

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

NGUYỄN VĂN HÒA

**NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA
NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN TRUNG SƠN ĐẾN
CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN
VIỆT NAM**

Chuyên ngành: Mạng và Hệ thống điện

Mã số: 60.52.50

TÓM TẮT LUẬN VĂN THẠC SĨ KỸ THUẬT

Đà Nẵng – Năm 2011

Công trình được hoàn thành tại
ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG

Người hướng dẫn khoa học: **PGS.TS NGÔ VĂN DƯƠNG**

Phản biện 1: GS. TSKH. Trần Đình Long

Phản biện 2: PGS. TS. Đinh Thành Việt.

Luận văn sẽ được bảo vệ tại Hội đồng chấm Luận văn tốt nghiệp thạc sĩ kỹ thuật họp tại Đại học Đà Nẵng tháng 6 năm 2011

Có thể tìm hiểu luận văn tại:

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

MỞ ĐẦU

1. Lý do chọn đề tài

Khi đóng điện đưa một nhà máy có công suất lớn nối vào hệ thống điện, sẽ làm phân bố lại trào lưu công suất trong toàn hệ thống, kết quả dẫn đến các thông số, chế độ làm việc hệ thống thay đổi. Đồng thời khi có thêm một nhà máy làm việc trong hệ thống thì trị số dòng ngắn mạch, sự dao động khi có sự cố N-1...sẽ có những thay đổi công suất đáng kể. Do đó cần thiết phải có những tính toán, kiểm tra và đề xuất một số giải pháp nhằm đảm bảo độ tin cậy làm việc cho hệ thống điện.

Nhà máy Thủy điện Trung Sơn được xây dựng trên dòng Sông Mã thuộc xã Trung Sơn, huyện Quan Hóa, tỉnh Thanh Hóa, với tổng công suất lắp máy $N_{lm} = 260$ MW, gồm 4 tổ máy. Sản lượng điện trung bình năm của nhà máy khoảng 1018,61 triệu kWh sẽ được phát lên lưới điện Quốc gia qua đường dây 220kV.

Để đánh giá các ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn đến chế độ làm việc của hệ thống điện Việt Nam, tính toán đề xuất phương án đấu nối và đề xuất giải pháp xử lý nhằm nâng cao độ tin cậy vận hành cho hệ thống điện. Đề tài luận văn được lựa chọn:

“Nghiên cứu đánh giá ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn đến chế độ làm việc của hệ thống điện Việt Nam”

2. Mục tiêu và các nội dung nghiên cứu của đề tài

Tìm hiểu qui hoạch phát triển hệ thống điện Việt Nam và các chế độ vận hành của hệ thống điện, tìm hiểu các phần mềm tính toán các chế độ hệ thống điện, phân tích lựa chọn phần mềm ứng dụng, thu thập số liệu và tính toán các chế độ vận hành của hệ thống điện Việt Nam khi chưa có nhà máy thủy điện Trung Sơn, lựa chọn

phương án đấu nối Trung Sơn vào hệ thống và tính toán các chế độ vận hành của hệ thống điện Việt Nam khi có Trung Sơn.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

Các chế độ vận hành của hệ thống, sự cố N-1, các phương án đấu nối nhà máy thủy điện Trung Sơn và hệ thống.

4. Phương pháp nghiên cứu

Thu thập số liệu hệ thống cập nhật cho chương trình tính toán chế độ vận hành khi chưa có nhà máy thủy điện Trung Sơn, tìm hiểu thiết kế qui hoạch của nhà máy thủy điện Trung Sơn, đề xuất phương án đấu nối và tính toán lựa chọn phương án hợp lý, tính toán chế độ hệ thống điện khi có nhà máy thủy điện Trung Sơn. Phân tích đánh giá ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn đến chế độ làm việc của hệ thống điện Việt Nam, đề xuất giải pháp hợp lý nhằm nâng cao độ tin cậy vận hành cho hệ thống.

5. Cấu trúc luận văn

Mở đầu

Chương 1: Tổng quan hệ thống điện Việt Nam và các chế độ làm việc của hệ thống điện.

Chương 2: Các phương pháp tính chế độ xác lập của hệ thống điện và các phần mềm tính toán.

Chương 3: Nghiên cứu ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn đến chế độ vận hành của hệ thống điện Việt Nam.

Chương 4: Tính toán phương thức đóng điện và chế độ vận hành của nhà máy thủy điện Trung Sơn.

Kết luận

Chương 1

TỔNG QUAN HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM VÀ CÁC CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN

1.1 TỔNG QUAN HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

1.1.1 Quá trình hình thành và phát triển

Năm 1954, tổng công suất nguồn điện toàn quốc mới đạt khoảng 100MW (Chợ Quán 35MW, Yên Phụ 22MW, Cửa Cấm 6,3MW, Vinh 3,5MW, Thượng Lý 10MW, Nam Định 8MW...Lưới truyền tải cao nhất là 30,5kV). Đến nay nguồn điện trong hệ thống điện ngày càng phát triển mạnh về công suất cả về loại hình nguồn điện, tính đến tháng 5 năm 2010, công suất lắp đặt nguồn điện toàn hệ thống hơn 19.000MW.

1.1.2 Hiện trạng hệ thống điện Việt Nam và quy hoạch tương lai

1.1.2.1 Hiện trạng hệ thống điện Việt Nam

Tính đến hết năm 2009, tổng công suất của hệ thống đạt 19.378MW.

1.1.2.2 Quy hoạch phát triển hệ thống điện Việt Nam

Bảng công suất nguồn dự kiến vào giai đoạn 2011 – 2015

Năm	2011	2012	2013	2014	2015	2011-2015
Công suất (MW)	4.212	3.228	1.619	6.165	7.666	22.890

1.2 CÁC CHẾ ĐỘ LÀM VIỆC CỦA MÁY PHÁT ĐIỆN

1.2.1 Chế độ làm việc bình thường

Là chế độ đồng bộ ổn định, vận tốc rotor và từ trường quay phân tĩnh bằng nhau và bằng với tốc độ đồng bộ nhờ cân bằng giữa mômen cơ và mômen điện.

