

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

**ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP  
NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN  
CHUYÊN NGÀNH: HỆ THỐNG ĐIỆN**

**ĐỀ TÀI:  
PHÂN TÍCH AN TOÀN CÁC CHẾ ĐỘ  
LÀM VIỆC CỦA LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN  
TẢI (PTC2) BẰNG PHẦN MỀM  
DIGSILENT POWER FACTORY**

Người hướng dẫn: **TS. Lê Hồng Lâm**  
**KS. Thân Thành Đạt**

Sinh viên thực hiện: **Nguyễn Công Hưng**      **105200163**  
**Nguyễn Trần Ngọc Tường** – **105200184**  
Lớp sinh hoạt:      **20DCLC1**

Đà Nẵng, 2025

# LỜI CAM ĐOAN

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

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

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

Sinh viên thực hiện

Sinh viên thực hiện 01

Sinh viên thực hiện 02

# MỤC LỤC

DANH MỤC BẢNG

DANH MỤC HÌNH ẢNH

MỞ ĐẦU .....	1
CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI, CÁC TRẠM BIẾN ÁP VÀ ĐƯỜNG DÂY THUỘC PHẠM VI QUẢN LÝ CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2.....	3
1.1. Giới thiệu chung về Công ty Truyền tải điện.....	3
1.1.1. Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia.....	3
1.1.2. Công ty Truyền tải điện 2.....	3
1.2. Sơ đồ, cấu trúc lưới điện thuộc quản lý vận hành của PTC2.....	4
1.2.1. Bản đồ ranh giới quản lý, vận hành của các đơn vị truyền tải điện. ....	4
1.2.2. Sơ đồ kết lưới – Công ty Truyền tải điện 2.....	5
1.2.3. Khối lượng đường dây và trạm biến áp thuộc quản lý vận hành của PTC2 .....	5
a) Phần trạm:.....	6
b) Phần đường dây.....	6
c) Trạm biến áp.....	7
1.3. Quy mô phát triển của Công ty truyền tải điện 2 đến năm 2030 .....	7
1.4. Tóm tắt và kết luận chương 1 .....	8
CHƯƠNG 2: PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH AN TOÀN CÁC CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH CỦA LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI – PTC2 .....	9
2.1. Giới thiệu các phương pháp phân tích an toàn trong vận hành lưới điện truyền tải.....	9
2.2. Tổng quan về phân tích sự cố .....	9
2.2.1. Phương pháp hệ số chuyển tải.....	10
2.2.2. Phương pháp chuyển nguồn.....	13
2.3. Kết luận chương 2.....	14
CHƯƠNG 3: MÔ PHỎNG, TÍNH TOÁN VÀ ĐÁNH GIÁ AN TOÀN VẬN	

## HÀNH LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI PTC2. 16

3.1. Cài đặt thông số đầu vào cho các phần tử trên lưới điện.....	16
3.1.1. Cài đặt thông số đường dây.....	16
3.1.2. Cài đặt thông số máy phát.....	16
3.1.3. Cài đặt thông số máy biến áp.....	19
3.1.4. Cài đặt thông số phụ tải.....	19
3.1.5. Cài đặt thông số tụ bù.....	22
3.2. Mô phỏng và phân tích lưới điện ở chế độ vận hành bình thường.....	22
3.2.1. Mô phỏng lưới điện.....	22
3.2.2. Đánh giá lưới điện.....	23
a) Điện áp trên các thanh góp.....	23
b) Dòng điện làm việc trên các đường dây, máy biến áp.....	25
3.2.3. Đánh giá lưới điện.....	29
a) Đối với thanh cái.....	29
b) Đối với máy biến áp.....	29
c) Đối với đường dây truyền tải.....	29
3.3. Mô phỏng và đánh giá, phân tích lưới điện ở chế độ sự cố mất phần tử	30
3.3.1. Mô phỏng lưới điện.....	30
3.3.2. Đánh giá, phân tích lưới điện.....	39
a) Sự cố máy biến áp 220/110 trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2.....	40
b) Sự cố đường dây 220kV từ Đồng Hà tới Huế.....	41
c) Sự cố máy biến áp 220/110 trạm biến áp 220kV Sơn Hà.....	41
d) Sự cố đường dây 220kV từ Duy Xuyên tới Tam Kỳ.....	42
e) Sự cố đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên.....	42
f) Sự cố đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên.....	43
3.4. Kết luận chương 3.....	44

## CHƯƠNG 4: PHÂN TÍCH LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI SAU KHI ÁP DỤNG

## CÁC PHƯƠNG ÁN ĐƯỢC ĐỀ XUẤT. 45

4.1. Mô phỏng, đánh giá lưới điện sau khi áp dụng các phương án được đề xuất .....	45
4.1.1. Sự cố máy biến áp AT2 trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2.....	45
a) Phương án ngắn hạn.....	45
b) Phương án dài hạn.....	45
4.1.2. Sự cố đường dây 220kV từ Đông Hà tới Huế.....	46
a) Phương án ngắn hạn.....	46
b) Phương án dài hạn.....	46
4.1.3. Sự cố máy biến áp trạm biến áp 220kV Sơn Hà.....	47
a) Phương án ngắn hạn.....	47
b) Phương án dài hạn.....	47
4.1.4. Sự cố đường dây 220kV từ Duy Xuyên tới Tam Kỳ.....	48
a) Phương án ngắn hạn.....	48
b) Phương án dài hạn.....	49
4.1.5. Sự cố đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên.....	49
a) Phương án ngắn hạn.....	49
b) Phương án dài hạn.....	50
4.1.6. Sự cố đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên.....	50
a) Phương án ngắn hạn.....	50
b) Phương án dài hạn.....	51
4.2. Kết luận chương 4.....	51
DANH MỤC PHỤ LỤC.....	53
DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	69

## DANH MỤC BẢNG

Số hiệu	Tên bảng	Trang
Phụ lục 1.1	Thông số đường dây truyền tải cấp điện áp 220kV, 500kV hoàn toàn thuộc quản lý vận hành của PTC2.	53
Phụ lục 1.2.b	Thông số các máy biến áp tại các trạm biến áp thuộc quản lý vận hành của PTC2.	54
Phụ lục 1.3	Công suất các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải PTC2 (Cấp điện áp 220kV).	56
Phụ lục 1.4	Công suất các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải PTC2 (Cấp điện áp 110kV).	56
Phụ lục 1.5	Danh mục các trạm biến áp 500kV xây mới và cải tạo miền Trung đưa vào vận hành giai đoạn 2021-2030.	58
Phụ lục 1.6	Danh mục các đường dây 500kV xây mới và cải tạo khu vực miền trung đưa vào vận hành giai đoạn 2021-2030.	59
Phụ lục 1.7	Danh mục các trạm biến áp 220kV xây mới và cải tạo khu vực miền Trung đưa vào vận hành giai đoạn 2021- 2030.	60
Phụ lục 1.8	Danh mục các đường dây 220kV xây mới và cải tạo khu vực miền Trung đưa vào vận hành giai đoạn 2021-2030.	61
Bảng 3.1.b	Thông số kỹ thuật của đường dây theo đơn vị p.u.	16
Bảng 3.2	Thông số máy phát cấp điện áp 110kV.	16
Bảng 3.3	Thông số máy phát cấp điện áp 220kV.	18
Bảng 3.4	Thông số phụ tải cấp điện áp 110kV.	19
Bảng 3.5	Thông số tụ bù.	22
Bảng 3.6	Giá trị điện áp mô phỏng trên các thanh góp ở các trạm biến áp.	23
Bảng 3.7	Giá trị dòng điện mô phỏng trên các đường dây 110kV.	25
Bảng 3.8	Giá trị dòng điện mô phỏng trên các đường dây 220kV.	26
Bảng 3.9	Giá trị dòng điện mô phỏng trên các máy biến áp.	28
Bảng 3.10	Phần trăm mang tải trên đường dây (Cô lập đường dây)	30
Bảng 3.11	Phần trăm mang tải trên đường dây (Cô lập nhà máy điện).	35
Bảng 3.12	Phần trăm mang tải trên đường dây (Cô lập máy biến áp).	36

## DANH MỤC HÌNH ẢNH

Số hiệu	Tên hình	Trang
Hình 1.1	Bản đồ ranh giới quản lý vận hành của các Công ty Truyền tải điện.	5
Phụ lục 1.2.a	Sơ đồ lưới điện thuộc quản lý vận hành của Công ty Truyền tải điện 2 – PTC2.	67
Hình 2.1	Sơ đồ logic phương pháp chuyển tải.	10
Hình 2.2	Sơ đồ logic phương pháp chuyển nguồn.	14
Phụ lục 3.1.a	Sơ đồ lưới điện truyền tải vận hành chế độ bình thường.	68
Hình 3.2	Biểu đồ phần trăm mang tải trên phần tử khi sự cố đường dây.	35
Hình 3.3	Biểu đồ phần trăm mang tải trên phần tử khi sự cố máy phát điện.	36
Hình 3.4	Biểu đồ phần trăm mang tải trên phần tử khi sự cố máy biến áp.	39
Hình 3.5	Các trường hợp sự cố phần tử có phần trăm mang tải lớn.	40
Hình 4.1	Trào lưu công suất qua máy biến áp AT1 (Sông Tranh 2) (Sự cố máy biến áp Sông Tranh 2).	45
Hình 4.2	Trào lưu công suất qua máy biến áp AT1 (Sông Tranh 2) – phương án ngắn hạn (Sự cố máy biến áp Sông Tranh 2).	45
Hình 4.3	Trào lưu công suất qua máy biến áp AT1 (Sông Tranh 2) – phương án dài hạn (Sự cố máy biến áp Sông Tranh 2).	45
Hình 4.4	Trào lưu công suất trên các đường dây (Sự cố đường dây 220kV Đông Hà tới Huế).	46
Hình 4.5	Trào lưu công suất trên các đường dây – phương án ngắn hạn (Sự cố đường dây 220kV Đông Hà tới Huế).	46
Hình 4.6	Trào lưu công suất trên các đường dây – phương án dài hạn (Sự cố đường dây 220kV Đông Hà tới Huế).	47
Hình 4.7	Trào lưu công suất trên máy biến áp (Sự cố máy biến áp Sơn Hà).	47

Hình 4.8	Trào lưu công suất trên máy biến áp – phương án ngắn hạn (Sự cố máy biến áp Sơn Hà).	47
Hình 4.9	Trào lưu công suất trên máy biến áp – phương án dài hạn (Sự cố máy biến áp Sơn Hà).	48
Hình 4.10	Trào lưu công suất trên đường dây (Sự cố đường dây 220kV Duy Xuyên tới Tam Kỳ).	48
Hình 4.11	Trào lưu công suất trên đường dây – phương án ngắn hạn (Sự cố đường dây 220kV Duy Xuyên tới Tam Kỳ).	48
Hình 4.12	Trào lưu công suất trên đường dây – phương án dài hạn (Sự cố đường dây 220kV Duy Xuyên tới Tam Kỳ).	49
Hình 4.13	Trào lưu công suất trên đường dây (Sự cố đường dây 220kV Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên).	49
Hình 4.14	Trào lưu công suất trên đường dây – phương án ngắn hạn (Sự cố đường dây 220kV Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên).	49
Hình 4.15	Trào lưu công suất trên đường dây – phương án dài hạn (Sự cố đường dây 220kV Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên).	50
Hình 4.16	Trào lưu công suất trên đường dây (Sự cố đường dây 220kV Đà Nẵng tới Duy Xuyên).	50
Hình 4.17	Trào lưu công suất trên đường dây – phương án ngắn hạn (Sự cố đường dây 220kV Đà Nẵng tới Duy Xuyên).	51
Hình 4.18	Trào lưu công suất trên đường dây – phương án dài hạn (Sự cố đường dây 220kV Đà Nẵng tới Duy Xuyên).	51

# MỞ ĐẦU

## 1. LÝ DO CHỌN ĐỀ TÀI

Trong bối cảnh phát triển kinh tế và công nghiệp hoá như hiện nay, lưới điện truyền tải đóng vai trò vô cùng quan trọng trong việc cung cấp nguồn điện ổn định và liên tục cho hoạt động sản xuất cũng như sinh hoạt hàng ngày. Đồng thời, các nhà máy điện năng lượng tái tạo như: nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời đang phát triển và mang lại lợi ích đáng kể cho bài toán năng lượng ở Việt Nam. Tuy nhiên, cùng với sự phát triển đó, vấn đề an toàn lưới điện truyền tải cũng trở nên cấp thiết hơn bao giờ hết. Việc đảm bảo an toàn không chỉ giúp giảm thiểu rủi ro về tai nạn lao động, thiệt hại về tài sản mà còn góp phần duy trì sự ổn định của hệ thống điện quốc gia và sự phát triển kinh tế, xã hội.

An toàn lưới điện truyền tải bao gồm nhiều khía cạnh khác nhau, từ việc thiết kế và xây dựng hệ thống, vận hành và bảo trì, đến việc ứng phó với các tình huống sự cố khẩn cấp. Mỗi khía cạnh đều đòi hỏi sự quan tâm và các biện pháp giúp lưới điện truyền tải nói riêng cũng như hệ thống điện nói chung hoạt động một cách an toàn và hiệu quả.

Chính vì thế đề tài đồ án tốt nghiệp “Phân tích an toàn lưới điện truyền tải (PTC2) khi có nguồn năng lượng tái tạo hoà lưới” được thực hiện nhằm phân tích an toàn của lưới điện truyền tải thuộc phạm vi quản lý của Công ty Truyền tải điện 2 khi có các nguồn năng lượng mới từ trong và ngoài nước và đề xuất biện pháp an toàn cho lưới.

### 1.1. Tên đề tài: “Phân tích an toàn các chế độ làm việc của lưới điện truyền tải (PTC2) bằng phần mềm Digsilent Power Factory”

### 1.2. Mục tiêu nghiên cứu

Nhằm trau dồi kiến thức đã học và kỹ năng tìm hiểu để có cái nhìn tổng thể về cách vận hành của lưới điện truyền tải trong chế độ vận hành bình thường và chế độ vận hành sự cố, từ đó đề xuất biện pháp an toàn dựa trên kiến thức đã học.

## 2. ĐỐI TƯỢNG VÀ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

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

#### 2.1.1. Đối tượng nghiên cứu

Nghiên cứu và phân tích an toàn vận hành của lưới điện truyền tải thuộc phạm vi quản lý và vận hành của Công ty Truyền tải điện 2 (PTC2).

#### 2.1.2. Phạm vi nghiên cứu

Phạm vi nghiên cứu là hệ thống lưới điện truyền tải thuộc phạm vi quản lý, vận hành của Công ty Truyền tải điện 2 (PTC2) gồm 03 trạm biến áp 500kV, 17 trạm biến

áp 220kV cùng với các nhà máy thủy điện, nhiệt điện và các nhà máy năng lượng tái tạo trong nước và nước ngoài đấu nối lên lưới.

## **2.2. Phương pháp nghiên cứu**

Phân tích lưới điện truyền tải trong chế độ vận hành bình thường và chế độ vận hành sự cố cô lập 01 phần tử (đường dây, nút, ...), phân tích và đánh giá sự cố trên lưới.

## **3. NỘI DUNG VÀ KẾ HOẠCH NGHIÊN CỨU**

### **3.1. Nội dung đề án**

Ngoài phần Mở đầu và Kết luận chung, dự kiến đề án gồm các nội dung chính sau:

**Chương 1:** Tổng quan về lưới điện truyền tải, các trạm biến áp và đường dây thuộc phạm vi quản lý của công ty truyền tải điện 2.

**Chương 2:** Giới thiệu phương pháp phân tích an toàn lưới điện truyền tải.

**Chương 3:** Mô phỏng, tính toán và đánh giá an toàn vận hành lưới điện truyền tải PTC2.

**Chương 4:** Phân tích lưới điện truyền tải sau khi áp dụng các phương án được đề xuất.

## **CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI, CÁC TRẠM BIẾN ÁP VÀ ĐƯỜNG DÂY THUỘC PHẠM VI QUẢN LÝ CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2.**

### **1.1. Giới thiệu chung về Công ty Truyền tải điện.**

#### **1.1.1. Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia.**

Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT) là đơn vị thành viên của Tập đoàn Điện lực Việt Nam. EVNNPT là doanh nghiệp nhà nước duy nhất có nhiệm vụ phát triển và vận hành hệ thống truyền tải điện trên toàn quốc liên tục, an toàn, ổn định cho các hoạt động kinh tế, chính trị, xã hội, an ninh, quốc phòng và thị trường điện Việt Nam.

Các ngành nghề kinh doanh chính:

- Hoạt động truyền tải điện theo giấy phép hoạt động của điện lực.
- Đầu tư, phát triển lưới điện truyền tải.
- Đào tạo và phát triển nguồn nhân lực về quản lý vận hành, sửa chữa lưới điện.
- Quản lý vận hành, sửa chữa, thí nghiệm lưới điện.
- Hoạt động tự động hoá và điều khiển
- Tư vấn đầu tư xây dựng, tư vấn quản lý dự án, tư vấn giám sát thi công các công trình lưới điện, các công trình viễn thông và công nghệ thông tin.

Đến tháng 3/2024, EVNNPT quản lý vận hành 30.097 km đường dây (bao gồm 11.427 km đường dây 500 kV và 19.291 km đường dây 220 kV), tăng 250% so với ngày đầu thành lập EVNNPT (năm 2008 là 12.015 km); quản lý vận hành 187 trạm biến áp (gồm 38 TBA 500 kV và 149 TBA 220 kV) với tổng dung lượng máy biến áp là 118.925 MVA, tăng 275% về số trạm biến áp và tăng 464% về tổng dung lượng máy biến áp so với ngày đầu thành lập EVNNPT.

Hệ thống truyền tải điện Quốc gia đã vươn tới tất cả các tỉnh, thành phố trong cả nước, từ nông thôn đến thành thị, từ đồng bằng lên vùng sâu, vùng xa và kết nối với lưới truyền tải điện của các nước trong khu vực với công nghệ ngày càng hiện đại, nhằm mang lại nhiều lợi ích kinh tế, chính trị và xã hội.

#### **1.1.2. Công ty Truyền tải điện 2.**

Công ty Truyền tải điện 2 (PTC2) là đơn vị thành viên của Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT), trực thuộc Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). PTC2 chịu trách nhiệm quản lý vận hành và phát triển lưới điện truyền tải từ cấp điện áp 220kV đến 500kV trên địa bàn các tỉnh từ Quảng Bình đến Quảng Ngãi, và tỉnh Kon Tum. Nhiệm vụ chính của Công ty là đảm bảo vận hành an toàn, liên tục và ổn định hệ thống

truyền tải điện, đặc biệt chú trọng đến lưới điện 500kV mạch 1 và mạch 2, đóng vai trò quan trọng trong việc liên kết lưới điện giữa miền Bắc và Nam.

Được thành lập vào ngày 3 tháng 4 năm 1995, PTC2 ban đầu quản lý vận hành lưới điện 110kV, 220kV và 500kV; bao gồm các trạm biến áp quan trọng như Đà Nẵng và Kon Tum tại thời điểm đó. Trải qua quá trình phát triển, Công ty đã không ngừng mở rộng và nâng cấp hệ thống truyền tải điện, góp phần quan trọng vào việc đảm bảo cung cấp điện ổn định cho khu vực miền Trung và Tây Nguyên.

Hiện nay, với sự tăng nhanh về nhu cầu sử dụng điện và yêu cầu chất lượng điện năng cũng ngày càng cao thì việc không ngừng cải tạo, nâng cấp và xây dựng các nhà máy phát điện, đường dây truyền tải điện được coi là điều tất yếu của Công ty Truyền tải điện 2 nói riêng và Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia nói chung.

Bên cạnh việc đáp ứng nhu cầu sử dụng điện đến từng hộ tiêu dùng điện thì Công ty Truyền tải điện 2 còn có nhiệm vụ rất quan trọng trong việc làm trung gian truyền tải lượng lớn công suất giữa miền Nam và miền Bắc Việt Nam.

## **1.2. Sơ đồ, cấu trúc lưới điện thuộc quản lý vận hành của PTC2.**

### **1.2.1. Bản đồ ranh giới quản lý, vận hành của các đơn vị truyền tải điện.**

Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT) bao gồm các đơn vị trực thuộc thuộc Khối Công ty Truyền tải điện (EVNNPT) sau:

- Công ty Truyền tải điện 1 (Trụ sở chính: Thành phố Hà Nội)
- Công ty Truyền tải điện 2 (Trụ sở chính: Thành phố Đà Nẵng)
- Công ty Truyền tải điện 3 (Trụ sở chính: Tỉnh Khánh Hoà)
- Công ty Truyền tải điện 4 (Trụ sở chính: Thành phố Hồ Chí Minh)

Trong đó, Công ty Truyền tải điện 2 (PTC2) bao gồm:

- Truyền tải điện Đà Nẵng
- Truyền tải điện Kon Tum
- Truyền tải điện Quảng Bình
- Truyền tải điện Quảng Nam
- Truyền tải điện Quảng Ngãi
- Truyền tải điện Quảng Trị
- Truyền tải điện Thừa Thiên Huế



Hình 1.1 Bản đồ ranh giới quản lý vận hành của các Công ty Truyền tải điện.

