

**BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO  
ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG**

**HÀN TRIỀU VIÊN**

**NÂNG CAO HIỆU QUẢ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN  
CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2**

**Chuyên ngành: Kỹ thuật điện**

**Mã số : 60.52.02.02**

**TÓM TẮT LUẬN VĂN THẠC SĨ KỸ THUẬT**

**Đà Nẵng – Năm 2016**

Công trình được hoàn thành tại  
**ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG**

**Người hướng dẫn khoa học: PGS.TS. ĐINH THÀNH VIỆT**

**Phản biện 1: TS. Trần Tấn Vinh**

**Phản biện 2: GS.TS Nguyễn Hồng Anh**

Luận văn đã được bảo vệ trước Hội đồng chấm Luận văn tốt nghiệp Thạc sĩ Kỹ thuật họp tại Đại Học Đà Nẵng vào ngày 11 tháng 07 năm 2016.

Có thể tìm hiểu Luận văn tại:

- Trung tâm Thông tin-Học liệu, Đại học Đà Nẵng

## MỞ ĐẦU

### 1. Lý do chọn đề tài

Công ty truyền tải Điện 2 là đơn vị trực thuộc Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia, được giao nhiệm vụ quản lý vận hành lưới điện truyền tải trên khu vực các tỉnh thành thuộc khu vực Bắc Miền Trung và Tây Nguyên với mục tiêu đảm bảo lưới điện truyền tải vận hành an toàn, tin cậy, ổn định và liên tục cung cấp điện.

Cùng với sự phát triển kinh tế của đất nước và khu vực, lưới điện Công ty Truyền tải điện 2 cũng không ngừng được nâng cấp mở rộng hoặc xây dựng mới, đi kèm theo là việc phát triển nguồn và lưới để đáp ứng nhu cầu trên. Thực tế vận hành trong năm 2015 và đầu năm 2016 cho thấy, ở những chế độ vận hành truyền tải cao trên đường dây 500kV, 220kV hoặc trong các chế độ vận hành có thay đổi phương thức vận hành để phục vụ cho các công tác: sửa chữa, thí nghiệm thiết bị trạm biến áp; công tác vệ sinh, bảo dưỡng, sửa chữa đường dây; công tác đầu tư xây dựng nâng công suất máy biến áp, nâng cấp thay thế đoạn đường dây cũ bằng đoạn đường dây mới hoặc trong một số trường hợp sự cố, hư hỏng thiết bị, thì hiệu quả vận hành lưới điện giảm thấp (Chất lượng điện áp giảm thấp gần hoặc thấp giới hạn vận hành cho phép; Tổn thất điện năng tăng cao; Độ dự trữ ổn định thấp) dẫn đến lưới điện Công ty Truyền tải điện 2 nói riêng, cũng như hệ thống điện Việt Nam không đảm bảo vận hành an toàn, tin cậy, liên tục cung cấp điện.

### 2. Đối tượng nghiên cứu

Lưới điện truyền tải thuộc Công ty truyền tải Điện 2 quản lý vận hành, dùng phần mềm hỗ trợ tính toán hệ thống điện PSS/E, các thông số hệ thống điện Việt Nam của Trung tâm Điều độ hệ thống điện Quốc gia và Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia.

### **3. Phạm vi nghiên cứu**

Luận văn tập trung nghiên cứu phân tích hiện trạng lưới điện truyền tải, vấn đề chất lượng điện áp, độ tin cậy vận hành, tổn thất điện năng trong chế độ vận hành cơ bản, bình thường và các chế độ sự cố một phần tử bằng giải pháp áp dụng mô phỏng, phân tích trào lưu công suất sơ đồ lưới điện bằng phần mềm tính toán hệ thống điện PSS/E.

Nghiên cứu đề xuất các giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành cho lưới điện Công ty truyền tải điện 2.

### **4. Mục tiêu và nhiệm vụ nghiên cứu**

Mục tiêu và nhiệm vụ nghiên cứu của đề tài gồm:

- Nâng cao chất lượng điện áp, nâng cao độ tin cậy lưới điện, giảm quá tải và giảm tổn thất công suất, tổn thất điện năng.

- Đề tài đi sâu vào nghiên cứu phân tích các chỉ tiêu trong vận hành lưới điện, đề xuất các giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành để nâng cao chất lượng điện áp, nâng cao độ tin cậy và giảm tổn thất điện năng lưới điện truyền tải.

### **5. Đặt tên cho đề tài**

Từ những lý do đã nêu ở trên, đề tài được chọn có tên là:

**“Nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện Công ty Truyền tải điện 2”**

### **6. Bố cục luận văn**

Ngoài phần Mở đầu và Kết luận, gồm có 3 chương:

Chương 1: Tổng quan lưới điện Công ty Truyền tải Điện 2.

Chương 2: Phân tích hiệu quả vận hành lưới điện Công ty truyền tải điện 2.

Chương 3: Nghiên cứu các giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện Công ty Truyền tải điện 2.