1.2.2 Chế độ làm việc không bình thường

Chế độ quá tải, chế độ không đồng bộ, chế độ không đối xứng

1.2.3 Chế độ hòa đồng bộ tổ máy phát

1.2.3.1 Các phương pháp hòa đồng bộ máy phát điện

1.2.3.2 Phương pháp hòa đồng bộ chính xác

1.2.3.3 Phương pháp tự hòa đồng bộ

1.2.4 Qui trình khởi động đóng điện máy phát điện vào hệ thống

1.2.4.1 Công tác tính toán chuẩn bị đóng điện máy phát mới vào hệ thống điện

Tính toán phân bố công suất, lựa chọn phương thức vận hành cho hệ thống điện khi đóng điện máy phát; xem xét ảnh hưởng của tổ máy đến các thiết bị hiện có như dòng ngắn mạch, bảo vệ role, khả năng tải của thiết bị; khi có sự cố trong hệ thống cần xem xét tổ máy đưa vào ảnh hưởng đến sự ổn định của hệ thống như thế nào; nghiên cứu ổn định quá độ của máy phát khi có các biến động lớn như đóng cắt tổ máy, sự cố,...

1.2.4.2 Đề xuất phương án đóng điện máy phát vào hệ thống điện

Chọn vị trí đặt nấc phân áp của máy biến áp tăng áp có bộ điều áp làm việc không điện, cài đặt thông số chỉnh định role của bảo vệ máy phát, đường dây liên kết, chọn chế độ hòa đồng bộ

1.3 KẾT LUẬN

Quá trình vận hành của máy phát điện là một quá trình phức tạp, đặc biệt khi kết nối vào hệ thống lớn, sự biến động cục bộ sẽ ảnh hưởng đến một phần hoặc toàn bộ hệ thống do đó cần tiến hành các tính toán cần thiết để chuẩn bị đóng điện máy phát: Tính toán phân bố công suất, lựa chọn phương thức vận hành cho hệ thống điện khi đóng điện máy phát như ảnh hưởng của nhà máy đến chất lượng điện năng, đến các thiết bị hiện tại trong hệ thống cũng như đến phương thức vận hành hệ thống điện ở chế độ xác lập và quá độ.

Chương 2

CÁC PHẦN MỀM TÍNH TOÁN CHẾ ĐỘ XÁC LẬP

2.1 CÁC PHẦN MỀM TÍNH TOÁN CHẾ ĐỘ XÁC LẬP

2.1.1 Đặt vấn đề

Trong quá trình vận hành hệ thống điện cần phải tiến hành tính toán mô phỏng hệ thống và tính toán các quá trình xác lập và quá độ của hệ thống điện để đảm bảo cho sự vận hành tối ưu, an toàn, liên tục của hệ thống điện. Ở chế độ làm việc bình thường, tính toán phân bố công suất và điện áp trong toàn hệ thống nhằm xác định trào lưu công suất truyền tải trên đường dây, điện áp vận hành tại các nút ở các chế độ khác nhau. Từ đó các biện pháp điều chỉnh đầu phân áp máy biến áp, sử dụng các biện pháp bù ngang, bù dọc để đảm bảo độ tin cậy làm việc và chất lượng điện áp.

2.1.2 Phần mềm PSS/ADEPT

Phần mềm với các chức năng sau: Phân bố công suất, tính toán ngắn mạch tại 1 điểm hay, nhiều điểm, phân tích bài toán khởi động động cơ, tối ưu hóa việc lắp đặt tụ, bài toán phân tích sóng hài.

2.1.3 Phần mềm PSS/E

Tính toán phân bố công suất, tính toán hệ thống khi xảy ra các sự cố, phân tích ổn định của hệ thống điện.

2.1.4 Phần mềm CONUS

Soạn thảo số liệu, thực hiện tính toán, xem kết quả, các điều kiện tùy chọn.

2.1.5 Phần mềm POWERWORLD SIMULATOR

PowerWorld Simulator là một trong những phần mềm mô phỏng hệ thống điện giúp người kỹ sư điện có khả năng rút ngắn thời gian và giảm được chi phí nghiên cứu.

2.1.6 Phân tích và lựa chọn chương trình tính toán

PSS/E là phần mềm mạnh, có nhiều chức năng như: mô phỏng hệ thống điện, tính toán ngắn mạch, ổn định hệ thống điện ... hiện nay đang được các Công ty Điện lực ở Việt Nam sử dụng. Chương trình có thể liên kết dữ liệu với phần mềm quản lý và phối hợp role bảo vệ ASPEN ONELine rất tiện dụng. Để đánh giá ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn đến các chế độ vận hành của hệ thống điện Việt Nam, luận văn sử dụng phần mềm PSS/E do những ưu điểm trên của nó.

2.2 XÂY DỰNG DỮ LIỆU TÍNH TOÁN HỆ THỐNG ĐIỆN CHO PHẦN MỀM PSS/E

2.2.1 Thu thập số liệu hệ thống điện

2.2.2 Tính toán mô phỏng các phần tử hệ thống điện theo PSS/E

KẾT LUẬN

Phần mềm PSS/E là phần mềm mạnh, có hầu hết các chức năng phân tích HTĐ và hiện được sử dụng rộng rãi trong ngành điện Việt Nam. Do đó trong luận văn này tác giả lựa chọn phần mềm PSS/E để thực hiện các tính toán phân tích ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn đến chế độ vận hành hệ thống điện Việt Nam.

Chương 3

NGHIÊN CỨU ĐÁNH GIÁ ẢNH HƯỞNG CỦA TRUNG SƠN ĐẾN CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

3.1 NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN TRUNG SƠN

Nhà máy Thủy điện Trung Sơn với công suất lắp máy $N_{lm} = 260$ MW

3.2 TÍNH TOÁN LỰA CHỌN PHƯƠNG THỨC VẬN HÀNH CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN KHI CÓ NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN TRUNG SON

3.2.1 Cơ sở tính toán lập phương thức vận hành

Phương án vận hành 1 : Nhà máy Thủy điện Trung Sơn đầu nối 2 mạch vào trạm 220kV Hồi Xuân và 220/500kV Hòa Bình.

Phương án vận hành 2: Nhà máy thủy điện Trung Sơn đầu nối 2 mạch trên đường dây 220kV Hoà Bình - Nho Quan.

Phương án vận hành 3: Nhà máy Thủy điện Trung Sơn đầu nối 2 mạch đến trạm TBA 500/220kV Hoà Bình.

