

**ĐẠI HỌC CÔNG NGHIỆP TP HỒ CHÍ MINH
KHOA CÔNG NGHỆ ĐIỆN**

NGUYỄN TRUNG NHÂN

GIÁO TRÌNH

VẬN HÀNH VÀ ĐIỀU KHIỂN HỆ THỐNG ĐIỆN



TP HỒ CHÍ MINH 2008

TRƯỜNG ĐẠI HỌC CÔNG NGHIỆP TP HCM
GIÁO TRÌNH GỐC

LỜI NÓI ĐẦU

Nhu cầu sử dụng điện của loài người ngày càng tăng, đòi hỏi lượng nguồn phát (số tổ máy) phải tăng theo. Trong khi đó vấn đề khủng hoảng năng lượng và môi trường là hai bài toán cần được xem xét hàng đầu khi phát triển nguồn năng lượng này. Bên cạnh phát triển thêm nguồn mới thì việc vận hành các tổ máy sao cho hiệu quả và tin cậy nhất cũng là bài toán vô cùng quan trọng. Vận hành và điều khiển tốt hệ thống điện không chỉ mang lại hiệu quả về mặt kinh tế mà còn giúp phát triển bền vững cho nguồn năng lượng của ta. Trước thực trạng nguồn tài liệu về lĩnh vực này còn khan hiếm, để đáp ứng cho nhu cầu học tập nghiên cứu trong lĩnh vực vận hành và điều khiển hệ thống điện chúng tôi đã biên soạn cuốn giáo trình này nhằm giúp các bạn Sinh viên và quý Thầy, Cô cô đọng lại những vấn đề cần thiết cơ bản cho môn học Vận hành và điều khiển Hệ thống điện và các môn học có liên quan.

Giáo trình được xây dựng theo hướng chương trình hóa, phục vụ cho các Sinh viên và Bạn đọc muốn tìm hiểu về vận hành và điều khiển hệ thống điện. Cụ thể, giáo trình tóm lược các vấn đề lý thuyết cơ bản và cần thiết, giải quyết các bài toán thông qua ví dụ và giúp Sinh viên rèn luyện kỹ năng, tư duy tính toán thông qua một số bài tập. Các ví dụ tính toán và bài tập trong giáo trình có các đoạn chương trình được viết trong Matlab đi kèm để tiện cho việc kiểm tra kết quả của Sinh viên. Giáo trình cũng đưa ra các quy trình vận hành cơ bản các phần tử trong hệ thống điện.

Giáo trình được trình bày trong 7 chương và một phụ lục với các nội dung như sau:

Chương 1: Trình bày về các vấn đề chung như: tính tất yếu của môn học, lĩnh vực nghiên cứu của môn học và các vấn đề liên quan; trình bày về lịch sử phát triển của các mô hình máy phát nhiệt điện qua các thời kỳ. Chương 1 cũng bàn về đặc tính tổ máy phát, phương pháp xây dựng đặc tính tổ máy phát và cách giải bài toán tối ưu hàm phi tuyến.

Chương 2: Trình bày về điều độ kinh tế giữa các tổ máy phát nhiệt điện bao gồm: vấn đề chung về điều độ kinh tế, điều độ kinh tế trong trường hợp không có ràng buộc, có ràng buộc về công suất tổ máy và điều độ trong trường hợp có ràng buộc về giới hạn công suất tổ máy và tổn thất trong mạng. Chương này cũng đưa ra giải thuật của chương trình điều độ trên máy tính.

Chương 3: Phân tích quá trình điều động và dự trữ tổ máy phát trong vận hành hệ thống điện. Chương này bàn về vấn đề điều động và dự trữ tổ máy, dự trữ quay, ràng buộc trong điều động tổ máy phát. Ngoài ra nội dung trong chương cũng trình bày về phương pháp giải bài toán điều động tổ máy sao cho tối ưu.

Chương 4: Phân tích quá trình điều độ kết hợp giữa nhà máy nhiệt điện và nhà máy thủy điện bao gồm vận hành nhà máy thủy điện, đặc tính năng lượng của nhà máy thủy điện và bài toán điều độ kết hợp.

Chương 5: Trình bày quy trình vận hành nhà máy nhiệt điện bao gồm quy trình vận hành turbine khí, quy trình vận hành máy phát, các thuật ngữ chuyên dùng trong vận hành nhà máy điện và các lỗi thường gặp và cách xử lý trong quá trình vận hành nhà máy nhiệt điện.

Chương 6: Trình bày quy trình vận hành nhà máy thủy điện bao gồm vấn đề thủy văn trong vận hành, quy trình vận hành khối tổ máy phát, các chế độ vận hành không bình thường của tổ máy. Chương 6 cũng đề cập đến những vấn đề chung về xử lý sự cố khối tổ máy phát.

Chương 7: Đề cập đến một nội dung riêng biệt với các chương khác đó là vấn đề điều khiển hệ thống điện (điều khiển tổ nguồn phát). Nội dung trong chương giới thiệu về mô hình toán của hệ thống điều khiển máy phát, các nguyên tắc điều khiển máy phát điện. Trình bày chi tiết về các bộ điều khiển chính trong máy phát bao gồm bộ điều chỉnh điện áp (AVR) và bộ điều chỉnh công suất (LFC). Chương 7 cũng đưa ra các mô hình được xây dựng trong Matlab nhằm mô phỏng các bộ điều khiển trong các trường hợp khác nhau.

Ngoài ra, giáo trình còn có phần **phụ lục** bao gồm một số chương trình tính toán và mô phỏng được viết trên nền Matlab để phục vụ cho việc tính các ví dụ và bài tập trong giáo trình. Đây là nền tảng để các bạn Sinh viên và Bạn đọc có thể xây dựng các chương trình lớn hơn phục vụ cho học tập và nghiên cứu sau này.

Hy vọng rằng cuốn tài liệu này là công cụ bổ ích để các bạn Sinh viên có thể tóm lược được nội dung cơ bản trong môn học Vận hành và điều khiển Hệ thống điện, là cơ sở để nghiên cứu các vấn đề chuyên sâu về hệ thống điện.

Cho dù đã cố gắng rất nhiều nhưng tài liệu này không tránh khỏi những sai sót, rất mong nhận được sự đóng góp ý kiến từ phía quý Thầy, Cô, các bạn Sinh viên và bạn đọc để cuốn tài liệu được hoàn thiện hơn. Mọi chi tiết xin

liên hệ Bộ môn Hệ thống điện - Khoa Công nghệ Điện – Đại Học Công
Nghệ Thành phố Hồ Chí Minh, số 12 – Nguyễn Văn Bào – F4 – Gò Vấp
Thành Phố Hồ Chí Minh – Điện thoại 08.8940390 hoặc liên hệ trực tiếp với
tác giả.

Xin chân thành cảm ơn!

Nguyễn Trung Nhân

MỤC LỤC

	Trang
MỞ ĐẦU	
MỤC LỤC	
Chương 1: CÁC VẤN ĐỀ CHUNG	001
1.1. Mục tiêu môn học	001
1.2. Tính cần thiết của môn học	002
1.3. Đặc tính máy phát trong vận hành hệ thống	003
1.3.1. Đặc tính turbine hơi	003
1.3.2. Đặc tính biến đổi và lịch sử phát triển của turbine hơi	006
1.3.3. Đặc tính của turbine thủy điện	010
1.4. Phương pháp xây dựng đặc tính chi phí tổ máy phát	011
1.5. Phương pháp giải bài toán tối ưu hàm phi tuyến	013
1.5.1. Nhắc lại về cực trị hàm nhiều biến	013
1.5.2. Bài toán tối ưu không ràng buộc	014
1.5.3. Bài toán tối ưu với ràng buộc dạng đẳng thức	016
1.5.4. Bài toán tối ưu với ràng buộc dạng bất đẳng thức	019
1.6. Câu hỏi và bài tập	021
Chương 2: ĐIỀU ĐỘ KINH TẾ GIỮA CÁC MÁY PHÁT NHIỆT ĐIỆN	023
2.1. Vấn đề điều độ kinh tế	023
2.2. Điều độ kinh tế khi bỏ qua tổn thất và giới hạn công suất tổ máy	024
2.3. Điều độ kinh tế khi tính đến giới hạn công suất tổ máy	029
2.4. Điều độ kinh tế khi kể đến tổn thất và giới hạn công suất tổ máy	031
2.5. Chương trình điều độ tối ưu	038
2.6. Phương pháp xác định hàm tổn thất P_{TT}	041
2.7. Bài tập	046
Chương 3: ĐIỀU ĐỘNG VÀ DỰ TRỮ TỔ MÁY TRONG VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN	050
3.1. Vấn đề chung	050

3.2. Dự trữ quay	052
3.3. Ràng buộc trong điều động và dự trữ tổ máy	055
3.3.1. Ràng buộc nhiệt độ tổ máy	055
3.3.2. Ràng buộc về tình hình thủy năng	057
3.3.3. Tổ máy vận hành bắt buộc	057
3.3.4. Ràng buộc về nhiên liệu	058
3.4. Phương pháp giải bài toán điều động tổ máy	058
3.4.1. Vấn đề chung	058
3.4.2. Phương pháp danh sách ưu tiên	059
3.5. Bài tập	061
Chương 4: ĐIỀU ĐỘNG KẾT HỢP GIỮA NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN V. THỦY ĐIỆN	064
4.1. Các vấn đề chung về nhà máy thủy điện	064
4.1.1. Giới thiệu	064
4.1.2. Lịch vận hành của nhà máy thủy điện	065
4.2. Đặc tính năng lượng của turbine thủy điện	066
4.3. Bài toán điều độ kết hợp	067
4.3.1. Phân loại	067
4.3.2. Điều độ điện năng	068
4.4. Bài toán điều độ kết hợp ngắn hạn	072
Chương 5: QUY TRÌNH VẬN HÀNH NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN	075
5.1. Quy trình vận hành turbine	075
5.1.1. Các thiết bị chính trong turbine khí	075
5.1.2. Kiểm tra trước khi khởi động turbine khí	077
5.1.3. Vận hành turbine khí	082
5.1.4. Kiểm tra thao tác khi chạy turbine khí	083
5.1.5. Kiểm tra trước khi dừng turbine	085
5.1.6. Kiểm tra khi turbine ngừng dự phòng	086
5.1.7. Xử lý sự cố bất thường của turbine khí	086
5.2. Quy trình vận hành máy phát	100
5.2.1. Đặc tính máy phát điện	100

5.2.2. Màn hình điều khiển máy phát	101
5.2.3. Kiểm tra trước khi chạy máy phát	104
5.2.4. Vận hành máy phát	105
5.2.5. Xử lý bất thường ở máy phát điện	107
Chương 6: QUY TRÌNH VẬN HÀNH NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN	115
6.1. Thông tin về nguồn nước	115
6.2. Quy trình vận hành khối tổ máy	116
6.2.1. Các thiết bị chính	117
6.2.2. Phương thức vận hành và chế độ làm việc	118
6.2.3. Khởi động tổ máy	123
6.2.4. Dừng tổ máy	124
6.3. Chế độ vận hành không bình thường của tổ máy phát	125
6.4. Xử lý sự cố khối tổ máy	127
Chương 7: ĐIỀU KHIỂN HỆ THỐNG ĐIỆN	130
7.1. Giới thiệu	130
7.2. Điều khiển tần số tải	132
7.2.1. Mô hình máy phát điện trong điều khiển	132
7.2.2. Mô hình động cơ sơ cấp	135
7.2.3. Mô hình tải	136
7.2.4. Mô hình bộ điều tốc	137
7.3. Tự độ điều khiển công suất phát	147
7.3.1. Tự độ điều khiển công suất trong hệ thống cô lập	148
7.3.2. Tự độ điều khiển công suất trong hệ thống đa liên kết	150
7.3.3. Tự độ điều khiển công suất phát tối ưu	158
7.4. Điều khiển công suất phản kháng và điện áp	159
7.4.1. Mô hình toán các khối trong bộ AVR	160
7.4.2. Bộ AVR cải tiến	165
7.4.3. Bộ AVR tích hợp trong AGC	169
7.5. Bài tập	171
Phục lục: CHƯƠNG TRÌNH MATLAB	175

P1.1. Chương trình Matlab cho chương 1	175
P1.2. Chương trình Matlab cho chương 2	176
P1.3. Chương trình Matlab cho chương 3	178
P1.4. Chương trình Matlab cho chương 7	181
P1.5. Một số chương trình ứng dụng	183
TÀI LIỆU THAM KHẢO	193

1

CÁC VẤN ĐỀ CHUNG

1.1. Mục tiêu môn học

Môn học phục vụ cho các học viên ngành công nghệ kỹ thuật điện - chuyên ngành hệ thống với mục tiêu như sau:

- Giới thiệu cho học viên về hệ thống điện với các vấn đề liên quan như: hệ thống nguồn phát, vận hành hệ thống nguồn phát trong các chế độ khác nhau, điều khiển máy phát điện, vận hành hệ thống truyền tải,...
- Hiểu các đặc tính giới hạn quan trọng của hệ thống nguồn phát loại nhiệt điện và thủy điện.
- Giới thiệu các giải thuật toán về tối ưu và áp dụng trong bài toán vận hành hệ thống điện.
- Giới thiệu phương pháp giải các bài toán phức tạp liên quan đến giải tích mạng và phân tích kinh tế.
- Đưa ra các mô hình điều khiển hệ thống và giới thiệu hệ thống điều khiển điển hình.
- Giới thiệu qui trình vận hành các phần tử trong hệ thống điện.