# CHƯƠNG 1

## TỔNG QUAN VỀ LƯỚI ĐIỆN CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2

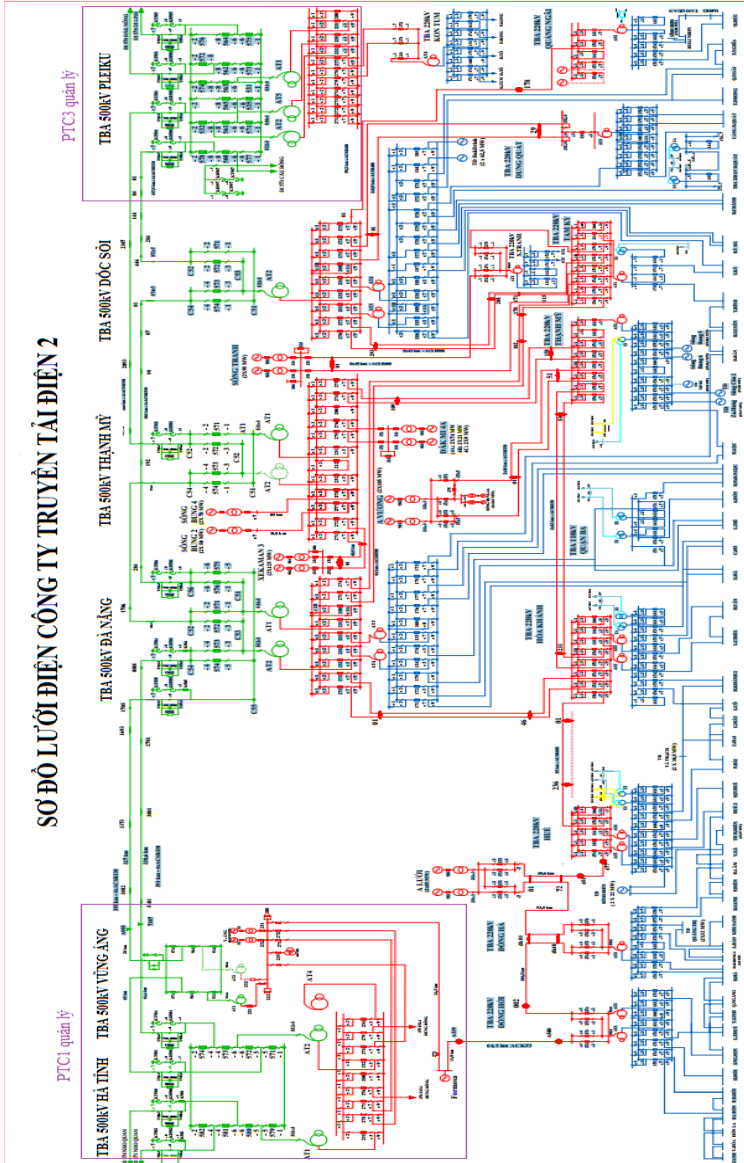
### 1.1. GIỚI THIỆU CHUNG

Công ty truyền tải Điện 2 là đơn vị trực thuộc Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia đảm nhiệm quản lý vận hành lưới điện truyền tải trên khu vực các tỉnh thành thuộc khu vực Bắc Miền Trung và Tây Nguyên (Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên - Huế, Quảng Nam, Đà Nẵng, Quảng Ngãi, Gia Lai và Kon Tum), với khối lượng gồm (tính đến 31/03/2016): chiều dài đường dây 500 kV là 1227,8 km, chiều dài đường dây 220 kV là 1462,9 km, chiều dài đường dây 110kV là 8,9 km, 03 trạm biến áp 500 kV, 11 trạm biến áp 220 kV và 01 trạm biến áp 110kV với tổng dung lượng máy biến áp 500kV là 1800MVA, máy biến áp 220kV là 2313 MVA, máy biến áp 110kV là 348MVA.

Nhiệm vụ chính của Công ty Truyền tải điện 2 là quản lý vận hành lưới điện truyền tải cao áp 220kV, 500kV đảm bảo truyền tải công suất lớn trên lưới điện truyền tải 500kV Quốc gia an toàn, tin cậy, hiệu quả và liên tục cung cấp điện cho phụ tải lưới điện phân phối khu vực miền Trung thuộc Tổng Công ty Điện lực Miền Trung quản lý. Bên cạnh đó Công ty Truyền tải điện 2 còn có nhiệm vụ giải tỏa một lượng lớn công suất từ các nhà máy thủy điện, đặc biệt là khu vực tỉnh Quảng Nam, Thừa thiên – Huế lên lưới điện Quốc gia gồm các nhà máy thủy điện A Vương, Sông Tranh 2, Xekaman 3, Đắc Mi 4, Sông Bung 4, 4A, 5, 6, Za Hưng, Sông Côn, A Lưới, Quảng Trị... với công suất khoảng 1300 MW.

## 1.2. ĐẶC ĐIỂM LƯỚI ĐIỆN CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2

### 1.2.1. Sơ đồ nối điện lưới điện Công ty Truyền tải điện 2



Hình 1.1. Sơ đồ nối điện lưới điện Công ty Truyền tải điện 2

### **1.2.2. Khối lượng đường dây và TBA Công ty Truyền tải điện 2**

Công ty Truyền tải điện 2 hiện đang quản lý 04 cung đoạn đường dây 500kV, 06 đường dây mạch đơn 220kV và 10 đường dây mạch kép 220kV.

Hiện nay, Công ty Truyền tải điện 2 đang quản lý vận hành 03 TBA 500kV và 11 TBA 220kV.

Hiện có 07 nhà máy ĐĐ đầu nối vào lưới điện Công ty Truyền tải điện 2.

### **1.3. TÌNH HÌNH VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2**

#### **1.3.1. Tình hình phương thức vận hành**

#### **1.3.2. Độ an toàn, tin cậy vận hành của lưới điện Công ty Truyền tải điện 2**

#### **1.3.3. Sản lượng truyền tải và tổn thất điện năng**

### **1.4. QUY MÔ PHÁT TRIỂN LƯỚI ĐIỆN CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2 ĐẾN NĂM 2020**

### **1.5. TÓM TẮT VÀ KẾT LUẬN CHƯƠNG 1**

Trong chương 1 giới thiệu tổng quan về qui mô quản lý vận hành của Công ty Truyền tải điện 2, ranh giới địa bàn quản lý vận hành lưới điện, mặt bằng lưới điện quản lý. Qui mô quản lý về đường dây và TBA hiện tại và kế hoạch phát triển lưới điện trong tương lai đến năm 2020.

Với qui mô phát triển lưới điện ngày càng lớn, lưới điện Công ty Truyền tải điện 2 quản lý vận hành đóng vai trò rất quan trọng trong sự nghiệp công nghiệp hóa hiện đại hóa đất nước, thúc đẩy phát triển kinh tế, xã hội, an ninh quốc phòng của khu vực Miền Trung nói riêng và của cả nước nói chung.