Kết quả tính toán cho các phương án

Bảng 3.1: Điện áp và tổn thất các phương án khi chưa có Trung Sơn

Phương án	Điện áp (kV) - Không có Trung Sơn			Chế độ cực đại	Chế độ cực tiểu
	Hồi Xuân	Nho Quan	Hòa Bình		
Phương án 1	228,30	227,38	222,46	203,6	201,2
Phương án 2	231,27	229,52	222,50	220,2	218,3
Phương án 3	225,4	222,9	222,36	215,1	212,7

Bảng 3.2: Điện áp và tổn thất các phương án khi có Trung Sơn

Phương án	Điện áp (kV) - Có Trung Sơn			Chế độ cực đại	Chế độ cực tiểu
	Hồi Xuân	Nho Quan	Hòa Bình		
Phương án 1	230,93	229,73	222,61	206,3	202,3
Phương án 2	232,0	233,9	226,3	223,0	222,1
Phương án 3	226,3	223,6	222,91	217,8	215,9

Theo tính toán cho thấy phương án vận hành 1 là phương án vận hành có tổn thất hệ thống nhỏ hơn so với 2 phương án vận hành còn

lại, điều này được lý giải như sau: Dòng công suất có hướng chuyển tải về phía Nam nên việc thủy điện Trung Sơn đầu rẽ nhánh trên tuyến đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình sẽ làm giảm tổn thất hệ thống hơn so với phương án 2 và 3, vì với phương án vận hành 1 thì toàn bộ lượng công suất của NMTĐ Trung Sơn sẽ phát lên Hòa Bình rồi sau đó chuyển tải ngược lại Nho Quan qua đường dây 220kV Hoà Bình - Nho Quan. Trên cơ sở tính toán và phân tích trên, tác giả chọn phương án 1 làm phương thức vận hành cơ bản.

3.3 TÍNH TOÁN CÁC ẢNH HƯỞNG CỦA NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN TRUNG SON ĐẾN CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN

3.3.1 Phương thức vận hành của hệ thống điện miền Bắc khi có Nhà máy thủy điện Trung Sơn

3.3.1.1 Các phương án lựa chọn

3.3.1.2 Kết luận

Từ kết quả tính toán cho ba phương án trên cho thấy: Khi có nhà máy thủy điện Trung Sơn vẫn không làm thay đổi kết cấu cơ bản của hệ thống.

3.3.2 Ảnh hưởng của sự thay đổi công suất phát của Trung Sơn đến hệ thống điện

3.3.2.1 Ảnh hưởng của Trung Sơn đến tổn thất công suất của hệ thống điện

Bảng 3.3: Tổn thất công suất trên hệ thống các phương án

Chế độ phát của Trung Sơn	Tổn thất công suất (MW)
Chưa có Trung Sơn	594,6
P = 0MW	594,2
Phát 50% công suất	595,1
Phát 100% công suất	596,1

So sánh các kết quả tính toán trên cho thấy khi có nhà máy thủy điện

Trung Sơn làm tăng thêm tổn thất công suất hệ thống.

3.3.2.2 Ảnh hưởng của sự thay đổi công suất Trung Sơn đến hệ thống điện

Bảng 3.4. Điện áp tại các nút theo chế độ phát của Trung Sơn

Chế độ hệ thống		Điện áp (kV)			
		Chế độ phát của NMTĐ Trung Sơn			
		Chưa có	P=0	P=50%	P=100%
Cực đại	Hòa Bình 500kV	503,19	505,31	507,34	510,24
	Hòa Bình 220kV	218,60	219,68	220,64	222,34
	Nho Quan 500kV	479,31	501,50	504,54	511,47
	Nho Quan 220kV	221,10	222,27	224,22	226,10
	Hồi Xuân 220kV	222,78	223,56	225,60	228,49
	Thường Tín 500kV	494,76	500,91	503,90	506,82
	Thường Tín 220kV	216,40	222,48	223,46	224,43
Cực tiểu	Hòa Bình 500kV	511,28	513,35	516,42	518,44
	Hòa Bình 220kV	218,93	220,99	223,06	225,08
	Nho Quan 500kV	502,38	507,78	511,01	517,06
	Nho Quan 220kV	222,18	223,33	224,21	226,26
	Hồi Xuân 220kV	223,11	224,83	226,87	227,77
	Thường Tín 500kV	500,38	502,50	506,60	507,63
	Thường Tín 220kV	215,39	220,45	222,52	223,55

Trong chế độ vận hành cực đại, công suất truyền tải trên các thiết bị trong hệ thống lớn do đó cần quan tâm đến các phần tử đã đầy tải hoặc quá tải để có phương án điều chỉnh và tính toán mức độ mang tải của các thiết bị trong hệ thống điện, nhận thấy các trạm 500kV và 220kV đều chịu ảnh hưởng của nhà máy trước và sau khi có Trung Sơn

3.3.3 Ảnh hưởng của Trung Sơn đến hệ thống trong các chế độ sự cố N-1

Bảng 3.5. Điện áp tại các nút khi có sự cố N-1

Chế độ sự cố	Nút	Điện áp (kV)			
		Chế độ phát của Trung Sơn			

		Chưa có	Phát P= 100%
Sự cố mất điện đường dây 220kV Hòa Bình –Nho Quan	TC- 220kV Hồi Xuân	224,41	232,99
	TC-220kV Nho Quan	228,46	229,60
	TC- 220kV Hòa Bình	221,40	222,63
	TC-500kV Nho Quan	498,77	499,96
	TC-500kV Hòa Bình	504,11	507,40
	TC-220kV Thường Tín	228,73	229,84
	TC-500kV Thường Tín	494,39	495,56
Sự cố mất điện đường dây 220kV Trung Sơn- Hòa Bình	TC-220kV Hồi Xuân	226,34	233,99
	TC-220kV Nho Quan	229,23	232,60
	TC-220kV Hòa Bình	220,12	223,72
	TC-500kV Nho Quan	498,77	502,96
	TC- 500kV Hòa Bình	502,17	506,36
	TC-220kV Thường Tín	228,33	229,54
	TC-500kV Thường Tín	496,31	499,76
Sự cố mất điện đường dây 220kV Trung Sơn-Hồi Xuân	TC - 220kV Hồi Xuân	221,93	222,39
	TC - 220kV Nho Quan	221,26	229,46
	TC - 220kV Hòa Bình	218,48	222,40
	TC - 500kV Nho Quan	493,80	499,77
	TC - 500kV Hòa Bình	502,84	503,63
	TC-220kV Thường Tín	224,21	229,73
	TC-500kV Thường Tín	493,45	495,39

3.3.4 Ảnh hưởng của Trung Sơn đến các thiết bị hiện tại trong hệ thống

Dòng sự cố tại thanh cái các trạm 500/220kV Nho Quan, trạm 500/220kV Hòa Bình, trạm 220kV Hồi Xuân, trạm 220kV Nho Quan chịu ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn, dòng ngắn mạch ba pha tăng từ 100A đến 1200A phía 220kV, từ 60A đến 240A phía 500kV, còn các khu vực khác chịu ảnh hưởng rất ít, không đáng kể.