Môn học đề cập đến các vấn đề sau:

- Đặc tính của hệ thống nguồn phát
- Điều độ kinh tế và bài toán điều độ kinh tế
- Phương pháp giải bài toán điều độ kinh tế
- Tổn thất và tối ưu tổn thất trong hệ thống điện
- Bài toán qui hoạch động

- Bài toán điều độ tối ưu với các ràng buộc của hàm năng lượng
- Điều khiển hệ thống
- An ninh hệ thống điện
- Đánh giá trạng thái hệ thống điện

Lưu ý rằng bài giảng chỉ trình bày những vấn đề cơ bản nhất của môn học, các nội dung liên quan học viên phải tự tìm hiểu thông qua các bài tập lớn và tiểu luận môn học.

1.2. Tính cần thiết của môn học

Chúng ta đều biết chi phí năng lượng sơ cấp trong nền công nghiệp rất lớn, chiếm trên 20% tổng ngân khố quốc gia. Vì vậy, hiệu quả và tối ưu các ràng buộc về kinh tế của bài toán vận hành hệ thống nguồn phát luôn chiếm giữ một vị trí quan trọng trong nền công nghiệp năng lượng. Lấy nước Mỹ làm một ví dụ minh họa. Vào thời kỳ trước năm 1973, tình trạng cấm vận dầu đã làm giá dầu leo thang một cách nhanh chóng. Nước Mỹ phải chi khoảng 20% tổng ngân khố quốc gia cho nhiên liệu sơ cấp để sản xuất điện, đến năm 1980 là trên 40%. Hơn thế nữa nguồn năng lượng tự nhiên không phải là vô tận. Do đó, hiệu quả trong bài toán vận hành không chỉ mang lại hiệu quả kinh tế mà còn đem lại sự phát triển bền vững cho nhân loại.

Vấn đề cụ thể mà chúng ta cần xem xét là độ giảm chi phí có được từ hiệu quả của việc vận hành hiệu quả hệ thống năng lượng hằng năm. Nếu gọi P_{max} là tải đỉnh của đồ thị phụ tải năm; k_t là hệ số tải; H_e là lượng nhiệt trung bình hằng năm (do nhiên liệu sơ cấp tạo ra) để tạo ra 1 kWh điện năng; C_{f0} là chi phí trung bình trên mỗi đơn vị nhiệt lượng (nhiên liệu); khi đó:

Tổng sản lượng điện năng tạo ra trong năm là:

$$A_e = 8760 * k_t * P_{max} \quad (1.01)$$

Lượng nhiệt (nhiên liệu) tiêu thụ hằng năm:

$$F_c = H_e * A_e \quad (1.02)$$

Chi phí nhiệt (nhiên liệu) hằng năm:

$$C = C_{f0} * F_c \quad (1.03)$$

Ví dụ: lấy một hệ thống điện vừa phải có $P_{max} = 10000\text{MW}$; $k_t = 0.6$; $H_e = 10000\text{Btu/kWh}$ (Btu: British thermal unit - đơn vị nhiệt lượng Anh tương

đương với $1055\text{J}=252\text{Calo}$); Chi phí nhiên liệu trung bình $C_{10}=2\text{USD}/\text{triệu Btu}$ (Mbtu). Khi đó: Tổng sản lượng điện năng tạo ra trong năm là:

$$A_e = 8760 \cdot 0.6 \cdot 10000 \cdot 10^3 = 5256 \cdot 10^7 \text{ kWh}$$

Lượng nhiên liệu tiêu thụ hằng năm:

$$F_c = 10000 \cdot 5256 \cdot 10^7 = 5256 \cdot 10^{11} \text{ Btu}$$

Chi phí nhiên liệu hằng năm:

$$C = 2 \cdot 10^{-6} \cdot 5256 \cdot 10^{11} = 10512 \cdot 10^5 \text{ USD} = 1.0512 \text{ tỷ USD}$$

Như vậy, việc tiết kiệm chi phí vận hành cho dù là một phần nhỏ cũng ảnh hưởng đáng kể đến giá thành sản xuất điện và lượng nhiên liệu phải tiêu tốn.

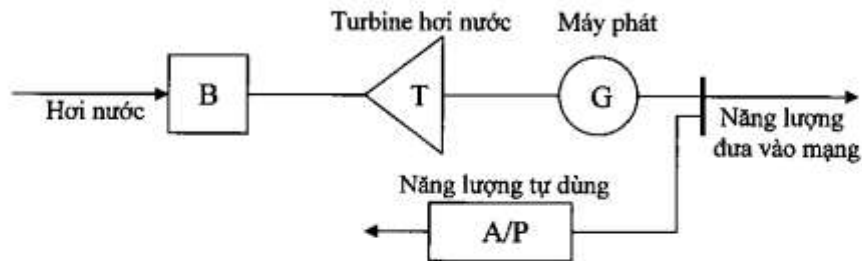
Ngày nay, các công cụ hỗ trợ cho bài toán vận hành kinh tế hệ thống điện được phát triển nhanh chóng. Tuy nhiên, sự mở rộng của hệ thống cũng nhanh chóng không kém, do đó việc tìm lời giải tối ưu trong một hệ thống lớn với nhiều biến ràng buộc vẫn là vấn đề khó khăn và còn đang được các nhà nghiên cứu quan tâm. Bài toán quan trọng nhất trong vận hành hệ thống điện là cực tiểu chi phí vận hành với các ràng buộc cho trước. Việc giải bài toán này đã có nhiều công cụ toán học cùng với máy tính hỗ trợ; tuy nhiên không phải lúc nào cũng có nghiệm vật lý theo yêu cầu. Hơn nữa, ngày nay ràng buộc về khí thải ra môi trường là yếu tố đang được quan tâm; cộng vào đó là khái niệm an ninh hệ thống (security) năng lượng và sự phát triển nhiều loại nhà máy điện khác nhau làm cho bài toán vận hành tối ưu hệ thống ngày càng phức tạp. Đây vẫn còn là mảnh đất màu mỡ để các kỹ sư trong tương lai lao vào nghiên cứu.

1.3. Đặc tính của máy phát trong vận hành hệ thống

1.3.1. Đặc tính của turbine hơi

Trong phân tích các bài toán tổng hợp về điều khiển vận hành hệ thống điện chúng ta luôn có nhiều thông số phức tạp.

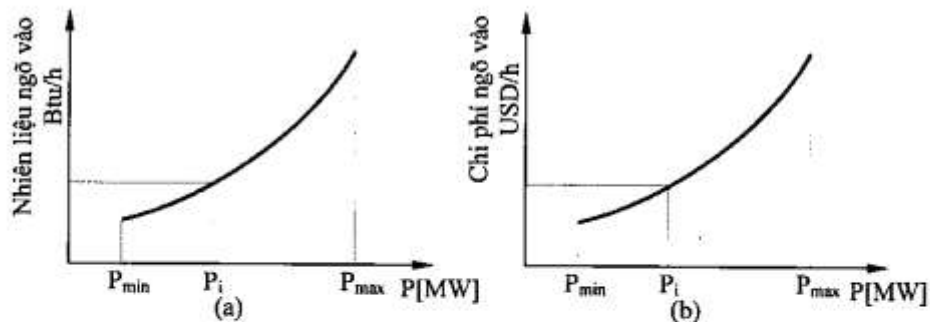
Với turbine hơi nước thông số đầu vào là thông số của hơi nước, đầu ra là lượng điện năng phát vào lưới và một phần cho tự dùng (Auxiliary power system) của nhà máy (Với một turbine hơi thông thường lượng điện năng này chiếm từ 2 đến 6% tổng sản lượng đầu ra của turbine).



Hình 1.1. Quá trình năng lượng của turbine hơi

Quá trình xem xét đặc tính của turbine hơi chúng ta bàn về tỷ lệ giữa tổng năng lượng đầu vào với tổng năng lượng đầu ra. Năng lượng đầu vào của turbine có thể được đặc trưng bởi lượng tiền bỏ ra trong một giờ (tính bằng USD), số tấn than trong một giờ, thể tích khí dùng trong một giờ hay những đại lượng tương tự vậy.

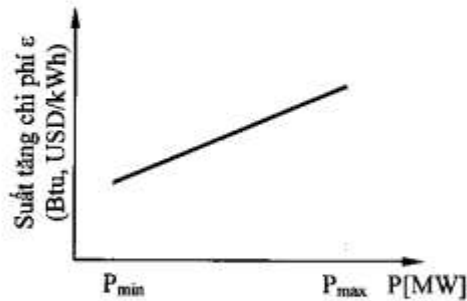
Ngõ ra được đặc trưng bởi lượng công suất khả dụng có thể đưa vào hệ thống (bao gồm cả hệ thống tự dùng). Mối liên hệ giữa ngõ vào và ra (đặc tính vào – ra) được minh họa bằng đường cong ở hình 1.2.



Hình 1.2: Mối liên hệ giữa ngõ vào và ra của turbine hơi

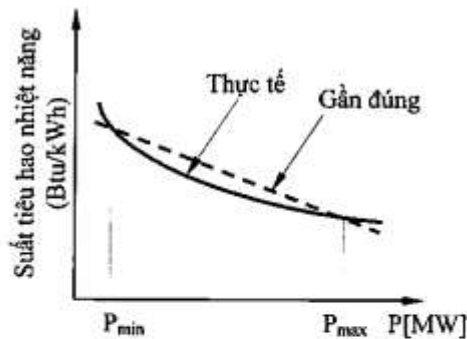
Trong thực tế thường người ta quan tâm đến suất tăng chi phí ϵ (ϵ chính là đạo hàm của chi phí nhiên liệu theo công suất phát $\epsilon = dF/dP$). Mối liên hệ giữa suất tăng chi phí ϵ và công suất ngõ ra của một turbine hơi được minh họa gần đúng bằng đồ thị hình 1.3. Đồ thị suất tăng chi phí được sử dụng phổ biến trong bài toán điều độ kinh tế hệ thống điện. Nó chính là lượng chi phí

(nhiên liệu) tăng thêm để sản xuất thêm một lượng điện năng tương ứng. Thực tế mối liên hệ giữa suất tăng chi phí và công suất ngõ ra là một đường cong lõm từ giá trị P_{\min} đến P_{\max} với hệ số góc tại các điểm P_i tương ứng là không lớn. Do đó trong tính toán chúng ta xem mối liên hệ này là tuyến tính như hình 1.3.



Hình 1.3: Mối liên hệ giữa suất tăng chi phí và công suất ngõ ra

Đặc tính quan trọng cuối cùng của một turbine hơi là đặc tính suất tiêu hao nhiệt năng. Đây là đặc tính thể hiện mối quan hệ giữa nhiệt năng đầu vào so với công suất phát ngõ ra, đôi khi nó được hiểu như đặc tính hiệu suất làm việc của máy và được minh họa như hình 1.4.



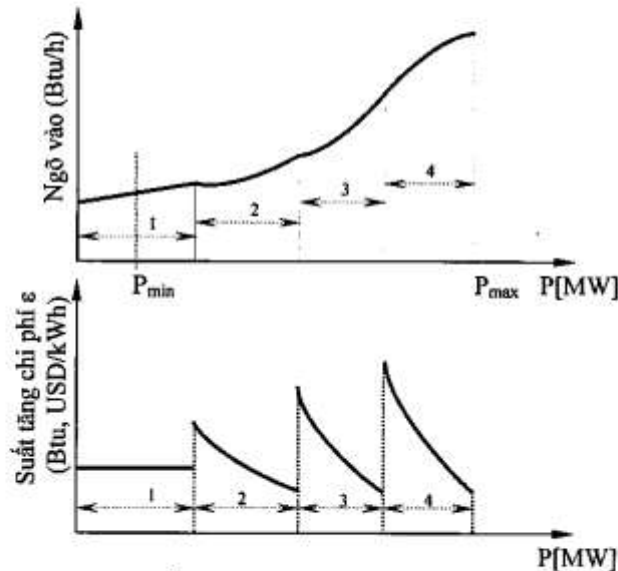
Hình 1.4: Mối liên hệ giữa suất tiêu hao nhiệt năng và công suất ngõ ra

Chúng ta cần phân biệt sự khác biệt giữa suất tiêu hao nhiệt năng (suất nhiệt-heat rate) và suất chi phí nhiên liệu (incremental heat rate) cho dù đại lượng biểu diễn trên hai trục tọa độ là như nhau. Suất chi phí nhiên liệu là lượng nhiên liệu (nhiệt) thay đổi (tăng thêm) chia cho lượng thay đổi (tăng) của công suất ngõ ra. Suất nhiệt là lượng nhiệt để tạo ra một kWh điện.

Hiệu suất làm việc của một turbine hơi thông thường nằm trong khoảng 30 đến 35%, do đó suất tiêu hao nhiệt năng của chúng nằm trong khoảng 11400Btu/kWh đến 9800Btu/kWh (1kWh tạo ra nhiệt tương đương với 3412Btu). Đặc tính tiêu hao nhiệt năng của mỗi turbine hơi phụ thuộc vào các thông số thiết kế như điều kiện nước ban đầu, hệ thống hồi nhiệt, áp suất nén, mức độ phức tạp của chu trình ngưng tụ nước,... Ngày nay nhờ sự phát triển của công nghệ nên hiệu suất của turbine hơi cũng được nâng lên đáng kể.