### 1.2.2. Sơ đồ kết lưới – Công ty Truyền tải điện 2.

Theo tài liệu Dự thảo sơ đồ kết dây cơ bản hệ thống điện Việt Nam 2025 dành cho lưới điện có cấp điện áp 500kV, 220kV và các phụ tải, nhà máy điện cấp điện áp 110kV thì ta có lưới điện truyền tải thuộc quản lý vận hành của Công ty Truyền tải điện 2 – PTC2 được bao quát thông qua phần mềm Digsilent PowerFactory như **Phụ lục 1.2.a.**

### 1.2.3. Khối lượng đường dây và trạm biến áp thuộc quản lý vận hành của PTC2.

Công ty truyền tải điện 2 hiện đang quản lý vận hành các đường dây và trạm biến áp như sau:

- Tổng chiều dài đường dây 500 kV: 1755.137 [km]
- Tổng chiều dài đường dây 220 kV: 2270 [km]
- Tổng số trạm biến áp 500 kV: 03 [trạm]
- Tổng số trạm biến áp 220 kV: 17 [trạm]
- Tổng dung lượng MBA 500 kV: 3000 [MVA]
- Tổng dung lượng MBA 220 kV: 6625 [MVA]

Trong đó:

**a) Phân trạm:**

- Trạm biến áp 500kV: Đà Nẵng, Thạnh Mỹ 500, Dốc Sỏi.
- Trạm biến áp 220kV: Ba Đồn, Đồng Hới, Lao Bảo, Đông Hà, Phong Điền, Huế, Hoà Khánh, Hải Châu, Ngũ Hành Sơn, Thạnh Mỹ 220, Duy Xuyên, Tam Kỳ, Sông Tranh 2, Dung Quất, Quảng Ngãi, Sơn Hà, Kon Tum.

**b) Phân đường dây:**

Các đường dây 500kV:

- Xuất tuyến 572 Đà Nẵng - 574 Thạnh Mỹ 500: 68.281 [km]
- Xuất tuyến 576 Đà Nẵng - 582 Dốc Sỏi: 108.675 [km]
- Xuất tuyến 572 Thạnh Mỹ 500 – 583 Pleiku: 207.775 [km] trên tổng 232.375 [km]
- Xuất tuyến 575, 576 Dốc Sỏi – 581, 582 Pleiku 2: 167.299 [km] trên tổng 209.299 [km]
- Xuất tuyến 575 Đà Nẵng – 574 Vũng Áng: 327.28 [km] trên tổng 355.28 [km]
- Xuất tuyến 574 Đà Nẵng – 574 Hà Tĩnh: 328.056 [km] tổng 392.456 [km]
- Xuất tuyến 573, 574 Quảng Trạch – 573, 574 Dốc Sỏi: 500.4 [km]
- Xuất tuyến 571, 572 Quảng Trạch – 585, 575 Vũng Áng: 1.625 [km] trên tổng 32.64 [km]
- Xuất tuyến 575, 576 Quảng Trạch – 584, 585 Thanh Hoá: 1.526 [km] trên tổng 318.4 [km]
- Xuất tuyến 575, 576 Thạnh Mỹ - 581, 582 Nhà máy điện gió Monsoon: 44.22 [km] trên tổng 71.32 [km].

Các đường dây 220 kV: Là các đường dây truyền tải nối giữa các trạm 220kV thuộc PTC2:

- Xuất tuyến 273 Đà Nẵng - 272 Hoà Khánh: 13.978km,

- Xuất tuyến 275, 276 Hoà Khánh – 273, 272 Huế: 82.214km,
- Xuất tuyến 271 Đà Nẵng - 271 Ngũ Hành Sơn: 13.538km,
- Xuất tuyến 274 Đà Nẵng - 274 Duy Xuyên: 28.632km,
- Xuất tuyến 273, 274 Hoà Khánh – 275, 276 Thạnh Mỹ 220: 62.098km,
- Xuất tuyến 272 Ba Đồn - 275 Đồng Hới: 42.824km,
- Xuất tuyến 274 Ngũ Hành Sơn - 273 Duy Xuyên: 39.96km,
- Xuất tuyến 273, 274 Lao Bảo – 277, 276 Đông Hà: 47.56,
- Xuất tuyến 273 Đông Hà - 272 Phong Điền: 38.86km,
- Xuất tuyến 272 Đông Hà - 274 Huế: 78.093km,
- Xuất tuyến 275 Đông Hà – 275, 276 Đồng Hới: 111.361,
- Xuất tuyến 271, 272 Duy Xuyên – 276, 275 Tam Kỳ: 36.03km,
- Xuất tuyến 273 Tam Kỳ - 274 Sông Tranh 2: 44.936km,
- Xuất tuyến 271, 272 Tam Kỳ - 277, 276 Dốc Sỏi: 42.612km,
- Xuất tuyến 273, 274 Dốc Sỏi – 271, 272 Quảng Ngãi: 59.277km,
- Xuất tuyến 278, 279 Dốc Sỏi – 271, 272 Sơn Hà: 46.614km,
- Xuất tuyến 271, 272 Dốc Sỏi – 271, 272 Dung Quất: 8.898km,
- Xuất tuyến 273, 274 Thạnh Mỹ 500 – 272, 271 Thạnh Mỹ 220: 19.312km,
- Xuất tuyến 272 Đà Nẵng - 271 Hải Châu: 23.872km,
- Xuất tuyến 271 Hoà Khánh - 272 Hải Châu: 9.923km.

Cùng các đường dây thuộc phạm vi quản lý chung giữa PTC2 với PTC1, PTC3. Đường dây truyền tải cấp điện áp 220kV, 500kV bao gồm đường dây kép và đường dây đơn hoàn toàn thuộc quản lý vận hành của PTC2 được liệt kê trong **Phụ lục 1.1**.

**c) Trạm biến áp:**

Máy biến áp 500/220, 220/110 thuộc các trạm biến áp 500kV, 220kV thuộc quản lý vận hành của PTC2 được liệt kê trong **Phụ lục 1.2**.

Các nhà máy đầu nối vào lưới điện thuộc quản lý vận hành của Công ty Truyền tải điện 2 được liệt kê trong **Phụ lục 1.3**.

**1.3. Quy mô phát triển của Công ty truyền tải điện 2 đến năm 2030.**

Theo quyết định số 500/QĐ-TTg – Phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050 do văn phòng Chính phủ ban hành và được Thủ tướng Chính phủ ký ngày 15/05/2023. Lưới điện truyền tải hệ thống điện Việt Nam nói chung và Công ty Truyền tải điện 2 nói riêng được quy hoạch phát triển bao gồm các hạng mục được liệt kê trong **Phụ lục 1.4, Phụ lục 1.5, Phụ lục 1.6, Phụ lục 1.7**.

#### **1.4. Tóm tắt và kết luận chương 1.**

Trong chương 1, ta giới thiệu tổng quan Công ty Truyền tải điện 2 về phạm vi quản lý vận hành, ranh giới địa lý phạm vi quản lý, đường dây truyền tải cùng thông tin các trạm biến áp hiện đang thuộc quản lý vận hành của PTC2 và quy mô phát triển lưới điện trong thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến năm 2050.

Hiện nay, PTC2 đã và đang quản lý vận hành tổng 1755.137km đường dây 500kV, 2270km đường dây 220kV mạch kép cũng như mạch đơn, trong đó đã bao gồm các tuyến đường dây thuộc phạm vi quản lý vận hành chung của PTC2 với PTC1, PTC1 với PTC3 đã được liệt kê.

Các nhà máy điện đấu nối lên lưới điện truyền tải cấp điện áp 220kV thuộc quản lý vận hành của PTC2 bao gồm: Các nhà máy thủy điện: A Lưới, Sông Bồ, A Vương, Sông Tranh 2, Nước Long, Thượng Kon Tum, Sông Bung 2, Sông Bung 4, Sông Bung 4A, Đăk Mi 2, Đăk Mi 3 và XEKAMAN 3 (Lào). Các nhà máy điện gió: Hướng Tân - Phong Huy - Phong Nguyên – Phong Liễu, AMACCAO Quảng Trị 1, Tài Tâm, Hoàng Hải, BT1, BT2 – GD1, BT2 – GD2. Bên cạnh đó còn có các nhà máy thủy điện, điện gió, điện mặt trời đấu các trạm biến áp 110kV thuộc phạm vi quản lý vận hành của PTC2.

Vì lưới điện truyền tải PTC2 là đơn vị truyền tải trung gian giữa các Công ty Truyền tải điện cụ thể như: Truyền tải điện 1 và Truyền tải điện 3, nên trong phạm vi đề án tốt nghiệp này sẽ tập trung phân tích an toàn vận hành lưới điện gồm các đoạn đường dây 500kV, 220kV hoàn toàn thuộc quản lý vận hành của PTC2, các trạm biến áp (03 trạm 500kV, 17 trạm 220kV), các nhà máy điện đấu nối lên lưới điện truyền tải PTC2 và các thanh cái thay thế cho trạm biến áp 110kV đấu nối với các nhà máy điện và phụ tải.

Với nhu cầu sử dụng điện ngày càng cao thì việc phát triển lưới điện là rất quan trọng và đi song song với việc phát triển, mở rộng quy mô thì việc phân tích an toàn lưới điện cũng được coi là bước quan trọng để phát triển.

## **CHƯƠNG 2: PHƯƠNG PHÁP PHÂN TÍCH AN TOÀN CÁC CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH CỦA LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI – PTC2.**

### **2.1. Giới thiệu các phương pháp phân tích an toàn trong vận hành lưới điện truyền tải.**

Việc tìm hiểu, xây dựng phương pháp phân tích an toàn các chế độ vận hành lưới điện truyền tải PTC2 là việc làm cấp thiết, giúp cho người vận hành nắm bắt được các giá trị điện áp, dòng điện làm việc, công suất truyền tải, tổn thất điện năng,... trên lưới điện, từ đó trang bị các kiến thức vận hành cũng như các lưu ý cần thiết để đảm bảo an toàn trong quá trình giám sát, vận hành. Bên cạnh đó, dự đoán được nhu cầu phụ tải cũng như tình trạng vận hành trên lưới để có các phương án kịp thời như: đầu tư xây dựng, nâng cấp, sửa chữa các phần tử trên lưới điện truyền tải,... từ đó đảm bảo lưới điện vận hành an toàn, ổn định.

Để phân tích an toàn các chế độ vận hành lưới điện truyền tải, ta tiến hành phân tích, so sánh các giá trị về điện áp, dòng điện, trào lưu công suất trên lưới điện trong các chế độ vận hành khác nhau. Cụ thể là so sánh, phân tích lưới điện trong hai chế độ làm việc: làm việc bình thường và sự cố mất 01 phần tử (N-1).

Trong số nhiều ứng dụng mô phỏng, tính toán lưới điện thì Digsilent Power Factory với công cụ mô phỏng toàn diện và thân thiện với người dùng cho phép phân tích các trạng thái ổn định cũng như sự cố trong nhiều tình huống, kịch bản khác nhau liên quan đến hệ thống điện. Digsilent Power Factory đã và đang được sử dụng rộng rãi trong ngành điện cho nhiều dự án khác nhau như: quy hoạch điện, vận hành mạng điện, phân tích chất lượng điện năng, tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo. Nhờ những ưu điểm trên mà Digsilent Power Factory trở thành công cụ đáng tin cậy và hiệu quả để phân tích hệ thống điện.

### **2.2. Tổng quan về phân tích sự cố.**

Trong quá trình vận hành hệ thống điện, việc tách ra một hoặc nhiều phần tử sẽ dẫn đến thay đổi trạng thái làm việc của hệ thống. Chế độ làm việc của hệ thống sau đó cần được đánh giá cụ thể và có vai trò rất quan trọng trong vận hành lưới điện.

Với sơ đồ hệ thống điện hiện nay, việc tách hoặc cắt một phần tử trong hệ thống ra như cắt một đường dây ra khỏi hệ thống truyền tải công suất cao sẽ gây ra tình trạng quá tải một đường dây khác, có thể gây nguy hiểm hơn và dẫn đến dao động công suất trong hệ thống. Đối với các thiết bị chính khác đang vận hành trong hệ thống như một máy phát đang phát công suất cao hoặc máy biến áp đầy tải thì hậu quả gây ra quá tải rất cao.

Các vấn đề chúng ta hướng đến là nhanh chóng phát hiện ra các sự cố xảy ra trong hệ thống và đưa ra các quyết định điều chỉnh trong quá trình vận hành. Trong quá trình vận hành việc phân tích hệ thống cần được thực hiện đầy đủ và chính xác. Từ đó đưa ra các phương thức vận hành phù hợp với từng chế độ của hệ thống.

Để phân tích hệ thống thực hiện chủ yếu dựa vào tính toán phân bố trào lưu công suất (Load Flow) với từng trường hợp và sự cố. Hiện nay hệ thống điện ngày càng phức tạp vì vậy quá trình phân tích phải thực hiện hàng ngàn sự cố nên trong quá trình thực hiện tính toán và phân tích sẽ làm tốn rất nhiều thời gian nên mục tiêu là làm sao để phân tích tất cả các sự cố với thời gian ít nhất, với độ chính xác cao thì chúng ta nên lựa chọn những phương pháp phù hợp với đặc điểm của từng sự cố.

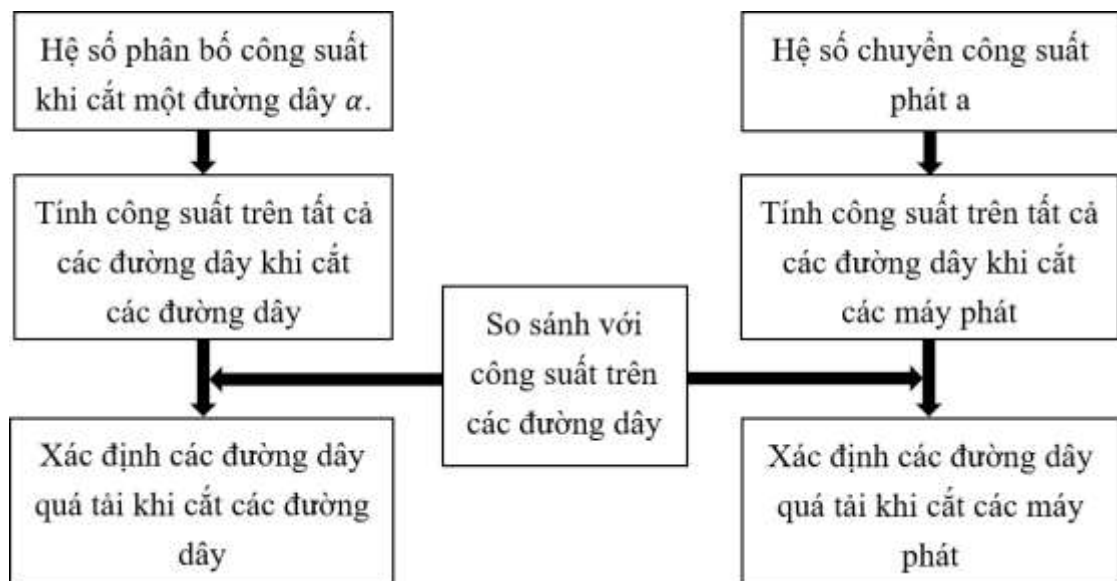
Và dưới đây là những phương pháp được đề xuất để phân tích an toàn hệ thống điện:

### 2.2.1. Phương pháp hệ số chuyển tải.

Để nghiên cứu nhiều sự cố sẽ rất khó khăn nếu yêu cầu có kết quả nhanh chóng trong một hệ thống có cấu trúc phức tạp. Vì vậy một trong những phương pháp được sử dụng là phương pháp hệ số chuyển tải hay còn gọi là phương pháp hệ số nhạy hệ thống, nguyên tắc thực hiện quá trình tính toán được mô tả trong hình.

Các hệ số nhạy này sẽ phản ánh sự thay đổi tương quan của dòng công suất trên đường dây khi thay đổi cấu trúc, công suất phát trong hệ thống.

Có hai loại hệ số: Hệ số phân phối công suất trên các đường dây còn lại khi cắt một đường dây bất kỳ và hệ số chuyển lượng công suất phát sang các tổ máy phát và đường dây còn lại khi tách một tổ máy phát bất kỳ trong hệ thống.



Hình 2.1 Sơ đồ logic phương pháp chuyển tải.

Hệ số chuyển tải khi cắt một đường dây: Hệ số này được sử dụng để kiểm tra quá tải trên các đường dây truyền tải khi bị cắt mất một đường dây khác, nó được định nghĩa như sau.

$$\alpha_{lm/jk} = \frac{\Delta P_{lm}}{P_{jk}^0}$$

Với:

$\alpha_{lm/jk}$ : Hệ số phân phối công suất trên đường dây lm sau khi cắt đường dây jk.

$\Delta P_{lm}$ : Độ thay đổi dòng công suất (MW) trên đường dây lm.

$P_{jk}^0$ : Dòng công suất trên đường dây jk trước khi nó bị cắt.

Nếu biết dòng công suất của đường dây lm và đường dây jk trước khi thay đổi cấu trúc thì dòng công suất trên đường dây lm khi đường dây jk bị cắt có thể xác định thông qua hệ số  $\alpha$ .

$$P_{lm} = P_{lm}^0 + \alpha_{lm/jk} \times P_{jk}^0$$

Với:

$P_{lm}$ : Dòng công suất trên đường dây lm khi đường dây jk bị cắt.

$P_{lm}^0, P_{jk}^0$ : Dòng công suất trên đường dây lm vs jk trước khi cắt đường dây jk.

Như vậy nếu tính trước hệ số  $\alpha_{lm/jk}$  thì có thể tiến hành rất nhanh việc kiểm tra tất cả các đường dây trong hệ thống có quá tải hay không khi cắt một đường dây cụ thể nào đó. Hơn nữa tiến trình này có thể lặp đi lặp lại khi cắt lần lượt các đường dây. Kết quả hiện thị thông báo quá tải cho nhân viên vận hành khi biết qua tín hiệu báo động để có biện pháp xử lý nhanh chóng và phù hợp.

Hệ số chuyển công suất phát: Hệ số này được ký hiệu là  $\alpha_{li}$  và được xác định bởi tỉ số giữa độ thay đổi dòng công suất trên đường dây l với độ thay đổi lượng công suất phát ở nút i:

$$\alpha_{li} = \frac{\Delta P_{li}}{\Delta P_i}$$

Với:

l: Chỉ số đường dây.

i: Chỉ số nút.

$\Delta P_{li}$ : Độ thay đổi dòng công suất trên đường dây l khi thay đổi lượng phát  $\Delta P_i$  tại nút i.

$\Delta P_i$ : Độ thay đổi lượng công suất phát ở nút i.

Giả thiết rằng lượng  $\Delta P_i$  sẽ được phát bù ở nút hệ thống còn các máy phát khác không thay đổi. Hệ số  $\alpha_{li}$  đặc trưng cho tính nhạy của dòng công suất trên đường dây l khi thay đổi công suất phát ở nút i.

Xét trường hợp khi có một máy phát lớn ngừng cung cấp, giả thiết rằng lượng công suất hụt này sẽ được bù ở nút hệ thống (chúng ta sẽ xem xét trường hợp bù bằng nhiều máy phát nhỏ), giả sử máy phát lớn này phát ra lượng  $P_j$  (MW) lúc đó  $\Delta P_i$  bù là:

$$\Delta P_i = -P_j$$

Và trào lưu công suất mới trên các đường dây được tính toán bằng hệ số  $a$  đã tính trước như sau:

$$P_l = P_l^0 + a_{li} \times \Delta P_i$$

Với:

$$l = 1, \dots, L.$$

$P_l^0$ : Dòng công suất trên đường dây trước sự cố.

$P_l$ : Dòng công suất trên đường dây  $l$  sau khi máy phát nút  $i$  hỏng.

Ở đây dòng công suất sau sự cố  $P_l$  của mỗi đường dây  $l$  được so sánh với giới hạn của nó, nếu vượt quá giới hạn sẽ báo động, điều này cho phép nhân viên vận hành biết máy phát nút  $I$  sẽ gây ra quá tải trên đường dây  $l$  nào.

**Ví dụ:**

Khi mất máy phát ở nút  $i$ , lượng công suất bù đắp chủ yếu bằng một số máy phát thông qua hệ thống kết nối, thông thường mỗi máy phát bù một lượng tỉ lệ với công suất định mức của chúng. Vì vậy tỉ lệ công suất phát bù ở mỗi máy phát thứ  $j$  ( $j \neq i$ ) là:

$$\gamma_{ij} = \frac{P_i^{max}}{\sum_{k \neq i} K_k \cdot P_k^{max}}$$

Với:

$P_k^{max}$ : Công suất phát cực đại của máy phát  $k$ .

$\gamma_{ij}$ : Hệ số nâng công suất máy phát  $j$  khi máy phát  $i$  bị hỏng.

Vậy để tính công suất trên đường dây  $l$  theo giả thiết là tất cả các máy phát liên kết tham gia bù đắp lượng mất, ta sử dụng biểu thức sau:

$$P_l = P_l^0 + \sum a_{lj} \cdot \gamma_{ij} \cdot \Delta P_i$$

Dòng công suất trên các đường dây có thể dương hay âm nên ta phải kiểm tra  $P$  như sau:

$$-P_1^{max} < P_1 < P_1^{max}$$

Ở đây ta có thể giả thiết chiều dương là chiều công suất đi vào đường dây và chiều âm là chiều công suất đi ra.

### 2.2.2. Phương pháp chuyển nguồn.

Trong hệ thống điện, để đảm bảo vận hành hệ thống điện an toàn và liên tục, thì những người làm trong điều độ và hệ thống truyền tải cần có khả năng khắc phục và đánh giá ảnh hưởng của các sự cố tiềm ẩn một cách nhanh chóng, đặc biệt là các sự cố như mất nguồn (mất máy phát hoặc tổ máy). Một trong các phương pháp và kỹ thuật thường được sử dụng để phân tích nhanh chóng và hiệu quả tác động của sự cố mất nguồn là phương pháp chuyển nguồn.