Lưới điện thuộc Công ty Truyền tải điện 2 quản lý cùng lưới điện của Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia nói chung đang đứng trước những thách thức lớn về yêu cầu đảm bảo an toàn, tin cậy cung cấp điện. Trên lưới 500kV trong mùa khô do hạn hán kéo dài nên lưu lượng nước về các hồ thủy điện khu vực miền Trung và miền Nam ít, trong khi các nhà máy nhiệt điện khu vực phía Nam vào chậm hoặc vận hành không ổn định, dẫn đến phương thức vận hành của hệ thống điện Việt Nam là truyền tải cao trên ĐZ 500kV nên lưới điện 500kV Bắc – Nam luôn vận hành căng thẳng. Đối với lưới điện 220kV thuộc Công ty Truyền tải điện 2 quản lý, các nguồn thủy điện cung cấp tại chỗ cũng thiếu nước nên công suất trên một số đoạn đường dây 220kV Vũng Áng – Đồng Hới – Đông Hà hoặc Hòa Khánh – Huế trong các chế độ vận hành công suất truyền tải cao và cấp điện trên đường dây 220kV dài khoảng 200km từ Quảng Bình đến Huế.

Hiện tại kết cấu của lưới điện Công ty Truyền tải điện 2 quản lý cũng truyền tải Việt Nam chưa đáp ứng được tiêu chí sự cố N-1 (mất một phần tử quan trọng trong hệ thống điện như cắt 1 đường dây truyền tải quan trọng, cắt 1 máy biến áp, cắt 1 tổ máy phát lớn...). Việc sự cố một số đường dây, đặc biệt là các đường dây 500kV liên kết Bắc – Nam, các đường dây 220kV trọng yếu mang tải lớn sẽ làm quá tải các đường dây còn lại, đẩy hệ thống vào các điều kiện vận hành nặng nề, chất lượng điện áp thấp, tổn thất điện năng tăng cao và trong một số trường hợp gây ra dao động công suất dẫn đến rã lưới, sụp đổ điện áp.

Do vậy hiệu quả vận hành của lưới điện Công ty Truyền tải điện 2 thấp nên cần thiết phải có các giải pháp cụ thể để nâng cao hiệu quả vận hành của lưới điện Công ty Truyền tải điện 2 trong những tháng cuối năm 2016 và trong những năm tiếp theo.



## CHƯƠNG 2

### PHÂN TÍCH HIỆU QUẢ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2

#### 2.1. MÔ PHỎNG SƠ ĐỒ LƯỚI ĐIỆN CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2 BẰNG PHẦN MỀM PSS/E

##### 2.1.1. Giới thiệu sơ lược về phần mềm mô phỏng tính toán, phân tích hệ thống điện PSS/E

PSS/E là một chương trình tính toán chuyên dụng được viết bằng ngôn ngữ FORTRAN. PSS/E làm việc trong môi trường Window nên có các giao diện thuận tiện cho người sử dụng.

Chương trình PSS/E là hệ thống các file chương trình và dữ liệu có cấu trúc để thực hiện các công việc tính toán mô phỏng hệ thống điện: Tính toán phân bố trào lưu công suất; Tính toán các mô hình tương đương; Phân tích ổn định của hệ thống điện...

Chương trình PSS/E dựa trên các lý thuyết về năng lượng để xây dựng các mô hình cho các thiết bị trong hệ thống điện. Các bước được sử dụng trong PSS/E để tiến hành mô phỏng và tính toán các quá trình xảy ra trong hệ thống là:

1/ Phân tích các thiết bị vật lý (đường dây, máy phát, máy biến áp, bộ điều tốc, thiết bị bù,...) để thực hiện việc mô phỏng và tính toán các thông số đặc trưng và hàm truyền của nó.

2/ Chuyển các mô hình vật lý đã được nghiên cứu thành dữ liệu đầu vào cho chương trình PSS/E.

3/ Sử dụng các chương trình của PSS/E để xử lý dữ liệu, thực hiện tính toán và in kết quả.



## 2.2. PHÂN TÍCH HIỆU QUẢ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2

Qua đánh giá, tổng hợp các phương thức vận hành của lưới điện Công ty Truyền tải điện 2 trong năm 2015, đầu năm 2016 và căn cứ phương thức điều độ hệ thống điện Quốc gia năm 2016, luận văn đề xuất lựa chọn các chế độ vận hành tiêu biểu để phân tích hiệu quả vận hành lưới điện Công ty Truyền tải điện 2 gồm:

+ *Chế độ vận hành cao điểm cơ bản* (chế độ tính toán giao kế hoạch tổn thất điện năng năm 2016).

+ *Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Vũng Áng – Đồng Hới (Chế độ 2)*: (chế độ thường xuyên vận hành trong mùa khô năm 2016).

+ *Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Hòa Khánh – Huế (Chế độ 3)*: (chế độ tương ứng với công suất từ Vũng Áng đến Đồng Hới giảm thấp).

+ *Chế độ vận hành cao điểm mùa mưa (Chế độ 4)*

+ *Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao khoảng 2500MW trên 2 mạch đường dây 500kV (Chế độ 5)*.

Để đánh giá cụ thể hiệu quả vận hành lưới điện Công ty Truyền tải điện 2, luận văn đưa ra các tiêu chí đánh giá như sau: Chỉ số độ lệch điện áp so với điện áp định mức  $\delta U$ ; Rã lưới (độ tin cậy, ổn định); Quá tải; Tổn thất công suất trên lưới 220kV Công ty Truyền tải điện 2 và tổn thất công suất trên lưới điện 500kV. Trong đó độ lệch điện áp  $\delta U$  được tính theo công thức sau:

$$\delta U = \frac{U - U_{dm}}{U_{dm}} \%$$

(theo quy định tại Thông tư 12/2010/TT-BCT ban hành ngày 15/02/2010).

### **2.2.1. Chế độ vận hành cao điểm cơ bản (Chế độ 1)**

Kết quả phân tích trào lưu công suất ở chế độ vận hành bình thường và các chế độ cắt 1 đường dây, cắt 1 MBA, cắt 1 tổ máy phát như phụ lục 2.1, 2.2, 2.3 và các bảng 2.1, 2.2, 2.3.

### **2.2.2. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Vũng Áng – Đồng Hới (Chế độ 2)**

Kết quả phân tích trào lưu công suất ở chế độ vận hành bình thường và các chế độ cắt 1 đường dây, cắt 1 MBA, cắt 1 tổ máy phát như phụ lục 2.4, 2.5, 2.6 và các bảng 2.4, 2.5, 2.6.