Tóm lại, có nhiều dạng khác nhau để xây dựng đặc tính vào ra của một turbine hơi như hình 1.2; dữ liệu có thể có được từ thực nghiệm vận hành turbine hoặc từ các thông số thiết kế ban đầu của các kỹ sư, từ đó có thể vẽ lên các đường cong đại số. Trong nhiều trường hợp chúng ta có thể sử dụng các đường cong bậc hai để làm đặc tính vào ra của một turbine hơi. Đôi khi đặc tính vào ra là các đoạn thẳng gấp khúc nối tiếp nhau cũng được dùng đến. Tất nhiên khi dùng các loại đặc tính vào ra khác nhau chúng ta cũng có được các đặc tính suất tăng chi phí khác nhau. Khi đó, ứng với mỗi đặc tính suất tăng chi phí khác nhau chúng ta xây dựng những bài toán vận hành kinh tế hệ thống điện khác nhau.

1.3.2. Đặc tính biến đổi và lịch sử phát triển của turbine hơi

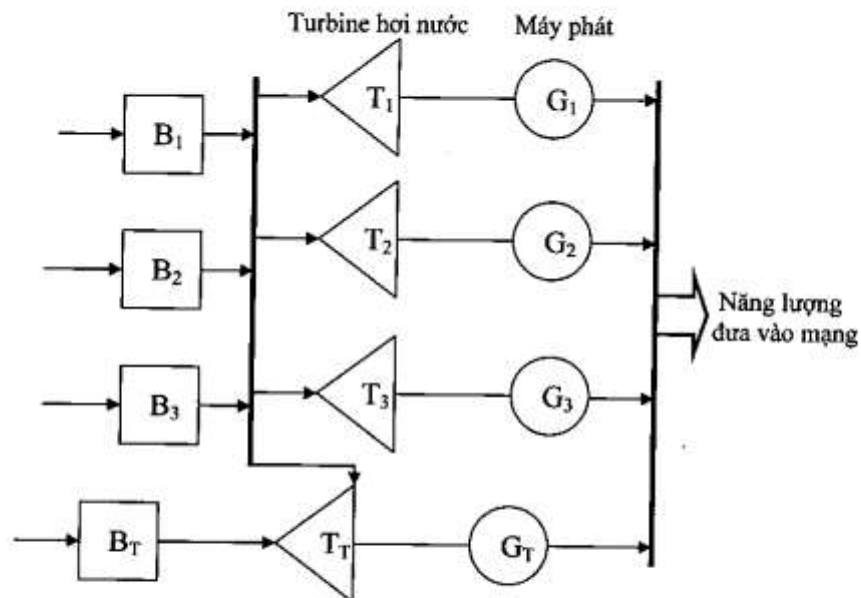


Hình 1.5: Mối liên hệ giữa nhiên liệu vào và công suất ngõ ra khi có 4 van điều khiển

Với các máy phát công suất lớn turbine của chúng được điều khiển bằng nhiều đường hơi khác nhau (thông qua các van điều khiển khác nhau). Khi đó đặc tính vào ra không thể như hình 1.2 và 1.3; tùy thuộc vào số van điều khiển cấp hơi cho turbine mà đặc tính sẽ khác nhau mà đặc tính vào ra như hình 1.5 (vẽ trong trường hợp có 4 van điều khiển).

Một vấn đề gặp phải khi sử dụng mô hình turbine này là khi một van nào đó được mở trước thì tổn hao tiết lưu của van đó tăng lên nhanh chóng và suất tăng chi phí cũng tăng lên đột ngột. Điều này dẫn đến tính không liên tục của các đặc tính tăng lên (xem hình 1.5). Do đó mô hình này không được dùng trong thực tiễn.

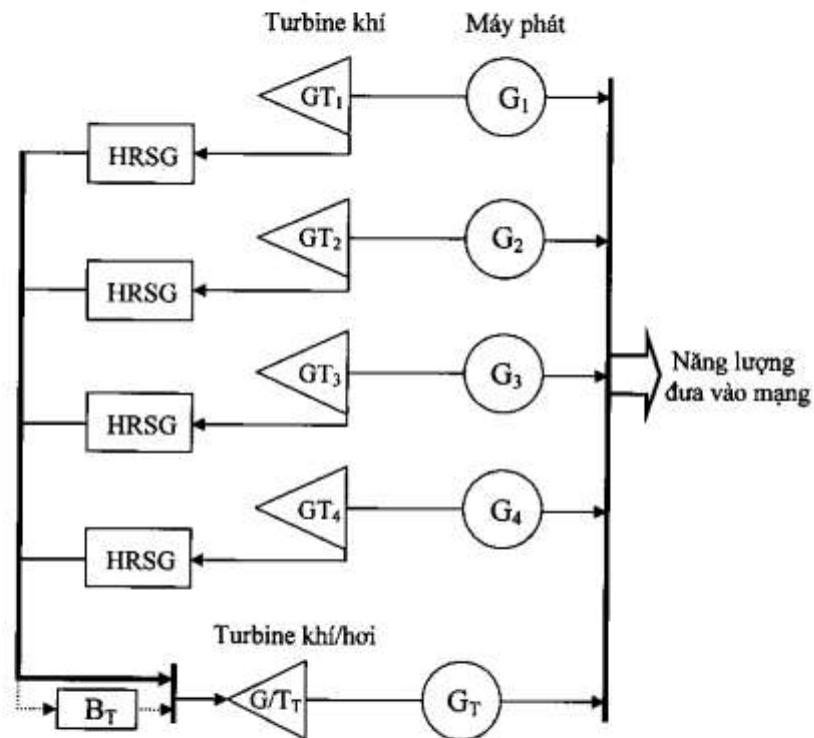
Một mô hình được sử dụng phổ biến trong các nhà máy nhiệt điện công suất lớn là các lò hơi được điều khiển nối chung và cùng cấp hơi đồng thời cho một lúc nhiều turbine. Mô hình kiểu này được gọi tắt là mô hình dùng chung (command-header plant) được minh họa như sơ đồ hình 1.6.



Hình 1.6. Mô hình nhà máy điện turbine hơi dùng chung

Trong mô hình này luôn có một turbine (turbine T_T) được lắp ở đầu “ngọn” của chu trình (topping turbine) để tận dụng nguồn hơi thừa trong quá trình vận hành.

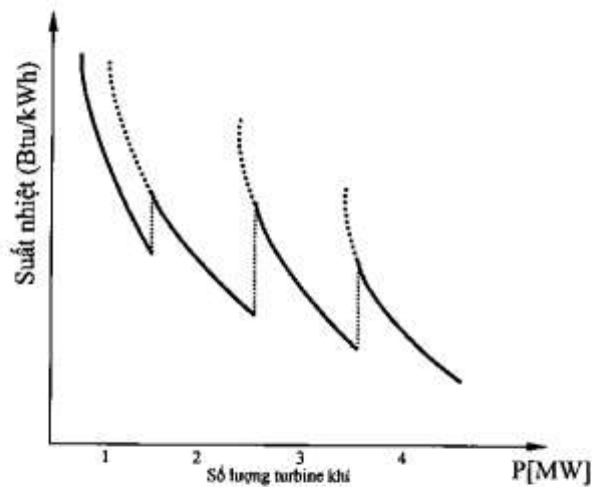
Tính hiệu quả của mô hình dùng chung này đã được khẳng định (vấn đề này đã được Steinberg và Smith đề cập chi tiết trong cuốn *Economy Loading of Power Plant and Electric Systems* xuất bản năm 1943). Tính hiệu quả của nó còn thể hiện ở chỗ vừa tạo ra nguồn điện lớn cho hệ thống từ một nhà máy nhỏ vừa cung cấp nhiệt cho các hệ thống sưởi ấm cũng như làm lạnh tại các khu dân cư đông đúc. Sau thế chiến thứ hai mô hình này được sử dụng rộng rãi trong các nhà máy nhiệt điện.



Hình 1.7 Mô hình nhà máy nhiệt chu trình kết hợp

Đến trước những năm của thập kỉ 60 chúng được gỡ bỏ và thay thế bằng các nhà máy hiện đại và có hiệu suất cao hơn. Tuy nhiên, do tốc độ đô thị hóa nhanh dẫn đến nhu cầu tải nhiệt tăng lên nhanh chóng vì vậy mô hình loại nhà máy dùng chung không những bị gỡ bỏ mà còn được phát triển nhanh. Đến cuối những năm 1960 mô hình nhà máy nhiệt điện turbine hơi chu trình kết hợp (combined cycle plant) ra đời. Một turbine khí thông thường có hiệu suất làm việc nằm trong khoảng 25 đến 30% (nghĩa là có suất nhiệt từ 13600 đến 11400Btu/kWh, cao hơn turbine hơi) và đòi hỏi phải có nhiên liệu

đầu vào là dầu hoặc khí đốt và ban đầu chúng chỉ dùng cho việc phủ đỉnh trong hệ thống điện. Nhiệt tỏa ra của turbine khí là rất cao (thông thường khoảng hơn 600°C). Vì vậy việc kết hợp giữa các turbine khí có nhiệt độ tỏa ra lớn với các turbine hơi để tận dụng lượng nhiệt (mô hình HRSG – heat recovery steam generators) sẽ làm cho hiệu suất của toàn bộ chu trình tăng lên đáng kể. Nhà máy nhiệt điện sử dụng mô hình này được minh họa như hình 1.7. Đặc tính nhiệt của loại nhà máy điện chu trình hỗn kết hợp được minh họa như hình 1.8. Với loại nhà máy này suất nhiệt có thể giảm xuống còn 8500 Btu/kWh hoặc thấp hơn. Với loại nhà máy điện này việc xác định đặc tính suất tăng chi phí từ các dữ liệu sẵn có là rất khó khăn. Đường đặc tính suất tăng chi phí thường có dạng đơn điệu giảm (hoặc ở điểm cực tiểu) theo công suất ngõ ra.



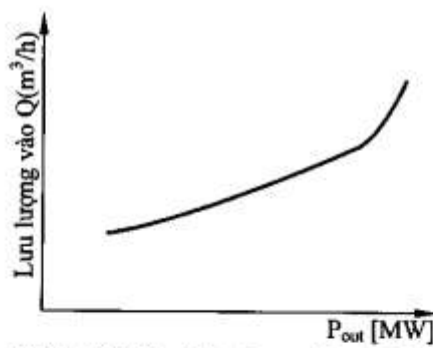
Hình 1.8: Đặc tính nhiệt của nhà máy nhiệt điện chu trình kết hợp

Nói cách khác các đường đặc tính suất tăng chi phí của loại nhà máy này có hệ số góc âm và không liên tục. Điều này sẽ khó khăn trong việc giải bài toán vận hành kinh tế máy phát. Từ đặc tính hình 1.8 ta thấy rằng phương án vận hành kinh tế của nhà máy loại này là vận hành ở chế độ đầy tải trong suốt thời gian vận hành. Một câu hỏi mở được đặt ra là có hay không loại nhà máy kiểu này được thiết kế để vận hành đầy tải trong khoảng thời gian 6000 đến 7000 giờ trong một năm. Tất nhiên là chế độ phát công suất của nhà máy phải phụ thuộc vào nhu cầu tải và mối liên hệ giữa các nhà máy trong hệ thống điện với nhau.

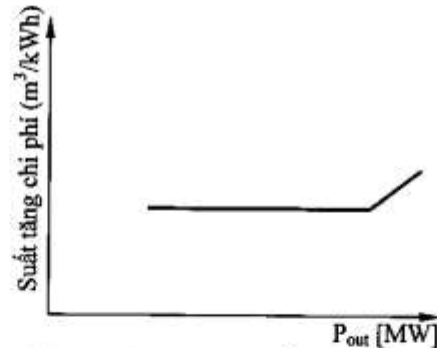
Ngày nay việc thiết kế nhà máy nhiệt điện chu trình kết hợp đã được cải tiến đáng kể, ví dụ như là mô hình hai turbine gắng cùng trục để truyền động cho một máy phát nhằm mục đích tận dụng lượng nhiệt thừa, hay việc tận dụng các nguồn nhiệt thừa để phục vụ cho các mục đích khác như sưởi ấm, làm lạnh và một số quá trình hóa lý khác cũng là vấn đề cần quan tâm.

1.3.3. Đặc tính của turbine thủy điện

Turbine thủy điện (Hydroelectric) có đặc tính vào-ra tương tự như turbine hơi. Ngõ vào của turbine thủy điện là lưu lượng nước $Q(m^3/h)$; ứng với lưu lượng nước đi vào turbine trong mỗi đơn vị thời gian chúng ta sẽ có được lượng công suất ngõ ra tương ứng. Hình 1.9 mô tả đặc tính vào-ra của một turbine thủy điện với giả thiết áp lực nước đưa vào turbine (tương ứng với chiều cao hiệu dụng của cột nước) là không đổi.



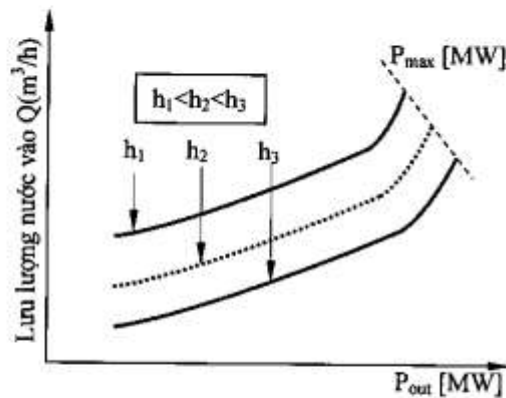
Hình 1.9: Đặc tính vào-ra của turbine thủy điện



Hình 1.10: Đặc tính suất tăng chi phí của turbine thủy điện

Nhìn chung đặc tính vào-ra của turbine thủy điện là đường thẳng trong phần lớn điểm vận hành của máy phát và mối liên hệ giữa lưu lượng ngõ vào và công suất ngõ ra là đồng biến. Tuy nhiên, khi vận hành máy phát vượt quá giá trị định mức thì độ dốc của đường đặc tính vào ra sẽ tăng nhanh (hiệu suất làm việc của turbine lúc này giảm xuống đáng kể). Đường cong suất tăng chi phí của turbine thủy điện được minh họa như hình 1.10. Chú ý rằng đơn vị của lưu lượng trong hai đường cong 1.9 và 1.10 có thể được cho dưới dạng m^3/s , ft^3/h hoặc ft^3/s

Với một turbine thủy điện đường cong đặc tính vào-ra sẽ khác nhau khi độ cao hiệu dụng của cột nước là việc là khác nhau. Thông thường dạng của chúng được tịnh tuyến theo chiều tăng dần của lưu lượng ngõ vào khi độ cao hiệu dụng giảm dần và được minh họa như hình 1.11.