Phương pháp này mô phỏng ảnh hưởng của việc mất một tổ máy phát bằng cách chuyển công suất phát của tổ máy đó sang một nút khác trong hệ thống, nhằm đánh giá ảnh hưởng đến dòng công suất trên các đường dây truyền tải và phát hiện các nguy cơ quá tải.

Nguyên lý mô phỏng của của phương pháp chuyển nguồn này là khi một tổ máy tại nút  $i$  bị sự cố và mất đi công suất  $\Delta P_i$  để hệ thống vẫn đảm bảo cân bằng, lượng công suất này cần được bù lại tại một nút khác. Do đó hệ thống sẽ mô phỏng bằng cách.

Giảm phát tại nút  $i$ :  $-\Delta P_i$

Tăng phát tại nút:  $+\Delta P_i$

Phần công suất dịch chuyển này sẽ ảnh hưởng đến dòng công suất trên toàn hệ thống, đặc biệt là các đường dây gần nút  $i$ , và được tính toán bằng hệ số chuyển nguồn  $\alpha_{lj}$ .

Đối với mỗi đường dây  $l$ , dòng công suất mới sau khi chuyển nguồn được tính theo:

$$P_l^{mới} = P_l^0 + \alpha_{lj} \times \Delta P_i$$

Với:

$P_l^0$ : dòng công suất ban đầu trên đường dây  $l$  trước sự cố

$P_l^{mới}$ : dòng công suất sau khi máy phát tại nút  $i$  bị cắt

$\alpha_{lj}$ : hệ số chuyển nguồn thể hiện độ nhạy dòng công suất trên đường dây  $l$  khi thay đổi phát tại nút  $i$ .

$\Delta P_i$ : Công suất bị mất tại tổ máy phát  $i$ .

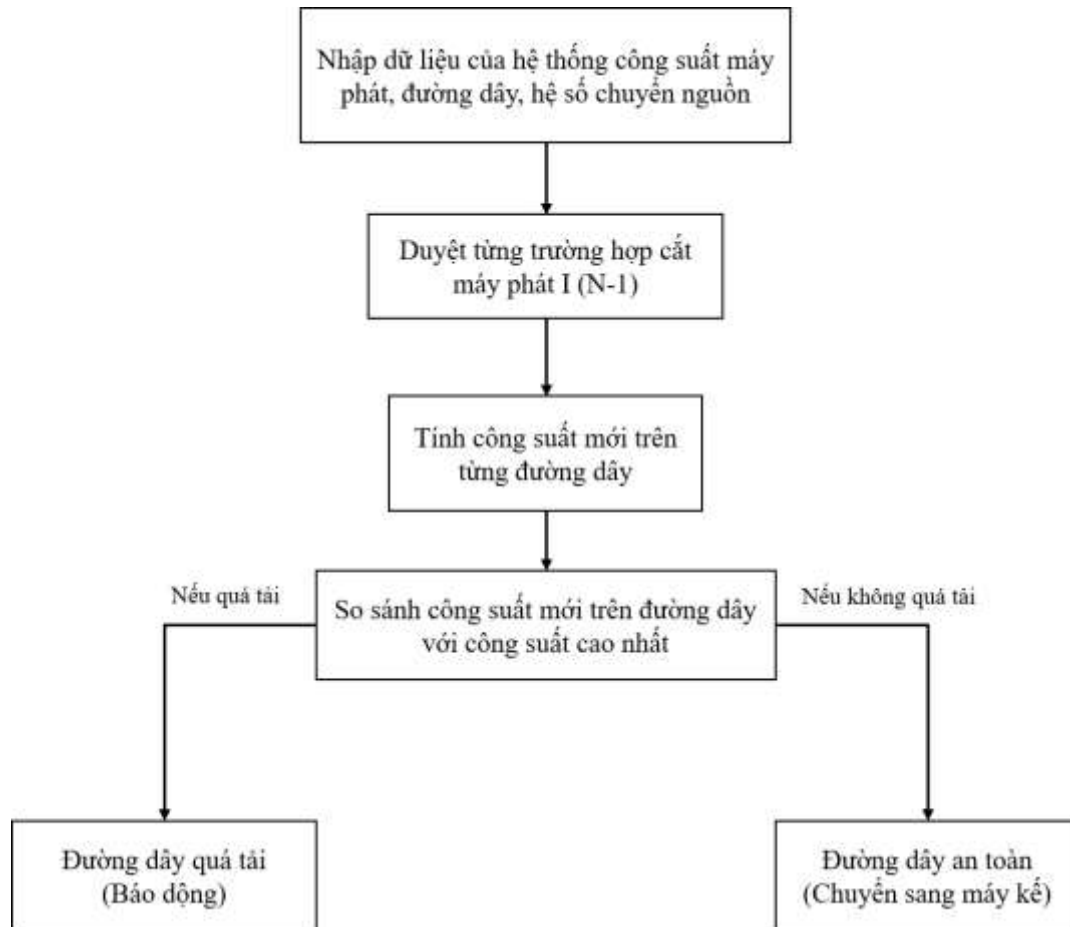
Hệ số chuyển nguồn  $\alpha_{lj}$

$$\alpha_{lj} = \frac{\Delta P_l}{\Delta P_i}$$

Với:

$\Delta P_l$ : Sự thay đổi công suất trên đường dây  $l$  do phát thay đổi tại nút  $i$ .

$\Delta P_i$ : Sự thay đổi phát tại nút  $i$  (thường có giá trị âm khi bị cắt).



Hình 2.2. Sơ đồ logic phương pháp chuyển nguồn.

### 2.3. Kết luận chương 2.

#### a) Phương pháp chuyển tải.

Phương pháp chuyển tải hay nói cách cụ thể hơn là phương pháp sử dụng hệ số phân bố công suất truyền tải và hệ số phân bố dòng tải sau khi cắt đường dây, là một trong những phương pháp tiện lợi nhất khi xét đến các tình huống sự cố mất một đường dây.

Phương pháp này cho phép ước lượng nhanh sự thay đổi công suất trên các phần tử khác trong hệ thống mà không cần giải lại toàn bộ bài toán trào lưu công suất. Đây là công cụ nền tảng được sử dụng trong nhiều phần mềm điều độ hiện đại như DigSILENT PowerFactory,...và được tích hợp trong các công cụ phân tích dự phòng (contingency analysis) theo tiêu chuẩn N-1.

Điểm mạnh của phương pháp chuyển tải là khả năng phân tích hàng loạt tình huống một cách nhanh chóng và chính xác nhất.

#### b) Phương pháp chuyển nguồn.

Phương pháp chuyên nguồn là một phương pháp phân tích nhanh, hiệu quả và có độ chính xác cao trong đánh giá an toàn hệ thống điện khi xảy ra sự cố mất một tổ máy phát điện hay nhà máy điện. Bằng cách mô phỏng việc giảm công suất phát tại nút bị sự cố và tăng tương ứng tại các nút tham chiếu, phương pháp này cho phép ước lượng chính xác dòng công suất mới trên các đường dây mà không cần giải lại bài toán trào lưu công suất đầy đủ.

Phương pháp đặc biệt phù hợp trong phân tích sự cô lập phần tử (N-1), nhờ vào tốc độ tính toán nhanh và khả năng tích hợp dễ dàng vào các hệ thống điều độ, SCADA hoặc phần mềm mô phỏng như DigSILENT PowerFactory...

### CHƯƠNG 3: MÔ PHỎNG, TÍNH TOÁN VÀ ĐÁNH GIÁ AN TOÀN VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI PTC2.

#### 3.1. Cài đặt thông số đầu vào cho các phần tử trên lưới điện.

##### 3.1.1. Cài đặt thông số đường dây.

Với bảng thông số đường dây đã được liệt kê ở Chương 1, ta tiến hành nhập thông số kỹ thuật (R, X, B) cho đường dây với thông số đường dây cho từng loại dây với loại, thông số kỹ thuật của dây theo bảng sau:

**Bảng 3. 1** Thông số kỹ thuật của đường dây theo đơn vị p.u.

Loại dây	Cấp điện áp [kV]	Dòng điện [kA]	R0 [p.u]	X0 [p.u]	B0 [p.u]
ACSR330	500	1.018	0.000034	0.00015	0.0002
ACSR500	220	0.78	0.000119	0.000619	0.000033
ACSR400	220	0.872	0.000142	0.000764	0.000038
ACSR330	220	0.78	0.000179	0.000805	0.000038
ACSR240	110	0.847	0.000924	0.002873	0.000104

##### 3.1.2. Cài đặt thông số máy phát.

Vì để tối giản lưới điện truyền tải PTC2, đối với các nhà máy điện đầu nối cấp điện áp 110kV, 220kV thì ta lấy tính tổng công suất định mức của các nhà máy này cho một máy phát đầu nối lên thanh góp 110kV, 220kV của các trạm biến áp độc lập cũng như các thanh góp chung cho các trạm biến áp.

a) Thông số máy phát đầu nối vào cấp điện áp 110kV được liệt kê trong bảng 3.2 như sau:

**Bảng 3. 2** Thông số máy phát đầu nối vào cấp điện áp 110kV.

STT	Máy phát 110kV nối về các trạm biến áp 110kV	Công suất [MW]	
1	Máy phát 110/Thanh Mỹ 220	Thủy điện Sông Bung 6	29
		Thủy điện Za Hưng	30
2	Máy phát 110/Đà Nẵng 500 + Thanh Mỹ 220	Thủy điện Sông Côn	60
		Nhiệt điện Nông Sơn	30
		Thủy điện Khe Diên	15
3	Máy phát 110/Hoà Khánh 220 + Huế 220	Thủy điện Tả Trạch	21
4	Máy Phát 110/Đồng Hới 220 + Đông Hà 220	Điện mặt trời DOHWA Lệ Thủy	49.5

		Điện mặt trời Gio Thành 1,2	100
		Điện mặt trời LIG Quảng Trị	49.5
5	Máy phát 110/Lao Bảo 220	Điện gió Hướng Linh 3	28.8
		Điện gió Hướng Linh 4	30
		Điện gió Liên Hợp - Hướng Tân - Tân Linh	140.4
		Điện gió Hướng Linh 7	29.4
		Điện gió GELEX 1,2,3	88.2
		Điện gió Hướng Linh 8	25.2
		Điện gió Hướng Phùng 2,3	49.4
6	Máy phát 110/Lao Bảo 220 + Đông Hà 220	Điện gió Hướng Linh 1	30
		Điện gió Hướng Linh 2	30
		Điện gió Hướng Hợp	30
		Thủy điện Đăk Rông 4	28.8
		Thủy điện Đăk Rông 2	18
		Thủy điện Quảng Trị	64
7	Máy phát 110/Phong Điền 220	Điện mặt trời Phong Điền 2	50
		Điện mặt trời Phong Điền	35.7
8	Máy phát 110/Phong Điền 220 + Huế 220	Thủy điện Rào Trăng 3	13
		Thủy điện ALIN B2	20
		Thủy điện ALIN B1	46
		Thủy điện Rào Trăng 4	14
		Thủy điện Hương Điền	54
		Thủy điện Bình Điện	44
9	Máy Phát 110/Thanh Mỹ 500	Thủy điện Đăk Mi 4B	42
		Thủy điện Đăk Mi 4C	18
10	Máy phát 110/Sông Tranh 2 220	Thủy điện Sông Tranh 3	62
		Thủy điện Sông Tranh 4	48
		Thủy điện Nước Brou	12.8
		Thủy điện Nước Biêu	14
		Thủy điện Đăk Di 1	28
		Thủy điện Đăk Di 2	28
		Thủy điện Trà Linh 1	29.6

		Thủy điện Trà Linh 2	27
11	Máy Phát 110/Dốc Sỏi 500	Điện mặt trời Bình Nguyên	49.608
12	Máy phát 110/Sơn Hà 220	Thủy điện Sơn Trà 1A	30
		Thủy điện Sơn Trà 1B,1C	39
		Thủy điện Trà Phong 1A	19
		Thủy điện Trà Phong 1B	11
		Thủy điện Đăk Ba	30
		Thủy điện Đăk Drink	125
		Thủy điện Đăk Nền - Nam Vao 2	8.6
		Thủy điện Sơn Tây	18
		Thủy điện Thượng Sơn Tây	12
13	Máy phát 110/Ba Đồn 220	Thủy điện La Trọng	22

**b) Thông số máy phát cấp đầu nối vào điện áp 220kV được liệt kê trong bảng 3.3 như sau:**

**Bảng 3.3** Thông số máy phát đầu nối vào cấp điện áp 220kV.

STT	Máy phát điện đầu nối vào thanh cái 220kV	Công suất [MW]
1	Máy phát 220/Tam Kỳ 220 + Sông Tranh 2 220	Thủy điện Sông Tranh 2 190
2	Máy Phát 220/Huế 220 + Phong Điền 220	Thủy điện A Lưới 170
		Thủy điện Sông Bô 23.6
3	Máy phát 220/Thanh Mỹ 500	Thủy điện Sông Bung 4 156
		Thủy điện Sông Bung 2 100
		Thủy điện XEKAMAN 3 250
		Thủy điện Đăk Mi 4A 148
		Thủy điện Đăk Mi 2 147
		Thủy điện Đăk Mi 3 63
4	Máy Phát 220/Đồng Hới 220 + Đông Hà 220	Điện gió BT1 109.2
		Điện gió BT2 - GĐ1 100.8
		Điện gió BT2 - GĐ2 42

5	Máy Phát 220/Lao Bảo 220	Điện gió Hương Tân - Phong Huy - Phong Nguyên - Phong Liệu	144
		Điện gió AMACCAO Quảng Trị 1	49.2
		Điện gió Tài Tâm	51.2
		Điện gió Hoàng Hải	49.6
6	Máy phát 220/Thạch Mỹ 220	Thủy điện A Vương	210
		Thủy điện Sông Bung 4A	49

### 3.1.3. Cài đặt thông số máy biến áp.

Trong sơ đồ kết lưới lưới điện truyền tải thuộc phạm vi quản lý, vận hành của PTC2 có thể hiện khá đầy đủ các thông tin về máy biến áp, điểm đấu nối, công suất định mức của máy, điện áp cuộn sơ cấp và thứ cấp.

Từ sơ đồ lưới điện truyền tải PTC2 cùng thông số máy biến áp ở Bảng 1.2 ta tiến hành nhập thông số máy biến áp cho phần mềm.

### 3.1.4. Cài đặt thông số phụ tải.

Vì phạm vi đề án là chú trọng vào phân tích lưới điện truyền tải 500kV, 220kV nên để tối giản hoá lưới điện truyền tải PTC2 cho mô phỏng, ta tiến hành tổng hợp công suất phụ tải đấu nối vào cấp điện áp 110kV.

Với thông số phụ tải đấu nối vào cấp điện áp 110kV được liệt kê trong bảng 3.4 như sau:

Bảng 3. 4 Thông số phụ tải đấu nối vào cấp điện áp 110kV.

STT	Phụ tải 110kV	Công suất [MVA]	cos $\phi$	
1	Phụ tải 110/Đà Nẵng 500 + Thạch Mỹ 220	XM Thanh Mỹ	25	0.95
		Đại Đông	40	0.95
		Đại Lộc	65	0.95
		Hoà Phong	63	0.95
2	Phụ tải 110/Đà Nẵng 500 + Duy Xuyên 220	Điện Bàn	40	0.95
		Duy xuyên	65	0.95
3	Phụ tải 110/Đà Nẵng 500 + Ngũ Hành Sơn 220 + Duy Xuyên 220	Điện Nam - Điện Ngọc	128	0.95
		Hội An	103	0.95

		Ngũ Hành Sơn	103	0.95
4	Phụ tải 110/Đà Nẵng 500 + Ngũ Hành Sơn 220	Hoà Xuân	80	0.95
		Liên Trì	126	0.95
5	Phụ tải 110/Ngũ Hành Sơn	An Đồn	126	0.95
		Cảng Tiên Sa	40	0.95
6	Phụ tải 110/Đà Nẵng 500 + Hoà Khánh 220	Cầu Đỏ	126	0.95
7	Phụ tải 110/Đà Nẵng 500 + Hoà Khánh 220 + Hải Châu 220	Chi Lăng	126	0.95
		Xuân Hoà	126	0.95
8	Phụ tải 110/Hoà Khánh 220	Liên Chiểu	103	0.95
		Hoà Liên	80	0.95
		Hàm Hải Vân	20	0.95
9	Phụ tải 110/Hoà Khánh 220 + Huế 220	Hoà Khánh 2	126	0.95
		Lăng Cô	25	0.95
		Cầu Hai	40	0.95
		La Sơn	40	0.95
		Chân Mây	25	0.95
		Phú Bài 2	40	0.95
		Vinh Thanh	40	0.95
		Phú Bài	80	0.95
10	Phụ tải 110/Ba Đồn 220	Hòn La	25	0.95
		Văn Hoá	50	0.95
		Tuyên Hoá	25	0.95
		XM Sông Gianh	50	0.95
11	Phụ tải 110/Ba Đồn 220 + Đồng Hới 220	Ba Đồn	65	0.95
		Bố Trạch	65	0.95
		Bắc Đồng Hới	65	0.95
12	Phụ tải 110/Đồng Hới 220 + Đông Hà 220	Đồng Hới	80	0.95
		Áng Sơn	50	0.95
		Tây Bắc Quán Hàu	40	0.95
		Cam Liên	40	0.95

		Lệ Thủy	25	0.95
		Vĩnh Linh	40	0.95
		Quán Ngang	50	0.95
		Đông Hà	80	0.95
13	Phụ tải 110/Lao Bảo 220 + Đông Hà 220	Lao Bảo	25	0.95
		Khe Sanh	25	0.95
		Tà Rụt	50	0.95
		Cam Lộ	40	0.95
14	Phụ Tải 110/Đông Hà 220 + Phong Điền 220	Mỹ Thủy	63	0.95
15	Phụ Tải 110/Phong Điền 220	Phong Điền	50	0.95
		Điền Lộ	25	0.95
16	Phụ tải 110/Phong Điền 220 + Huế 220	Đồng Lâm	50	0.95
		Văn Xá	65	0.95
		Huế 2	103	0.95
17	Phụ tải 110/Huế 220	Huế 3	25	0.95
		Sợi Huế	10	0.95
18	Phụ Tải 110/Thanh Mỹ 500	Phước Sơn, Quảng Nam	25	0.95
19	Phụ tải 110/Duy Xuyên 220 + Tam Kỳ 220	Thăng Bình	50	0.95
		Thăng Bình 2	40	0.95
		Tam Thăng	103	0.95
		HYO Sung	40	0.95
20	Phụ tải 110/Tam Kỳ 220 + Dốc Sỏi 500	Tam Kỳ	88	0.95
		Tam Anh	40	0.95
		Trường Hải	63	0.95
21	Phụ tải 110/Sông Tranh-2 220	Nam Trà My	25	0.95
22	Phụ tải 110/Dốc Sỏi 500	Bình Chánh	25	0.95
		Kỳ Hà	80	0.95
23	Phụ Tải 110/Dốc Sỏi 500 + Quảng Ngãi 220	Bình Nguyên	25	0.95
		VSIP 3	63	0.95
		VSIP	80	0.95
		Tịnh Phong	80	0.95
		Mỹ Khê	25	0.95

		Quảng Ngãi	103	0.95
		Quảng Phú	65	0.95
		Tư Nghĩa	50	0.95
24	Phụ tải 110/Dốc Sỏi 500 + Dung Quất 220	Dung Quất	50	0.95
25	Phụ tải 110/Dung Quất 220	Thép Hoà Phát	500	0.95
		Thép Hoà Phát 2	200	0.95
		Cảng Dung Quất	40	0.95

### 3.1.5. Cài đặt thông số tụ bù.

Với vị trí và dung lượng tụ bù như trên Dự thảo sơ đồ kết dây cơ bản hệ thống điện Việt Nam đối với lưới điện truyền tải thuộc quản lý vận hành của Công ty Truyền tải điện 2 - PTC2, ta có bảng thông số tụ bù được lắp đặt tại các các trạm biến áp như sau:

Bảng 3. 5 Thông số tụ bù.

STT	Tên tụ bù	Điện áp [kV]	Dung lượng [MVar]
1	TuBu110/DocSoi + QuangNgai	110	7
2	TuBu110/DongHoi + DongHa	110	10
3	TuBu110/Hue	110	20
4	Tubu110/BaDon	110	9.33

## 3.2. Mô phỏng và phân tích lưới điện ở chế độ vận hành bình thường.

### 3.2.1. Mô phỏng lưới điện.

Sau khi hoàn thành việc cài đặt thông số cho các phần tử có trên lưới điện mô phỏng, ta thực hiện chạy mô phỏng lưới điện ở chế độ làm việc bình thường để kiểm tra, khảo sát điện áp trên lưới điện.

Với thông số phụ tải tiêu thụ đã chọn là tại thời điểm lưới điện truyền tải công suất với mức mang tải trên từng phần tử gần như là lớn nhất nên việc thực hiện mô phỏng chế độ làm việc của lưới điện tại thời điểm này sẽ đánh giá sát nhất có thể tình trạng làm việc của các phần tử, từ đó đưa ra đánh giá thiết thực hơn cho lưới điện truyền

tải PTC2. Lưới điện thuộc quản lý vận hành của Công ty Truyền tải điện 2 – PTC2 được bao quát thông qua phần mềm Digsilent PowerFactory như **Phụ lục 3.1.a**.

### 3.2.2. Đánh giá lưới điện.

#### a) Điện áp trên các thanh cái

Bảng 3. 6 Giá trị điện áp mô phỏng trên các thanh góp ở các trạm biến áp.

