐ SE SAN 3-2	39	39
TĐ SE SAN 3A-1	16.2	16.2
TĐ SE SAN 3A-2	16.2	16.2
TĐ SEREPOK 3	66	66
TĐ SEREPOK 4-1	12	12
TĐ SEREPOK 4 -2	12	12
TĐ SEREPOK 4A	19.2	19.2
TĐ SESAN -1	36	36
TĐ SESAN -2	36	36
TĐ SESAN -3	36	36
TĐ SESAN 4A	18.9	18.9
TĐ XEKAMAN 1-1	43.5	43.5
TĐ XEKAMAN 1-3	43.5	43.5
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	12.3	12.3
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	12.3	12.3
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	9.3	9.3
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	9.3	9.3
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	21	21
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	21	21
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	15	15
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	15	15
ĐG CƯ NE 1,2	30	30
ĐG IALE 1	30	30
ĐG NHƠN HÒA 1	30	30
ĐMT SESAN 4	0	0
ĐMT SEREPOK	0	0
ĐMT QUANG MINH 1	0	0

## Phụ lục 6

### Đánh giá trạng thái N-1 trên lưới

Bảng 6.1: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất 1 dây trong chế độ nguồn max – tải max

ID	MVA	Dây 2		Dây 33	
		LF (MW)	OPF (MW)	LF (MW)	OPF (MW)
NGUỒN TỔNG	10000 MW	-1734	-467,4	-1730	-441,9
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	29.7	10,5	29.7	10,601
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	300	233,227	300	233,917
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	40	19,618	40	18,11
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	55	26,529	55	24,471
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	145	71,766	145	71,741
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	145	63,795	145	63,791
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	80	42,338	80	39,753
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	80	42,338	80	39,753
TĐ BUÔN KUỐP 1	140 MW	140	86,535	140	87,046
TĐ BUÔN TUASRAH 1	43 MW	43	16,881	43	16,995
TĐ BUÔN TUASRAH 2	43 MW	43	16,881	43	16,995
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	130	95,712	130	88,067
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	130	95,712	130	88,067
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	54	21,188	54	19,558
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	54	21,188	54	19,558
TĐ SEREPOK 3	220 MW	220	125,27	220	127,157
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	40	27,5	40	27,903
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	40	27,5	40	27,903
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	64	27,5	64	27,903
TĐ SESAN -1	120 MW	120	64,874	120	64,851
TĐ SESAN -2	120 MW	120	64,874	120	64,851
TĐ SESAN -3	120 MW	120	64,874	120	64,851
TĐ SESAN 4A	63 MW	63	19,979	63	19,974
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	145	71,766	145	71,741
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	145	63,795	145	63,791
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	41	31,446	41	31,566
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	41	31,446	41	31,566
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	31	24,32	31	24,418
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	31	24,32	31	24,418
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	70	70	70	70
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	70	70		
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	50	50	50	50
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	50	50	50	50
ĐG CỤ NE 1,2	100 MW	100	100		
ĐG IALE 1	100 MW	100	55,622	100	54,561
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	100	65,38	100	64,06
ĐMT SESAN 4	50 MW	50	8,13	50	8,12
ĐMT SEREPOK	50 MW	50	6,63	50	6,72
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	50	6,27	50	6,35

Bảng 6.2: Thông số nguồn phát trước, sau khi chạy OPF khi sự cố N-1 mất 1 dây trong chế độ nguồn max – tải min

ID	MVA	Dây 2		Dây 33	
		LF (MW)	OPF (MW)	LF (MW)	OPF (MW)
NGUỒN TỔNG	10000 MW	-2742	-725,2	-2741	-745,7
NMĐG NAM BÌNH 1	29.7 MW	29.7	3,583	29.7	3,737
NMĐG ĐẮK N'DRUNG 1	300 MW	300	97,991	300	100,785
NĐ SK AN KHÊ -1	40 MW	40	9,541	40	10,285
NĐ SK AN KHÊ -2	55 MW	55	12,838	55	13,843
TĐ XEKAMAN 1-2	145 MW	145	69,975	145	70,047
TĐ XEKAMAN 1-4	145 MW	145	63,505	145	63,516
TĐ AN KHÊ -1	80 MW	80	16,908	80	17,086
TĐ AN KHÊ -2	80 MW	80	16,908	80	17,086
TĐ BUỒN KUỐP 1	140 MW	140	26,739	140	27,516
TĐ BUỒN TUASRAH 1	43 MW	43	5,047	43	5,225
TĐ BUỒN TUASRAH 2	43 MW	43	5,047	43	5,225
TĐ SE SAN 3 -1	130 MW	130	49,34	130	54,208
TĐ SE SAN 3-2	130 MW	130	49,34	130	54,208
TĐ SE SAN 3A-1	54 MW	54	11,181	54	12,257
TĐ SE SAN 3A-2	54 MW	54	11,181	54	12,257
TĐ SEREPOK 3	220 MW	220	42,154	220	43,542
TĐ SEREPOK 4-1	40 MW	40	10,61	40	10,775
TĐ SEREPOK 4 -2	40 MW	40	10,61	40	10,775
TĐ SEREPOK 4A	64 MW	64	10,61	64	10,775
TĐ SESAN -1	120 MW	120	63,134	120	63,233
TĐ SESAN -2	120 MW	120	63,134	120	63,233
TĐ SESAN -3	120 MW	120	63,134	120	62,233
TĐ SESAN 4A	63 MW	63	19,553	63	19,57
TĐ XEKAMAN 1-1	145 MW	145	69,975	145	70,047
TĐ XEKAMAN 1-3	145 MW	145	63,505	145	63,516
TĐ ĐẮK R'TIH - 1	41 MW	41	10,935	41	11,201
TĐ ĐẮK R'TIH - 2	41 MW	41	10,935	41	11,201
TĐ ĐẮK R'TIH - 3	31 MW	31	8,502	31	8,706
TĐ ĐẮK R'TIH - 4	31 MW	31	8,502	31	8,706
TĐ ĐỒNG NAI 4 -1	70 MW	70	42,9	70	44
TĐ ĐỒNG NAI 4 - 2	70 MW	70	42,9	70	44
TĐ ĐỒNG NAI 5 -1	50 MW	50	18,754	50	19,35
TĐ ĐỒNG NAI 5- 2	50 MW	50	18,754	50	19,35
ĐG CỤ NE 1,2	100 MW	100	93,657		
ĐG IALE 1	100 MW	100	37,268	100	36,044
ĐG NHƠN HÒA 1	100 MW	100	44,176	100	42,763
ĐMT SESAN 4	50 MW	50	7,5	50	7,52
ĐMT SEREPOK	50 MW	50	2,51	50	2,57
ĐMT QUANG MINH 1	50 MW	50	2,38	50	2,43