Hình 1.11: Đặc tính vào-ra của turbine thủy điện theo độ cao cột nước

Tuy nhiên, việc xem xét độ cao cột nước là không đổi trong vận hành chỉ có ý nghĩa khi lượng nước chạy các tổ máy của nhà máy thủy điện rất nhỏ so với thể tích hiệu dụng của hồ chứa thượng nguồn hoặc lượng nước chạy máy xấp xỉ với lượng nước bổ sung vào hồ chứa. Khi các điều kiện ở trên không thỏa mãn thì việc vận hành máy phát thủy điện phải dựa vào nhiều đường đặc tính khác nhau như hình 1.11. Dĩ nhiên bài toán vận hành lúc này sẽ khó khăn hơn không những do phải vận hành với nhiều đường đặc tính khác nhau mà còn do công suất phát cực đại của máy phát cũng thay đổi. Từ hình 1.11 ta thấy lưu lượng nước cần để duy trì công suất ngõ ra sẽ tăng lên khi độ cao hiệu dụng giảm và tình trạng sẽ ngày càng trầm trọng hơn (ảnh hưởng đến an ninh hệ thống điện) nếu không được khắc phục. Một hướng giải quyết trong trường hợp này là mô hình nhà máy thủy điện tích năng (pumped storage hydro plant).

1.4. Phương pháp xây dựng đặc tính chi phí tổ máy phát

Như đã trình bày ở trên, suất chi phí của một turbine nhiệt điện có thể được minh họa gần đúng bằng một phương trình bậc 2 theo công suất phát ngõ ra như sau:

$$C = a + bP + cP^2 \quad (1.04)$$

Với máy phát thủy điện mỗi liên hệ này là hàm bậc nhất theo công suất phát. Việc xây dựng đặc tính này cho mỗi tổ máy là cần thiết; nó giúp cho bài toán điều độ tối ưu sao này. Thông thường nhà sản xuất luôn cung cấp dạng tường minh của đặc tuyến trên theo các điều kiện vận hành khác nhau. Tuy nhiên, theo thời gian vận hành, đặc tuyến có thể bị sai lệch đôi chút với đặc tuyến ban đầu của nhà sản xuất cung cấp. Do đó chúng ta phải xây dựng lại đặc tuyến mới để đảm bảo tính chính xác trong tính toán. Phương pháp xác định các thông số trong phương trình suất chi phí được sử dụng phổ biến là thống kê thực nghiệm. Với phương pháp này, chúng ta tiến hành đo lường nhiên liệu tiêu thụ trung bình trong một khoảng thời gian C_i (thường khoảng 1 giờ) ứng với các giá trị công suất phát trung bình P_i ở ngõ ra sau đó tiến hành giải hệ phương trình với các tham số được xác định theo phương pháp bình phương cực tiểu (least square) và hệ phương trình được xây dựng như sau:

$$\begin{cases} an + b \sum P_i + c \sum P_i^2 = \sum C_i \\ a \sum P_i + b \sum P_i^2 + c \sum P_i^3 = \sum C_i P_i \\ a \sum P_i^2 + b \sum P_i^3 + c \sum P_i^4 = \sum C_i P_i^2 \end{cases} \quad (1.05)$$

Trong đó: n là số lần tiến hành đo; C_i là chi phí nhiên liệu trung bình trong khoảng thời gian thứ i ứng công suất trung bình ngõ ra P_i . Giải hệ phương trình (1.05) chúng ta sẽ tìm ra các tham số trong phương trình (1.04).

Ví dụ 1.1:

Một tổ máy nhiệt điện có các thông đo được trung bình tại các giờ ứng với công suất phát như sau:

Lần đo	1	2	3	4	5
$P_{out}(MW)$	60	70	80	90	100
$C(USD/MWh)$	1000	1071.5	1144	1217.5	1292

Bảng 1.1: Số liệu cho ví dụ 1.1

Hãy xác định các tham số trong phương trình chi phí dạng hàm bậc 2.

Giải:

Từ kết quả bảng số liệu ta tính được các tham số trong hệ phương trình (1.05) như ở bảng 1.2

ΣP_i	ΣC_i	ΣP_i^2	ΣP_i^3	ΣP_i^4	$\Sigma C_i P_i$	$\Sigma C_i P_i^2$
400	5725	33000	$280 \cdot 10^4$	$24354 \cdot 10^4$	465300	38953700

Bảng 1.2: Kết quả tính toán cho ví dụ 1.1

Thay các giá trị vào phương trình (1.05) ta được:

$$\begin{cases} 5a + 400b + 33000c = 5725 \\ 400a + 33000b + 2800000c = 465300 \\ 33000a + 2800000b + 243540000c = 38953700 \end{cases}$$

Giải hệ phương trình trên ta được: $a=592$; $b=6.5$ và $c=0.005$.

1.5. Phương pháp giải bài toán tối ưu hàm phi tuyến

1.5.1. Nhắc lại về cực trị hàm nhiều biến

Cho một hàm $z=f(x,y)$ xác định và liên tục trong miền D nào đó chứa điểm $M(x_0,y_0)$ thì ta nói rằng hàm $f(x,y)$ đạt cực đại tại điểm $M(x_0,y_0)$ nếu trong lân cận nào đó của điểm M ta có: $f(x,y) \leq f(x_0,y_0)$. Tương tự, ta nói hàm $f(x,y)$ đạt cực tiểu tại điểm $M(x_0,y_0)$ nếu trong lân cận nào đó của điểm M ta có: $f(x,y) \geq f(x_0,y_0)$. Các cực đại và cực tiểu gọi chung là cực trị. Để ý rằng nếu lấy $y=y_0$ thì điều kiện cực trị được viết lại: $f(x,y_0) \leq f(x_0,y_0)$ (hoặc $f(x,y_0) \geq f(x_0,y_0)$). Điều này đồng nghĩa với hàm một biến $f(x,y_0)$ đạt cực trị tại $x=x_0$. Theo định lý Phecma nếu tồn tại đạo hàm riêng $f'_x(x_0,y_0)$ thì đạo hàm ấy phải bằng không.

Cực trị trong trường hợp vừa nói ở trên được thiết lập khi x, y biến thiên độc lập trong toàn bộ miền xác định D và nó được gọi là cực trị không điều kiện. Trong trường hợp ta xét x, y không biến thiên tùy ý mà bị ràng buộc bởi điều kiện nào đó (giả sử bị ràng buộc bởi phương trình $g(x,y)=0$), tức điểm $M(x,y)$ không chạy tùy ý trong miền D mà nằm chỉ nằm trên một đường cong C nào đó. Khi đó cực trị đạt được gọi là cực trị có điều kiện hay cực trị ràng buộc.

Để tìm cực trị của hàm đa biến khả vi chúng ta thường dùng định lý Phecma; xác định các đạo hàm thành phần tương ứng, giải hệ phương trình các đạo hàm thành phần này để tìm ra các giá trị tới hạn. Phương pháp thứ hai được sử dụng phổ biến trong các bài toán kỹ thuật là phương pháp nhân tử Lagrange (Largrange multiplier). Đây cũng là phương pháp chủ yếu sử dụng trong tài liệu này để giải các bài toán tối ưu. Chú ý rằng phương pháp nhân tử Lagrange dùng để tìm cực trị trong cả trường hợp các hàm số không có đạo hàm riêng cấp 1 liên tục tại lân cận điểm cực trị và điểm cực trị trùng với điểm kỳ dị của hàm ràng buộc (người đọc tham khảo thêm trong các tài liệu toán cao cấp).

1.5.2. Bài toán tối ưu không ràng buộc

Tối ưu hàm phi tuyến là một công cụ quan trọng trong các bài toán kỹ thuật (đặc biệt có sự trợ giúp của máy tính – CAD-Computer-aided design). Xét ở cấp độ rộng hơn thì nó chính là bài toán qui hoạch phi tuyến (nonlinear programming). Lý thuyết cơ bản và phương pháp giải đã được đề cập trong rất nhiều sách (người đọc có thể tự tham khảo thêm). Mục đích cụ thể của việc áp dụng phương pháp này là tìm cực tiểu của một số đối tượng phi tuyến trong bài toán vận hành tối ưu hệ thống điện.

Công cụ toán học để giải bài toán tối ưu không ràng buộc là giải trực tiếp thông qua định lý Phecma để tìm cực tiểu các hàm chi phí cụ thể nào đó. Xét hàm f gồm n biến có dạng $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$ thì cực tiểu của hàm này chỉ đạt được khi:

$$\frac{\partial f}{\partial x_i} = 0 \quad i=1, 2, \dots, n \quad (1.06)$$

Hay viết rút gọn dưới dạng ký hiệu ta có:

$$\nabla f = 0 \quad (1.07)$$

ở đây:
$$\nabla f = \left(\frac{\partial f}{\partial x_1}, \frac{\partial f}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial f}{\partial x_n} \right) \quad (1.08)$$

được gọi là vectơ gradient. Điều kiện liên đới với thành phần đạo hàm bậc hai được cho bởi:

$$H = \frac{\partial^2 f}{\partial x_i \partial x_j} \quad (1.09)$$

Phương trình trên được viết dưới dạng ma trận thì đó được gọi là ma trận Hessian (Hessian matrix). Giá trị cực tiểu tìm được tại điểm $(x_{10}, x_{20}, \dots, x_{n0})$ phải thỏa hai điều kiện là đạo hàm cấp một tại điểm đó bằng không và ma trận Hessian phải có các trị riêng (eigenvalue) dương tại điểm đánh giá $(x_{10}, x_{20}, \dots, x_{n0})$. Nói cách khác hàm số sẽ đạt được cực tiểu tại điểm M khi đạo hàm cấp một tại điểm M bằng không và đạo hàm cấp hai tại điểm này dương.

Trong trường hợp hàm f chỉ có hai biến x_1, x_2 thì chúng ta có thể kiểm tra điều kiện cực tiểu tại điểm M như sau:

$$A = \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} M(x_{10}, x_{20}); B = \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} M(x_{10}, x_{20}); C = A = \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2} M(x_{10}, x_{20});$$

Và $D = AC - B^2$. Khi đó nếu $D > 0$ thì hàm số mới có cực trị và sẽ đạt cực tiểu khi $A > 0$ (hay $C > 0$).

Tóm lại, việc tìm cực tiểu không điều kiện ràng buộc của một hàm số là đi tìm tập tất cả các điểm để đạo hàm của hàm số bằng không; giải hệ phương trình để được các thông số cần tìm và kiểm tra điều kiện cực tiểu theo đạo hàm cấp hai. Tuy nhiên nếu bài toán có một cực tiểu thì đó là cực tiểu toàn cục, trong trường hợp ngược lại chúng ta phải xác định tất cả các giá trị cực tiểu để tìm ra cực tiểu toàn cục của bài toán.

Ví dụ 1.2:

Tìm cực tiểu của hàm số:

$$f(x_1, x_2, x_3) = x_1^2 + 2x_2^2 + 3x_3^2 + x_1x_2 + x_2x_3 - 5x_1 - 10x_2 - 20x_3 + 100$$

Giải:

Đạo hàm bậc nhất các thành phần và cho bằng không ta có:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} = 2x_1 + x_2 - 5 = 0$$

$$\frac{\partial f}{\partial x_2} = x_1 + 4x_2 + x_3 - 10 = 0$$

$$\frac{\partial f}{\partial x_3} = x_2 + 6x_3 - 20 = 0$$

Hãy viết dưới dạng ma trận ta có:

$$\begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 1 & 4 & 1 \\ 0 & 1 & 6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5 \\ 10 \\ 20 \end{bmatrix} \text{ hay } H \cdot X = A$$

với H là ma trận Hessian và $H = \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 1 & 4 & 1 \\ 0 & 1 & 6 \end{bmatrix}$; $X = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix}$; $A = \begin{bmatrix} 5 \\ 10 \\ 20 \end{bmatrix}$

Giải hệ phương trình trên ta được:

$$\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.8750 \\ 1.2500 \\ 3.1250 \end{bmatrix}$$

Sử dụng hàm $\text{eig}(H)$ trong matlab ta xác định được các trị riêng của ma trận H tương ứng là: 1.5505; 4 và 6.4495. Nhận thấy rằng các trị riêng của ma trận H đều dương. Như vậy hàm f sẽ đạt giá trị cực tiểu tại (x_1, x_2, x_3) ở trên với giá trị cực tiểu là $f(1.8750, 1.2500, 3.1250) = 57.8125$.