STT	Trạm biến áp	Cấp điện áp [kV]	Điện áp thực tế [p.u]	Điện áp thực tế [kV]	Góc lệch pha điện áp
1	Ba Đồn	110	1	110	-0.46
2	Ba Đồn	220	0.999	219.84	-0.41
3	Ba Đồn + Đồng Hới	110	1	110.01	-0.45
4	Đà Nẵng + Duy Xuyên + Ngũ Hành Sơn	110	0.995	109.42	-0.87
5	Đà Nẵng + Hoà Khánh + Hải Châu	110	0.995	109.47	-0.84
6	Đà Nẵng	110	0.995	109.47	-0.84
7	Đà Nẵng	220	0.999	219.76	-0.041
8	Đà Nẵng	500	1	500	-0.0001
9	Đà Nẵng + Duy Xuyên	110	0.995	109.44	-0.85
10	Đà Nẵng + Hoà Khánh	110	0.995	109.48	-0.83
11	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	110	0.995	109.44	-0.86
12	Đà Nẵng + Thạnh Mỹ 220	110	0.996	109.53	-0.81
13	Dốc Sỏi	110	0.994	109.3	-0.92
14	Dốc Sỏi	220	0.999	219.76	-0.4
15	Dốc Sỏi	500	1	500	-0.0001
16	Dốc Sỏi + Dung Quất	110	0.994	109.3	-0.92
17	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	110	0.993	109.25	-0.91
18	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	110	0.993	109.27	-0.94

19	Đông Hà	110	1	110	-0.48
20	Đông Hà	220	0.999	219.83	-0.41
21	Đông Hà + Lao Bảo	110	1	110	-0.39
22	Đông Hà + Phong Điền	110	1	109.99	-0.52
23	Đồng Hới	110	1	110.04	-0.43
24	Đồng Hới	220	0.999	219.85	-0.4
25	Đồng Hới + Đông Hà	110	1.002	110.17	-0.39
26	Đồng Hới + Đông Hà	220	0.999	219.86	-0.4
27	Dung Quất	110	0.994	109.31	-0.92
28	Dung Quất	220	0.999	219.76	-0.4
29	Duy Xuyên	110	0.995	109.43	-0.86
30	Duy Xuyên	220	0.999	219.76	-0.41
31	Duy Xuyên + Tam Kỳ	110	0.994	109.37	-0.89
32	Hải Châu	110	0.995	109.49	-0.83
33	Hải Châu	220	0.999	219.77	-0.41
34	Hoà Khánh	220	0.999	219.77	-0.4
35	Hoà Khánh	110	0.996	109.51	-0.82
36	Hoà Khánh + Huế	110	0.996	109.61	-0.76
37	Huế	110	0.997	109.71	-0.71
38	Huế	220	0.999	219.78	-0.41
39	Huế + Phong Điền	220	0.999	219.81	-0.41
40	Kon Tum	110	0.998	109.75	1
41	Kon Tum	220	1	220	0
42	Lao Bảo	110	1	110	-0.22
43	Lao Bảo	220	0.999	219.84	-0.4
44	Ngũ Hành Sơn	110	0.995	109.41	-0.87
45	Ngũ Hành Sơn	220	0.999	219.76	-0.41
46	Phong Điền	110	1	110	-0.55
47	Phong Điền	220	0.999	219.82	-0.41
48	Phong Điền + Huế	110	0.999	109.86	-0.63
49	Quảng Ngãi	110	0.995	109.41	-0.77

50	Quảng Ngãi	220	0.999	219.74	-0.4
51	Sơn Hà	110	1.007	110.8	0.61
52	Sơn Hà	220	0.999	219.77	-0.39
53	Sông Tranh 2	110	1	110	0.71
54	Sông Tranh 2	220	0.999	219.77	-0.4
55	Tam Kỳ	110	0.994	109.33	-0.91
56	Tam Kỳ	220	0.999	219.76	-0.4
57	Tam Kỳ + Sông Tranh 2	220	0.999	219.77	-0.4
58	Thạnh Mỹ 220	110	0.997	109.63	-0.75
59	Thạnh Mỹ 220	220	0.999	219.85	-0.4
60	Thạnh Mỹ 500	220	0.999	219.86	-0.4
61	Thạnh Mỹ 500	500	1	500	-0.0001
62	Thạnh Mỹ 500	110	0.999	109.92	0.27

**b) Dòng điện làm việc trên các đường dây, máy biến áp.**

Giá trị dòng điện mô phỏng trên các đường dây 110kV trong chế độ vận hành bình thường được liệt kê trong bảng 3.7 sau:

Bảng 3.7 Giá trị dòng điện mô phỏng trên các đường dây 110kV.

STT	Từ	Đến	I [kA]	Mức mang tải [%]
1	Ba Đồn	Ba Đồn + Đồng Hới	0.09	10.32
2	Dung Quất	Dốc Sỏi + Dung Quất	0.32	38.2
3	Dốc Sỏi	Dốc Sỏi + Dung Quất	0.1	11.31
4	Dốc Sỏi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	0.14	16.06
5	Dốc Sỏi	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	0.44	51.66
6	Duy Xuyên	Đà Nẵng + Duy Xuyên + Ngũ Hành Sơn	0.06	6.71
7	Duy Xuyên	Duy Xuyên + Tam Kỳ	0.43	50.19
8	Huế	Huế + Hoà Khánh	0.25	30
9	Huế	Phong Điền + Huế	0.61	72.52
10	Hải Châu	Đà Nẵng + Hoà Khánh + Hải Châu	0.36	42.41
11	Hoà Khánh	Hoà Khánh + Huế	0.25	30
12	Hoà Khánh	Đà Nẵng + Hoà Khánh	0.6	70.79

13	Lao Bảo	Đông Hà + Lao Bảo	0.59	69.59
14	Ngũ Hành Sơn	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	0.37	43.72
15	Phong Điền	Đông Hà + Phong Điền	0.37	43.92
16	Phong Điền	Phong Điền + Huế	0.61	72.52
17	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	0.67	78.59
18	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	0.67	79.63
19	Tam Kỳ	Duy Xuyên + Tam Kỳ	0.3	35.65
20	Thanh Mỹ 220	Đà Nẵng + Thanh Mỹ 220	0.42	49.48
21	Đông Hà	Đông Hà + Lao Bảo	0.32	37.86
22	Đông Hà	Đông Hới + Đông Hà	0.34	39.69
23	Đông Hới	Ba Đồn + Đông Hới	0.21	24.78
24	Đông Hới	Đông Hới + Đông Hà	0.22	25.48
25	Đà Nẵng + Duy Xuyên	Duy Xuyên	0.29	33.79
26	Đà Nẵng + Hoà Khánh + Hải Châu	Đà Nẵng + Hoà Khánh	0.23	26.78
27	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	Đà Nẵng + Duy Xuyên + Ngũ Hành Sơn	0.12	74.1
28	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Duy Xuyên	0.52	61.47
29	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Hoà Khánh	0.13	14.96
30	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	0.56	66.06
31	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Thanh Mỹ 220	0.22	25.98
32	Đông Hà	Đông Hà + Phong Điền	0.59	69.12

Giá trị dòng điện mô phỏng trên các đường dây 220kV trong chế độ vận hành bình thường được liệt kê trong bảng 3.8 sau:

Bảng 3. 8 Giá trị dòng điện mô phỏng trên các đường dây 220kV.

STT	Từ	Đến	I [kA]	Mức mang tải [%]
1	Ba Đồn	Đông Hà	0.03	0.97
2	Dốc Sỏi	Dung Quất	0.23	26

3	Dốc Sỏi	Dung Quất	0.23	26
4	Dốc Sỏi	Quảng Ngãi	0.27	31.18
5	Dốc Sỏi	Quảng Ngãi	0.27	31.18
6	Duy Xuyên	Tam Kỳ	0.56	62.8
7	Duy Xuyên	Tam Kỳ	0.56	62.8
8	Huế + Phong Điền	Huế	0.61	70.36
9	Huế + Phong Điền	Phong Điền	0.25	28.27
10	Hải Châu	Hoà Khánh	0.31	30.45
11	Hải Châu	Đà Nẵng	0.14	13.64
12	Hoà Khánh	Huế	0.3	34
13	Hoà Khánh	Huế	0.3	34
14	Sơn Hà	Dốc Sỏi	0.42	48.57
15	Sơn Hà	Dốc Sỏi	0.42	48.57
16	Sông Tranh 2	Tam Kỳ	0.38	44.01
17	Sông Tranh 2	Tam Kỳ + Sông Tranh 2	0.25	29.2
18	Tam Kỳ	Dốc Sỏi	0.24	23.26
19	Tam Kỳ	Dốc Sỏi	0.24	23.26
20	Tam Kỳ	Tam Kỳ + Sông Tranh 2	0.5	57.42
21	Thạnh Mỹ 220	Hoà Khánh	0.74	47.7
22	Thạnh Mỹ 220	Hoà Khánh	0.74	47.7
23	Thạnh Mỹ 500	Thạnh Mỹ 220	0.67	77.09
24	Thạnh Mỹ 500	Thạnh Mỹ 220	0.67	77.09
25	Đông Hà	Huế	0.58	66.51
26	Đông Hà	Lao Bảo	0.5	28.59
27	Đông Hà	Phong Điền	0.24	27.93
28	Đông Hà	Lao Bảo	0.5	28.59
29	Đồng Hới	Đông Hà	0.12	14.13
30	Đà Nẵng	Duy Xuyên	0.306	68.8
31	Đà Nẵng	Hoà Khánh	0.45	44.53
32	Đà Nẵng	Ngũ Hành Sơn	0.45	43.88
33	Đông Hà	Đồng Hới + Đông Hà	0.46	52.23
34	Đồng Hới	Đồng Hới + Đông Hà	0.28	32.28

35	Ngũ Hành Sơn	Duy Xuyên	0.527	47.2
36	Đà Nẵng	Dốc Sỏi	0.29	0.01
37	Đà Nẵng	Thanh Mỹ 500	0.3	0.01

Giá trị dòng điện mô phỏng trên các máy biến áp trong chế độ vận hành bình thường được liệt kê trong bảng 3.9 sau:

Bảng 3. 9 Giá trị dòng điện mô phỏng trên các máy biến áp.

STT	Trạm biến áp	Máy biến áp	Mức mang tải [%]	I [kA]	I [p.u]
1	Thanh Mỹ 500	AT1 (110kV)	38.92	0.092	0.389
		AT1	23.25	0.121	0.232
		AT2	23.25	0.121	0.232
2	Đà Nẵng	AT1	23.85	0.124	0.238
		AT2	23.85	0.124	0.238
		AT3	27.92	0.183	0.279
		AT4	27.92	0.183	0.279
3	Dốc Sỏi	AT1	23.46	0.163	0.235
		AT2	23.46	0.163	0.235
		AT3	34.8	0.114	0.348
		AT4	34.8	0.114	0.348
4	Ba Đồn	AT1	3.87	0.013	0.039
		AT2	3.87	0.013	0.039
5	Đông Hà	AT1	4.95	0.032	0.049
		AT2	4.95	0.016	0.049
6	Đồng Hới	AT1	3.98	0.013	0.04
		AT2	3.98	0.013	0.04
7	Dung Quất	AT1	34.61	0.227	0.346
		AT2	34.61	0.227	0.346
8	Kon Tum	AT1	50.1	0.192	0.584
		AT2	50.1	0.383	0.584
9	Duy Xuyên	AT1	29.73	0.098	0.297
10	Hải Châu	AT1	27.35	0.179	0.273
11	Lao Bảo	AT1	10.88	0.071	0.109
		AT2	10.88	0.071	0.109
12	Phong Điền	AT1	8.44	0.028	0.084
13	Quảng Ngãi	AT1	25.19	0.083	0.252

		AT2	25.19	0.083	0.252
14	Sơn Hà	AT1	64.55	0.424	0.646
		AT2	64.55	0.424	0.646
15	Sông Tranh 2	AT1	64.64	0.212	0.646
		AT2	64.64	0.424	0.646
16	Tam Kỳ	AT1	33.83	0.111	0.338
		AT2	33.83	0.111	0.338
17	Thanh Mỹ 220	AT2	22.11	0.073	0.221
		AT3	22.11	0.073	0.0221
18	Hoà Khánh	AT3	26.53	0.174	0.265
		AT4	26.53	0.174	0.265
19	Huế	AT3	18.17	0.119	0.182
		AT4	18.17	0.119	0.182
20	Ngũ Hành Sơn	AT3	30.57	0.201	0.306
		AT4	30.57	0.201	0.306

### 3.2.3. Đánh giá lưới điện.

#### a) Đối với thanh cái.

Theo Khoản 2, Điều 6, Thông tư 25/2016/TT-BCT, điện áp tại thanh cái cho phép vận hành trên lưới điện truyền tải được quy định như sau:

Trong chế độ vận hành bình thường thì điện áp tại các thanh cái được phép dao động trong khoảng  $\pm 5\%$  giá trị điện áp danh định, với thanh cái 500kV thì điện áp dao động trong khoảng 475kV – 525kV và tại thanh cái 220kV thì điện áp được phép dao động trong khoảng 209kV – 242kV.

Còn trong chế độ vận hành sự cố đơn lẻ thì điện áp trên các thanh cái được phép dao động trong khoảng  $\pm 10\%$  giá trị điện áp danh định, với thanh cái 500kV thì điện áp dao động trong khoảng 450kV – 550kV và tại thanh cái 220kV thì điện áp được phép dao động trong khoảng 198kV – 242kV.

Qua kết quả mô phỏng về điện áp trên các thanh cái 500kV và 220kV tại các trạm biến áp thuộc quản lý vận hành của PTC2 thì tất cả các giá trị điện áp trên thanh cái nằm trong phạm vi cho phép ( $\pm 5\%$ ).

#### b) Đối với máy biến áp.

Trong chế độ vận hành bình thường, tất cả các máy biến áp trên các trạm biến áp làm việc bình thường, đảm bảo vận hành an toàn cho lưới điện trong chế độ vận hành bình thường.

#### c) Đối với đường dây truyền tải.

Trong chế độ vận hành bình thường, các đường dây truyền tải trên lưới vận hành với phần trăm mang tải bình thường, vận hành an toàn. Tuy nhiên, một số đường dây cần theo dõi, cụ thể như sau:

- Đường dây 220kV từ Duy Xuyên tới Tam Kỳ với mức mang tải là 72.29%,
- Đường dây 220kV từ Huế tới Huế + Phong Điền (nhà máy thủy điện A Lưới, Sông Bồ) với mức mang tải là 70.36%,
- Đường dây 220kV từ Đông Hà tới Huế với mức mang tải là 66.51%,

Với các đường dây truyền tải trên, cần theo dõi công suất truyền tải trên đường dây để đảm bảo các đường dây cũng như các phần tử trên lưới truyền tải vận hành an toàn, ổn định.

### 3.3. Mô phỏng và đánh giá, phân tích lưới điện ở chế độ sự cố mất phần tử.

#### 3.3.1. Mô phỏng lưới điện.

Tiến hành mô phỏng lưới điện truyền tải ở chế độ sự cố mất 01 phần tử trên lưới điện, ta được kết quả về mức mang tải trên các phần tử trong chế độ sự cố mất 01 đường dây như trong bảng 3.10 sau:

Bảng 3. 10 Phần trăm mang tải trên đường dây (Sự cố đường dây).

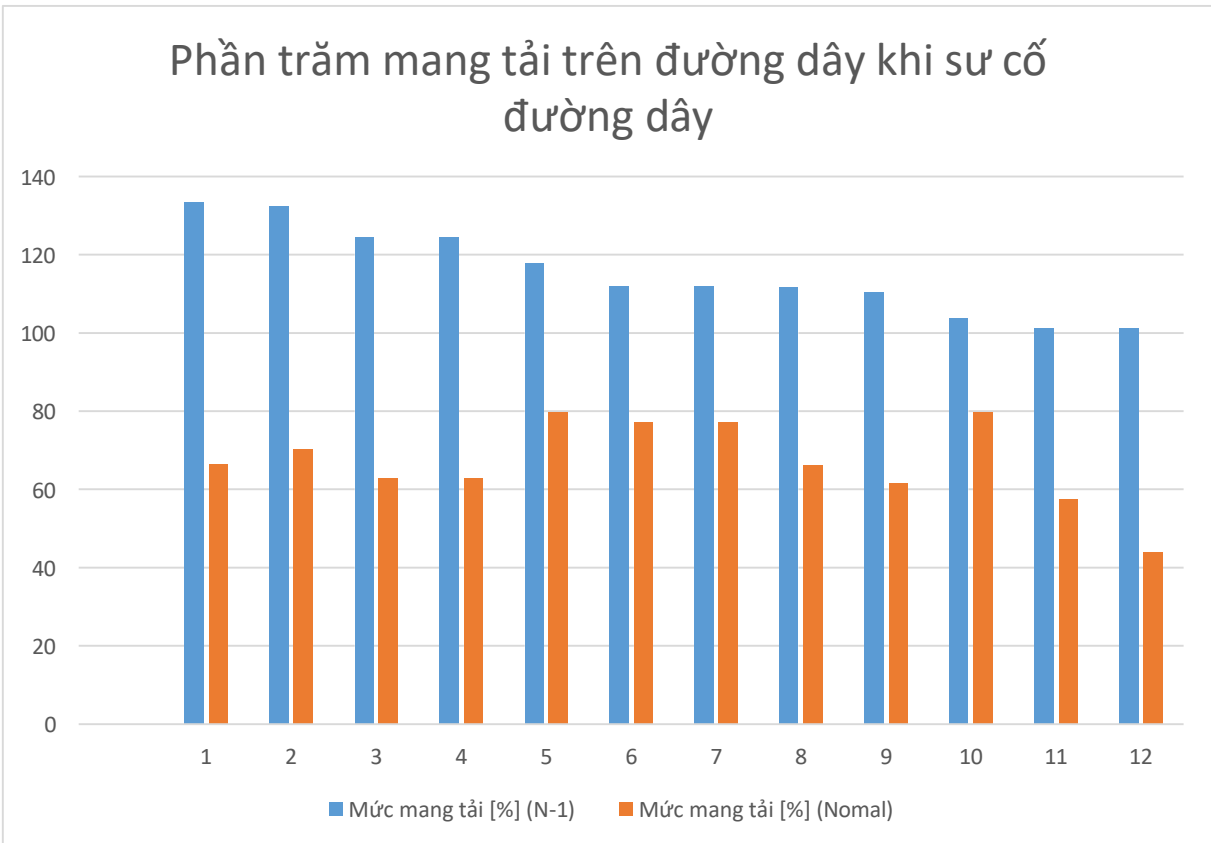
ST T	Cấp điện áp [kV]	Phần tử bị ảnh hưởng		Phần tử bị cô lập		Mức mang tải [%] (N-1)	Mức mang tải [%] (Nomal)
		Từ	Đến	Từ	Đến		
1	220	Đông Hà	Huế	Huế + Phong Điền	Huế	133.33	66.51
2	220	Huế + Phong Điền	Huế	Đông Hà	Huế	132.25	70.36
3	220	Tam Kỳ	Duy Xuyên	Tam Kỳ	Duy Xuyên	124.5	62.8
4	220	Tam Kỳ	Duy Xuyên	Tam Kỳ	Duy Xuyên	124.5	62.8
5	220	Đà Nẵng	Duy Xuyên	Ngũ Hành Sơn	Duy Xuyên	114.7	68.8

6	220	Ngũ Hành Sơn	Duy Xuyên	Đà Nẵng	Duy Xuyên	113.6	47.2
7	220	Thạnh Mỹ 500	Thạnh Mỹ 220	Thạnh Mỹ 500	Thạnh Mỹ 220 (Mạch 1)	111.84	77.09
8	220	Thạnh Mỹ 500	Thạnh Mỹ 220	Thạnh Mỹ 500	Thạnh Mỹ 220 (Mạch 2)	111.84	77.09
9	110	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	104.70	79.63
10	110	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Dung Quất	Dốc Sỏi + Dung Quất	103.81	79.63
11	220	Tam Kỳ	Tam Kỳ + Sông Tranh 2	Sông Tranh 2	Tam Kỳ	101.29	57.42
12	220	Sông Tranh 2	Tam Kỳ	Tam Kỳ	Tam Kỳ + Sông Tranh 2	101.27	44.01
13	220	Sơn Hà	Dốc Sỏi	Sơn Hà	Dốc Sỏi (Mạch 1)	97.13	48.57
14	220	Sơn Hà	Dốc Sỏi	Sơn Hà	Dốc Sỏi (Mạch 2)	97.13	48.57
15	110	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	94.45	78.59
16	220	Đông Hà	Huế	Đông Hà	Phong Điền	92.44	66.51
17	220	Đông Hà	Huế	Huế + Phong Điền	Phong Điền	91.95	66.51

18	110	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	Đà Nẵng + Duy Xuyên	Duy Xuyên	90.84	66.06
19	220	Đông Hà	Phong Điền	Đông Hà	Huế	89.98	27.93
20	110	Duy Xuyên	Duy Xuyên + Tam Kỳ	Dốc Sỏi	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	89.62	50.19
21	110	Huế + Phong Điền	Phong Điền	Đông Hà	Huế	89.33	28.27
22	110	Dốc Sỏi	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Duy Xuyên	Duy Xuyên + Tam Kỳ	87.95	51.66
23	110	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Ngũ Hành Sơn	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	87.30	79.63
24	110	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Duy Xuyên	Dốc Sỏi	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	86.55	61.47
25	110	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Duy Xuyên	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	85.84	78.59
26	110	Hoà Khánh	Đà Nẵng + Hoà Khánh	Hải Châu	Đà Nẵng + Hoà Khánh + Hải Châu	85.25	70.79
27	110	Hoà Khánh	Đà Nẵng +	Thạnh Mỹ 220	Đà Nẵng + Thạnh Mỹ 220	84.58	70.79