Bảng 3.6 : Dòng ngắn mạch tại trạm 220/500kV Hòa Bình

Điểm ngắn mạch	Dòng ngắn mạch (A)	TC-500kV		TC-220kV	
		Không có Trung Sơn	Có Trung Sơn	Không có Trung Sơn	Có Trung Sơn
Chế độ	3 pha	17276,1	17333,4	41514,9	42730,8

cực đại	1 pha	16556,1	16592,6	40319,9	41906,1
Chế độ cực tiểu	3 pha	17018,4	17071,4	41490,6	42666,1
	1 pha	16303,9	16336,6	41070,6	41837,6

Bảng 3.7 : Dòng ngắn mạch tại trạm 220 Hôi Xuân

Điểm ngắn mạch	Dòng ngắn mạch (A)	TC-220kV	
		Không có Trung Sơn	Có Trung Sơn
Chế độ cực đại	3 pha	6391,7	6816,4
	1 pha	4650,3	4826,5
Chế độ cực tiểu	3 pha	6381,2	6805,2
	1 pha	4641,1	4817,3

Bảng 3.8: Dòng ngắn mạch tại trạm 220/500kV Nho Quan

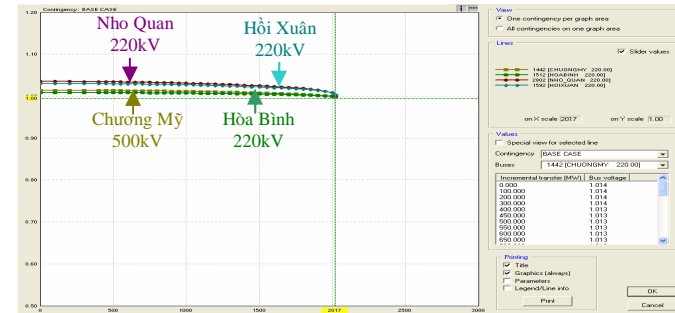
Điểm ngắn mạch	Dòng ngắn mạch (A)	TC-500kV		TC-220kV	
		Không có Trung Sơn	Có Trung Sơn	Không có Trung Sơn	Có Trung Sơn
Chế độ cực đại	3 pha	21456,1	21689,0	28511,0	29136,6
	1 pha	15746,6	15833,8	22285,3	22536,0
Chế độ cực tiểu	3 pha	21286,4	21510,1	28404,5	29018,4
	1 pha	15612,9	15693,7	22190,9	22432,9

Qua tính toán các bảng 3.6, 3.7 và 3.8 cho thấy tại các trạm trong khu vực chịu ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn, tại các thanh cái 500kV, 220kV của các trạm này cũng như tại các nút ở trong khu vực này không vượt quá ngưỡng dòng cắt định mức của các máy cắt trong lưới truyền tải, do đó không cần phải thay thế máy cắt mà chỉ cần chỉnh lại bả vệ rơle cho phù hợp. Dòng cắt định mức máy cắt 220kV Trung Sơn là 31,5kA

3.3.5 Ảnh hưởng của Trung Sơn đến sự ổn định điện áp của hệ thống điện

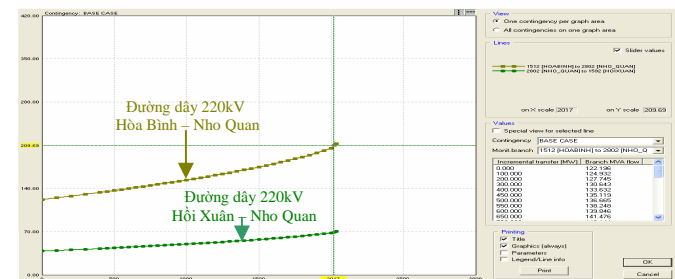
Khi phụ tải tăng lên điện áp hệ thống giảm xuống, vì vậy ta xét ổn định điện áp, tính toán khả năng tải sao cho tránh được sụp đổ điện áp. Xét biến thiên điện áp tại thanh cái 220kV của các trạm: Nho

Quan, Hòa Bình, Hôi Xuân, Chương Mỹ và khả năng tải của đường dây 220kV Nho Quan – Hòa Bình và đường dây 220kV Hôi Xuân – Nho Quan.



Hình 3.1. Biến thiên điện áp theo công suất phụ tải

Kết quả tính toán điện áp các nút như mô tả ở hình 3.1: Cho thấy khi chưa có Trung Sơn hệ thống bị sụp đổ điện áp khi công suất phụ tải khu vực Nho Quan, Hòa Bình, Hôi Xuân, Chương Mỹ là 1017MW.

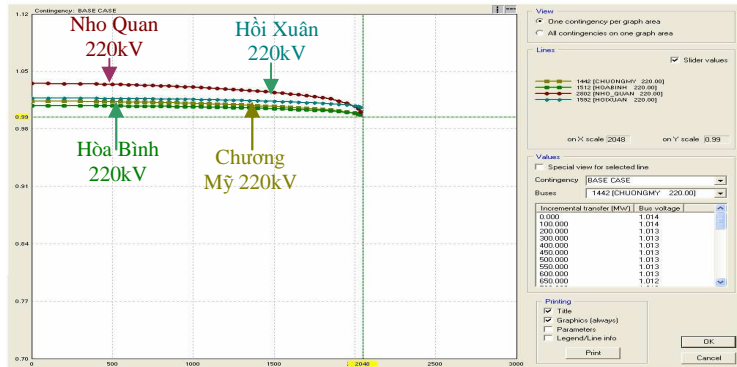


Hình 3.2. Biến thiên công suất truyền tải trên đường dây theo công suất phụ tải

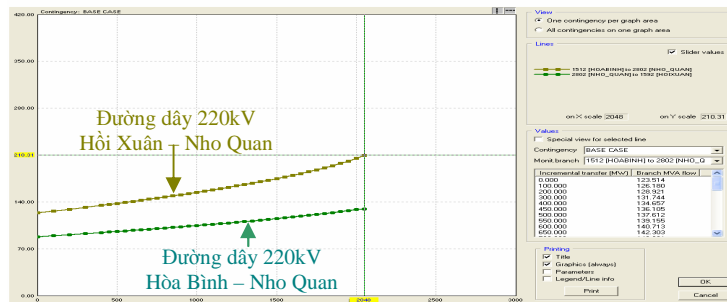
Hình 3.2 mô tả công suất truyền tải của đường dây 220kV Hòa Bình – Nho Quan và đường dây 220kV Hôi Xuân – Nho Quan. Tương ứng với công suất phụ tải khu vực Hòa Bình, Nho Quan, Hôi Xuân ở điểm sụp đổ điện áp thì công suất truyền tải trên đường dây 220kV

Hòa Bình – Nho Quan là 209,69MW và đường dây 220kV Hôi Xuân – Nho Quan là 70MW.