1.5.3. Bài toán tối ưu với ràng buộc dạng đẳng thức

Dạng bài toán này thường xuất hiện khi hàm số phụ thuộc vào các thông số cho trước. Xét hàm số cần xác định cực tiểu có dạng:

$$f(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (1.10)$$

phương trình ràng buộc có dạng:

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad i=1, 2, \dots, k \quad (1.11)$$

Trong trường hợp này chúng ta dùng phương pháp nhân tử Lagrange để chuyển từ tối ưu có ràng buộc về không ràng buộc và được viết dưới dạng như sau:

$$L = f + \sum_{i=1}^k \lambda_i g_i \quad (1.12)$$

Kết quả là để có cực tiểu có điều kiện chúng ta phải giải hai hệ phương trình:

$$\frac{\partial L}{\partial x_i} = \frac{\partial f}{\partial x_i} + \sum_{i=1}^k \lambda_i \frac{\partial g_i}{\partial x_i} = 0 \quad (1.13)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = g_i = 0 \quad (1.14)$$

Chú ý rằng phương trình (1.14) chỉ là điều kiện ràng buộc ban đầu. Từ hệ phương trình này chúng ta xác định được các giá trị cực trị. Giá trị cực tiểu là giá trị thỏa điều kiện:

$$\frac{d^2L}{d^2x} > 0 \quad \text{Với } x = (x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (1.15)$$

Trong trường hợp hàm f chỉ có hai biến x_1, x_2 thì chúng ta có thể kiểm tra điều kiện cực tiểu tại điểm M như sau:

đặt:
$$\Delta = \begin{vmatrix} 0 & g'_{x_1} & g'_{x_2} \\ g'_{x_1} & L''_{x_1x_1} & L''_{x_1x_2} \\ g'_{x_2} & L''_{x_1x_2} & L''_{x_2x_2} \end{vmatrix}$$
 tại điểm $M(x_{10}, x_{20})$

Khi đó nếu $\Delta > 0$ thì hàm số đạt cực tiểu có điều kiện tại điểm M .

Ví dụ 1.3:

Tim cực tiểu của hàm số $f(x_1, x_2) = x_1^2 + x_2^2$ với điều kiện $(x_1 - 8)^2 + (x_2 - 6)^2 = 25$.

Giải:

Bài toán được đưa về dạng cực tiểu không điều kiện với hàm Lagrange như sau:

$$x_1^2 + x_2^2 + \lambda[(x_1 - 8)^2 + (x_2 - 6)^2 - 25]$$

các thành phần đạo hàm cấp một là:

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = 2x_1 + \lambda(2x_1 - 16) \quad (*)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = 2x_2 + \lambda(2x_2 - 12) \quad (**)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = (x_1 - 8)^2 + (x_2 - 6)^2 - 25 \quad (***)$$

Giải hệ phương trình (*), (**) và (***) ta có hai cặp nghiệm $(\lambda_1 = 1, x_1 = 4, x_2 = 3)$ và $(\lambda_2 = -3, x_1 = 12, x_2 = 9)$. Tới đây chúng ta có thể thay vào phương trình ban đầu để tìm ra cực tiểu (dễ dàng nhận thấy với $\lambda_1 = 1$ ta có cực tiểu tại điểm $M_1(x_1 = 4, x_2 = 3)$). Tuy nhiên để làm một cách bài bản ta tiếp tục kiểm tra điều kiện cực tiểu theo đạo hàm cấp hai. Ta có:

$$\frac{\partial^2 L}{\partial x_1^2} = 2+2\lambda; \quad \frac{\partial^2 L}{\partial x_1 \partial x_2} = 0; \quad \frac{\partial^2 L}{\partial x_2^2} = 2+2\lambda$$

từ đó ta có: $d^2L = (2+2\lambda)(d^2x_1 + d^2x_2)$

Tại điểm $\lambda_1=1$ thì $d^2L > 0$; $\lambda_2=-3$ thì $d^2L < 0$.

Vậy hàm có đạt cực tiểu có điều kiện tại điểm $(x_1=3, x_2=4)$ với $f_{\min}=25$.

Chú ý: chúng ta cũng có thể kiểm tra điều kiện cực tiểu theo giá trị riêng của ma trận Hessian được cho bởi công thức (1.07). Trong trường hợp này:

$$H_{\lambda 1} = \begin{bmatrix} 4 & 0 \\ 0 & 4 \end{bmatrix}; \quad H_{\lambda 2} = \begin{bmatrix} -4 & 0 \\ 0 & -4 \end{bmatrix}; \quad \text{và } \text{eig}(H_{\lambda 1}) = \begin{bmatrix} 4 \\ 4 \end{bmatrix}; \quad \text{eig}(H_{\lambda 2}) = \begin{bmatrix} -4 \\ -4 \end{bmatrix}$$

Trong nhiều trường hợp việc giải hệ phương trình của các đạo hàm cấp một không thể thực hiện được bằng phương pháp giải tích. Khi đó, chúng ta phải dùng phương pháp giải lặp (phương pháp giải lặp được dùng phổ biến là Newton-Raphson). Cách giải lặp đơn giản nhất là cho một giá trị ước lượng λ ban đầu nào đó sau đó tính Δf . Nếu Δf bằng 0 thì λ đạt được tương ứng là giá trị cần tìm của bài toán tối ưu. Ngược lại, tùy thuộc vào dấu của Δf mà ta tăng hoặc giảm λ để giải tiếp ở bước tiếp theo. Kết quả giải lặp sẽ dừng khi Δf nhỏ hơn một giá trị sai số cho phép nào đó.

Để giải lặp trong trường hợp này trước hết chúng ta chuyển tất cả các phương trình đạo hàm cấp một bằng không của hàm Lagrange về dạng:

$$f(\lambda) = 0 \tag{1.16}$$

Chọn giá trị ước lượng ban đầu của λ và cập nhật lại sau mỗi bước lặp theo công thức (vấn đề này đã trình bày chi tiết trong môn hệ thống điện 1):

$$\Delta \lambda^{(k)} = \frac{-\Delta f(\lambda)^k}{\left(\frac{df}{d\lambda}\right)^k} \tag{1.17}$$

$$\text{Và} \quad \lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta \lambda^{(k)} \tag{1.18}$$

Trong ví dụ 1.3 nếu giải bằng phương pháp lặp ta tiến hành như sau:

từ (*), (**) ta có: $x_1 = \frac{8\lambda}{\lambda+1}$; $x_2 = \frac{6\lambda}{\lambda+1}$; thay vào (***) ta được phương trình:

$$f(\lambda) = \frac{100\lambda^2}{(\lambda+1)^2} - \frac{200\lambda}{\lambda+1} + 75 = 0 \quad (@)$$

và
$$\frac{df(\lambda)}{d\lambda} = \frac{200\lambda}{(\lambda+1)^3} - \frac{200}{(\lambda+1)^2} = -\frac{200}{(\lambda+1)^3}$$

(@) là một phương trình phi tuyến và ta sử dụng một đoạn chương trình matlab sau để giải lập bằng phương pháp Newton-Raphson.

```
% Giai lap su dung phuong phap lap Newton
sll = 0; % Solan lap
Df = 10; % Gia tri sai so gioi han
Lambda = input('Nhap vao gia tri uoc luong ban dau cua Lambda = ');
fprintf('\n ')
disp([' Iter Df J DLambda Lambda x y'])
while abs(Df) >= 0.0001 % Kiem tra dieu kien sai so
sll = sll + 1; % Tang so lan lap
x = 8*Lambda/(Lambda + 1);
y = 6*Lambda/(Lambda + 1);
Df = (x - 8)^2 + (y - 6)^2 - 25; % Delta f theo lamda
J = -200/(Lambda + 1)^3; % Delta f(lamda) theo lamda
Delambda = -Df/J; % Tinh delta lamda
disp([sll, Df, J, Delambda, Lambda, x, y])
Lambda = Lambda + Delambda; % Cap nhap lamda
end
```

Kết quả chạy chương trình với giá trị ước lượng ban đầu $\lambda=0$ ta có:

Nhap vao gia tri uoc luong ban dau cua Lambda = 0

Sll	Df	J	DLambda	Lambda	x	y
1.0000	75.0000	-200.0000	0.3750	0	0	0
2.0000	27.8926	-76.9346	0.3625	0.3750	2.1818	1.6364
3.0000	8.1227	-38.1258	0.2131	0.7375	3.3958	2.5469
4.0000	1.2823	-26.9480	0.0476	0.9506	3.8987	2.9240
5.0000	0.0454	-25.0682	0.0018	0.9982	3.9964	2.9973
6.0000	0.0001	-25.0001	0.0000	1.0000	4.0000	3.0000

1.5.4. Bài toán tối ưu với ràng buộc dạng bất đẳng thức

Bài toán tương tự như bài toán tối ưu ràng buộc dạng đẳng thức nhưng bây giờ ta xét ràng buộc có dạng:

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad i=1, 2, \dots, k \quad (1.19)$$

và
$$h_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad i=1, 2, \dots, m \quad (1.20)$$

Trong trường hợp này dùng phương pháp nhân tử Lagrange để chuyển từ tối ưu đa ràng buộc về bài toán không ràng buộc như sau:

$$L = f + \sum_{i=1}^k \lambda_i g_i + \sum_{j=1}^m \beta_j h_j \quad (1.21)$$

Kết quả là để tìm cực tiểu có điều kiện chúng ta phải giải hai hệ phương trình:

$$\frac{\partial L}{\partial x_i} = \frac{\partial f}{\partial x_i} + \sum_{i=1}^k \lambda_i \frac{\partial g_i}{\partial x_i} + \sum_{j=1}^m \beta_j \frac{\partial h_j}{\partial x_i} = 0 \quad (1.22)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_i} = g_i = 0 \quad i=1, 2, \dots, k \quad (1.23)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \beta_j} = h_j \leq 0 \quad j=1, 2, \dots, m \quad (1.24)$$

$$\beta_j h_j = 0 \text{ và } \beta_j > 0 \quad j=1, 2, \dots, m \quad (1.25)$$

Chú ý rằng phương trình (1.23) chỉ là điều kiện đẳng thức ràng buộc ban đầu. Giả sử $(x_{10}, x_{20}, \dots, x_{n0})$ là giá trị nghiệm cực tiểu của bài toán. Khi đó ràng buộc ở bất phương trình (1.24) là không cần thiết nếu chúng được giữ đúng yên tại điểm $(x_{10}, x_{20}, \dots, x_{n0})$ và $\beta_i = 0$. Trường hợp ngược lại phương trình (1.25) được giữ thì các ràng buộc phải được xem xét (đây là nội dung của điều kiện cần của định lý Kuhn – Tucker: người đọc tham khảo thêm). Khi đó ràng buộc bất đẳng thức được giải như ràng buộc đẳng thức.

Ví dụ 1.4:

Giải lại bài toán ở ví dụ 1.3 với điều kiện $g(x) = (x_1 - 8)^2 + (x_2 - 6)^2 = 25$ và $h(x) = 2x_1 + x_2 \leq 12$.

Giải:

Phương trình Lagrange lúc này có dạng:

$$L = x_1^2 + x_2^2 + \lambda[(x_1 - 8)^2 + (x_2 - 6)^2 - 25] + \beta(2x_1 + x_2 - 12)$$

Điều kiện cần của các ràng buộc được viết như sau:

$$\frac{\partial L}{\partial x_1} = 2x_1 + 2\lambda(x_1 - 8) + 2\beta = 0 \quad (a)$$

$$\frac{\partial L}{\partial x_2} = 2x_2 + 2\lambda(x_2 - 6) + \beta = 0 \quad (b)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = (x_1 - 8)^2 + (x_2 - 6)^2 - 25 = 0 \quad (c)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \beta} = 2x_1 + x_2 - 12 = 0 \quad (d)$$

Từ (a) và (b) ta suy ra:

$$(2x_1 - 4x_2)(1 + \lambda) + 8\lambda = 0 \quad (e)$$

Và từ bốn điều kiện (a), (b), (c) và (d) ta có mối quan hệ:

$$x_2 = 12 - 2x_1; \quad x_1 = \frac{4\lambda + 4.8}{1 + \lambda} \quad \text{và} \quad x_2 = \frac{4\lambda + 2.4}{1 + \lambda}$$

thay vào (c) ta có được phương trình phi tuyến theo λ như sau:

$$\left(\frac{4\lambda + 4.8}{1 + \lambda} - 8\right)^2 + \left(\frac{4\lambda + 2.4}{1 + \lambda} - 6\right)^2 - 25 = 0$$

Rút gọn phương trình trên ta được:

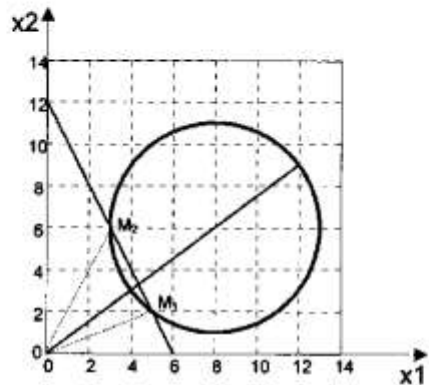
$$\lambda^2 + 2\lambda + 0.36 = 0$$

giải phương trình trên ta được hai nghiệm $\lambda_1 = -0.2$ và $\lambda_2 = -1.8$. Thay vào các phương trình trên ta được hai điểm:

$$M_1(x_1=5, x_2=2, \lambda_1=-0.2, \beta_1=-5.6)$$

$$M_2(x_1=3, x_2=6, \lambda_2=-1.8, \beta_1=-12)$$

Thay vào giá trị của x vào hàm f ta xác định được giá trị cực tiểu xảy ra tại điểm M_1 . Chúng ta có thể minh họa bài toán bằng hình học như ở hình 1.12.



Hình 1.12: Hình vẽ minh họa cho bài toán cực tiểu của ví dụ 1.4

1.6. Câu hỏi và bài tập

Câu hỏi 1.1: Vai trò của vận hành trong hệ thống điện?

Câu hỏi 1.2: Đặc tính chung của các loại tổ máy phát trong hệ thống điện?