			Hoà Khánh				
28	220	Đông Hà	Đông Hới + Đông Hà	Đông Hới	Đông Hới + Đông Hà	84.31	52.23
29	220	Đông Hới	Đông Hới + Đông Hà	Đông Hà	Đông Hới + Đông Hà	84.29	32.28
30	110	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Dung Quất	Dốc Sỏi + Dung Quất	84.14	78.59
31	110	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Tam Kỳ	Duy Xuyên + Tam Kỳ	83.72	78.59
32	110	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Dốc Sỏi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	83.24	78.59
33	110	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Đà Nẵng + Hoà Khánh + Hải Châu	Đà Nẵng + Hoà Khánh	83.21	79.63
34	110	Dốc Sỏi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	83.14	16.06
35	110	Đà Nẵng + Duy Xuyên	Duy Xuyên	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	82.81	33.79

36	110	Hoà Khánh	Đà Nẵng + Hoà Khánh	Dốc Sỏi	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	82.68	70.79
37	110	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Hoà Khánh	Đà Nẵng + Hoà Khánh	81.23	78.59
38	220	Huế + Phong Điền	Huế	Huế	Phong Điền + Huế	81.18	70.36
39	220	Huế + Phong Điền	Huế	Phong Điền	Phong Điền + Huế	81.18	70.36
40	110	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Duy Xuyên	80.56	78.59
41	110	Dung Quát	Dốc Sỏi + Dung Quát	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	80.28	38.2
42	110	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Duy Xuyên	Đà Nẵng + Duy Xuyên + Ngũ Hành Sơn	80.11	79.63
43	110	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Thạnh Mỹ 220	Đà Nẵng + Thạnh Mỹ 220	80.11	78.59



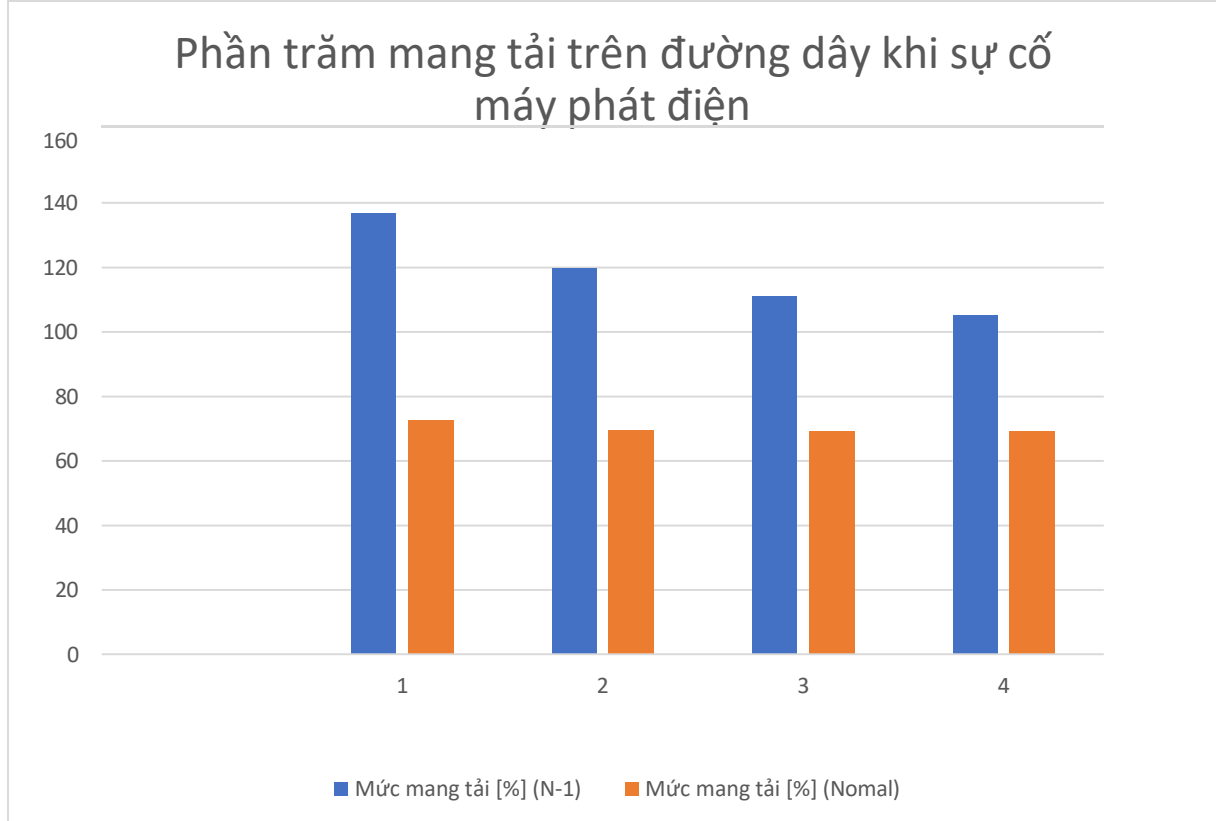
**Hình 3. 2** Biểu đồ phần trăm mang tải trên phần tử khi sự cố đường dây.

Mức mang tải trên các phần tử trong chế độ sự cố mất 01 nhà máy điện như bảng 3.11 sau:

**Bảng 3. 11** Phần trăm mang tải trên đường dây (Sự cố máy phát điện).

STT	Cấp điện áp [kV]	Máy phát bị cô lập	Đường dây ảnh hưởng		Mức mang tải [%] (N-1)	Mức mang tải [%] (Nomal)
			Từ	Đến		
1	110	110/Phong Điền + Huế	Phong Điền	Phong Điền + Huế	136.74	72.52
2	110	110/Đông Hà + Lao Bảo	Lao Bảo	Đông Hà + Lao Bảo	119.88	69.59
3	110	110/Phong Điền + Huế	Đông Hà	Đông Hà + Phong Điền	111.17	69.12
4	110	110/Phong Điền	Đông Hà	Đông Hà + Phong Điền	105.29	69.12
5	110	110/Dốc Sỏi	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	95.12	79.63

6	110	110/Quảng Ngãi	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	92.10	79.63
7	110	110/Sơn Hà	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	89.48	79.63
8	110	110/Phong Điền + Huế	Phong Điền	Đông Hà + Phong Điền	85.30	43.92
9	110	110/Đông Hới + Đông Hà	Lao Bảo	Đông Hà + Lao Bảo	84.17	69.59
10	110	110/Phong Điền + Huế	Lao Bảo	Đông Hà + Lao Bảo	82.79	69.59
11	110	110/Dốc Sỏi	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	82.34	78.59
12	110	110/Phong Điền	Lao Bảo	Đông Hà + Lao Bảo	80.01	69.59



Hình 3. 3 Biểu đồ phần trăm mang tải trên phần tử khi sự cố máy phát điện

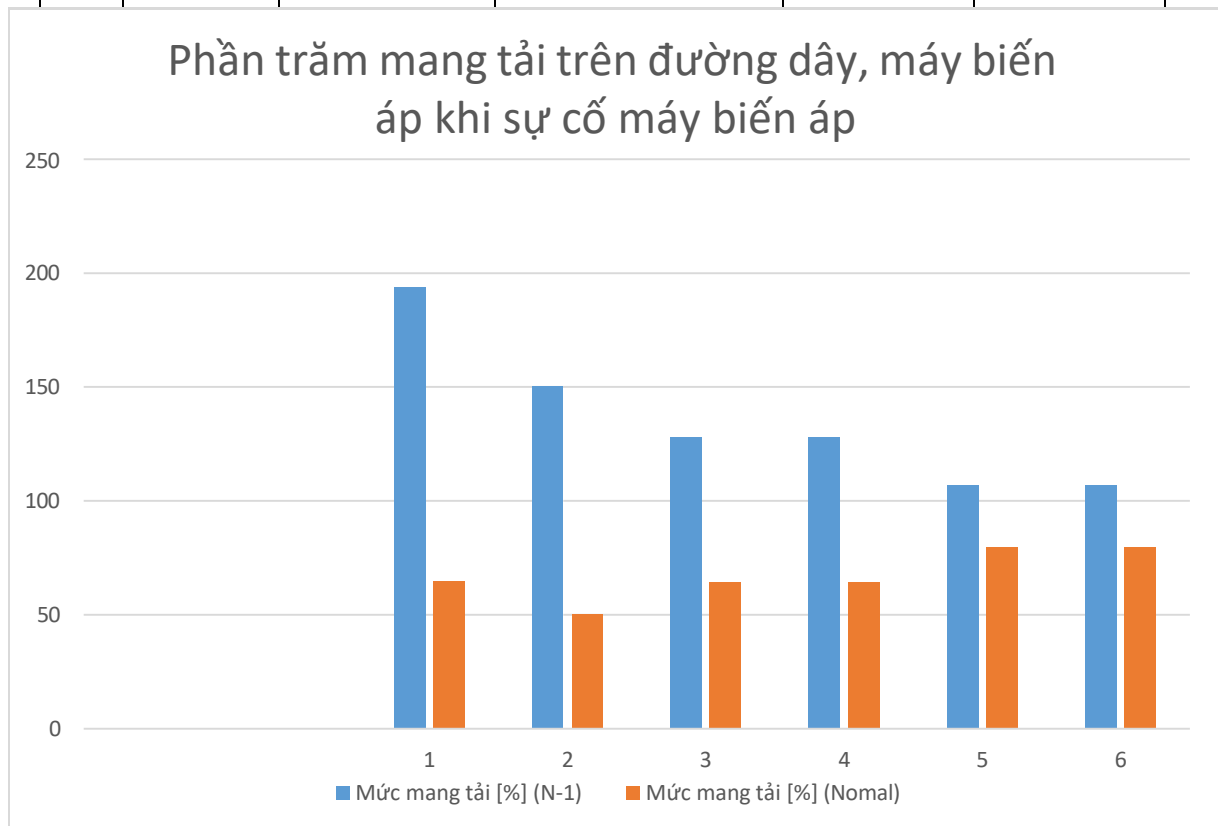
Mức mang tải trên các phần tử trên lưới điện trong chế độ sự cố 01 máy biến áp như bảng 3.12 sau:

**Bảng 3.12** Phần trăm mang tải trên đường dây, máy biến áp (Sự cố máy biến áp).

STT	Máy biến áp và đường dây ảnh hưởng		Máy biến áp cô lập	Mức mang tải [%] (N-1)	Mức mang tải [%] (Nomal)
	Từ	Đến			
1	Máy Biến Áp AT1 Sông Tranh 2		Máy Biến Áp AT2 Sông Tranh 2	193.75	64.64
2	Máy Biến Áp AT1 Kon Tum		Máy Biến Áp AT2 Kon Tum	150.4	50.1
3	Máy Biến Áp AT2 Sơn Hà		Máy Biến Áp AT1 Sơn Hà	128.1	64.6
4	Máy Biến Áp AT1 Sơn Hà		Máy Biến Áp AT2 Sơn Hà	128.1	64.6
5	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Máy Biến Áp AT2 Dung Quất	107.12	79.63
6	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Máy Biến Áp AT1 Dung Quất	107.12	79.63
7	Máy Biến Áp AT2 Sông Tranh 2		Máy Biến Áp AT1 Sông Tranh 2	96.89	64.64
8	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	Máy Biến Áp AT3 Ngũ Hành Sơn	96.39	66.06
9	Đà Nẵng	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	Máy Biến Áp AT4 Ngũ Hành Sơn	96.39	66.06
10	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Máy Biến Áp AT4 Dốc Sỏi	92.61	79.63
11	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Máy Biến Áp AT3 Dốc Sỏi	92.61	79.63
12	Máy Biến Áp AT2 Kon Tum		Máy Biến Áp AT1 Kon Tum	75.2	58.45
13	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Máy Biến Áp AT2 Quảng Ngãi	87.29	79.63

14	Tam Kỳ	Dốc Sỏi + Tam Kỳ	Máy Biến Áp AT1 Quảng Ngãi	87.29	79.63
15	Hoà Khánh	Đà Nẵng + Hoà Khánh	Máy Biến Áp AT1 Hải Châu	85.25	70.79
16	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Máy Biến Áp AT1 Dung Quát	85.23	78.59
17	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Máy Biến Áp AT2 Dung Quát	85.23	78.59
18	Hoà Khánh	Đà Nẵng + Hoà Khánh	Máy Biến Áp AT3 Đà Nẵng	83.11	70.79
19	Hoà Khánh	Đà Nẵng + Hoà Khánh	Máy Biến Áp AT4 Đà Nẵng	83.11	70.79
20	Hoà Khánh	Đà Nẵng + Hoà Khánh	Máy Biến Áp AT4 Ngũ Hành Sơn	82.77	70.79
21	Hoà Khánh	Đà Nẵng + Hoà Khánh	Máy Biến Áp AT3 Ngũ Hành Sơn	82.77	70.79
22	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Máy Biến Áp AT4 Dốc Sỏi	81.74	78.59
23	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Máy Biến Áp AT3 Dốc Sỏi	81.74	78.59
24	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Máy Biến Áp AT2 Tam Kỳ	80.72	78.59
25	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Máy Biến Áp AT1 Tam Kỳ	80.72	78.59
26	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Máy Biến Áp AT4 Ngũ Hành Sơn	80.09	78.59
27	Quảng Ngãi	Dốc Sỏi + Quảng Ngãi	Máy Biến Áp AT3 Ngũ Hành Sơn	80.09	78.59
28	Ngũ Hành Sơn	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	Máy Biến Áp AT4 Ngũ Hành Sơn	83.95	43.72

29	Ngũ Hành Sơn	Đà Nẵng + Ngũ Hành Sơn	Máy Biến Áp AT3 Ngũ Hành Sơn	83.95	43.72
31	Huế	Phong Điền + Huế	Máy Biến Áp AT3 Huế	83.65	72.52
32	Phong Điền	Phong Điền + Huế	Máy Biến Áp AT4 Huế	83.65	72.52
33	Phong Điền	Phong Điền + Huế	Máy Biến Áp AT3 Huế	83.65	72.52



**Hình 3. 4** Biểu đồ phần trăm mang tải trên phần tử khi sự cố máy biến áp.

### 3.3.2. Đánh giá, phân tích lưới điện.

Để đánh giá lưới điện truyền tải, ta tiến hành phân tích và đánh giá giá trị về phần trăm mang điện trên các phần tử trên lưới, nếu giá trị này lớn hơn 100% thì phần tử là: đường dây, máy biến áp, đang làm việc quá tải khi có sự cố cô lập phần tử tương ứng.

Khi cô lập một phần tử trên lưới điện (ví dụ như đường dây) thì dòng công suất phải thay đổi vì mất một đường dây nên phải giải phóng công suất từ các nhà máy điện để đáp ứng cho phụ tải tiêu thụ. Một phần nguyên do cho việc đường dây truyền tải bị quá tải là sự cố cô lập máy phát điện (đại diện cho các nhà máy điện), khi đó phải huy động công suất từ các nhà máy khác nên việc quá tải đường dây lúc đó cũng là điều dễ

hiệu. Bên cạnh đó, khi cô lập máy biến áp trong trạm biến áp thì máy biến áp còn lại phải chuyển đổi lượng công suất của hai máy biến áp nên sẽ bị quá tải tùy vào lượng công suất chuyển.

Sau khi tiến hành mô phỏng và xuất báo cáo các kết quả mô phỏng như đã liệt kê ở trên, với tổng 88 sự cố cô lập phần tử đã liệt kê ở trên thì có 22 trường hợp có phần trăm mang tải trên phần tử vượt quá 100% được liệt kê trong hình sau:

	Component	Loading Continuous [%]	Loading Base Case [%]	Contingency Name	Base Case and Continuous Loading [0% - 154%]
1	AT1 SongTranh2	193.7	64.6	AT2 SongTranh2	
2	AT1 KonTum	150.4	50.1	AT2 KonTum	
3	110/PĐ->PĐ+H	136.7	72.3	110/PhongDien+Hue(1)	
4	220/ĐHa->H	133.3	66.3	220/H+PĐ->H	
5	220/H+PĐ->H	132.2	70.3	220/ĐHa->H	
6	110/ĐS->ĐS+TK	131.4	52.7	110/TK->ĐS+TK	
7	110/TK->ĐS+TK	131.2	78.6	110/ĐS->ĐS+TK	
8	AT1 SonHa	128.1	64.6	AT2 SonHa	
9	AT2 SonHa	128.1	64.6	AT1 SonHa	
10	220/DX->TK (Mach 2)	124.5	52.8	220/DX->TK (Mach 1)	
11	220/DX->TK (Mach 1)	124.5	62.8	220/DX->TK (Mach 2)	
12	110/LB->ĐH+LB	119.9	69.5	110/DongHa+LaoBao(1)	
13	220/ĐN->ĐX	114.7	68.8	220/NHS->ĐX	
14	220NHS->ĐX	113.6	47.2	220/ĐN->ĐX	
15	110/Đha->ĐHa+PĐ	111.1	69.0	110/PhongDien+Hue(1)	
16	110/ĐN->ĐN+NHS	110.9	65.6	110/ĐN->ĐN+ĐX	
17	110/ĐN->ĐN+ĐX	109.6	60.3	110/ĐN->ĐN+NHS	
18	220/TK->TK+ST2	101.3	57.4	220/ST2->TK	
19	220/ST2->TK	101.3	44.0	220/TK->TK+ST2	

**Hình 3. 5** Các trường hợp cô lập phần tử có phần trăm mang tải lớn.

Như đã đề cập ở chương 1, trong phạm vi đề án tốt nghiệp này ta chỉ tập trung đánh giá các trường hợp sự cố mất phần tử quan trọng ở lưới điện 500kV, 220kV và các trường hợp gây quá tải trên các phần tử quan trọng của lưới. Dựa vào đó, ta tiến hành phân tích, đánh giá các trường hợp sự cố mất phần tử quan trọng lần lượt như sau:

**a) Sự cố máy biến áp 220/110 trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2.**

Trong trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2 có hai máy biến áp [220/110 AT1, AT2 với công suất lần lượt là 125MVA, 250MVA] và khi mô phỏng sự cố lần lượt cho từng máy biến áp thì ta thu được kết quả như bảng 3.13, vì máy biến áp AT2 có công suất lớn hơn nên khi sự cố máy biến áp này thì máy biến áp còn lại là AT1 quá tải lớn hơn (193.5% trong khi sự cố ngược lại thì máy biến áp AT2 làm việc quá tải với 96.89% mang tải).

Do phạm vi đề án tốt nghiệp này là phân tích lưới điện truyền tải 500kV, 220kV và phụ tải cùng với nhà máy điện 110kV vậy nên có thể chưa biểu diễn hết các đường dây 110kV nối chung giữa các trạm biến áp nên nếu sự cố cô lập máy biến áp AT2 thì công suất phát từ các nhà máy điện cấp điện áp 110kV Sông Tranh 2 chỉ có thể truyền đi qua máy biến áp AT1 nên quá tải là điều không thể tránh khỏi (với công suất phát của các nhà máy điện cấp điện áp 110kV là 250.153MVA mà công suất định mức của AT1 là 125MVA).

➤ **Đề xuất phương án:**

- Phương án ngắn hạn: Đề xuất giảm công suất phát của các nhà máy phát điện đầu nối lên thanh cái 110kV Sông Tranh 2 để hạn chế quá tải máy biến áp.
- Phương án dài hạn: Vì vị trí địa lý của trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2 là phía thượng nguồn – Hồ thủy điện Sông Tranh 2, tiềm năng thủy điện lớn nên việc nâng công suất máy biến áp ở trạm biến áp này sẽ giải quyết được vấn đề quá tải máy biến áp khi sự cố ở máy biến áp còn lại.

**b) Sự cố đường dây 220kV từ Đồng Hà tới Huế.**

Khi tiến hành mô phỏng trường hợp sự cố đường dây 220kV từ Đồng Hà tới Huế, ta nhận thấy, trước khi sự cố thì đường dây này đang truyền tới thanh góp 220kV Huế 220.136MVA, vậy khi sự cố thì trạm biến áp 220kV Huế phải huy động công suất từ cụm các nhà máy điện gió Lao Bảo và nhà máy điện gió BT1, BT2-GĐ1, BT2-GĐ2 của trạm biến áp Đồng Hới + Đồng Hà với chiều công suất đi từ Đồng Hà tới Phong Điền thông qua đường dây 220kV, rồi từ Phong Điền lên thanh góp 220kV Phong Điền + Huế và từ đây đẩy công suất về Huế phục vụ phụ tải.

➤ **Đề xuất phương án:**

- Phương án ngắn hạn: Giảm tối đa có thể công suất phát của các nhà máy thủy điện đầu nối lên thanh cái 220kV Huế + Phong Điền (nhà máy thủy điện A Lưới, Sông Bồ), Đồng Hới + Đồng Hà (nhà máy điện gió BT1, BT1-GĐ1, BT1-GĐ2) để công suất truyền tải trên các đường dây 220kV không bị quá nhiệt do quá tải.
- Phương án dài hạn: Vì không có đường dây 220kV từ Phong Điền tới Huế nên công suất phải truyền tải qua thanh góp 220kV của nhà máy điện A Lưới, Sông Bồ nên việc lắp đặt đường dây này sẽ giúp giải quyết quá tải đường dây 220kV tới nhà máy điện và từ nhà máy điện về Huế. Đồng thời, để đảm bảo đường dây 220kV từ Phong Điền tới Đồng Hà vận hành an toàn, hạn chế tổn thất do quá tải thì việc nâng khả năng truyền tải (lắp đặt thêm mạch đường dây) cũng không kém phần quan trọng để đảm bảo vận hành an toàn lưới điện.