Tính toán tương tự cho trường hợp khi có Nhà máy thủy điện Trung Sơn với giả thiết nhà máy phát tối đa công suất (260MW) và đặt chế độ điều chỉnh điện áp đầu cực máy phát là 105% giá trị định mức.



Hình 3.3. Biến thiên điện áp theo công suất phụ tải



Hình 3.4. Biến thiên công suất truyền tải trên đường dây theo công suất phụ tải

Khi có Trung Sơn giới hạn công suất phụ tải để tránh sụp đổ điện áp là 2048MW tương ứng với công suất truyền tải trên đường dây 220kV Hòa Bình–Nho Quan là 210,31MW và trên đường dây 220kV Hôi Xuân–Nho Quan là 130,41MW. Với phương thức kết nối đã

chọn thì Nhà máy thủy điện Trung Sơn góp phần cải thiện điện áp, tăng được công suất giới hạn sụp đổ điện áp lên 1,6% và giới hạn truyền tải theo điều kiện điện áp của đường dây 220kV Hòa Bình–Nho Quan thêm 1MW và trên đường dây 220kV Hôi Xuân– Nho Quan thêm 60MW.

Xét sự cố 3 pha trực tiếp giữa đường dây 220kV Trung Sơn–Hòa Bình xảy ra tại thời điểm 0,5s, bảo vệ đầu đường dây cắt trong vòng 100ms và đóng lặp lại 0,8s kể từ thời điểm cắt sự cố và đóng thành công. Khi có Nhà máy thủy điện Trung Sơn thì sau khi đóng lặp lại điện áp tại thanh cái 220kV của trạm biến áp 500/220kV Hòa Bình có dao động tắt dần với biên độ nhỏ và đi đến ổn định sau 3s kể từ lúc xảy ra sự cố.

3.3.6 Ảnh hưởng của Trung Sơn đến sự biến thiên tổng trở tính toán trên các role bảo vệ

Khi có sự tham gia của nhà máy thủy điện Trung Sơn vào hệ thống điện, các biến động trong hệ thống có thể dẫn đến sự dao động công suất, điện áp trong hệ thống làm cho tổng trở nhìn bởi các role khoảng cách bảo vệ cho đường dây có biến thiên, do đó cũng cần phải xem xét ảnh hưởng của Trung Sơn đến sự biến thiên này như thế nào để có phương án chỉnh định chức năng khóa bảo vệ khoảng cách khi có dao động công suất. Trong phần này tác giả tiến hành xét đến sự cố 3 pha giữa đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình và sự cố đường dây 220kV Hòa Bình – Nho Quan với thời điểm xảy ra sự cố 0s, bảo vệ đường dây cắt sự cố sau 100ms và đóng lặp lại thành công ở thời điểm 0,8s. Khi không có nhà máy thủy điện Trung Sơn, tổng trở nhìn thấy bởi role chỉ biến thiên do sự cố và không có dao động. Khi có sự tham gia của nhà máy, cả điện trở và điện kháng tại vị trí đang xét có biến thiên, tốc độ biến thiên tổng trở do dao động là lớn và có lúc gần bằng với tốc độ biến thiên tổng trở do sự cố gây ra,

điều này dễ dẫn đến bảo vệ role tác động nhầm. Vì vậy cần đưa các chức năng nhận biết dao động công suất vào làm việc.

3.4 TÍNH TOÁN ẢNH HƯỞNG CỦA NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN TRUNG SON ĐẾN ỔN ĐỊNH HỆ THỐNG ĐIỆN

3.4.1 Ổn định quá độ

Chế độ làm việc của máy phát được đặc trưng bởi các thông số trạng thái như tần số, công suất phát, điện áp. Các thông số này thường xuyên biến đổi trong các quá trình quá độ. Khi máy phát tham gia vào hệ thống thì sự biến đổi các thông số này ảnh hưởng đến hệ thống. Do đó cần phải xem xét biến động của các tham số máy phát và hệ thống trong các quá trình quá độ như đóng cắt máy phát hoặc khi có các sự cố trên đường dây liên kết hoặc trên hệ thống.

3.4.2 Ổn định quá độ khi đóng hoặc cắt tổ máy

Khi cắt đột ngột một tổ máy thì tổ máy còn lại có dao động với biên độ nhỏ và dao động này sẽ tắt trong khoảng thời gian 8 giây. Điều này cũng xảy ra tương tự cho trường hợp đóng hòa tổ máy. Điện áp tại thanh cái 220kV Hòa Bình và Nho Quan gần như không có biến động. Khi cắt đột ngột cả hai tổ máy thì điện áp tại Hòa Bình và Nho Quan có thay đổi rất nhỏ khoảng 0,9% nhưng sau đó được phục hồi trở lại. Như vậy việc cắt một hoặc hai tổ máy hay đóng hòa máy phát của nhà máy thủy điện Trung Sơn không làm ảnh hưởng đến tính ổn định của hệ thống.

3.4.3 Ổn định quá độ khi có sự cố

Trong phần này tính toán ổn định quá độ chỉ thực hiện cho nhà máy thủy điện Trung Sơn và các đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình và Trung Sơn – Hồi Xuân đối với các sự cố trên các phần tử có ảnh hưởng nhiều nhất đến việc vận hành nhà máy cũng như hệ thống. Việc mô phỏng chế độ ổn định quá độ trên cơ sở giả thiết bảo vệ