### **2.2.3. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Hòa Khánh – Huế (Chế độ 3)**

Kết quả phân tích trào lưu công suất ở chế độ vận hành bình thường và các chế độ cắt 1 đường dây, cắt 1 MBA, cắt 1 tổ máy phát như phụ lục 2.7, 2.8, 2.9 và các bảng 2.7, 2.8, 2.9.

### **2.2.4. Chế độ vận hành cao điểm mùa mưa (Chế độ 4)**

Kết quả phân tích trào lưu công suất ở chế độ vận hành bình thường và các chế độ cắt 1 đường dây, cắt 1 MBA, cắt 1 tổ máy phát như phụ lục 2.10, 2.11, 2.12 và các bảng 2.10, 2.11, 2.12.

### **2.2.5. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao khoảng 2500MW trên 2 mạch đường dây 500kV (Chế độ 5)**

Kết quả phân tích trào lưu công suất ở chế độ vận hành bình thường và các chế độ cắt 1 đường dây, cắt 1 MBA, cắt 1 tổ máy phát như phụ lục 2.13, 2.14, 2.15 và các bảng 2.13, 2.14, 2.15

## **2.3. TÓM TẮT VÀ KẾT LUẬN CHƯƠNG 2**

Luyện văn sử dụng phần mềm PSS/E để tính toán, phân tích

hiệu quả vận hành lưới điện PTC2 ở chế độ vận hành cơ bản và các chế độ vận hành thực tế của lưới điện PTC2 theo phương thức điều độ vận hành năm 2016.

Qua các kết quả tính toán, phân tích trên cho thấy rằng hiệu quả vận hành của lưới điện Công ty Truyền tải điện 2 còn thấp (điện áp thấp trong các chế độ vận hành mùa khô, trong một số chế độ sự cố N-1 điện áp rất kém hoặc gây sự cố mất điện khu vực, có một số ĐZ, MBA quá tải cục bộ, tổn thất điện năng tăng cao. Do vậy cần phải nghiên cứu các giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện PTC2.

### **CHƯƠNG 3**

#### **NGHIÊN CỨU CÁC GIẢI PHÁP NÂNG CAO HIỆU QUẢ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CÔNG TY TRUYỀN TẢI ĐIỆN 2**

Qua kết quả tính toán phân tích ở chương 2 cho thấy lưới điện PTC2 vẫn còn nhiều chế độ vận hành chất lượng điện áp thấp, lưới điện kém tin cậy hoặc sự cố (mất ổn định) trong một số chế độ N-1, lưới điện có quá tải cục bộ và tổn thất điện năng cao. Vì vậy để đảm bảo lưới điện PTC2 vận hành an toàn, tin cậy, nâng cao hiệu quả vận hành luận văn đưa ra một số giải pháp sau:

- Cải tạo nâng cấp lưới điện (lắp đặt bổ sung đường dây song song, lắp đặt MBA mới vận hành song song hoặc nâng công suất MBA).
- Thay đổi nấc phân áp và thay đổi điện áp đầu cực máy phát.
- Lắp đặt thiết bị bù công suất phản kháng.
- Cấu hình chức năng sa thải phụ tải đặc biệt.

### 3.1. GIẢI PHÁP LẮP ĐẶT ĐZ 220KV HÒA KHÁNH – HUẾ MẠCH 2 VÀ ĐƯỜNG DÂY 220KV BA ĐỒN – ĐỒNG HỚI (GIẢI PHÁP 1)

#### 3.1.1. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Vũng Áng – Đồng Hới (Chế độ 2)

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 2 sau khi đã lắp đặt ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế mạch 2 và ĐZ 220kV Ba Đồn – Đồng Hới như phụ lục 3.1 và bảng 3.1.

*Bảng 3.1. Cắt 1 ĐZ ở chế độ 2 và sau khi lắp đặt ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế mạch 2 và ĐZ 220kV Ba Đồn – Đồng Hới*

Tên nút 220kV	Bình thường		Cắt ĐZ Vũng Áng-Đồng Hới		Cắt ĐZ Đồng Hới-Đồng Hà		Cắt ĐZ Huế-Hòa Khánh	
	V <sub>Iv</sub> (kV)	δU%	V <sub>Iv</sub> (kV)	δU%	V <sub>Iv</sub> (kV)	δU%	V <sub>Iv</sub> (kV)	δU%
Vũng Áng	227	3,05	226	2,72	226	2,91	226	2,88
Ba Đồn	225	2,12	221	0,68	225	2,42	225	2,39
Đồng Hới	223	1,52	219	-0,60	225	2,09	225	2,06
Đồng Hà	217	-1,36	215	-2,30	211	-4,07	207	<b>-6,00</b>
Huế	218	-0,83	217	-1,14	216	-1,88	210	-4,50
Hòa Khánh	221	0,58	221	0,38	220	-0,18	219	-0,54
Đà Nẵng	221	0,60	221	0,41	220	-0,12	219	-0,40
Thanh Mỹ	229	4,24	229	4,10	228	3,71	228	3,51

#### 3.1.2. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Hòa Khánh – Huế (Chế độ 3)

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 3 sau khi đã lắp

đặt ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế mạch 2 và ĐZ 220kV Ba Đồn – Đồng Hới như phụ lục 3.2 và bảng 3.2.