**c) Sự cố máy biến áp 220/110 trạm biến áp 220kV Sơn Hà.**

Khi thực hiện mô phỏng, tính toán trường hợp sự cố một trong hai máy biến áp 220/110 trạm biến áp 220kV Sơn Hà với công suất 250MVA mỗi máy thì máy biến áp còn lại sẽ chuyển đổi dòng công suất của cả hai máy biến áp làm việc trong chế độ vận hành bình thường (mang tải 64.55% cho mỗi máy) và lúc đó máy biến áp còn lại sẽ làm việc với mức phân trăm mang tải là 128.1% giá trị công suất danh định của máy biến áp.

➤ **Đề xuất phương án:**

- Phương án ngắn hạn: Đề xuất cắt giảm công suất của cụm các nhà máy điện đầu nối vào thanh cái 110kV Sơn Hà với tổng công suất tối thiểu cần cắt giảm là 65MW để máy biến áp truyền tải với phần trăm mang tải nhỏ hơn 100% và 117MW để máy biến áp trở về trạng thái vận hành an toàn (<80% mang tải).
- Phương án dài hạn: Vì vị trí địa lý của trạm biến áp 220kV Sơn Hà là ở thượng nguồn sông Rin, tiềm năng thủy điện lớn nên việc nâng công suất máy biến áp ở trạm này là rất quan trọng. Tuy rằng, việc lắp đặt đường dây 110kV để giải phóng công suất qua máy biến áp nếu như có sự cố nhưng với khoảng cách từ trạm biến áp 220kV đến các trạm lân cận khá lớn nên mất nhiều thời gian, kinh phí xây dựng, lắp đặt nên phương án nâng cao công suất máy biến áp được ưu tiên trong sự cố này.

**d) Sự cố đường dây 220kV từ Duy Xuyên tới Tam Kỳ.**

Với hai mạch đường dây 220kV từ Duy Xuyên tới Tam Kỳ khi bị cô lập một trong hai đường dây này, đường dây còn lại phải truyền tải gấp đôi công suất so với lúc vận hành bình thường, cụ thể là khi cô lập 01 mạch đường dây này thì mạch đường dây còn lại vận hành quá tải với 124.5% mang tải trên đường dây. Bên cạnh đó, mạch đường dây Duy Xuyên tới Tam Kỳ là đường dây 220kV duy nhất kết nối lưới điện truyền tải khu vực Quảng Nam, Quảng Ngãi với Đà Nẵng nên công suất chỉ có thể truyền tải qua các đường dây 110kV, với công suất truyền tải lớn trên đường dây 110kV sẽ gây tổn thất lớn.

➤ **Đề xuất phương án:**

- Phương án ngắn hạn: Đề xuất cắt giảm công suất phát từ các nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 110kV và 220kV trạm biến áp 220kV Quảng Ngãi để hạn chế quá tải trên các đường dây 110kV quá 100% mang tải và tiến hành theo dõi đối với đường dây 110kV từ Dốc Sỏi tới Dốc Sỏi + Tam Kỳ.
- Phương án dài hạn: Đề xuất lắp đặt đường dây 110kV từ trạm biến áp 500kV Dốc Sỏi tới thanh cái 110kV Duy Xuyên để giảm tổn thất công suất do quá tải trên đường dây 110 từ Dốc Sỏi tới Dốc Sỏi + Tam Kỳ. Ngoài ra, để đảm bảo lưới điện vận hành an toàn, sẵn sàng cho mọi tình huống xấu thì đề xuất lắp đặt được dây 220kV từ thanh cái 220kV Dốc Sỏi tới Duy Xuyên sẽ giúp ích cho lưới điện truyền tải cũng như an toàn vận hành.

**e) Sự cố đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên.**

Khi tiến hành cô lập đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên, thanh cái 220kV trạm biến áp 220kV Ngũ Hành Sơn không còn được nhận công suất trực tiếp

từ Duy Xuyên thông qua đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên đã bị cô lập. Vậy để đáp ứng nhu cầu phụ tải phía 110kV Ngũ Hành Sơn cùng các phụ tải liên quan thì công suất từ Duy Xuyên được huy động tới thanh cái 220kV Đà Nẵng thông qua đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên dẫn đến đường dây này mang tải lớn hơn giá trị định mức cho phép (114.7%), và công suất từ đây được truyền tải qua thanh cái 220kV Ngũ Hành Sơn qua đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Ngũ Hành Sơn.

➤ **Đề xuất phương án:**

- Phương án ngắn hạn: Đề xuất giảm công suất phát lên từ các nhà máy điện cầu nối lên thanh cái 220kV Tam Kỳ + Sông Tranh 2 (nhà máy thủy điện Sông Tranh 2) và các nhà máy điện đấu nối lên thanh cái 110kV Sông Tranh 2 để giảm công suất truyền tải trên đường dây 220kV Đà Nẵng tới Duy Xuyên gây quá tải đường dây.
- Phương án dài hạn: Đề xuất phương án tăng khả năng tải của mạch đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên để hạn chế tổn thất do quá tải trên đường dây, đồng thời tạo điều kiện cho việc phát triển lưới điện khi đấu nối nhà máy điện gió MoonSon với công suất 600MW vào thanh cái 500kV Dốc Sỏi, nhà máy thủy điện Nam Emoun và XEKAMAN 3 với công suất phát lần lượt là 129MVA và 250MVA đấu nối lên thanh cái 220kV Dốc Sỏi.

**f) Sự cố đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên**

Khi tiến hành cô lập đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên, thanh cái 220kV trạm biến áp 220kV trạm biến áp 500kV Đà Nẵng không còn được nhận công suất trực tiếp từ Duy Xuyên thông qua đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên đã bị cô lập. Vậy để đáp ứng nhu cầu phụ tải cũng như truyền tải của trạm biến áp 500kV cùng các phụ tải liên quan thì công suất từ Duy Xuyên được huy động tới thanh cái 220kV Ngũ Hành Sơn thông qua đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên dẫn đến đường dây này mang tải lớn hơn giá trị định mức cho phép (113.6%), và công suất từ đây được truyền tải qua thanh cái 220kV Đà Nẵng thông qua đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Ngũ Hành Sơn dẫn đến đường dây này làm việc quá tải nhưng trong phạm vi cho phép (80.3%).

➤ **Đề xuất phương án:**

- Phương án ngắn hạn: Đề xuất giảm công suất phát lên từ các nhà máy điện cầu nối lên thanh cái 220kV Tam Kỳ + Sông Tranh 2 (nhà máy thủy điện Sông Tranh 2) và các nhà máy điện đấu nối lên thanh cái 110kV Sông Tranh 2 để giảm công suất truyền tải trên đường dây 220kV Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên gây quá tải đường dây.

- Phương án dài hạn: Đề xuất phương án tăng khả năng tải của mạch đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên để hạn chế tổn thất do quá tải trên đường dây, đồng thời tạo điều kiện cho việc phát triển lưới điện khi đầu nối nhà máy điện gió MoonSon với công suất 600MW vào thanh cái 500kV Dốc Sỏi, nhà máy thủy điện Nam Emoun và XEKAMAN 3 với công suất phát lần lượt là 129MVA và 250MVA đầu nối lên thanh cái 220kV Dốc Sỏi. Bên cạnh đó, việc nâng cấp khả năng tải đường dây 220kV này cũng sẽ tạo tiền đề cho sự phát triển phụ tải khu vực.

### **3.4. Kết luận chương 3.**

Thông qua bước phân tích, đánh giá và đề xuất phương án từng trường hợp sự cố trên lưới điện truyền tải đã được đề cập ở trên, ta nhận thấy rằng:

Qua mô phỏng, phân tích, đánh giá và đề xuất phương án cho từng trường hợp sự cố thì ta nhận thấy rằng:

Đối với đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên và đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên thì đây là 02 xuất tuyến đường dây quan trọng để truyền tải công suất từ các nhà máy điện phía Sông Tranh 2 và Tam Kỳ để đáp ứng nhu cầu phụ tải của các trạm biến áp khu vực Đà Nẵng. Do đó, khi xảy ra sự cố với một trong hai đường dây này thì đường dây còn lại phải vận hành với mức mang tải của cả hai đường dây và gây quá tải trên đường dây đó, vì vậy, đề xuất tăng khả năng tải đường dây cho hai đường dây này rất quan trọng trong công tác truyền tải công suất từ nguồn đến các hộ phụ tải tiêu thụ điện. Riêng đối với đường dây đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên thì trong chế độ vận hành bình thường thì đường dây này cũng có mức mang tải khá cao (gần 70%) nên việc đề xuất tăng khả năng tải đường dây này sẽ giúp nâng cao an toàn vận hành lưới điện truyền tải, đồng thời tạo tiền đề phát triển cho phụ tải cũng như lưới điện trong tương lai.

Đối với máy biến áp, trong chế độ mô phỏng vận hành lưới điện với sự cố mất 01 máy biến áp tại trạm biến áp 220kV Sơn Hà, Sông Tranh 2 và Kon Tum thì máy biến áp còn lại trong trạm phải làm việc với mức quá tải lớn, đặc biệt quan tâm là sự cố máy biến áp AT2 tại trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2 với mức mang tải trên máy biến áp AT1 là 193.75%) với vị trí địa lý gần thượng nguồn các con sông, hồ có tiềm năng thủy điện lớn và để giải phóng công suất từ các nhà máy điện này thì đề xuất nâng công suất máy biến áp các trạm này là vấn đề đáng được quan tâm.

## CHƯƠNG 4: PHÂN TÍCH LƯỚI ĐIỆN TRUYỀN TẢI SAU KHI ÁP DỤNG CÁC PHƯƠNG ÁN ĐƯỢC ĐỀ XUẤT.

### 4.1. Mô phỏng, đánh giá lưới điện sau khi áp dụng các phương án được đề xuất.

#### 4.1.1. Sự cố máy biến áp AT2 trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2.

##### a) Phương án ngắn hạn.

Tiến hành mô phỏng lại sự cố mất máy biến áp AT2 trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2 với công suất phát từ các nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 110kV Sông Tranh 2 là 249.8039MVA thì máy biến áp AT1 làm việc với các thông số như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
AT1 SôngTranh2	Tr2	193.70	-241.900	3.507	-1.00	0.635	1.937

**Hình 4.1.** Trào lưu công suất qua máy biến áp AT1 Sông Tranh 2 (Sự cố máy biến áp Sông Tranh 2).

Sau khi giảm công suất phát từ nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 110kV Sông Tranh 2 còn 170.311MVA thì máy biến áp giảm mức mang tải xuống còn 130% giá trị định mức và chỉ được phép vận hành quá tải trong 120 phút (Theo Khoản 1, Điều 196, Thông tư 06 Bộ Công thương). Nhưng để đảm bảo an toàn vận hành trên máy biến áp thì ta tiến hành giảm công suất phát của nhà máy điện còn 107.321MVA để máy biến áp mang tải 79.7% (<80%), với thông số vận hành của máy biến áp như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
AT1 SôngTranh2	Tr2	79.69	-99.500	-2.256	-1.00	0.261	0.797

**Hình 4.2.** Trào lưu công suất qua máy biến áp AT1 (Sông Tranh 2) – phương án ngắn hạn (Sự cố máy biến áp Sông Tranh 2).

Nhận xét phương án: Sau khi giảm công suất phát lên từ các nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 110kV Sông Tranh 2 thì mức mang tải trên máy biến áp AT1 là 79.69%, tức là máy biến áp được đưa về tình trạng vận hành an toàn.

##### b) Phương án dài hạn.

Tiến hành tăng công suất máy biến áp AT1 trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2 từ 125MVA lên 250MVA.

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
AT1 SôngTranh2	Tr2	96.85	-241.900	-3.154	-1.00	0.635	0.968

**Hình 4.3.** Trào lưu công suất qua máy biến áp AT1 (Sông Tranh 2) – phương án dài hạn (Sự cố máy biến áp Sông Tranh 2).

Nhận xét phương án: Sau khi tiến hành tăng công suất máy biến áp AT1 từ 125MVA lên 250MVA thì máy biến áp vận hành an toàn ở chế độ bình thường và trong

chế độ sự cố máy biến áp AT2 thì máy biến áp AT1 mang tải 96.85%, tức là máy biến áp AT1 vận hành trong mức theo dõi vận hành và sự cố chỉ xảy ra trong thời gian ngắn nên có thể chấp nhận được.

#### 4.1.2. Sự cố đường dây 220kV từ Đông Hà tới Huế.

##### a) Phương án ngắn hạn.

Công suất phát lên của nhà máy điện Phong Điền + Huế (A Lưới, Sông Bò) là 279.978MVA, nhà máy điện Đông Hà + Đồng Hới (điện gió BT1, BT1-GĐ1, BT1-GĐ2) là 166.645MVA thì ta được trao lưu công suất trên các đường dây có mức mang tải lớn hơn định mức và các đường dây cần theo dõi như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
220/DHa->PB	Line	87.65	139.014	255.940	0.48	0.764	0.876
220/H+PB->H	Line	130.64	-201.617	-329.872	-0.65	1.139	1.306
220/H+PB->PB	Line	87.05	131.652	257.412	0.46	0.759	0.870

**Hình 4.4.** Trào lưu công suất trên các đường dây  
(Sự cố đường dây 220kV Đông Hà tới Huế).

Công suất phát lên của nhà máy điện Phong Điền + Huế (A Lưới, Sông Bò) là 55.548MVA, nhà máy điện Đông Hà + Đồng Hới (điện gió BT1, BT1-GĐ1, BT1-GĐ2) là 133.325MVA thì ta được trao lưu công suất trên các đường dây cần theo dõi như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
220/DHa->PB	Line	68.57	9.661	227.413	0.04	0.598	0.686
220/H+PB->H	Line	78.85	-52.289	-256.322	-0.20	0.688	0.788
220/H+PB->PB	Line	69.96	2.305	232.191	-0.01	0.610	0.700

**Hình 4.5.** Trào lưu công suất trên các đường dây – phương án ngắn hạn  
(Sự cố đường dây 220kV Đông Hà tới Huế).

Nhận xét phương án: Sau khi giảm công suất phát lên từ các nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 220kV Huế + Phong Điền và Đông Hà + Đồng Hới thì ta nhận thấy rằng mức mang tải trên các đường dây 220kV tạm thời ở mức an toàn vận hành.

##### b) Phương án dài hạn.

Tiến hành nâng tải đường dây 220kV từ Đông Hà tới Phong Điền (Mạch 2), đồng thời lắp đặt được dây 220kV từ Phong Điền đi Huế (2xACSR500) thì trào lưu công suất trên các đường dây như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
220/BHa->PB	Line	45.95	141.173	270.542	0.46	0.801	0.455
			-141.168	-270.514	-0.46	0.801	0.455
220/H*PB->H	Line	39.41	-103.877	-79.571	-0.75	0.344	0.394
			103.880	79.583	0.75	0.344	0.394
220/H*PB->PB	Line	14.05	-46.120	4.936	-0.99	0.122	0.140
			46.120	-4.934	0.99	0.122	0.140
220/Phong Dien -> Hue	Line	54.12	-180.152	-266.244	-0.56	0.844	0.541
			180.157	266.267	0.56	0.844	0.541

**Hình 4.6.** Trào lưu công suất trên các đường dây – phương án dài hạn  
(Sự cố đường dây 220kV Đông Hà tới Huế).

Nhận xét phương án: Sau khi tiến hành phương án lắp đặt thêm đường dây 220kV từ Phong Điền tới Huế thì ta nhận thấy rằng mức mang tải trên các đường dây 220kV đã nằm trong mức an toàn vận hành.

#### 4.1.3. Sự cố máy biến áp trạm biến áp 220kV Sơn Hà.

##### a) Phương án ngắn hạn.

Tiến hành mô phỏng lại sự cố mất máy biến áp AT1 (AT2) trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2 với công suất phát từ các nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 110kV Sơn Hà là 325.105MVA thì trào lưu công suất trên máy biến áp như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
AT1 SonHa	Tr2	129.97	-297.000	-131.174	-0.91	0.853	1.300
			297.000	143.844	0.90	1.705	1.300

**Hình 4.7.** Trào lưu công suất trên máy biến áp (Sự cố máy biến áp Sơn Hà).

Sau khi giảm công suất phát từ nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 110kV Sơn Hà còn 170.311MVA thì máy biến áp giảm mức mang tải xuống còn 130% giá trị định mức và chỉ được phép vận hành quá tải trong 120 phút (Theo Khoản 1, Điều 196, Thông tư 06 Bộ Công thương). Nhưng để đảm bảo an toàn vận hành trên máy biến áp thì ta tiến hành giảm công suất phát của nhà máy điện còn 107.321MVA để máy biến áp mang tải 79.7% (<80%), với trào lưu công suất trên máy biến áp như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
AT1 SonHa	Tr2	79.28	-180.000	-82.464	-0.91	0.520	0.793
			180.000	87.178	0.90	1.040	0.793

**Hình 4.8.** Trào lưu công suất trên máy biến áp – phương án ngắn hạn  
(Sự cố máy biến áp Sơn Hà).

Nhận xét phương án: Sau khi giảm công suất phát lên từ các nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 110kV Sơn Hà thì ta nhận thấy rằng mức mang tải trên máy biến áp AT1 là 79.28%, tức là máy biến áp được đưa về tình trạng vận hành an toàn.

##### b) Phương án dài hạn.

Tiến hành tăng công suất máy biến áp tại trạm biến áp 220kV Sơn Hà từ 250MVA lên 500MVA và chạy mô phỏng lưới điện lúc sự cố mất máy biến áp AT2, ta được trào lưu công suất qua máy biến áp AT1 như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
AT1 SơnHà	Tr2	65.50	-297.000	-137.409	-0.91	0.859	0.655
			297.000	143.844	0.90	1.719	0.655

**Hình 4.9.** Trào lưu công suất trên máy biến áp – phương án dài hạn  
(Sự cố máy biến áp Sơn Hà).

Nhận xét phương án: Sau khi tiến hành tăng công suất máy biến áp AT1 từ 250MVA lên 500MVA thì ta nhận thấy rằng máy biến áp vận hành an toàn ở chế độ bình thường và trong chế độ sự cố máy biến áp AT2 thì máy biến áp AT1 mang tải 65.5%, tức là máy biến áp AT1 vận hành an toàn trong sự cố máy biến áp AT2.

#### 4.1.4. Sự cố đường dây 220kV từ Duy Xuyên tới Tam Kỳ.

##### a) Phương án ngắn hạn.

Tiến hành mô phỏng lại sự cố mất đường dây 220kV từ Duy Xuyên tới Tam Kỳ với công suất phát lên của nhà máy điện đầu nổi lên thanh cái 110kV Quảng Ngãi là 75MVA, thanh cái 220kV Quảng Ngãi là 246MVA thì ta được trào lưu công suất trên các đường dây có mức mang tải lớn hơn định mức và các đường dây cần theo dõi như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
110/DS->DS+TK	Line	96.28	154.429	-7.143	1.00	0.815	0.963
			-154.382	7.290	-1.00	0.815	0.963

**Hình 4.10.** Trào lưu công suất trên đường dây  
(Sự cố đường dây 220kV Duy Xuyên tới Tam Kỳ).

Sau khi giảm công suất phát từ nhà máy điện đầu nổi lên thanh cái 110kV Quảng Ngãi còn 57MVA, thanh cái 220kV Quảng Ngãi còn 120MVA thì trào lưu công suất trên đường dây như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
110/DS->DS+TK	Line	77.99	125.171	-3.031	1.00	0.661	0.780
			-125.140	3.127	-1.00	0.661	0.780

**Hình 4.11.** Trào lưu công suất trên đường dây phương án ngắn hạn  
(Sự cố đường dây 220kV Duy Xuyên tới Tam Kỳ).

Nhận xét phương án: Sau khi giảm công suất phát lên từ các nhà máy điện đầu nổi lên thanh cái 110kV, 220kV Quảng Ngãi thì ta nhận thấy rằng đường dây 110kV nổi từ Dốc Sỏi tới phụ tải Dốc Sỏi + Tam Kỳ trở về tình trạng vận hành an toàn. Công

suất từ các nhà máy điện khu vực Thạnh Mỹ được huy động để đáp ứng nhu cầu phụ tải khu vực Đà Nẵng.

**b) Phương án dài hạn.**

Tiến hành lắp đặt được dây 110kV từ thanh cái 110kV Dốc Sỏi tới thanh cái 110kV Duy Xuyên (2xACRS330) thì trào lưu công suất trên đường dây như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
110/ĐS->ĐS+TK	Line	52.11	71.705 -71.691	43.191 -43.149	0.86 -0.86	0.441	0.521
110/Dốc Sỏi -> Duy Xuyên	Line	43.96	114.897 -114.833	-60.971 61.000	0.88 -0.88	0.686	0.440

**Hình 4.12.** Trào lưu công suất trên đường dây – phương án dài hạn (Sự cố đường dây 220kV Duy Xuyên tới Tam Kỳ).

Nhận xét phương án: Sau khi tiến hành phương án lắp đặt thêm đường dây 110kV từ Dốc Sỏi tới Duy Xuyên thì ta nhận thấy rằng mức mang tải trên các đường dây 110kV đã nằm trong mức an toàn vận hành. Công suất từ các nhà máy điện khu vực Thạnh Mỹ được huy động để đáp ứng nhu cầu phụ tải khu vực Đà Nẵng.