Câu hỏi 1.3: Các phương pháp tìm cực trị của hàm số?

Câu hỏi 1.4: Các phương xác định đặc tuyến chi phí tổ máy phát?

Bài tập 1.1: Một tổ máy nhiệt điện có các thông đo được trung bình tại các giờ ứng với công suất phát như sau:

Lần đo	1	2	3	4	5
$P_{out}(MW)$	120	140	160	180	200
$C(USD/MWh)$	1407.6	1578.4	1752.4	1929.6	2110

Bảng 1.3: Số liệu cho bài tập 1.1

Hãy xác định các tham số trong phương trình chi phí dạng hàm bậc 2.

Bài tập 1.2: Tìm cực tiểu của hàm số:

$$f(x_1, x_2, x_3) = x_1^2 + x_2^2 + x_3^2 + x_1x_2 + x_2x_3 - 5x_1 + 10x_2 - 20x_3 + 50$$

Bài tập 1.3: Tìm chu vi nhỏ nhất của hình chữ nhật nội tiếp trong đường tròn có phương trình $g(x_1, x_2) = x_1^2 + x_2^2 - 1 = 0$.

Bài tập 1.4: Tìm cực tiểu của hàm số $f(x_1, x_2) = x_1^2 + x_2^2$ với điều kiện $(x_1 - 8)^2 + (x_2 - 10)^2 = 36$.

Bài tập 1.5: Tìm cực tiểu của hàm số $f(x_1, x_2) = x_1^2 + 2x_2^2$ với ràng buộc $g(x_1, x_2) = x_1 + 2x_2 + 4 = 0$.

Bài tập 1.6: Tìm cực tiểu của hàm số $f(x_1, x_2) = x_1^2 + x_2^2$ với ràng buộc $g(x_1, x_2) = x_1^2 - 6x_1 - x_2^2 + 17 = 0$.

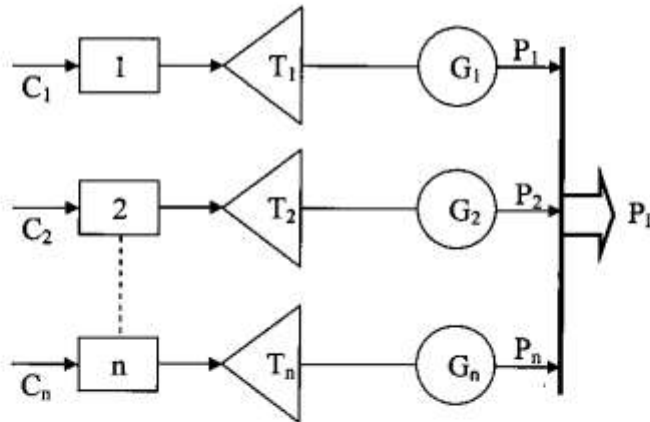
Bài tập 1.7: Tìm cực tiểu của hàm số $f(x_1, x_2) = x_1^2 + x_2^2$ với ràng buộc $g(x_1, x_2) = x_1^2 - 5x_1 - x_2^2 + 20 = 0$ và $h(x_1, x_2) = 2x_1 + x_2 \geq 6$.

2

ĐIỀU ĐỘ KINH TẾ GIỮA CÁC MÁY PHÁT NHIỆT ĐIỆN

2.1. Vấn đề điều độ kinh tế

Chúng ta biết rằng trong hệ thống điện các máy phát được liên kết với nhau và cùng cung cấp công suất cho nhu cầu của tải. Hình vẽ 2.1 là mô hình của việc liên kết này.



Hình 2.1: Mô hình kết nối các máy phát nhiệt điện

Mỗi máy phát có hàm chi phí nhiên liệu là C_i và phát ra lượng công suất là P_i . Khi đó như đã nói ở chương 1, mối liên hệ giữa C_i và P_i có dạng hàm bậc hai như sau:

$$C_i = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.01)$$

Suất tăng chi phí ϵ_i của mỗi tổ máy phát cũng được xác định tương ứng:

$$\varepsilon_i = \frac{dC_i}{dP_i} = b_i + 2c_i P_i \quad (2.02)$$

Khi đó hàm chi tổng của n tổ máy được liên kết với nhau có dạng:

$$C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_n = \sum_{i=1}^n C_i(P_i) \quad (2.03)$$

Công suất của nhà máy tạo ra bằng công suất nhu cầu của lưới điện:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D \quad (2.04)$$

Như vậy, bài toán điều độ kinh tế giữa các tổ máy phát là đi xác định giá trị cực tiểu của hàm chi phí theo lượng công suất nhu cầu của tải. Ràng buộc cơ bản nhất trong bài toán này chính là tổng công suất phát của các tổ máy bằng công suất nhu cầu của tải:

$$g(x) = P_D - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad (2.05)$$

Phương pháp giải bài toán này là dùng phương pháp nhân tử Lagrange đã được trình bày trong chương một. Hàm Lagrange lúc này có dạng:

$$L = C_T + \lambda(P_D - \sum_{i=1}^n P_i) \quad (2.06)$$

Điều kiện cần thiết để có các điểm cực tiểu của bài toán là phương trình các đạo hàm cấp một của hàm Lagrange phải có nghiệm. Trong trường hợp này bài toán sẽ có n+1 biến khi có n tổ máy phát tham gia vào bài toán.

2.2. Điều độ kinh tế khi bỏ qua tổn thất và giới hạn công suất các tổ máy

Đây là trường hợp bài toán đơn giản nhất khi chúng ta bỏ qua tổn thất trong đường dây truyền tải. Nghĩa là trong trường hợp này chúng ta không quan tâm đến cấu trúc mạng và tổng trở đường dây. Lúc này hàm Lagrange có dạng như công thức (2.06); đạo hàm cấp một bằng không có dạng:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \quad (2.07)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.08)$$

Thay biểu thức của hàm L vào ta có:

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_i} + \lambda(0-1) = 0$$

mặt khác: $C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_n$ nên ta có:

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_i} = \frac{dC_i}{dP_i} = \varepsilon$$

Như vậy điều kiện điều độ tối ưu của bài toán là:

$$\frac{dC_i}{dP_i} = \lambda = \varepsilon \text{ với } i=1, 2, \dots, n \quad (2.09)$$

Hay $b_i + 2c_i P_i = \lambda = \varepsilon \quad (2.10)$

Điều kiện thứ hai từ phương trình (2.08) có nghĩa là:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D \quad (2.11)$$

Phương trình (2.11) chính là đẳng thức ràng buộc phải thực hiện. Một cách tổng quát khi tổn thất được bỏ qua và không giới hạn công suất phát của các tổ máy thì việc vận hành kinh tế các tổ máy là cho chúng vận hành ở điểm cân bằng của suất tăng chi phí và phải thỏa ràng buộc ở phương trình (2.11). Khi đó lượng công suất phát của mỗi tổ máy được xác định theo biểu thức:

$$P_i = \frac{\varepsilon - b_i}{2c_i} \quad (2.12)$$

Phương trình (2.12) được biết như là phương trình phối hợp (coordination equations). Từ đó chúng ta có thể xác định suất tăng chi phí ε theo tổng công suất nhu cầu như sau:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\varepsilon - b_i}{2c_i} = P_D \quad (2.13)$$

Hay
$$\varepsilon = \frac{P_D + \sum_{i=1}^n \frac{b_i}{2c_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2c_i}} = \lambda \quad (2.14)$$

Thay ε từ phương trình (2.14) vào (2.12) chúng ta có giá trị tối ưu trong vận hành kinh tế máy phát điện. Nhận thấy rằng suất tăng chi phí trong bài toán điều độ tối ưu chính bằng nhân tử Lagrange. Do vậy, chúng ta có thể dùng hai ký hiệu này thay thế cho nhau. Trong trường hợp phương trình (2.13) không có nghiệm giải tích chúng ta sử dụng phương pháp giải lặp như sau:

Từ phương trình (2.13) chúng ta có thể viết lại như sau:

$$f(\lambda) = P_D \quad (2.15)$$

khai triển về trái của phương trình (2.15) theo chuỗi Taylor's và bỏ qua các thành phần bậc cao ta được kết quả tại bước lặp thứ k như sau:

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)} \Delta\lambda^{(k)} = P_D \quad (2.16)$$

hay

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{P_D - f(\lambda)^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)}} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum \left(\frac{dP_i}{d\lambda} \right)^{(k)}} \quad (2.17)$$

suy ra

$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum \frac{1}{2c_i}} \quad (2.18)$$

Công thức cập nhật λ ở bước lặp thứ (k+1):

$$\lambda^{(k+1)} = \lambda^{(k)} + \Delta\lambda^{(k)} \quad (2.19)$$

chú ý rằng:

$$\Delta P^{(k)} = P_D - \sum_{i=1}^n P_i^{(k)} \quad (2.20)$$

Quá trình giải lặp sẽ kết thúc khi nào $\Delta P^{(k)}$ nhỏ hơn giá trị sai số cho phép

Ví dụ 2.1:

Một nhà máy nhiệt điện gồm ba turbine với đường cong chi phí nhiên liệu (USD/h) tương ứng như sau:

$$C_1 = 550 + 6.5P_1 + 0.003P_1^2$$

$$C_2 = 350 + 6.2P_2 + 0.004P_2^2$$

$$C_3 = 250 + 5.8P_3 + 0.008P_3^2$$

với P_1, P_2, P_3 được tính bằng đơn vị MW; tổng công suất nhu cầu $P_D = 800$ MW. Bỏ qua tổn thất thất; không giới hạn công suất phát của các tổ máy. Hãy tìm chế độ vận hành tối ưu và tổng chi phí sản xuất trong một giờ bằng các phương pháp sau:

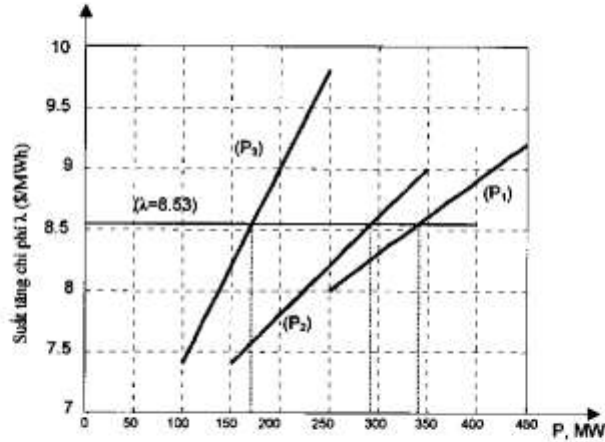
- a) Phân tích bằng cách dùng công thức (2.14)
- b) Dùng phương pháp đồ thị
- c) Giải bằng phương pháp lặp

Giải:

- a) Từ công thức (2.14) ta xác định λ như sau:

$$\lambda = \frac{800 + \frac{6.5}{2 \cdot 0.003} + \frac{6.2}{2 \cdot 0.004} + \frac{5.8}{2 \cdot 0.008}}{\frac{1}{2 \cdot 0.003} + \frac{1}{2 \cdot 0.004} + \frac{1}{2 \cdot 0.008}}$$

$$= \frac{3020.8333}{354.1667} = 8.53 \text{ USD/MWh}$$



Hình 2.2: Hình vẽ minh họa cho ví dụ 2.1

Thay λ vào các phương trình phối hợp dạng (2.12) ta được:

$$P_1 = \frac{8.53 - 6.5}{2 \cdot 0.003} = 338.33 \text{ MW}$$

$$P_2 = \frac{8.53 - 6.2}{2 \cdot 0.004} = 291.25 \text{ MW}$$

$$P_3 = \frac{8.53 - 5.8}{2 \cdot 0.008} = 170.625 \text{ MW}$$

b) Từ phương trình (2.09) ta có điều kiện cần để có giá trị điều độ tối ưu là:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = 6.5 + 0.006P_1 = \lambda$$

$$\frac{dC_2}{dP_2} = 6.2 + 0.008P_2 = \lambda$$

$$\frac{dC_3}{dP_3} = 5.8 + 0.016P_3 = \lambda$$

Và điều kiện ràng buộc $P_1 + P_2 + P_3 = P_D$. Từ đây chúng ta vẽ các đường thẳng P_1, P_2, P_3 theo λ như hình 2.2.

Từ hình vẽ 2.2 ta nhận thấy rằng với mỗi giá trị của λ , nếu tổng công suất phát của các tổ máy nhỏ hơn P_D thì chúng ta phải tăng λ ; ngược lại chúng ta phải giảm λ . Giá trị λ tối ưu đạt được là khi nào thỏa điều kiện tổng công suất phát bằng công suất yêu cầu P_D . Trong trường hợp của ví dụ 2.1 bằng cách xác định các điểm giao nhau giữa (P_1) , (P_2) và (P_3) với đường thẳng $\lambda = 8.53$ chúng ta xác định được các giá trị P_i tối ưu tương ứng của các tổ máy phát như ở câu a.

c) Sử dụng phương pháp giải lặp với giả sử giá trị ước lượng ban đầu $\lambda=7$

Từ công thức (2.12) và (2.13) ta có các giá trị P_i ở bước lặp thứ nhất như sau:

$$P_1^{(1)} = \frac{7 - 6.5}{2 * 0.003} = 83.3333 \text{ MW}$$

$$P_2^{(1)} = \frac{7 - 6.2}{2 * 0.004} = 100 \text{ MW}$$

$$P_3^{(1)} = \frac{7 - 5.8}{2 * 0.008} = 75 \text{ MW}$$

Từ $P_D=800$, ta tính được sai số ΔP theo công thức (2.20) ta có:

$$\Delta P^{(1)} = 800 - (83.3333 + 100 + 75) = 541.6667$$

Từ công thức (2.18) ta có:

$$\Delta \lambda^{(1)} = \frac{541.6667}{\frac{1}{2 * 0.003} + \frac{1}{2 * 0.004} + \frac{1}{2 * 0.008}} = 1.5294$$

cập nhật λ $\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta \lambda^{(1)} = 7 + 1.5294 = 8.5294$

tiếp tục tính ở vòng lặp thứ hai, ta có:

$$P_1^{(2)} = \frac{8.5294 - 6.5}{2 * 0.003} = 338.2353 \text{ MW}$$

$$P_2^{(2)} = \frac{8.5294 - 6.2}{2 * 0.004} = 291.1765 \text{ MW}$$

$$P_3^{(2)} = \frac{8.5294 - 5.8}{2 * 0.008} = 170.5882 \text{ MW}$$

sai số $\Delta P^{(2)}$ theo công thức (2.20) ta có:

$$\Delta P^{(2)} = 800 - (338.2353 + 291.1765 + 170.5882) = 0$$

Đến đây bài toán tính lặp dừng và giá trị công suất tối ưu đó là: $P_1=338.2353$ MW; $P_2=291.1765$ MW và $P_3=170.5882$ MW ứng với $\lambda=8.5294$ USD/MWh.