*Bảng 3.2. Cắt 1 ĐZ ở chế độ 3 và sau khi lắp đặt ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế mạch 2 và ĐZ 220kV Ba Đồn – Đồng Hới*

Tên nút 220kV	Bình thường		Cắt ĐZ Vũng Áng-Đồng Hới		Cắt ĐZ Đồng Hới-Đồng Hà		Cắt ĐZ Huế- Hòa Khánh	
	$V_{lv}$ (kV)	$\delta U\%$	$V_{lv}$ (kV)	$\delta U\%$	$V_{lv}$ (kV)	$\delta U\%$	$V_{lv}$ (kV)	$\delta U\%$
Vũng Áng	225	2,17	223	1,43	224	1,93	223	1,52
Ba Đồn	219	-0,23	215	-2,49	219	-0,26	218	-1,08
Đồng Hới	220	-0,05	213	-3,36	220	-0,06	218	-1,09
Đồng Hà	217	-1,26	212	-3,43	210	-4,70	212	-3,52
Huế	220	-0,04	218	-0,90	216	-1,84	213	-3,26
Hòa Khánh	226	2,65	225	2,25	224	1,66	225	2,39
Đà Nẵng	227	3,06	226	2,71	225	2,18	226	2,85
Thanh Mỹ	232	5,46	232	5,33	231	5,07	232	5,38

### 3.2. GIẢI PHÁP ĐIỀU CHỈNH NẮC PHÂN ÁP MÁY BIẾN ÁP VÀ THAY ĐỔI ĐIỆN ÁP ĐẦU CỰC MÁY PHÁT (GIẢI PHÁP 2)

**3.2.1. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Vũng Áng – Đồng Hới (Chế độ 2)**

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 2 sau khi thay đổi nấc phân áp các MBA 500kV và thay đổi điện áp đầu cực máy phát như phụ lục 3.3, 3.4 và bảng 3.3,3.4.

**3.2.2. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Hòa Khánh – Huế (Chế độ 3)**

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 3 sau khi thay đổi nấc phân áp các MBA 500kV và thay đổi điện áp đầu cực máy phát

như phụ lục 3.5 và bảng 3.5.

### 3.2.3. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao khoảng 2500MW trên 2 mạch đường dây 500kV (Chế độ 5)

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 5 sau khi thay đổi nấc phân áp các MBA 500kV và thay đổi điện áp đầu cực máy phát lên 1.05pu nhằm tăng cao chất lượng điện áp tại các nút 220kV như phụ lục 3.6, 3.7 và bảng 3.6, 3.7.

### 3.3. LẮP ĐẶT TỤ BÙ NGANG TẠI CÁC TRẠM 220KV ĐỒNG HỚI VÀ ĐÔNG HÀ (GIẢI PHÁP 3)

#### 3.3.1. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Vũng Áng – Đồng Hới (Chế độ 2)

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 2 sau khi đã lắp đặt tụ bù ngang công suất 40MVar tại các trạm 220kV Đồng Hới và Đông Hà như phụ lục 3.8 và bảng 3.8.

Bảng 3.8. Cắt 1 ĐZ ở chế độ 2 sau khi đã lắp đặt tụ bù ngang tại các trạm 220kV Đồng Hới và Đông Hà

Tên nút 220kV	Bình thường		Cắt ĐZ Vũng Áng-Đồng Hới		Cắt ĐZ Đồng Hới-Đông Hà		Cắt ĐZ Huế- Hòa Khánh	
	$V_{lv}$ (kV)	$\delta U\%$	$V_{lv}$ (kV)	$\delta U\%$	$V_{lv}$ (kV)	$\delta U\%$	$V_{lv}$ (kV)	$\delta U\%$
Vũng Áng	228	3,66	226	2,79	227	3,36	227	3,31
Ba Đồn	227	3,13	226	2,59	227	2,96	226	2,93
Đồng Hới	229	4,12	208	-5,39	228	3,62	225	2,14
Đông Hà	229	4,18	212	-3,68	232	5,49	219	-0,41
Huế	222	0,93	211	-4,27	224	1,60	<b>207</b>	<b>-6,00</b>
Hòa Khánh	223	1,26	218	-0,82	222	1,04	223	1,22
Đà Nẵng	223	1,16	219	-0,67	222	0,88	222	1,12
Thanh Mỹ	230	4,55	227	3,33	230	4,47	230	4,54



### 3.3.2. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Hòa Khánh – Huế

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 3 sau khi đã lắp đặt tụ bù ngang công suất 40MVA<sub>r</sub> tại các trạm 220kV Đồng Hới và Đông Hà như phụ lục 3.9 và bảng 3.9.

*Bảng 3.9. Cắt 1 ĐZ ở chế độ 3 sau khi đã lắp đặt tụ bù ngang tại các trạm 220kV Đồng Hới và Đông Hà*

Tên nút 220kV	Bình thường		Cắt ĐZ Vũng Áng-Đồng Hới		Cắt ĐZ Đồng Hới-Đông Hà		Cắt ĐZ Huế- Hòa Khánh	
	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%
Vũng Áng	231	4,86	225	2,49	231	4,86	228	3,79
Đồng Hới	233	6,12	221	0,58	233	6,12	225	2,18
Ba Đồn	225	2,08	220	-0,03	225	2,08	223	1,17
Đông Hà	233	6,13	220	0,11	233	6,13	216	-1,71
Huế	226	2,77	214	-2,57	226	2,77	<b>204</b>	<b>-7,26</b>
Hòa Khánh	228	3,47	223	1,52	228	3,47	234	6,19
Đà Nẵng	228	3,69	224	2,03	228	3,69	234	6,23
Thạnh Mỹ	232	5,38	230	4,58	232	5,38	239	8,67

### 3.4. GIẢI PHÁP NÂNG CÔNG SUẤT MÁY BIẾN ÁP 500KV TRẠM 500KV THẠNH MỸ (GIẢI PHÁP 4)

#### \* Chế độ vận hành cao điểm mùa mưa (chế độ 4)

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 4 sau khi đã lắp đặt MBA 50kV thứ 2 tại Trạm 500kV Thạnh Mỹ như phụ lục 3.10, 3.11, 3.12 và bảng 3.10, 3.11, 3.12.