**4.1.5. Sự cố đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên.**

**a) Phương án ngắn hạn.**

Tiến hành mô phỏng lại sự cố mất đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên với công suất phát lên của nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 220kV Tam Kỳ + Sông Tranh 2 là 190.546MVA, thanh cái 110kV Sông Tranh 2 là 250.092MVA thì ta được trào lưu công suất trên các đường dây có mức mang tải lớn hơn định mức và các đường dây cần theo dõi như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
220/BN->DX	Line	115.95	-340.534 340.543	51.199 -51.155	-0.99 0.99	0.904	1.160

**Hình 4.13.** Trào lưu công suất trên đường dây (Sự cố đường dây 220kV Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên).

Sau khi giảm công suất phát từ nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 220kV Tam Kỳ + Sông Tranh 2 là 50.002MVA, thanh cái 110kV Sông Tranh 2 là 101.751MVA thì trào lưu công suất trên đường dây như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
220/BN->DX	Line	75.14	-226.308 226.312	63.307 -63.287	-0.96 0.96	0.617	0.791

**Hình 4.14.** Trào lưu công suất trên đường dây – phương án ngắn hạn (Sự cố đường dây 220kV Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên).

Nhận xét phương án: Sau khi giảm công suất phát lên từ các nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 110kV Sông Tranh 2, 220kV Tam Kỳ + Sông Tranh 2 thì ta nhận thấy rằng đường dây 220kV nối từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên trở về tình trạng vận hành an toàn. Công suất từ các nhà máy điện khu vực Thanh Mỹ được huy động để đáp ứng nhu cầu phụ tải khu vực Đà Nẵng.

**b) Phương án dài hạn.**

Sau khi nâng khả năng tải của đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên bằng cách lắp đặt thêm mạch 02 thì ta có trào lưu công suất trên đường dây này như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
220/BN->DX	Line	58.40	-343.057 343.061	51.173 -51.151	-0.99 0.95	0.911 0.911	0.584 0.584

**Hình 4.15.** Trào lưu công suất trên đường dây – phương án dài hạn  
(Sự cố đường dây 220kV Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên).

Nhận xét phương án: Sau khi tiến hành tăng khả năng tải của đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên (mạch 02) ta nhận thấy rằng khi sự cố đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên thì đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên vận hành ở tình trạng vận hành an toàn.

**4.1.6. Sự cố đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên.**

**a) Phương án ngắn hạn.**

Tiến hành mô phỏng lại sự cố mất đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên với công suất phát lên của nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 220kV Tam Kỳ + Sông Tranh 2 là 190.546MVA, thanh cái 110kV Sông Tranh 2 là 250.092MVA thì ta được trào lưu công suất trên các đường dây có mức mang tải lớn hơn định mức và các đường dây cần theo dõi như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
220NHS->DX	Line	114.82	337.254 -337.243	-50.392 50.451	0.95 -0.95	0.896 0.896	1.148 1.148

**Hình 4.16.** Trào lưu công suất trên đường dây (Sự cố đường dây 220kV Đà Nẵng tới Duy Xuyên).

Sau khi giảm công suất phát từ nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 220kV Tam Kỳ + Sông Tranh 2 là 50.002MVA, thanh cái 110kV Sông Tranh 2 là 101.751MVA thì trào lưu công suất trên đường dây như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
220NHS->DX	Line	78.35	224.345	-62.065	0.96	0.611	0.784
			-224.340	62.093	-0.96	0.611	0.784

**Hình 4.17.** Trào lưu công suất trên đường dây – phương án ngắn hạn  
(Sự cố đường dây 220kV Đà Nẵng tới Duy Xuyên).

*Nhận xét phương án:* Sau khi giảm công suất phát lên từ các nhà máy điện đầu nối lên thanh cái 110kV Sông Tranh 2, 220kV Tam Kỳ + Sông Tranh 2 thì ta nhận thấy rằng đường dây 220kV nối từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên trở về tình trạng vận hành an toàn. Công suất từ các nhà máy điện khu vực Thạnh Mỹ được huy động để đáp ứng nhu cầu phụ tải khu vực Đà Nẵng.

#### b) Phương án dài hạn.

Sau khi nâng khả năng tải của đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên bằng cách lắp đặt thêm mạch 02 thì ta có trào lưu công suất trên đường dây này như sau:

Name	Type	Loading [%]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power-factor [-]	Current [kA]	Current [p.u.]
220NHS->DX	Line	57.98	340.706	-50.389	0.99	0.905	0.580
			-340.700	50.420	-0.99	0.905	0.580

**Hình 4.18.** Trào lưu công suất trên đường dây – phương án dài hạn  
(Sự cố đường dây 220kV Đà Nẵng tới Duy Xuyên).

*Nhận xét phương án:* Sau khi tiến hành tăng khả năng tải của đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên (mạch 02) ta nhận thấy rằng khi sự cố đường dây 220kV từ Đà Nẵng tới Duy Xuyên thì đường dây 220kV từ Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên vận hành ở tình trạng vận hành an toàn.

#### 4.2. Kết luận chương 4.

Từ các phân tích, đánh giá và đề xuất phương án xử lý sự cố trên lưới điện truyền tải ở **Chương 3**, trong **Chương 4** này, ta thực hiện mô phỏng và tính toán lại lưới điện sau khi đã áp dụng các đề xuất lên lưới, từ việc giảm nguồn từ các nhà máy điện đến việc đề suất tăng khả năng tải đường dây, tăng công suất máy biến áp cũng đã phân nào đưa lưới về tình trạng làm việc ổn định, đảm bảo an toàn vận hành.

Đối với các phương án đã được đề xuất thì có các phương án trực tiếp ảnh hưởng đến khả năng vận hành an toàn của lưới điện truyền tải không những trong chế độ vận hành sự cố mà còn cả trong chế độ vận hành sự cố N-1, cụ thể như:

- Nâng khả năng tải các đường dây 220kV Đà Nẵng tới Duy Xuyên, Ngũ Hành Sơn tới Duy Xuyên.

- Nâng công suất máy biến áp các trạm biến áp 220kV Sông Tranh 2, Sơn Hà và Kon Tum.

Bên cạnh đó, các phương án lắp đặt, cải tạo đường dây 110kV được đề xuất cũng sẽ phân nào nâng cao an toàn trong vận hành lưới điện truyền tải.

Tuy rằng, phạm vi đồ án tốt nghiệp này có thể chưa bao quát được đầy đủ, chi tiết lưới điện truyền tải thuộc quản lý, vận hành của Công ty Truyền tải điện 2 – PTC2, nhưng cũng phân nào nêu lên được các vấn đề trên lưới điện cần cân nhắc và đi kèm là các phương án đề xuất nhằm giải quyết sự cố trên lưới đảm bảo an toàn vận hành lưới điện. Các sự cố trong mô phỏng, tính toán cũng đã phân nào vạch ra được các vấn đề đáng quan tâm để mang lại sự ổn định, an toàn vận hành trên lưới điện.

## DANH MỤC PHỤ LỤC

### Phụ lục bảng

#### Phụ lục 1. 1

Thông số đường dây truyền tải cấp điện áp 220kV, 500kV hoàn toàn thuộc quản lý vận hành của PTC2.

STT	Tên đường dây	Chiều dài (km)	Loại dây
<b>I</b>	<b>Đường dây 500kV</b>	<b>176,956</b>	<b>ACSR</b>
1	ĐD 500kV 572 Đà Nẵng - 574 Thạnh Mỹ 500	68.281	4x330/53 4x330/43
2	ĐD 500kV 576 Đà Nẵng - 582 Dốc Sỏi	108.675	4x330/42 4x330/43
<b>II</b>	<b>Đường dây 220kV mạch đơn</b>	<b>389,175</b>	
1	ĐD 220kV Đà Nẵng - Ngũ Hành Sơn	13.538	1x500/64
2	ĐD 220kV Đà Nẵng - Duy Xuyên	28.632	1x500/64
3	ĐD 220kV Ngũ Hành Sơn - Duy Xuyên	39.96	1x500/64
4	ĐD 220kV Đông Hà - Phong Điền	38.86	1x400/51
5	ĐD 220kV Đông Hà - Huế	78.093	1x400/51
6	ĐD 220kV Đồng Hới - Đông Hà	111.361	1x400/51
7	ĐD 220kV Sông Tranh 2 - Tam Kỳ	44.936	1x400/51
8	ĐD 220kV Hải Châu - Đà Nẵng	23.872	1x500/64
9	ĐD 220kV Hải Châu - Hòa Khánh	9.923	1x500/64
<b>III</b>	<b>Đường dây 220kV mạch kép</b>	<b>461,417</b>	
1	ĐD 220kV Đà Nẵng - Hòa Khánh	13.978	1x500/64 1x400/51
2	ĐD 220kV Hòa Khánh - Huế	82.214	1x400/51 1x400/51
3	ĐD 220kV Thạnh Mỹ 220 - Hòa Khánh	62.098	2x330/42 2x330/43
4	ĐD 220kV Đông Hà - Lao Bảo	47.56	2x400/51

			2x400/51
5	ĐD 220kV Duy Xuyên - Tam Kỳ	36.03	1x500/64
			1x500/64
6	ĐD 220kV Tam Kỳ - Đốc Sỏi	42.612	1x500/64
			1x500/64
7	ĐD 220kV Đốc Sỏi - Dung Quất	8.898	1x400/51
			1x400/51
8	ĐD 220kV Đốc Sỏi - Quảng Ngãi	59.277	1x400/51
			1x400/51
9	ĐD 220kV Sơn Hà - Đốc Sỏi	46.614	1x400/51
			1x400/51
10	ĐD 220kV Thạnh Mỹ 500 - Thạnh Mỹ 220	19.312	1x400/51
			1x400/51
11	ĐD 220kV Ba Đồn - Đồng Hới	42.824	2x330/43
			2x380/50

**Phụ tải 1. 2. b**

Thông số các máy biến áp tại các trạm biến áp thuộc quản lý vận hành của PTC2.

STT	Trạm biến áp	Tên máy biến áp	Cấp điện áp (kV)	Công suất (MVA)
<b>I</b>	<b>Trạm biến áp 500kV</b>			
1	500kV Đà Nẵng	AT1	500kV	3x150
		AT2	500kV	3x150
		AT3	220kV	250
		AT4	220kV	250
2	500kV Thạnh Mỹ	AT1	500KV	3x150
		AT2	500kV	3x150
3	500kV Đốc Sỏi	AT1	500kV	3x200
		AT2	500kV	3x200
		AT3	220kV	125
		AT4	220kV	125
<b>II</b>	<b>Trạm biến áp 220kV</b>			

1	220kV Đông Hà	AT1	220kV	250
		AT2	220kV	125
2	220kV Ba Đồn	AT1	220kV	125
		AT2	220kV	125
3	220kV Hoà Khánh	AT3	220kV	250
		AT4	220kV	250
4	220kV Duy Xuyên	AT1	220kV	125
5	220kV Tam Kỳ	AT1	220kV	125
		AT2	220kV	125
6	220kV Sông Tranh 2	AT1	220kV	125
		AT2	220kV	250
7	220kV Huế	AT3	220kV	250
		AT4	220kV	250
8	220kV Sơn Hà	AT1	220kV	250
		AT2	220kV	250
9	220kV Dung Quất	AT1	220kV	250
		AT2	220kV	250
10	220kV Quảng Ngãi	AT1	220kV	125
		AT2	220kV	125
11	220kV Đốc Sỏi	AT3	220kV	125
		AT4	220kV	125
12	220kV Đồng Hới	AT1	220kV	125
		AT2	220kV	125
13	220kV Lao Bảo	AT1	220kV	250
		AT2	220kV	250
14	220kV Ngũ Hành Sơn	AT3	220kV	250
		AT4	220kV	250
15	220kV Thạnh Mỹ	AT1	220kV	125
		AT2	220kV	125
16	220kV Phong Điền	AT1	220kV	125
17	220kV Hải Châu	AT1	220kV	250

### Phụ lục 1.3

Công suất các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải PTC2  
(Cấp điện áp 220kV).

STT	Tên nhà máy	Cấp điện áp [kV]	Công suất [MW]
1	Thủy điện Sông Tranh 2	220	6x100
2	Thủy điện A Lưới	220	2x85
3	Thủy điện Sông Bô	220	2x11.8
4	Thủy điện Sông Bung 4	220	2x78
5	Thủy điện Sông Bung 2	220	2x50
6	Thủy điện XEKAMAN 3	220	2x125
7	Thủy điện Đăk Mi 4A	220	2x74
8	Thủy điện Đăk Mi 2	220	2x42
9	Thủy điện Đăk Mi 3	220	2x31.5
10	Thủy điện A Vương	220	26x4.2
11	Thủy điện Sông Bung 4A	220	24x4.2
12	Điện gió BT1	220	10x4.2
13	Điện gió BT2 – GD1	220	3x48
14	Điện gió BT2 – GD2	220	12x4.1
15	Điện gió Hướng Tân – Phong Huy – Phong Nguyên – Phong Liệu	220	16x3.2
16	Điện gió AMACAO Quảng Trị 1	220	16x3.1
17	Điện gió Tài Tâm	220	2x105
18	Điện gió Hoàng Hải	220	2x24.5
Tổng công suất			2399.6

### Phụ lục 1.4

Công suất các nhà máy điện đấu nối vào lưới điện truyền tải PTC2  
(Cấp điện áp 110kV)

STT	Tên nhà máy	Cấp điện áp [kV]	Công suất [MW]
1	Thủy điện Sông Bung 6	110	2x14.5
2	Thủy điện Za Hưng	110	2x15
3	Thủy điện Sông Côn	110	3x20
4	Nhiệt điện Nông Sơn	110	30

5	Thủy điện Khe Diên	110	2x4.5+6
6	Thủy điện Tả Trạch	110	2x10.5
7	Điện mặt trời DOHWA Lệ Thủy	110	49.5
8	Điện mặt trời Gio Thành 1,2	110	2x50
9	Điện mặt trời LIG Quảng Trị	110	49.5
10	Điện gió Hướng Linh 3	110	28.8
11	Điện gió Hướng Linh 4	110	30
12	Điện gió Liên Hợp - Hướng Tân - Tân Linh	110	4x12+4.2x11+4.2x11
13	Điện gió Hướng Linh 7	110	4.2x7
14	Điện gió GELEX 1,2,3	110	3x29.4
15	Điện gió Hướng Linh 8	110	6x4.2
16	Điện gió Hướng Phùng 2,3	110	49.4
17	Điện gió Hướng Linh 1	110	15x2
18	Điện gió Hướng Linh 2	110	15x2
19	Điện gió Hướng Hợp	110	30
20	Thủy điện Đăk Rông 4	110	28.8
21	Thủy điện Đăk Rông 2	110	2x9
22	Thủy điện Quảng Trị	110	2x32
23	Điện mặt trời Phong Điền 2	110	50
24	Điện mặt trời Phong Điền	110	14x2.55
25	Thủy điện Rào Trăng 3	110	2x6.5
26	Thủy điện ALIN B2	110	2x10
27	Thủy điện ALIN B1	110	2x23
28	Thủy điện Rào Trăng 4	110	2x7
29	Thủy điện Hương Điền	110	2x27
30	Thủy điện Bình Điện	110	2x22
31	Thủy điện Đăk Mi 4B	110	2x21
32	Thủy điện Đăk Mi 4C	110	2x9
33	Thủy điện Sông Tranh 3	110	2x31
34	Thủy điện Sông Tranh 4	110	2x24
35	Thủy điện Nước Bươu	110	2X6.4
36	Thủy điện Nước Biêu	110	2x7
37	Thủy điện Đăk Di 1	110	2x14
38	Thủy điện Đăk Di 2	110	2x14
39	Thủy điện Trà Linh 1	110	29.6
40	Thủy điện Trà Linh 2	110	2x13.5

41	Điện mặt trời Bình Nguyên	110	49.6
42	Thủy điện Sơn Trà 1A	110	2x15
43	Thủy điện Sơn Trà 1B,1C	110	2x15+9
44	Thủy điện Trà Phong 1A	110	2x9.5
45	Thủy điện Trà Phong 1B	110	2x5.5
46	Thủy điện ĐăK Ba	110	2x15
47	Thủy điện Đăk Drink	110	2x62.5
48	Thủy điện Đăk Nền - Nam Vao 2	110	2x4.3
49	Thủy điện Sơn Tây	110	2x9
50	Thủy điện Thượng Sơn Tây	110	2x6
51	Thủy điện La Trọng	110	2x11
Tổng công suất			1926.3

### Phụ lục 1.5

Danh mục các trạm biến áp 500kV xây mới và cải tạo miền Trung đưa vào vận hành giai đoạn 2021-2030.

STT	Tên trạm biến áp	Công suất [MVA]	Ghi chú
1	Lao Bảo (Hương Hoá)	1800	Xây mới, giải phóng nguồn điện khu vực. Kiến nghị thiết kế dự phòng đất mở rộng quy mô trong tương lai
2	Trạm cắt Quảng Trị 2	Trạm cắt	Xây mới trạm cắt, chuyển tiếp mạch 3, 4 (Quảng Trạch - Dốc Sỏi)
3	Quảng Trị	900	Xây mới
4	Quảng Bình	900	Xây mới, đồng bộ nguồn điện khu vực
5	Thạnh Mỹ	1800	Cải tạo
6	Dốc Sỏi	1200	Cải tạo
7	Đà Nẵng	1800	Cải tạo
8	Dung Quất	900	Xây mới
9	Kon Tum	Trạm cắt	Trạm cắt 500kV đầu nối điện Lào trong trường hợp tăng cường nhập khẩu điện Nam Lào

**Phụ lục 1. 6**

Danh mục các đường dây 500kV xây mới và cải tạo khu vực miền trung đưa vào vận hành giai đoạn 2021-2030.

STT	Tên đường dây	[Số mạch] x [Km]	Ghi chú
1	Quảng Trạch - Dốc Sỏi	2x500	Xây mới
2	Quảng Trị - Rẽ Vũng Áng - Đà Nẵng	4x6	Xây mới, đấu nối TBA 500kV Quảng Trị
3	Trạm cắt Quảng Trị 2 - Rẽ Quảng Trạch - Dốc Sỏi	4x5	Xây mới, đấu nối trạm cắt Quảng Trị 2
4	Lao Bảo - Trạm Cắt 500kV Quảng Trị 2	2x31	Xây mới, đấu nối TBA 500kV Lao Bảo
5	Quảng Bình-Rẽ Vũng Áng- Quảng Trị	4x5	Xây mới, đấu nối TBA 500kV Quảng Bình
6	Monsoon- Thanh Mỹ	2x45	Xây mới, đồng bộ ĐG Monsoon (Lào)
7	Thanh Mỹ - Rẽ Quảng Trạch - Dốc Sỏi	4x35	Xây mới, đấu nối TBA 500kV Thanh Mỹ
8	TBKHH Dung Quất- Dốc Sỏi	2x8	Xây mới
9	TBKHH Dung Quất- Bình Định	2x200	Xây mới, giải toả công suất TBKHH Dung Quất
10	NMND Quảng Trị - Quảng Trị	2x17	Xây mới, đấu nối NMND Quảng Trị, đồng bộ nguồn điện
11	Cụm NMD XeBangHieng (Lào) - 500kV Lao Bảo	2x200	Xây mới, đồng bộ cụm NMD xebanghieng (Lào), toàn tuyến 45km, phần trên lãnh thổ Việt Nam 20km
12	TBKHH Miền Trung - Dốc Sỏi	2x18	Xây mới, đồng bộ TBKHH Miền Trung
13	Đà Nẵng - Dốc Sỏi (Mạch 2)	2x100	Xây mới mạch 2, cải tạo mạch 1, trường hợp không mở rộng được ngăn lộ Dốc Sỏi , chuyển đấu nối mạch 2 về TBKHH Miền Trung

14	LNG Hải Lăng - NMND Quảng trị	2x6	Xây mới, đồng bộ LNG Hải Lăng GD 1, trường hợp NMND Quảng Trị chậm tiến độ, xây trước đường dây LNG Hải Lăng- Quảng Trị dài khoảng 23km đầu nối LNG Hải Lăng GD 1
15	Dự phòng đường dây 500kV cải tạo xây mới	336	Dự phòng cho tăng trưởng phụ tải và phát triển nguồn điện
16	Cải tạo Thạch Mỹ - Pleiku 2 thành 2 mạch	2x199	Xây mới, cải tạo mạch 1, chuyển đầu nối vào trạm biến áp 500kV Pleiku. Tăng cường năng lực truyền tải, dự phòng đầu nối nguồn điện từ Lào
17	Kon Tum - Rẽ Thạch Mỹ - Pleiku 2	4x5	Xây mới, đầu nối trạm cắt 500kV Kon Tum , trường hợp tăng cường mua điện từ Lào
18	HatSan (Lào) - Kon Tum	2x100	Xây mới, trường hợp tăng cường mua điện Lào

### Phụ lục 1. 7

Danh mục các trạm biến áp 220kV xây mới và cải tạo khu vực miền Trung đưa vào vận hành giai đoạn 2021- 2030.