Tổng chi phí nhiên liệu của các tổ máy trong một giờ là:

$$C_T = C_1 + C_2 + C_3 = 550 + 6.5(338.2353) + 0.003(338.2353)^2 + 350 + 6.2(291.1765) + 0.004(291.1765)^2 + 250 + 5.8(170.5882) + 0.008(170.5882)^2 = 7058.4 \text{ USD/h}$$

Chúng ta có thể sử dụng đoạn chương trình Matlab sau để giải lập bài toán:

```
% Giai lap dung phuong phap Newton-Raphson
a =[550; 350; 250];
b = [6.5; 6.2; 5.8];
c=[.003; .004; .008];
PD=800;
DelP = 10;
lambda = input('Nhap vao gia tri uoc luong cua Lambda = ');
fprintf('\n ')
disp([' Lambda   P1   P2   P3   DP   grad   Delambda'])
sl = 0;
while abs(DelP) >= 0.001
sl = sl + 1;
P = (lambda - b)/(2*c);
DelP =PD - sum(P); % Theo cong thuc (2.20)
J = sum( ones(length(c), 1)/(2*c)); % Tong dao ham cap hai
Delambda = DelP/J; % Theo cong thuc (2.18)
disp([lambda, P(1), P(2), P(3), DelP, J, Delambda])
lambda = lambda + Delambda; % Cap nhap lamda
end
CT = sum(a + b.*P + c.*P.^2) % Tong chi phi nhien lieu
```

Kết quả chạy chương trình

Nhap vao gia tri uoc luong cua Lambda = 7

Lambda	P1	P2	P3	DP	daoham2	Deltalambda
7.0000	83.3333	100.0000	75.0000	541.6667	354.1667	1.5294
8.5294	338.2353	291.1765	170.5882	0.0000	354.1667	0.0000

CT = 7.0584e+003

2.3. Điều độ kinh tế khi tính đến giới hạn công suất các tổ máy và bỏ qua tổn thất

Công suất ngõ ra của một máy phát không được vượt quá giá trị cho phép (chủ yếu là do giới hạn nhiệt của các cuộn dây) và cũng không thể nằm dưới giới hạn chỉ định (do ràng buộc về ổn định của máy phát). Do vậy, công suất của mỗi tổ máy phải được giới hạn trong khoản P_{\min} và P_{\max} nào đó. Bài toán điều độ tối ưu trong trường hợp này là tìm lượng công suất phát ra của mỗi tổ máy trong nhà máy để tổng chi phí theo công thức (2.03) là bé nhất với ràng buộc cho bởi phương trình (2.04) và bất phương trình ràng buộc được cho bởi công thức sau:

$$P_{i(\min)} \leq P_i \leq P_{i(\max)} \quad i=1, 2, \dots, n \quad (2.21)$$

với $P_{i(\min)}$; $P_{i(\max)}$ là giới hạn công suất nhỏ nhất và lớn nhất của tổ máy phát thứ i . Theo điều kiện của định lý Kuhn-Tucker trong bài toán tối ưu dùng nhân tử Lagrange thì điều kiện để có nghiệm tối ưu khi bỏ qua tổn thất được xác định như sau:

$$\begin{aligned} \frac{dC_i}{dP_i} &= \lambda & \text{khi } P_{i(\min)} < P_i < P_{i(\max)} \\ \frac{dC_i}{dP_i} &\leq \lambda & \text{khi } P_i = P_{i(\max)} \\ \frac{dC_i}{dP_i} &\geq \lambda & \text{khi } P_i < P_{i(\min)} \end{aligned} \quad (2.22)$$

Việc giải bài toán trên cũng tương tự như các bài toán trước đây. Chúng ta cho giá trị ước lượng λ ban đầu, P_i được xác định từ phương trình (2.12) và giải lặp cho đến khi nào tổng công suất phát của các tổ máy bằng công suất nhu cầu P_D . Chú ý rằng trong quá trình giải nếu một tổ máy nào đó có công suất đạt đến giới hạn công suất (min hay max) thì công suất tại tổ máy phải chốt lại tại giới hạn đó. Thực tế, trong trường hợp này công suất ngõ ra được giữ là hằng số và chỉ không vi phạm giới hạn khi vận hành ở điểm đúng bằng suất tăng chi phí.

Ví dụ 2.2:

Giải lại bài toán trong ví dụ 2.1 với điều kiện tổng công suất nhu cầu là 950MW và giới hạn công suất của các tổ máy được cho như sau:

$$\begin{aligned} 250 &\leq P_1 \leq 400 \\ 200 &\leq P_2 \leq 350 \\ 100 &\leq P_3 \leq 300 \end{aligned}$$

Giải:

Chúng ta vẫn giả sử giá trị ước lượng ban đầu của λ là 7; từ phương trình phối hợp ta xác định công suất của các tổ máy ở bước lặp thứ nhất như sau:

$$\begin{aligned} P_1^{(1)} &= \frac{7-6.5}{2*0.003} = 83.3333 \text{ MW} \\ P_2^{(1)} &= \frac{7-6.2}{2*0.004} = 100 \text{ MW} \\ P_3^{(1)} &= \frac{7-5.8}{2*0.008} = 75 \text{ MW} \end{aligned}$$

từ đây tính được $\Delta P^{(1)} = 950 - (83.3333 + 100 + 75) = 691.6667$

Suy ra
$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{691.6667}{\frac{1}{2 \cdot 0.003} + \frac{1}{2 \cdot 0.004} + \frac{1}{2 \cdot 0.008}} = 1.9529$$

Ta có:
$$\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta\lambda^{(1)} = 7 + 1.9529 = 8.9529$$

Tiếp tục bước lặp thứ 2

$$P_1^{(2)} = \frac{8.9529 - 6.5}{2 \cdot 0.003} = 408.8167 \text{ MW}$$

$$P_2^{(2)} = \frac{8.9529 - 6.2}{2 \cdot 0.004} = 344.1176 \text{ MW}$$

$$P_3^{(2)} = \frac{8.9529 - 5.8}{2 \cdot 0.008} = 197.0588 \text{ MW}$$

Suy ra:
$$\Delta P^{(2)} = 950 - (408.8167 + 344.1176 + 197.0588) = 0.00693$$

Đến đây bài toán có thể dừng. Tuy nhiên, do công suất tổ máy thứ nhất lớn hơn giới hạn trên $P_{1(\max)}$ của nó nên lúc này ta gán $P_1 = P_{1(\max)} = 400$. Từ đây ta tính lại $\Delta P^{(3)}$ như sau:

$$\Delta P^{(2)} = 950 - (400 + 344.1176 + 197.0588) = 8.8236$$

Suy ra:
$$\Delta\lambda^{(2)} = \frac{8.8236}{\frac{1}{2 \cdot 0.003} + \frac{1}{2 \cdot 0.004} + \frac{1}{2 \cdot 0.008}} = 0.0471$$

Tính được:
$$\lambda^{(3)} = \lambda^{(2)} + \Delta\lambda^{(2)} = 8.9529 + 0.0471 = 9$$

Từ đây suy ra công suất phát ở bước lặp thứ 3

$$P_1^{(3)} = 400 \text{ MW}$$

$$P_2^{(3)} = \frac{9 - 6.2}{2 \cdot 0.004} = 350 \text{ MW}$$

$$P_3^{(3)} = \frac{9 - 5.8}{2 \cdot 0.008} = 200 \text{ MW}$$

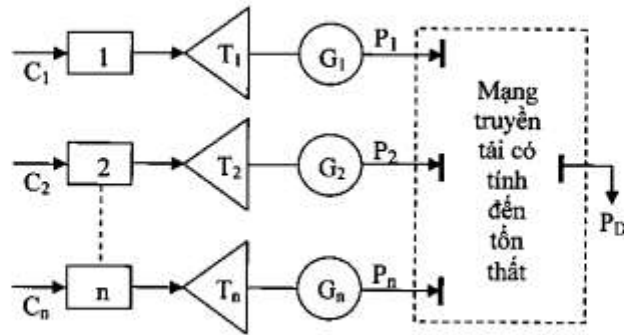
Suy ra:
$$\Delta P^{(3)} = 950 - (400 + 350 + 200) = 0$$

Như vậy giá trị công suất phát tối ưu của các tổ máy là $P_1 = 400 \text{ MW}$, $P_2 = 350 \text{ MW}$ và $P_3 = 200 \text{ MW}$.

Tổng chi phí nhiên liệu sản xuất trong một giờ là:

$$C_1 = C_1 + C_2 + C_3 = 550 + 6.5(400) + 0.003(400)^2 + 350 + 6.2(350) + 0.004(350)^2 + 250 + 5.8(200) + 0.008(200)^2 = 8370 \text{ USD/h}$$

2.4. Điều độ kinh tế khi tính đến giới hạn công suất các tổ máy và tổn thất



Hình 2.3: Mô hình kết nối các máy phát nhiệt điện với tải thông qua mạng truyền tải có tính đến tổn thất

Khi khoảng cách truyền tải rất nhỏ và mật phân bố tải cao thì tổn thất trong hệ thống truyền tải có thể được bỏ qua và bài toán điều độ tối ưu được thiết lập cho tất cả các tổ máy phát tại cùng một điểm của suất tăng chi phí. Tuy nhiên, trong mạng điện lớn, công suất truyền tải qua các khoảng cách lớn, mật độ phụ tải thấp, phân bố không đều thì tổn thất trong mạng sẽ ảnh hưởng đáng kể cho bài toán điều độ tối ưu. Mô hình của tổn thất trong mạng được minh họa như hình 2.3.

Trong thực tế tổng tổn thất trong mạng thường được mô tả dưới dạng hàm bậc hai theo công suất ngõ ra của các máy phát như sau:

$$P_{TT} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_i B_{ij} P_j \quad (2.23)$$

Ngoài ra một công thức tổng quát cũng được hay dùng trong bài toán điều độ tối ưu được Kron đề xuất (được gọi là công thức tổn thất Kron) đó là:

$$P_{TT} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^n B_{0i} P_i + B_{00} \quad (2.24)$$

B_{ij} được gọi là hệ số tổn thất (loss coefficients) hay gọi tắt là hệ số B. Hệ số B được giả thiết là hằng số và nó nằm trong giới hạn sai số hợp lý được cung cấp bởi điều kiện vận hành thực tiễn đi kèm với những thông số cơ bản được tính toán ban đầu. Có nhiều cách khác nhau để xác định hệ số tổn thất (chúng ta sẽ xem xét ở phần sau). Trong trường hợp này bài toán điều độ tối ưu cũng là đi xác định giá trị cực tiểu của toàn bộ các hàm chi phí vận hành theo công suất ngõ ra của chúng:

$$C_T = \sum_{i=1}^n (a_i + b_i P_i + c_i P_i^2) \quad (2.25)$$

Ràng buộc đẳng thức trong trường hợp này có dạng:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_D + P_{TT} \quad (2.26)$$

Ràng buộc bất đẳng thức có dạng:

$$P_{i(\min)} \leq P_i \leq P_{i(\max)} \quad i=1, 2, \dots, n \quad (2.27)$$

Phương trình Lagrange trong trường hợp này được viết như sau:

$$L = C_T + \lambda(P_D + P_{TT} - \sum_{i=1}^n P_i) + \sum_{i=1}^n \beta_{i(\max)}(P_i - P_{i(\max)}) + \sum_{i=1}^n \beta_{i(\min)}(P_i - P_{i(\min)}) \quad (2.28)$$

Ràng buộc ở trên được hiểu là $\beta_{i(\max)}=0$ khi $P_i < P_{i(\max)}$ và $\beta_{i(\min)}=0$ khi $P_i > P_{i(\min)}$. Nói cách khác, ràng buộc ở hai số hạn cuối cùng trong hàm Lagrange chỉ tồn tại khi công suất P_i vi phạm giới hạn công suất P_{\max} và P_{\min} . Cực tiểu của hàm không ràng buộc được xác định tại điểm thỏa mãn điều kiện:

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = 0 \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (2.30)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \beta_{i(\max)}} = P_i - P_{i(\max)} = 0 \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \beta_{i(\min)}} = P_i - P_{i(\min)} = 0 \quad (2.32)$$

Phương trình (2.31) và (2.32) được hiểu là công suất P_i không được vượt quá giới hạn tương ứng cho phép và khi P_i nằm trong giới hạn thì $\beta_{i(\min)} = \beta_{i(\max)} = 0$. Điều kiện đầu tiên ở phương trình (2.29) được viết lại như sau:

$$\frac{\partial C_T}{\partial P_i} + \lambda(0 + \frac{\partial P_{TT}}{\partial P_i} - 1) = 0$$

với: $\frac{\partial C_T}{\partial P_i} = \frac{dC_i}{dP_i}$ thay vào ta được:

$$\frac{dC_i}{dP_i} + \lambda \frac{\partial P_{TT}}{\partial P_i} = \lambda \quad i=1, 2, \dots, n \quad (2.33)$$

Thành phần $\frac{\partial P_{TT}}{\partial P_i}$ được xem như là suất tăng tổn thất truyền tải (incremental transmission loss). Từ phương trình này ta có:

$$\left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_{TT}}{\partial P_i}} \right) \frac{dC_i}{dP_i} = \lambda \quad i=1, 2, \dots, n \quad (2.34)$$

Hay $L_i \frac{dC_i}{dP_i} = \lambda \quad i=1, 2, \dots, n \quad (2.35)$

ở đây $L_i = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_{TT}}{\partial P_i}}$ được gọi là hệ số phạt (penalty factor) của tổ máy thứ i

Điều kiện thứ hai ở phương trình (2.30) chính là phương trình ràng buộc ở công thức (2.26).