đường dây có các bảo vệ so lệch dọc, khoảng cách truyền cắt giữa hai đầu đường dây và khoảng cách vùng 1 tác động 0s, khoảng cách vùng 2 tác động sau 0,5s và có xét đến thời gian tác động của các thiết bị trung gian và máy cắt. Đối với trường hợp máy cắt mở do sự cố, tổng thời gian tác động của role, các thiết bị trung gian và máy cắt để tiếp điểm máy cắt mở, hồ quang được dập tắt hoàn toàn được giả thiết là 100ms. Trường hợp đóng lại máy cắt, giả thiết từ lúc role phát lệnh đóng đến khi các tiếp điểm của máy cắt đóng hoàn toàn là 40ms. Các sự cố xảy ra trên hệ thống được đề cập trong phần này gồm có: Sự cố trên các đường dây 220kV từ nhà máy thủy điện Trung Sơn đi Hòa Bình và Trung Sơn đi Hồi Xuân. Thực hiện tính toán lần lượt trên cả hai đường dây. Với các đường dây này, bảo vệ chính được trang bị là bảo vệ so lệch dọc và bảo vệ khoảng cách truyền cắt. Các tình huống sự cố trên các đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình và Trung Sơn – Hồi Xuân được xét trong phần này là sự cố ba pha tại các vị trí đầu, giữa và cuối đường dây tính từ phía Trung Sơn. Các máy cắt hai đầu đường dây tác động cắt sau 100ms, tính toán kiểm tra chức năng tự động đóng lặp lại tác động đóng hoàn toàn máy cắt ở hai thời điểm khác nhau là 0,8s và 1,5s. Ở chế độ phụ tải cực đại, với đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình khi tự động đóng lại đường dây thành công, hệ thống giữ ổn định, dao động xuất hiện và sau đó tắt dần trong vòng 8s. Trường hợp đóng lại không thành công thì hệ thống vẫn giữ ổn định nhưng dao động tắt chậm hơn, khoảng 9 - 12s. Với đường dây 220kV Trung Sơn – Hồi Xuân, khi đóng lại thành công, hệ thống giữ ổn định, dao động xuất hiện và sau đó tắt dần trong vòng 9s, trường hợp đóng lại không thành công thì hệ thống vẫn giữ ổn định nhưng dao động tắt chậm hơn, khoảng 10 - 12s. Ở chế độ cực tiểu thì các dao động xảy ra khi có sự cố tắt

nhanh sớm hơn, vào khoảng 9 - 12 giây.

KẾT LUẬN

Trong chương này đã thực hiện tính toán các chế độ vận hành của hệ thống trong hai trường hợp có Nhà máy thủy điện Trung Sơn và không có Nhà máy thủy điện Trung Sơn, các biến động của các tổ máy Nhà máy thủy điện Trung Sơn có thể có để làm cơ sở cho việc nghiên cứu phương án đóng điện cũng như các phương thức vận hành nhà máy được xem xét trong chương 4. Qua các tính toán trong chương này ta có nhận xét sau: Sự tham gia của Nhà máy thủy điện Trung Sơn không làm thay đổi phương thức vận hành cơ bản của hệ thống điện. Phương thức vận hành cơ bản của hệ thống điện miền Bắc trong cả hai trường hợp có và không có Trung Sơn là phương án 1: Đầu nối 2 mạch về trạm 500kV/220kV và trạm 220kV Hồi Xuân, khép vòng lưới 500kV và 220kV khu vực Hòa Bình, Thanh Hóa cùng với các trạm 500/220kV Hòa Bình, Nho Quan, trạm 220kV Hồi Xuân. Nhà máy thủy Điện Trung Sơn góp phần tăng lượng công suất truyền tải từ miền Bắc vào miền Nam trên các đường dây 500kV, cải thiện được chất lượng điện năng khi có sự cố N-1. Tuy làm tăng tổn thất công suất trên hệ thống nhưng khả năng tải của các thiết bị vẫn đảm bảo không bị quá tải. Khi đóng điện nhà máy thủy điện Trung Sơn, dòng ngắn mạch trên hệ thống có thay đổi, tùy vào vị trí mà mức độ tăng dòng ngắn mạch có khác nhau. Các trạm biến áp trong khu vực Hòa Bình, Thanh Hóa, Hồi Xuân,...., chịu ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn, dòng ngắn mạch ba pha tăng từ 100A đến 1200A phía 220kV, từ 60A đến 240A phía 500kV, còn các khu vực khác chịu ảnh hưởng rất ít, không đáng kể. Khi đường dây liên kết được trang bị bằng bảo vệ so lệch dọc và bảo vệ khoảng cách có chức năng truyền cắt thì thời gian chết của tự động đóng lặp lại có

thể được chỉnh định trong dải rộng (tính toán từ 0,8 – 1,5s). Khi không có nhà máy thủy điện Trung Sơn, tổng trở nhìn thấy bởi role chỉ biến thiên do sự cố và không có dao động. Khi có sự tham gia của nhà máy, cả điện trở và điện kháng tại vị trí đang xét có biến thiên, tốc độ biến thiên tổng trở do dao động là lớn và có lúc gần bằng với tốc độ biến thiên tổng trở do sự cố gây ra, điều này dễ dẫn đến bảo vệ role tác động nhầm. Vì vậy cần đưa các chức năng nhận biết dao động công suất vào làm việc.

Chương 4

TÍNH TOÁN PHƯƠNG THỨC ĐÓNG ĐIỆN VÀ CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN TRUNG SON

4.1 SỰ CẦN THIẾT

Việc chuẩn bị đóng điện nhà máy điện nói chung và Nhà máy thủy điện Trung Sơn nói riêng thì bên cạnh việc tính toán nghiên cứu các ảnh hưởng của nhà máy đối với hệ thống còn cần thiết phải tiến hành một số công tác chuẩn bị cho việc vận hành nhà máy. Trước hết là cần phải hiệu chỉnh các thông số, chế độ ở các thiết bị hiện có trong hệ thống nếu cần thiết, tiếp đó là thực hiện các chỉnh định cho thiết bị role tự động phần nhà máy và đường dây liên kết, chọn phương án đóng điện để đảm bảo tin cậy. Trong chương này sẽ tính toán, phân tích chọn lựa phương thức đóng điện và vận hành cho Nhà máy thủy điện Trung Sơn.

4.2 TÍNH CHỌN NẮC PHÂN ÁP CHO MÁY BIẾN ÁP TĂNG ÁP

Trong các chế độ vận hành bình thường nhà máy thủy điện Trung Sơn không tiêu thụ vô công, lượng công suất phản kháng do mỗi tổ máy phát ra không quá 96 MVar (lượng công suất phản kháng tối đa khi máy phát hoạt động ở công suất cực đại, hệ số công suất định mức 0,85). Trong chế độ chạy bù, mỗi máy phát của nhà

máy thủy điện Trung Sơn không được tiêu thụ quá 63 MVar (theo đặc tính P-Q của tổ máy). Nấc đặt máy biến áp tăng áp được kiểm tra với chế độ phụ tải max và min. Theo kết quả tính toán: Cho thấy nấc phân áp 1,2,3 và 4 cho thấy máy biến áp nâng áp tại nhà máy thủy điện Trung Sơn là phù hợp nhất và thỏa mãn các điều kiện đưa ra. Nấc phân áp số 1 có điện áp cao nhưng tổn thất nhỏ nhất nên khó điều chỉnh giờ thấp điểm như ban đêm. Do vậy nấc số 1 được chọn cho vận hành máy biến áp nâng của nhà máy thủy điện Trung Sơn.