STT	Tên trạm biến áp	Công suất (MVA)	Ghi chú
1	Đồng Hới	375	Cải tạo
2	Lệ Thủy	500	Xây mới, giải phóng công suất nguồn khu vực
3	Ba Đồn	500	Cải tạo
4	Hướng Linh	250	Xây mới, giải phóng công suất nguồn khu vực
5	Hướng Tân	500	Xây mới, giải phóng công suất nguồn khu vực
6	Đông Hà	500	Cải tạo
7	Đông Nam	250	Xây mới
8	Lao Bảo	750	Cải tạo

9	Phong Điền	375	Cải tạo
10	Chân Mây	250	Xây mới
11	Hương Thủy	250	Xây mới
12	Ngũ Hành Sơn	500	Cải tạo
13	Hải Châu	250	Xây mới
14	Liên Chiểu	500	Xây mới
15	Sân Bay Đà Nẵng	250	Xây mới
16	Tiên Sa (An Đồn)	250	Xây mới
17	Trạm cắt 220kV Đăk Ooc	Trạm cắt	Trạm cắt, đấu nối thủy điện Lào
18	Duy Xuyên	250	Xây mới
19	Tam Hiệp	250	Xây mới
20	Thạnh Mỹ	500	Cải tạo
21	Tam Kỳ	500	Cải tạo
22	Điện Bàn	250	Xây mới
23	Nam Hội An	250	Xây mới
24	Dung Quất 2	500	Xây mới
25	Dốc Sỏi	500	Cải tạo
26	Quảng Ngãi 2	250	Xây mới
27	Kon Tum	500	Cải tạo
28	Dự án phát sinh TBA 220kV xây mới cải tạo nâng công suất	500	Dự phòng cho tăng trưởng phụ tải và phát triển nguồn điện
29	Cải tạo sơ đồ thanh cái 220kV linh hoạt, 4 phân đoạn thanh cái tại TBA 500kV Dốc Sỏi		Hạn chế dòng ngắn mạch
30	Lắp kháng hạn chế dòng ngắn mạch tại các thanh cái 220kV TBKHH Dung Quất (Kháng đường dây 220kV Dốc Sỏi - TBKHH Dung Quất)		Hạn chế dòng ngắn mạch

### Phụ lục 1. 8

Danh mục các đường dây 220kV xây mới và cải tạo khu vực miền Trung đưa vào vận hành giai đoạn 2021-2030.

STT	Tên đường dây	[Số mạch] x [Km]	Ghi chú
1	Ba Đồn - Rẽ Vũng Áng - Đồng Hới	2 x 3	Xây mới, chuyển tiếp mạch còn lại, trường hợp nguồn điện khu vực đầu nối về trạm 220kV Ba Đồn tăng cao
2	Điện gió BT1 - Rẽ Đồng Hới - Đông Hà (Mạch 02)	2 x 10	Xây mới, bổ sung công trình đầu nối điện gió B&T để đảm bảo N-1
3	Đầu nối 500kV Quảng Trị	6 x 2	Xây mới, rẽ chuyển tiếp Đông Hà - Huế và Đông Hà - Phong Điền
4	Đông Hà- Huế (Mạch 03)	1 x 78	Treo dây mạch 03 trên đường dây 220kv Đông Hà - Huế mạch 2 hiện hữu
5	Điện gió TNC Quảng Trị 1 - Hướng Tân	1 x 11	Xây mới, đồng bộ điện gió TNC Quảng Trị 1, 2, phương án đầu nối được phê duyệt theo văn bản 911/TTg-CN ngày 15/07/2020
6	Hướng Linh- Lao Bảo	1 x 12	Xây mới, giải toả điện gió, đề xuất sử dụng dây phân pha, tiết diện lớn phê duyệt theo văn bản 911/TTG-CN ngày 15/07/2020
7	Điện gió LIG Hướng Hoá - Hướng Tân	1 x 13	Xây mới, đồng bộ điện gió LIG Hướng Hoá 1, đã được phê duyệt theo văn bản 911/TTG-CN ngày 15/07/2020
8	Điện gió LIG Hướng Hoá 2 - LIG Hướng Hoá 1	1 x 8	Xây mới, đồng bộ điện gió LIG Hướng Hoá 2, đã được phê duyệt theo văn bản 911/TTG-CN ngày 15/07/2020
9	Điện gió Tài Tân - Lao Bảo	1 x 12	Xây mới, giải toả điện gió, đề xuất sử dụng dây phân pha , tiết diện lớn phê duyệt theo văn bản 911/TTG-CN ngày 15/07/2020
10	Hướng Tân - Lao Bảo	1 x 12	Xây mới, giải toả điện gió, đề xuất sử dụng dây phân pha , tiết diện lớn phê duyệt theo văn bản 911/TTG-CN ngày 15/07/2020
11	Điện gió AMACCAO - Lao Bảo	1 x 8	Xây mới, giải toả điện gió, đề xuất sử dụng dây phân pha , tiết diện lớn phê duyệt theo văn bản 911/TTG-CN ngày 15/07/2020

12	500kV Lao Bảo - Rẽ Lao bảo -Đông Hà	4 x 5	Xây mới, đấu nối phía 220kV TBA 500kV Lao Bảo
13	500kV Lao Bảo - Rẽ điện gió Tài Tâm - Lao Bảo	2 x 5	Xây mới, đấu nối phía 220kV TBA 500kV Lao Bảo
14	Phong Điền - Rẽ Đông Hà - Huế (Mạch 02)	2 x 5	Xây mới, đấu nối chuyển tiếp thêm 01 mạch, tăng khả năng giải toả công suất nguồn điện từ TBA 220kV Phong Điền; hiện nay mới chuyển tiếp trên 01 mạch
15	Chân Mây - Rẽ Hoà Khánh - Huế	4 x 5	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Chân Mây
16	Hải Châu - Hoà Khánh	2 x 10	Xây mới, xem xét chuyển tiếp một mạch Đà Nẵng - Hoà Khánh
17	Hải Châu - Ngũ Hành Sơn	2 x 10	Xây mới
18	Duy Xuyên - Rẽ Đà Nẵng - Tam Kỳ	4 x 2	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Duy Xuyên
19	500kV Thạnh Mỹ - Duy Xuyên	2 x 69	Xây mới
20	Tam Hiệp - Rẽ Tam Kỳ - Dốc Sỏi	4 x 1	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Tam Hiệp
21	Liên Chiêu - Rẽ Hoà Khánh - Huế	4 x 3	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Liên Chiêu
22	Đắc Mi 2 - Rẽ Đắc My 3- Đắc Mi 4A	2 x 5	Xây mới, đồng bộ TĐ Đắc Mi 2 xây mới, đồng bộ TĐ Nam Emoun (Lào), treo trước 01 mạch
23	Trạm cắt 220kV Đắc Ooc - Rẽ XeKaMan 3 - Thạnh Mỹ	4 x 2	Xây mới, đấu nối trạm cắt 220kV Đắc Ooc, đồng bộ TĐ Nam Emoun
24	Trạm cắt 220kv Đắc Ooc -TĐ Sông Bung 2	2 x 10	Xây mới, giải phóng công suất nguồn nhập khẩu từ Lào

25	Nâng Khả năng tải Đắk Ooc - Thạnh Mỹ	2 x 31	Cải tạo, nâng khả năng tải, giải phóng công suất nguồn nhập từ Lào
26	Mạch 2 Quảng Ngãi - Quy Nhơn (Phước An)	2 x 141	Treo mạch 02, thay dây phân pha mạch 01, tăng cường khả năng giải toả công suất nguồn điện
27	Phước An - Rẽ TĐ An Khê - Quy Nhơn (Mạch 01)	2 x 2	Xây mới
28	Nâng khả năng tải Đốc Sỏi - Dung Quất	2 x 8	Cải tạo, nâng khả năng tải. Xem xét phương án xây mới cung đoạn Đốc Sỏi-TBKHH Dung Quất, đẩy sớm tiến độ SPP TBKHH Dung Quất để giảm thiểu thời gian cắt điện DD 220kV Đốc Sỏi - Dung Quất
29	TBKHH Dung Quất - Dung Quất 2	2 x 3	Cấp điện cho TBA 220kV Dung Quất 2
30	TBKHH Dung Quất - Rẽ Đốc Sỏi - Dung Quất	4 x 3	Đầu nối SPP 220kV TBKHH Dung Quất
31	Treo dây mạch 02 Đốc Sỏi - Quảng Ngãi	2 x 59	Treo dây mạch 02, xem xét sử dụng dây siêu nhiệt cho cả hai mạch trong trường hợp siêu phát triển nguồn NLTT và TĐN khu vực (ĐG Kon Plong, cụm TĐ Đắk Re, cụm TĐ Nước Long)
32	Cụm TĐ Nước Long - Rẽ Thượng Kon Tum - Quảng Ngãi	2 x 4	Xây mới, giải phóng công suất thủy điện theo văn bản số 136/TTg-CN ngày 29/1/2021
33	Phù Mỹ - Rẽ Phước An - Quảng Ngãi (Mạch 02)	2 x 2	Xây mới, đầu nối chuyển tiếp thêm 01 mạch, tăng khả năng giải toả công suất nguồn điện từ TBA 220kV Phù Mỹ; hiện nay mới chuyển tiếp trên 01 mạch
34	Bờ Y - Kon Tum	2 x 28	Xây mới, đầu nối TBA 220kV Bờ Y

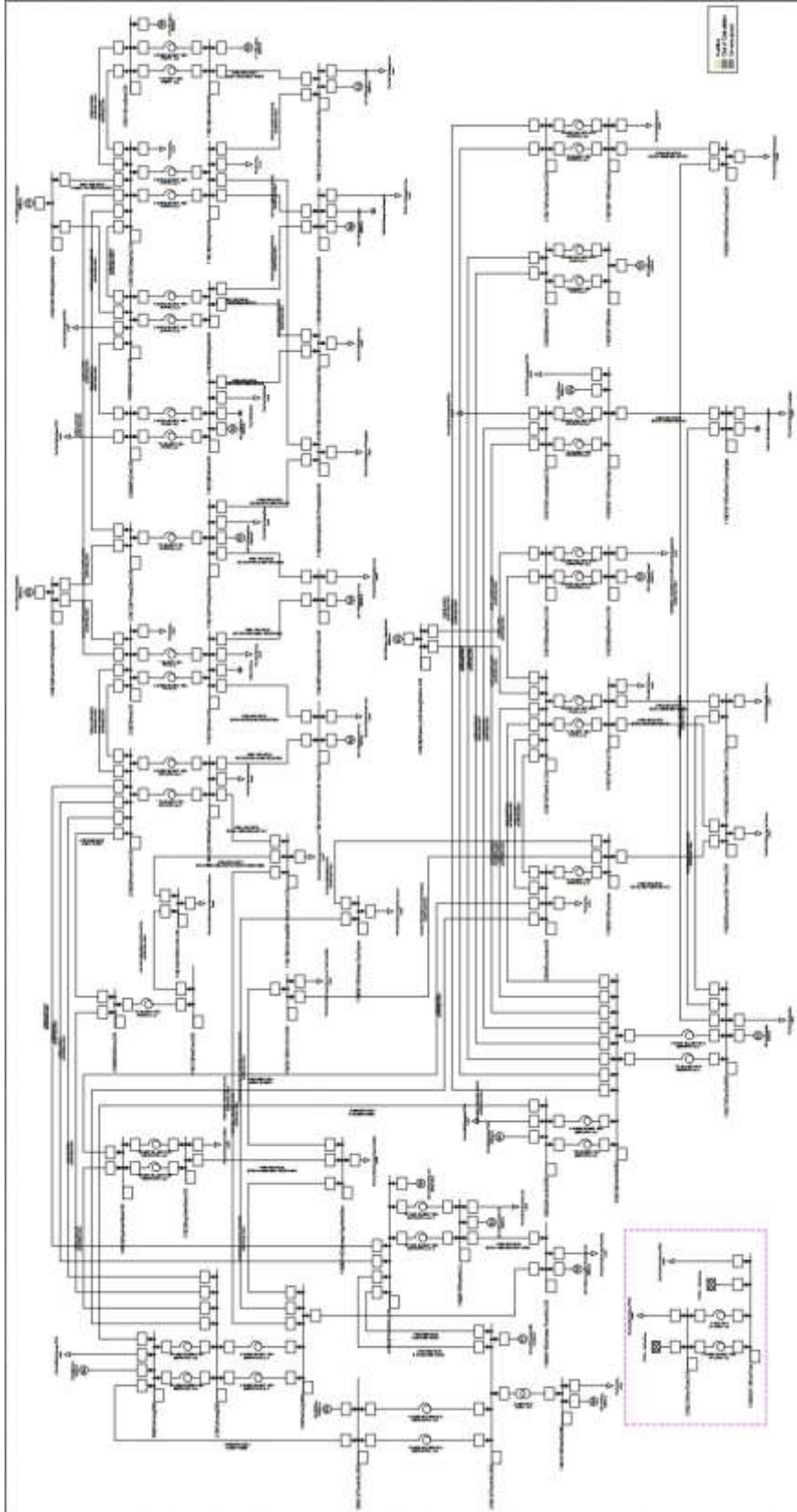
35	TĐ Đăk Mi 1 -TĐ Đăk My 2	1 x 15	Xây mới, đồng bộ TĐ Đăk Mi 1
36	ĐG Kon Plong - Rẽ TĐ Thượng Kon Tum - Quảng Ngãi	2 x 19	Xây mới, đồng bộ ĐG Kon Plong, duyệt phương án đấu nối đã được phê duyệt theo văn bản số 136/TTg-CN ngày 15/07/2020
37	Nâng khả năng tải Kon Tum - Pleiku	2 x 36	Cải tạo, nâng khả năng tải
38	Lệ Thủy - Rẽ Đồng Hới - Đông Hà	4 x 2	Xây mới, đồng bộ theo quy mô và tiến độ nguồn điện khu vực nối cấp TBA 500kV Quảng Bình
39	Nâng cao khả năng tải Đồng Hới - Đông Hà	2 x 108	Cải tạo, nâng cao khả năng tải, trường hợp điện gió Quảng Trị phát triển cao
40	TBKHH Quảng Trị - Rẽ Đông Nam - 500kV Quảng Trị	2 x 5	Xây mới, đồng bộ TBKHH Quảng Trị
41	500kV Quảng Trị - Đông Nam	2 x 27	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Đông Nam
42	TĐ Đăk Lô 3 - Rẽ Thượng Kon Tum - Quảng Ngãi	4 x 1	Xây mới, giải phóng công suất thủy điện theo văn bản số 136/TTg-CN ngày 29/1/2021
43	Nam Kong 3 - Trạm cắt 220kV Bờ Y	2 x 76	Xây mới, đồng bộ TĐ Nậm Kong 1,2,3 (Lào)
44	Trạm cắt 220kV Bờ Y - Rẽ Xenkeman 1 - Pleiku	4 x 2	Xây mới, đấu nối trạm cắt Bờ Y, đồng bộ TĐ Nậm Kong 1,2,3 (Lào)
45	TĐ Nam Emoun - Trạm cắt Đăk Ooc	2 x 51	Xây mới, đồng bộ TĐ Nam Emoun (Lào), treo trước một mạch
46	Hương Thủy - Rẽ Huế - Hoà Khánh	4 x 2	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Hương Thủy
47	Nâng khả năng tải Huế - Hoà Khánh	2 x 82	Cải tạo, nâng cao khả năng

48	Nâng khả năng tải Đà Nẵng - Tam Kỳ - Dốc Sỏi	2 x 100	Cải tạo, nâng cao khả năng
49	Tiên Sa - Rẽ Hải Châu - Ngũ Hành Sơn	2 x 4	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Tiên Sa
50	Sân bay Đà Nẵng - Rẽ Hoà Khánh - Đà Nẵng	2 x 5	Xây mới, đường dây cáp ngầm đấu nối TBA 220kV Sân bay Đà Nẵng
51	Dung Quất - Dung Quất 2	2 x 3	Đảm bảo N-1
52	Điện Bàn - Nam Hội An	2 x 24	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Nam Hội An
53	Đà Nẵng 500kV - Điện Bàn	2 x 12	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Điện Bàn
54	Quảng Ngãi 2 - Rẽ Dốc Sỏi - Quảng Ngãi	4 x 2	Xây mới, đấu nối TBA 220kV Quảng Ngãi
55	Trạm cắt 220kV Bờ Y - Bờ Y	2 x 30	Xây mới
56	Thượng Kon Tum - Kon Tum	2 x 83	Xây mới, giải phóng công suất thủy điện và điện gió, tăng cường liên kết
57	Dự phòng phát sinh đường dây 220kV cải tạo và xây dựng	1 x 550	Dự phòng cho tăng trưởng phụ tải và phát triển nguồn điện

## Phụ lục hình ảnh

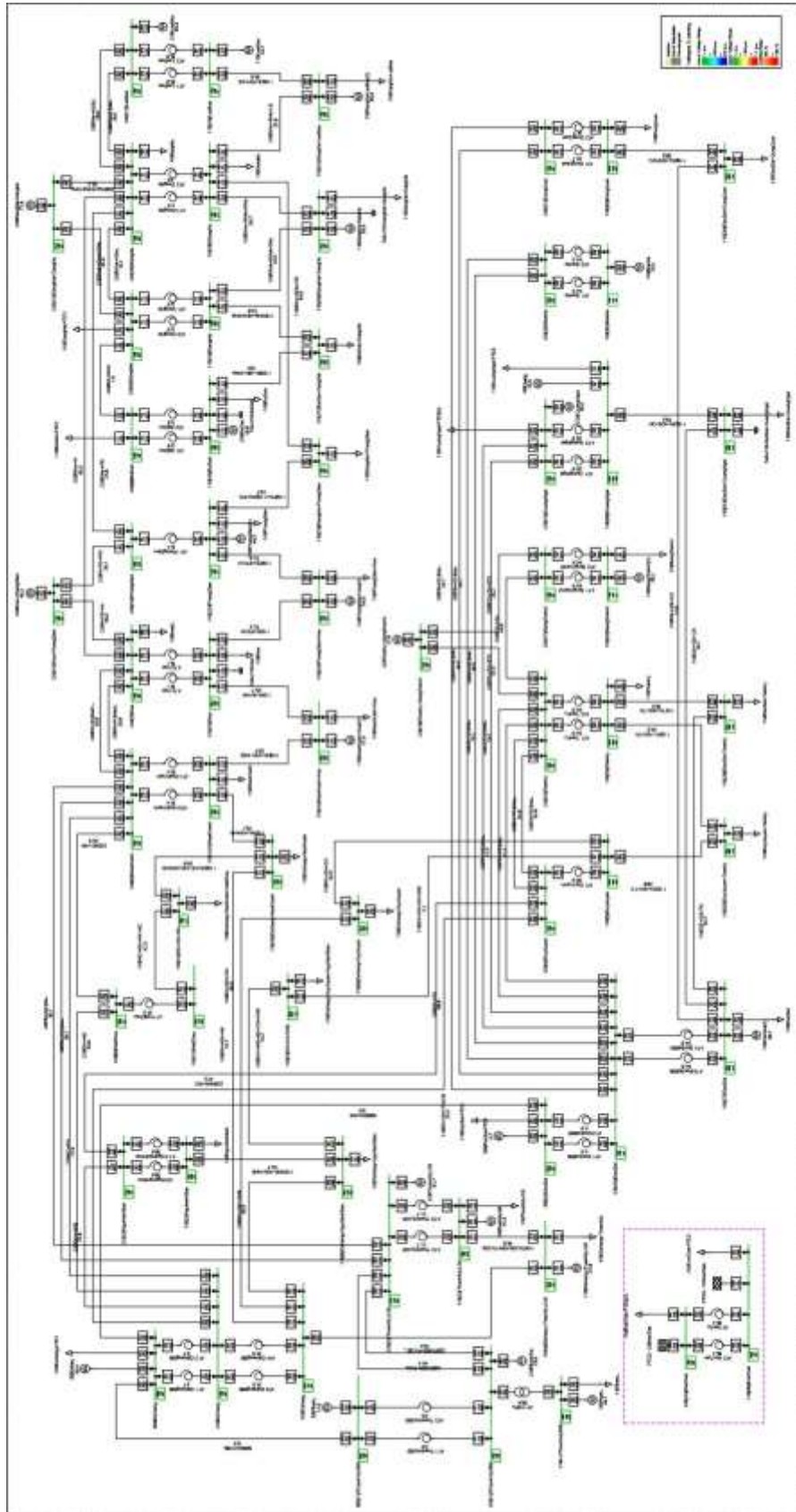
### Phụ lục 1.2.a:

Sơ đồ lưới điện thuộc quản lý vận hành của Công ty Truyền tải điện 2 – PTC2.



### Phụ lục 3.1.a

Sơ đồ lưới điện truyền tải vận hành chế độ bình thường.



## DANH MỤC TÀI LIỆU THAM KHẢO

### Tiếng Việt

- [1]. Lê Kim Hùng, Trần Nhật Kha (2012), *Tính toán và phân tích an toàn hệ thống điện miền nam Việt Nam*. Đại học Đà Nẵng..
- [2]. Lê Tuấn Anh (2014), *Luận văn thạc sĩ kỹ thuật: Phân tích an toàn vận hành lưới điện Công ty Truyền tải điện 2*, Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng.
- [3]. Phan Trường Giang, *Luận văn thạc sĩ kỹ thuật: Phân tích an toàn và đề xuất các giải pháp điều độ cho hệ thống điện 110-220kV khu vực Nam Miền Trung*, Đại học Bách khoa – Đại học Đà Nẵng.
- [4]. Thông 06/2025/TT-BCT, *Xử lý sự cố khởi động đen và khôi phục hệ thống điện quốc gia*, năm 2025.
- [5]. Thông từ 05/2025/TT-BCT, *Hệ thống truyền tải điện phân phối điện đo đếm điện năng*, năm 2025.
- [6]. Thông từ 25/2016/TT-BCT, *Hệ thống điện truyền tải*, năm 2016.
- [7]. Quyết định phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 – 2030, tầm nhìn đến 2050 (Quy hoạch VIII), năm 2023.
- [8]. Thông số vận hành trên đường dây và trạm biến áp từ Trung tâm giám sát trạm biến áp không người trực – B02, năm 2025.
- [9]. Dự thảo sơ đồ kết dây cơ bản hệ thống điện Việt Nam 2025, năm 2024.

### Trang web.

- [10]. Trang thông tin điện tử Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia Việt Nam – EVNNPT.

(Trang thông tin điện tử Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia Việt Nam)