Bảng 3.10. Cắt 1 ĐZ ở chế độ vận hành cao điểm mùa mưa sau khi bổ sung MBA thứ 2 Trạm 500kV Thạnh Mỹ

Tên nút 500kV	Bình thường		Cắt ĐZ Vũng Áng-Đà Nẵng		Cắt ĐZ Hà Tĩnh-Đà Nẵng		Cắt ĐZ Đà Nẵng-Dốc Sỏi	
	V <sub>Iv</sub> (kV)	ΔU %	V <sub>Iv</sub> (kV)	ΔU %	V <sub>Iv</sub> (kV)	ΔU%	V <sub>Iv</sub> (kV)	ΔU %
Hà Tĩnh	511	2,24	492	-1,58	489	-2,29	505	1,05
Vũng Áng	514	2,79	496	-0,71	483	-3,33	507	1,36
Đà Nẵng	505	1,05	479	-4,17	477	-4,63	494	-1,26
Thạnh Mỹ	514	2,76	496	-0,83	494	-1,15	507	1,39
Dốc Sỏi	504	0,77	482	-3,61	480	-3,99	499	-0,16
PleiKu	511	2,19	498	-0,45	497	-0,69	505	1,02

### 3.5. CẤU HÌNH CHỨC NĂNG SA THẢI PHỤ TẢI ĐẶC BIỆT TẠI TRẠM 500KV ĐÀ NẴNG (GIẢI PHÁP 5)

Sơ đồ logic cấu hình chức năng sa thải đặc biệt 1,2 tại trạm 500kV Đà Nẵng trong các chế độ vận hành truyền tải công suất cao trên các ĐZ 500kV như hình 3.8, 3.9.

#### 3.5.1. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Vũng Áng - Đồng Hới (Chế độ 2)

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 2 sau khi đã cấu hình chức năng sa thải phụ tải vào làm việc tại trạm 500kV Đà Nẵng như bảng 3.13.

#### 3.5.2. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao khoảng 2500MW trên 2 mạch đường dây 500kV (Chế độ 5)

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 5 sau khi đã cấu hình chức năng sa thải phụ tải vào làm việc tại trạm 500kV Đà Nẵng như bảng 3.14.

### 3.6. LẮP ĐẶT SVC TẠI TRẠM 500KV ĐÀ NẴNG VÀ Ô MÔN (GIẢI PHÁP 6)

#### 3.6.1. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao trên đường dây 220kV Vũng Áng - Đồng Hới (Chế độ 2)

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 2 sau khi đã lắp đặt thiết bị SVC tại hai Trạm 500kV Đà Nẵng và Ô Môn như phụ lục 3.13, 3.14, 3.15 và bảng 3.15, 3.16, 3.17.

*Bảng 3.15. Cắt 1 ĐZ ở chế độ 2 sau khi đã lắp đặt thiết bị SVC tại hai Trạm 500kV Đà Nẵng và Ô Môn*

Tên nút 500kV	Bình thường		Cắt ĐZ Vũng Án-Đà Nẵng		Cắt ĐZ Hà Tĩnh-Đà Nẵng		Cắt ĐZ Đà Nẵng-Độc Sỏi	
	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%
Hà Tĩnh	512	2,34	494	-1,18	489	-2,14	511	2,23
Vũng Áng	515	3,09	498	-0,36	487	-2,53	515	3,00
Đà Nẵng	510	2,00	496	-0,78	494	-1,24	510	2,00
Thanh Mỹ	516	3,11	506	1,19	504	0,87	516	3,23
Độc Sỏi	509	1,72	497	-0,61	495	-0,99	509	1,71
PleiKu	515	3,02	509	1,70	507	1,48	514	2,75

*Bảng 3.17. Cắt 1 MF ở chế độ 2 sau khi đã lắp đặt thiết bị SVC tại hai Trạm 500kV Đà Nẵng và Ô Môn*

Tên nút 500kV	Bình thường		Cắt 1 tổ MF Yaly		Cắt 1 tổ MF CS 355MW Phú Mỹ 1		Cắt 1 tổ MF CS 550MW Vĩnh Tân	
	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%
Hà Tĩnh	512	2,34	509	1,83	503	0,54	491	-1,73
Vũng Áng	515	3,09	514	2,71	508	1,50	496	-0,79
Đà Nẵng	510	2,00	510	2,00	505	0,98	493	-1,34
Thanh Mỹ	516	3,11	515	3,05	511	2,15	502	0,40
Độc Sỏi	509	1,72	508	1,61	503	0,53	492	-1,55
PleiKu	515	3,02	514	2,79	509	1,74	502	0,34

### 3.6.2. Chế độ vận hành cao điểm mùa mưa

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 4 sau khi đã lắp đặt thiết bị SVC tại hai Trạm 500kV Đà Nẵng và Ô Môn như phụ lục 3.16, 3.17, 3.18 và bảng 3.18, 3.19, 3.20.

*Bảng 3.20. Cắt 1 MF ở chế độ 4 sau khi đã lắp đặt thiết bị SVC tại hai Trạm 500kV Đà Nẵng và Ô Môn*

Tên nút 500kV	Bình thường		Cắt 1 tổ MF Yaly		Cắt 1 tổ MF Phú Mỹ1 CS 355MW		Cắt 1 tổ Vĩnh Tân CS 550MW	
	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%
Hà Tĩnh	513	2,66	511	2,23	510	1,96	499	-0,28
Vũng Áng	517	3,32	515	3,00	514	2,80	503	0,68
Đà Nẵng	510	2,00	510	2,00	510	2,00	501	0,15
Thanh Mỹ	516	3,28	516	3,21	515	3,07	509	1,71
Dốc Sỏi	508	1,66	508	1,54	507	1,41	498	-0,36
PleiKu	515	3,00	514	2,76	512	2,42	505	1,07

### 3.6.3. Chế độ vận hành cao điểm mùa khô và truyền tải công suất cao khoảng 2500MW trên đường dây 500kV Hà Tĩnh – Đà Nẵng.

Kết quả phân tích trào lưu công suất chế độ 5 sau khi đã lắp đặt thiết bị SVC tại hai Trạm 500kV Đà Nẵng và Ô Môn như phụ lục 3.19, 3.20, 3.21 và bảng 3.21, 3.22, 3.23.