4.3 CHẾ ĐỘ HÒA ĐỒNG BỘ TỔ MÁY PHÁT VÀO HỆ THỐNG ĐIỆN

4.3.1 Chế độ đóng điện và hòa đồng bộ tổ máy phát Trung Sơn

Việc hòa đồng bộ nhà máy thủy điện Trung Sơn vào hệ thống điện có thể được thực hiện tại máy cắt đầu cực máy phát và máy cắt phía cao áp của trạm phân phối nâng nhà máy.

4.3.1.1. Chế độ đóng điện và hòa đồng bộ tổ máy phát từ đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình

Qua tính toán cho thấy dòng cân bằng khi hòa tổ máy phát ở chế độ cực đại là 13,2A, chế độ cực tiểu là 6,3A rất nhỏ so với dòng cho phép của máy cắt (31,5kA).

4.3.1.2. Chế độ đóng điện và hòa đồng bộ máy phát từ đường dây 220kV Trung Sơn – Hồi Xuân

Qua tính toán cho thấy dòng cân bằng khi hòa tổ máy phát ở chế độ cực đại là 10,4A, chế độ cực tiểu là 7,1A rất nhỏ so với dòng định mức của máy cắt (31,5kA).

4.3.1.3 Kết luận và kiến nghị phương án hòa của nhà máy Trung Sơn

Theo kết quả tính toán trên cho thấy: Trong mọi chế độ phụ tải, độ lệch điện áp giữa hai đầu máy cắt (điểm tách hệ thống) có thể

điều chỉnh điện áp đầu cực máy phát để thỏa mãn yêu cầu độ lệch điện áp cho phép hòa đồng bộ $\Delta U \leq 10\%$. Vì vậy có thể thực hiện hòa tổ máy của nhà máy thủy điện Trung Sơn với lưới điện Quốc gia tại 3 vị trí: Tại trạm 220/500kV Hòa Bình, tại 220kV Hồi Xuân và tại nhà máy Trung Sơn. Để giảm công suất thừa từ đường dây tràn vào nhà máy tốt nhất hòa tại nhà máy Trung Sơn. Qua kết quả tính toán trên cho thấy độ lệch điện áp giữa hai đầu máy cắt (điểm tách hệ thống) ứng với điện áp đầu cực máy cắt là $1,05U_{dm}$ trong chế độ hệ thống cực đại và cực tiểu khi hòa tại trạm phân phối nâng áp 220kV Trung Sơn nằm trong phạm vi cho phép. Vì vậy điều kiện hòa tốt nhất cho tổ máy Trung Sơn tại tất cả các vị trí thì điện áp đầu cực máy phát được điều chỉnh không lớn hơn 13,8kV.

4.3.2 Tính toán khép mạch vòng tổ máy phát Trung Sơn

4.3.2.1 Chế độ phụ tải cực đại

Theo kết quả tính toán khép vòng đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình tại Trung Sơn và tại Hòa Bình thì độ lệch điện áp và góc pha ở hai phía của điểm khép vòng nằm trong phạm vi cho phép và dòng cân bằng khi khép vòng khoảng 37A nhỏ hơn nhiều so với dòng cho phép định mức của máy cắt ($I_{cfmc} = 31,5kA$).

Theo kết quả tính toán khép vòng đường dây Trung Sơn – Hồi Xuân tại Trung Sơn và tại Hồi Xuân thì độ lệch điện áp và góc pha ở hai phía của điểm khép vòng nằm trong phạm vi cho phép và dòng cân bằng khi khép vòng khoảng 100A nhỏ hơn nhiều so với dòng cho phép định mức của máy cắt ($I_{cfmc} = 31,5kA$).

4.3.2.2. Chế độ phụ tải cực tiểu

Theo kết quả tính toán khép mạch vòng đường dây Trung Sơn – Hòa Bình tại Trung Sơn và tại Hòa Bình thì độ lệch điện áp và góc pha ở hai phía của điểm khép vòng nằm trong phạm vi cho phép và dòng

cân bằng khi khép vòng khoảng 16A nhỏ hơn nhiều so với dòng cho phép định mức của máy cắt ($I_{cfmc} = 31,5kA$).

4.4 CHẾ ĐỘ VẬN HÀNH ĐƯỜNG DÂY

Điều kiện vận hành theo yêu cầu điện áp:

Kết quả cho thấy khi tăng công suất nhà máy lên 105%, điện áp tại các thanh cái 220kV Hòa Bình và 220kV Hồi Xuân trong các chế độ vận hành của đường dây đều nằm trong phạm vi cho phép. Vậy đường dây được thiết kế đảm bảo cho các máy phát hết công suất theo điều kiện điện áp trong các chế độ vận hành cả hai đường dây hoặc sự cố vận hành một trong hai đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình và đường dây 220kV Trung Sơn - Hồi Xuân.

Điều kiện vận hành theo yêu cầu tần số:

Giới hạn truyền tải theo điều kiện ổn định tần số của đường dây, được xét ở chế độ vận hành cơ bản với cả hai đường dây vận hành và sự cố cắt một trong hai đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình hoặc đường dây 220kV Trung Sơn - Hồi Xuân và không thực hiện đóng lặp lại mà hệ thống vẫn giữ được ổn định. Giả thiết bốn tổ máy Trung Sơn phát công suất mỗi tổ 68MW (ứng với 105% công suất phát) kiểm tra ổn định quá độ khi có sự cố tách lần lượt đường dây 220kV Trung Sơn–Hòa Bình hoặc đường dây 220kV Trung Sơn - Hồi Xuân mà hệ thống vẫn còn giữ ổn định.

Biểu diễn biến thiên tốc độ và biến thiên góc của tổ máy Trung Sơn ứng với chế độ phát công suất (4x68)MW khi sự cố tách lần lượt đường dây 220kV Trung Sơn–Hòa Bình hoặc đường dây 220kV Trung Sơn - Hồi Xuân mà hệ thống vẫn còn giữ ổn định.

Như vậy giới hạn truyền tải theo điều kiện ổn định của đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình và đường dây 220kV

Trung Sơn - Hồi Xuân đảm bảo nhà máy phát tối đa công suất (mức 105% định mức công suất tác dụng).

4.5 MỘT SỐ LƯU Ý KHI TÍNH TOÁN CHÍNH ĐỊNH ROLE

Dòng sự cố tại thanh cái các trạm quanh khu vực nhà máy: Trạm 500/220kV Nho Quan, trạm 500/220kV Hòa Bình, trạm 220kV Hồi Xuân, trạm 220kV Nho Quan chịu ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn, dòng ngắn mạch ba pha tăng từ 100A đến 1200A phía 220kV, từ 60A đến 240A phía 500kV, còn các khu vực khác chịu ảnh hưởng rất ít, không đáng kể. Sự biến đổi dòng ngắn mạch như vậy ảnh hưởng chủ yếu đến các chức năng bảo vệ quá dòng điện.