Bảng 3.23. Cắt 1 MF ở chế độ 5 sau khi đã lắp đặt thiết bị SVC tại hai Trạm 500kV Đà Nẵng và Ô Môn

Tên nút 500kV	Bình thường		Cắt 1 tổ MF Yaly		Cắt 1 tổ MF Phú Mỹ 1CS 355MW		Cắt 1 tổ MF Vĩnh Tân CS 550MW	
	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%	V <sub>lv</sub> (kV)	δU%
Hà Tĩnh	507	1,30	503	0,66	497	-0,62	486	-2,83
Vũng Áng	507	1,39	503	0,61	496	-0,84	484	-3,26
Đà Nẵng	508	1,64	503	0,58	494	-1,26	479	-4,18
Thanh Mỹ	517	3,35	512	2,49	505	1,07	494	-1,26
Đốc Sỏi	509	1,80	504	0,78	495	-0,98	481	-3,71
PleiKu	517	3,43	513	2,54	506	1,19	496	-0,82

### 3.7. TÓM TẮT VÀ KẾT LUẬN CHƯƠNG 3

Để nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện PTC2, luận văn đã trình bày các giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện PTC2.

Đối với giải pháp 1 “Lắp đặt ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế mạch 2 và ĐZ 220kV Ba Đồn – Đồng Hới”, hiệu quả vận hành của lưới điện Công ty Truyền tải điện ở chế độ 2 và 3 được nâng cao, khắc phục sự cố khi cắt ĐZ 220kV Vũng Áng – Đồng Hới hoặc khi cắt ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế.

Đối với giải pháp 2 “Điều chỉnh nấc phân áp của máy biến áp và thay đổi điện áp đầu cực máy phát”, hiệu quả vận hành của lưới điện PTC2 ở chế độ 2, 3 và 5 được nâng cao, khắc phục được sự cố khi cắt ĐZ 220kV Vũng Áng – Đồng Hới hoặc cắt ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế hoặc khi cắt ĐZ 500kV Vũng Áng – Đà Nẵng hoặc khi cắt MF Vĩnh Tân CS 550MW.

Đối với giải pháp 3 “Lắp đặt tụ bù ngang tại trạm 220kV Đồng Hới và Đông Hà”, hiệu quả vận hành của lưới điện PTC2 ở chế

độ 2 và 3 được nâng cao, khắc phục được sự cố khi cắt ĐZ 220kV Vũng Áng – Đồng Hới hoặc cắt ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế.

Đối với giải pháp 4 “Lắp đặt MBA 500kV thứ 2 tại trạm 500kV Thanh Mỹ” mang lại hiệu quả vận hành của lưới điện Công ty Truyền tải điện ở chế độ 4. Cụ thể là các MBA 500kV trạm 500kV Thanh Mỹ không bị quá tải (2 MBA 500kV vận hành song song với 58% công suất định mức), các ĐZ 220kV từ trạm 500kV Thanh Mỹ đến các trạm 220kV Thanh Mỹ, Hòa Khánh không bị đầy tải khi sự cố cắt 1 MBA 500kV trạm 500kV Thanh Mỹ.

Khi áp dụng giải pháp 5 “Cấu hình chức năng sa thải phụ tải đặc biệt tại trạm 500kV Đà Nẵng”, hệ thống không bị rã lưới và mất liên kết lưới điện 500kV Bắc – Nam đảm bảo lưới điện 500kV Công ty Truyền tải điện 2 vẫn làm việc bình thường.

Đối với giải pháp 6 “Lắp đặt thiết bị SVC tại hai Trạm 500kV Đà Nẵng và Ô Môn”, hiệu quả vận hành của lưới điện Công ty Truyền tải điện ở tất cả các chế độ 2, 3, 4, 5 đều được nâng cao, khắc phục được tình trạng sự cố trong các trường hợp sự cố N-1 (trừ một số trường hợp sự cố cắt ĐZ 500kV Hà Tĩnh – Đà Nẵng).

## KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

Lưới điện truyền tải 220kV, 500kV do Tổng Công ty Truyền tải điện Quốc gia quản lý có vai trò đặc biệt quan trọng trong việc khai thác hiệu quả các nguồn điện, nhất là các nhà máy thủy điện chiến lược, giá rẻ như Sơn La, Lai Châu, Hòa Bình để truyền tải, cung cấp điện cho phụ tải của hệ thống điện Việt Nam. Lưới điện truyền tải 500kV PTC2 đã thực sự trở thành hệ thống liên kết xương sống của HTĐ Quốc gia, cùng với lưới điện 220kV đóng vai trò quan trọng trong việc phối hợp vận hành các nguồn điện trên toàn hệ thống, giảm thiểu chi phí vận hành, hỗ trợ dự phòng công suất giữa các HTĐ miền, các nhà máy điện tăng độ an toàn, tin cậy trong cung cấp điện cũng như đảm bảo chất lượng điện áp và giảm tổn thất điện năng cho toàn hệ thống.

Trong chương 1, luận văn đã giới thiệu về lưới điện PTC2 và nhận xét tình hình vận hành thực tế hiện nay của lưới điện PTC2 hiệu quả vận hành còn thấp, tổn thất điện năng trên lưới 220kV và lưới 500kV khá cao. Trong mùa khô 2016 và kéo dài trong các năm sau, nguồn điện phía Nam sẽ thiếu công suất lớn dẫn đến phương thức vận hành của hệ thống điện Việt Nam là truyền tải cao trên ĐZ 500kV Bắc – Trung – Nam luôn vận hành căng thẳng. Đối với lưới điện 220kV thuộc PTC2 quản lý, các nguồn thủy điện cung cấp tại chỗ cũng thiếu nước nên công suất trên một số đoạn đường dây 220kV Vũng Áng – Đồng Hới – Đông Hà hoặc Hòa Khánh – Huế trong các chế độ vận hành công suất truyền tải cao nên chất lượng điện áp giảm, độ tin cậy thấp và tổn thất tăng lên.

Trong chương 2, luận văn sử dụng phần mềm PSS/E để tính toán, phân tích hiệu quả vận hành lưới điện PTC2 ở chế độ vận hành

cơ bản và các chế độ vận hành thực tế của lưới điện PTC2 theo phương thức điều độ vận hành năm 2016. Qua kết quả phân tích ở các chế độ cao điểm vận hành bình thường tổn thất điện năng lưới 220kV, 500kV khá cao, điện áp các nút 500kV, 220kV trong các chế độ N-1 đều giảm thấp, một số nút có điện áp kém như các nút 220kV Đông Hà, Đồng Hới, Huế, các nút 500kV Đà Nẵng, Dốc Sỏi và trong các trường hợp sự cố cắt ĐZ 500kV Hà Tĩnh – Đà Nẵng, ĐZ 500kV Vũng Áng – Đà Nẵng hoặc cắt ĐZ 220kV Đông Hới – Đông Hà, ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế hoặc cắt 1 tổ MF Vĩnh Tân 550MW thì xảy ra sự cố làm gián đoạn cung cấp điện khu vực. Từ kết quả trên, nhận thấy rằng hiệu quả vận hành của lưới điện PTC2 còn thấp (điện áp thấp trong các chế độ vận hành mùa khô, chế độ sự cố N-1 điện áp rất kém, trong một số chế độ sự cố N-1 gây sự cố, có một số ĐZ, MBA quá tải cục bộ, tổn thất điện năng tăng cao). Do vậy luận văn đã nghiên cứu đề xuất các các giải pháp nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện PTC2.

Để nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 220kV của PTC2, luận văn đề xuất sử dụng giải pháp “Lắp đặt ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế mạch 2 và ĐZ 220kV Ba Đồn – Đồng Hới” và giải pháp “Lắp đặt tụ bù ngang tại trạm 220kV Đồng Hới và Đông Hà” để nâng cao hiệu quả vận hành trong các chế độ vận hành cao điểm mùa khô có truyền tải công suất cao trên ĐZ 220kV Đồng Hới – Đông Hà (chế độ 2) hoặc ĐZ 220kV Hòa Khánh – Huế (chế độ 3). Kết quả phân tích cho thấy các giải pháp này đảm bảo độ an toàn, tin cậy, giải quyết các sự cố trong các chế độ sự cố N-1, cải thiện điện áp tại các nút điện áp yếu, kém và giảm tổn thất điện năng phía 220kV, 500kV của PTC2.

Để nâng cao hiệu quả vận hành lưới điện 500kV của PTC2



cũng như toàn bộ hệ thống điện Việt Nam, luận văn đề xuất sử dụng giải pháp “Lắp đặt thiết bị SVC tại hai Trạm 500kV Đà Nẵng và Ô Môn” để nâng cao hiệu quả vận hành trong các chế độ vận hành cao điểm mùa khô có công suất truyền tải trên các ĐZ 220kV 500kV Hà Tĩnh – Đà Nẵng – Pleiku cao khoảng 2000MW (các chế độ 2, 3, 4) và trong tình huống đặc biệt truyền tải công suất rất cao 2500MW (chế độ 5) trên ngưỡng vận hành ổn định của hệ thống. Kết quả phân tích cho thấy giải pháp lắp SVC đảm bảo độ an toàn, tin cậy, giải quyết các sự cố trong các chế độ sự cố N-1 ở các chế độ 2, 3, 4 (trừ trường hợp sự cố cắt ĐZ 500kV Hà Tĩnh – Đà Nẵng ở chế độ truyền tải trên ĐZ 500kV cao hơn 2500MW), nâng cao điện áp tại các nút điện áp yếu, kém và tổn thất điện năng phía 220kV, 500kV của PTC2 giảm đáng kể.

Bên cạnh đó, luận văn đề xuất giải pháp “Lắp đặt MBA 500kV thứ 2 tại trạm 500kV Thanh Mỹ” nhằm giải quyết vấn đề quá tải MBA 500kV trạm 500kV Thanh Mỹ và vận hành đầy tải các ĐZ 220kV từ trạm 500kV Thanh Mỹ đến các trạm 220kV Thanh Mỹ, Hòa Khánh trong chế độ cao điểm mùa mưa. Và một giải pháp linh hoạt trong phương thức vận hành hệ thống điện 500kV là “Cấu hình chức năng sa thải phụ tải đặc biệt tại trạm 500kV Đà Nẵng” với hai sơ đồ sa thải đặc biệt 1 và 2 đã được áp dụng, kết quả phân tích cho thấy giải pháp này đem lại hiệu quả vận hành rất cao, hệ thống điện 500kV không bị rã lưới hoặc mất liên kết lưới điện 500kV Bắc – Nam khi xảy ra trường hợp sự cố cắt các ĐZ 500kV Hà Tĩnh – Đà Nẵng, Vũng Áng – Đà Nẵng, Đà Nẵng – Thanh Mỹ, Đà Nẵng – Dốc Sỏi, Thanh Mỹ - Pleiku hoặc Dốc Sỏi – Pleiku.

Với kết quả mô phỏng, tính toán và phân tích luận văn đã đóng góp được các vấn đề sau đây:

Lưới điện truyền tải sẽ được phân tích hiệu quả vận hành với tất cả các chế độ, tình huống có thể xảy ra, đáp ứng đầy đủ các yêu cầu trong thực tế vận hành. Đây là ứng dụng rất quan trọng không chỉ dành cho công tác quản lý vận hành mà còn rất cần thiết cho công tác điều độ và công tác thiết kế, qui hoạch hệ thống điện trong tương lai.

Trong luận văn này, tác giả đã phân tích, nhận xét cụ thể tình trạng vận hành của lưới điện do PTC2 quản lý, từ đó đề xuất các giải pháp phù hợp với các chế độ vận hành để giải quyết, nâng cao hiệu quả vận hành. Kết quả đạt được của luận văn có thể sử dụng làm cơ sở phân tích, tính toán, đánh giá và áp dụng cho các trường hợp cụ thể của lưới điện PTC2 nói riêng và hệ thống điện Việt Nam nói chung.

Tuy nhiên, do phạm vi nghiên cứu của đề tài còn hẹp, chưa bao quát được toàn hệ thống điện Việt Nam, nên để áp dụng thực tiễn cần có những hiệu chỉnh, bổ sung nhất định. Vì vậy, để hiệu chỉnh, áp dụng các giải pháp nêu trong luận văn mang lại hiệu quả, cần thiết phải tính toán, phân tích chi tiết, kết hợp các giải pháp và nghiên cứu chuyên sâu các thiết bị bù phản kháng linh hoạt (FACT) công nghệ tiên tiến cũng như các thiết bị điện thông minh khác trên thế giới./.