Mặt khác đối với các máy biến áp cấp 500/220kV thì tương ứng dòng tăng phía 500kV khi ngắn mạch khoảng 60-240A, không đáng kể nên không cần kiểm tra. Như vậy đối với bảo vệ quá dòng điện cần kiểm tra bảo vệ cắt nhanh lộ tổng 220kV của máy biến áp 220/500kV tại trạm Nho Quan, Hòa Bình và trạm 220kV Hồi Xuân.

Cần kích hoạt để đưa chức năng chống dao động công suất của bảo vệ khoảng cách vào làm việc.

KẾT LUẬN CHUNG

Nhà máy thủy điện Trung Sơn đưa vào vận hành đã đóng góp thêm sản lượng điện năng cho hệ thống. Tuy nhiên nó cũng có một số ảnh hưởng nhất định đến các chế độ vận hành của hệ thống. Qua tính toán phân tích đề tài đã lựa chọn được phương án vận hành cơ bản cho nhà máy như sau: Nhà máy phát lên cấp điện áp 220kV đấu nối vào hệ thống bằng 2 mạch đường dây: Mạch 1 đấu vào hệ thống phân phối 220kV trạm 220kV Hồi Xuân và mạch 2 đấu vào hệ thống 220kV trạm 220/500kV Hòa Bình. Nhà máy thủy điện Trung Sơn góp phần tăng lượng công suất truyền tải từ miền Bắc vào miền Nam trên các đường dây 500kV, cải thiện được chất lượng điện áp khi có

sự cố N-1 (đó là các sự cố: Sự cố mất điện đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình, đường dây 220kV Trung Sơn-Hồi Xuân, máy biến áp TBA 500/220kV Nho Quan). Tuy có làm tăng tổn thất công suất truyền tải trên hệ thống nhưng khả năng tải của các thiết bị vẫn đảm bảo không bị quá tải. Khi có nhà máy thủy điện Trung Sơn, dòng ngắn mạch trên hệ thống có thay đổi, tùy vào vị trí mà mức độ tăng dòng ngắn mạch có khác nhau. Các trạm biến áp trong khu vực Hòa Bình, Nho Quan, Hồi Xuân,..., chịu ảnh hưởng của Nhà máy thủy điện Trung Sơn, dòng sự cố tại thanh cái các trạm quanh khu vực nhà máy: Trạm 500/220kV Nho Quan, trạm 500/220kV Hòa Bình, trạm 220kV Hồi Xuân, chịu ảnh hưởng của nhà máy thủy điện Trung Sơn, dòng ngắn mạch ba pha tăng từ 100A đến 1200A phía 220kV, từ 60A đến 240A phía 500kV, còn các khu vực khác chịu ảnh hưởng rất ít, không đáng kể. Giá trị dòng ngắn mạch khi có Trung Sơn tại các khu vực bị ảnh hưởng trên không vượt quá giới hạn cho phép của các thiết bị trên hệ thống. Việc đóng hoặc cắt các tổ máy phát Trung Sơn cũng như sự cố trên các đường dây 220kV Trung Sơn – Hòa Bình và Trung Sơn – Hồi Xuân không làm hệ thống mất ổn định cho dù việc tự động đóng lặp lại làm việc thành công hay không. Khi đường dây liên kết được trang bị bằng bảo vệ so lệch dọc và bảo vệ khoảng cách có chức năng truyền cắt thì thời gian chết của tự động đóng lặp lại có thể được chỉnh định trong dải rộng (tính toán từ 0,8–1,5s). Khi không có nhà máy thủy điện Trung Sơn, tổng trở nhìn thấy bởi role chỉ biến thiên do sự cố và không có dao động. Khi có sự tham gia của nhà máy, cả điện trở và điện kháng tại vị trí đang xét có biến thiên, tốc độ biến thiên tổng trở do dao động là lớn và có lúc gần bằng với tốc độ biến thiên tổng trở do sự cố gây ra, điều này dễ dẫn đến bảo vệ role tác động nhầm. Vì vậy cần đưa các chức năng nhận biết dao động

công suất vào làm việc. Máy biến áp tăng tại nhà máy thủy điện Trung Sơn có bộ điều chỉnh điện áp phía 220kV với chế độ điều chỉnh không điện được đặt ở nấc số 1 với điện áp định mức là 241,50kV. Khi tiến hành hòa tổ máy phát thì điều kiện hòa tốt nhất cho tổ máy Trung Sơn là tại cả ba vị trí (Trung Sơn, Hòa Bình và Hồi Xuân) là điện áp đầu cực máy phát được điều chỉnh không lớn hơn 13,8kV. Tuy nhiên trong thực tế vận hành, khi đóng không tải đường dây từ nguồn phát Trung Sơn, lượng công suất phản kháng sinh ra do đường dây sẽ truyền vào máy phát. Để tránh trường hợp máy phát nhận công suất phản kháng đường dây ngay khi mới khởi động thì tốt nhất nên thực hiện hòa tại thanh cái nhà máy. Dòng cân bằng khi hòa tổ máy phát và khép mạch vòng tổ máy phát Trung Sơn vào hệ thống điện ở các chế độ phụ tải cực đại và chế độ phụ tải cực tiểu là rất nhỏ so với dòng cho phép định mức của các máy cắt 220kV (dòng cho phép định mức của máy cắt phía 220kV của Trung Sơn là 31,5kA). Dòng cân bằng lớn nhất ở chế độ phụ tải cực đại là 100A và dòng cân bằng lớn nhất ở chế độ phụ tải cực tiểu là 34A. Đường dây tải điện 220kV liên kết giữa nhà máy với hệ thống có giới hạn truyền tải công suất lớn, đảm bảo cho nhà máy hoạt động hết công suất trong các trường hợp: vận hành cả hai mạch Trung Sơn – Hòa Bình và Trung Sơn-Hồi Xuân hoặc vận hành một mạch (Trung Sơn-Hòa Bình hoặc Trung Sơn-Hồi Xuân). Việc hiệu chỉnh bảo vệ role trong hệ thống để chuẩn bị đóng điện vận hành Trung Sơn chỉ cần thực hiện đối với bảo vệ cắt nhanh lộ tổng 220kV của ngăn xuất tuyến 220/500kV tại Hòa Bình và tại trạm 220kV Hồi Xuân; đồng thời đưa chức năng chống dao động công suất bảo vệ khoảng cách vào làm việc.