Như vậy, khi xét đến ảnh hưởng của tổn thất trong mạng thì bài toán xuất hiện thêm thành phần L_i và nó phụ thuộc vào đặc điểm vị trí của nhà máy. Phương trình (2.35) cho thấy rằng chi phí cực tiểu sẽ đạt được khi suất tăng chi phí của mỗi tổ máy nhân với hệ số phạt của chúng trong tất cả các tổ máy là như nhau trong toàn nhà máy.

Suất tăng tổn thất truyền tải có được từ (2.24) như sau:

$$\frac{\partial P_{TT}}{\partial P_i} = 2 \sum_{j=1}^n B_{ij} P_j + B_{oi} \quad (2.36)$$

Thay (2.36) và (2.10) vào phương trình (2.33) ta có:

$$b_i + 2c_i P_i + 2\lambda \sum_{j=1}^n B_{ij} P_j + B_{oi} \lambda = \lambda$$

hay $\left(\frac{c_i}{\lambda} + B_{ii} \right) P_i + \sum_{j=1}^n B_{ij} P_j = \frac{1}{2} \left(1 - B_{oi} - \frac{b_i}{\lambda} \right) \quad (2.37)$

mở rộng phương trình (2.37) ta được hệ các phương trình tuyến tính viết dưới dạng ma trận như sau:

$$\begin{bmatrix} \frac{c_1}{\lambda} + B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n} \\ B_{21} & \frac{c_2}{\lambda} + B_{22} & \dots & B_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ B_{n1} & B_{n2} & \dots & \frac{c_n}{\lambda} + B_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 - B_{o1} - \frac{b_1}{\lambda} \\ 1 - B_{o2} - \frac{b_2}{\lambda} \\ \dots \\ 1 - B_{on} - \frac{b_n}{\lambda} \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Hay viết gọn dưới dạng ký hiệu ta được:

$$B'P = D \quad (2.39)$$

Việc tìm nghiệm tối ưu của bài toán điều độ kinh tế là cho một giá trị ước lượng $\lambda^{(0)}$ ban đầu. Giải hệ phương trình (2.39) để tìm ra P_i . Qua trình sẽ tiếp tục và giá trị P_i ở lần lặp thứ k được xác định như sau (từ công thức (2.37)):

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{oi}) - b_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j=1, j \neq i}^n B_{ij} P_j^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (2.40)$$

Thay P_i vào phương trình (2.26) ta được:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\lambda^{(k)}(1 - B_{oi}) - b_i - 2\lambda^{(k)} \sum_{j=1, j \neq i}^n B_{ij} P_j^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} = P_D + P_{TT}^{(k)} \quad (2.41)$$

Hay
$$f(\lambda)^{(k)} = P_D + P_{TT}^{(k)} \quad (2.42)$$

Khai triển Taylor's cho vế trái của phương trình (2.42) quanh lân cận của điểm $\lambda^{(k)}$ và bỏ qua các thành phần bậc cao ta được:

$$f(\lambda)^{(k)} + \left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)} \Delta\lambda^{(k)} = P_D + P_{TT}^{(k)} \quad (2.43)$$

hay
$$\Delta\lambda^{(k)} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\left(\frac{df(\lambda)}{d\lambda} \right)^{(k)}} = \frac{\Delta P^{(k)}}{\sum \left(\frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \right)^{(k)}} \quad (2.44)$$

ở đây:
$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1}^n \frac{c_i(1 - B_{oi}) + b_i B_{ii} - 2c_i \sum_{j=1, j \neq i}^n B_{ij} P_j^{(k)}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})^2} \quad (2.45)$$

Giá trị cập nhật của λ tại bước lặp thứ $(k+1)$ được xác định như công thức (2.19). Sai số $\Delta P^{(k)}$ được xác định theo biểu thức:

$$\Delta P^{(k)} = P_D + P_{TT}^{(k)} - \sum_{i=1}^n P_i^{(k)} \quad (2.46)$$

Bài toán giải lặp sẽ kết thúc khi sai số $\Delta P^{(k)}$ nhỏ hơn giá trị cho phép được chỉ định.

Ngoài ra để đơn giản trong tính toán chúng ta có thể sử dụng công thức tồn thất thật gần đúng như sau:

$$P_{TT} = \sum_{i=1}^n B_{ii} P_i^2 \quad (2.47)$$

Phương trình (2.47) thật chất là dạng đơn giản của phương trình (2.24) trong điều kiện $B_{ij}=0$ và $B_{oo}=0$. Lúc này phương trình (2.40) được rút gọn lại như sau:

$$P_i^{(k)} = \frac{\lambda^{(k)} - b_i}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})} \quad (2.48)$$

Và phương trình (2.45) còn lại:

$$\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \right)^{(k)} = \sum_{i=1}^n \frac{c_i + b_i B_{ii}}{2(c_i + \lambda^{(k)} B_{ii})^2} \quad (2.49)$$

Lưu đồ giải thuật cho bài toán này được minh họa như hình (2.4).

Ví dụ 2.3

Một nhà máy nhiệt điện gồm ba turbine với đường cong chi phí nhiên liệu (USD/h) tương ứng như sau:

$$C_1 = 250 + 7.2P_1 + 0.005P_1^2$$

$$C_2 = 200 + 6P_2 + 0.008P_2^2$$

$$C_3 = 150 + 6.5P_3 + 0.004P_3^2$$

với P_1, P_2, P_3 được tính bằng đơn vị MW; tổng công suất nhu cầu $P_D = 170$ MW. Giới hạn công suất phát của các tổ máy được cho như sau:

$$15 \leq P_1 \leq 100$$

$$15 \leq P_2 \leq 95$$

$$10 \leq P_3 \leq 80$$

Hàm tổn thất công suất truyền tải trong mạng điện được cho dưới dạng:

$$P_{TT} = 0.000198P_1^2 + 0.000208P_2^2 + 0.000199P_3^2$$

Hãy tìm chế độ vận hành tối ưu và tổng chi phí sản xuất trong một giờ vận hành.

Giải

Giả sử giá trị ước lượng của λ ban đầu là 8. Từ công thức (2.48) chúng ta xác định được các P_i ở vòng lặp đầu tiên như sau:

$$P_1^{(1)} = \frac{8 - 7.2}{2(0.005 + 8 * 0.000198)} = 60.7533 \text{ MW}$$

$$P_2^{(1)} = \frac{8 - 6}{2(0.008 + 8 * 0.000208)} = 103.4768 \text{ MW}$$

$$P_3^{(1)} = \frac{8 - 6.5}{2(0.004 + 8 * 0.000199)} = 134.1202 \text{ MW}$$

từ đây ta xác định được tổn thất công suất trong mạng theo hàm được cho như sau:

$$P_{TT}^{(1)} = 0.000198P_1^2 + 0.000208P_2^2 + 0.000199P_3^2$$

$$= 0.000198*(60.7533)^2 + 0.000208*(103.4768)^2 + 0.000199*(134.1202)^2$$

$$= 6.5376 \text{ MW.}$$

Áp dụng công thức (2.46) ta có:

$$\Delta P^{(1)} = P_D + P_{TT}^{(1)} - \sum_{i=1}^3 P_i^{(1)}$$

$$= 170 + 6.5376 - (60.7533 + 103.4768 + 134.1202) = -121.8127 \text{ MW}$$

Từ công thức (2.49) ta có:

$$\sum_{i=1}^3 \left(\frac{\partial P_i}{\partial \lambda} \right)^{(1)} = \frac{0.005 + 0.000198*7.2}{2(0.005 + 8*0.000198)^2} + \frac{0.008 + 0.000208*6}{2(0.008 + 8*0.000208)^2} +$$

$$+ \frac{0.004 + 0.000199*6.5}{2(0.004 + 8*0.000199)^2} = 208.2665$$

Từ công thức (2.44) có:

$$\Delta \lambda^{(1)} = \frac{\Delta P^{(1)}}{\sum \left(\frac{dP_i}{d\lambda} \right)^{(1)}} = \frac{-121.8127}{208.2665} = -0.5849$$

Giá trị λ được cập nhật cho bước lặp thứ hai (theo công thức 2.19) như sau:

$$\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta \lambda^{(1)} = 8 - 0.5849 = 7.4151$$

Bài toán được giải tiếp tục với các kết quả như sau:

SII	λ	P_1	P_2	P_3	P_{TT}	ΔP
2	7.4151	16.6284	74.1490	83.5625	2.5879	-1.7521
3	7.4070	16.0049	73.7368	82.8458	2.5475	-0.0400
4	7.4068	15.9907	73.7274	80.0000	2.4549	2.7368
5	7.4283	17.6371	74.8162	80.0000	2.4995	0.0462
6	7.4286	17.6649	74.8346	80.0000	2.5002	0.0008
7	7.4286	17.6654	74.8349	80.0000	2.5002	0.0000

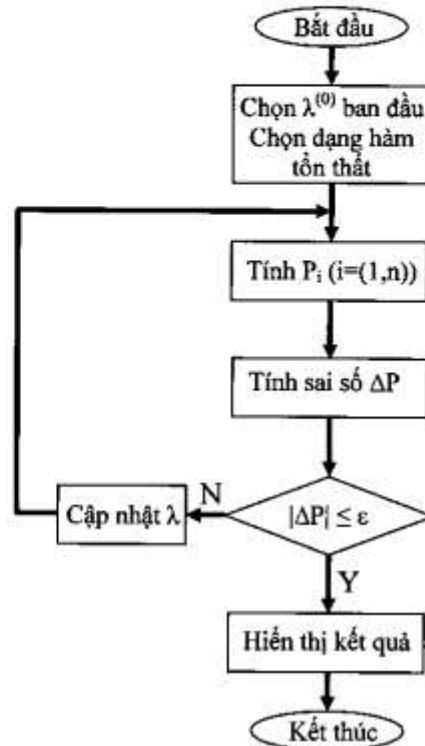
Như vậy sau bảy lần lặp bài toán được kết quả suất tăng chi phí tối ưu là $\lambda=7.4286$ và công suất tối ưu của ba tổ máy tương ứng là: $P_1=17.6654$ MW; $P_2=74.8349$ MW; $P_3=80$ MW.

Tổng chi phí sản xuất trong một giờ vận hành là:

$$C_1 = C_1 + C_2 + C_3 = 250 + 7.2(17.6654) + 0.005(17.6654)^2 + 200 + 6(74.8349)$$

$$+ 0.008(74.8349)^2 + 150 + 6.5(80) + 0.004(80)^2 = 1768.16 \text{ USD/h}$$

2.5. Chương trình điều độ tối ưu



Hình 2.4: Lưu đồ giải thuật tính lặp bài toán điều độ tối ưu các tổ máy

Chương trình điều độ tối ưu được viết trên nền matlab rất đơn giản. Dữ liệu ban đầu của chương trình bao gồm ma trận chứa hệ số của các hàm chi phí (gọi tắt là ma trận chi phí). Nếu có n_g tổ máy thì ma trận chi phí sẽ là ma trận vuông cấp $n_g \times n_g$. Thông số ban đầu thứ hai của chương trình điều độ là ma trận giới hạn công suất của các tổ máy, cấp của ma trận này sẽ là $n_g \times 2$. Công suất nhu cầu P_D , các ma trận tổn thất B , B_o và hằng số B_{oo} cũng là dữ liệu ban đầu của bài toán. Ngoài ra, bài toán cần nhập vào công suất cơ bản của hệ thống. Sau đây là đoạn mã chương trình viết bằng matlab.

```

% copyright (c) 2006 by Nguyen Trung Nhan
%CHUONG TRINH DIEU DO TOI UU CONG SUAT CAC TO MAY
clear Pgg
if exist('Pd')~=1
Pd = input('Nhap vao tong cong suat nhu cau Pd = ');
else, end
if exist('C')~=1
cost = input('Nhap vao ma tran chi phi C = ');
else, end
    
```

```

ngg = length(C(:,1));
if exist('giohancs')~=1
giohancs= [zeros(ngg, 1), inf*ones(ngg,1)];
else, end
if exist('B')~=1
B = zeros(ngg, ngg);
else, end
if exist('B0')~=1
B0=zeros(1, ngg);
else, end
if exist('B00')~=1
B00=0;
else, end
if exist('cscoban')~=1
cscoban=100;
else, end
clear Pgg
Bu=B/cscoban; B00u=basemva*B00;
a=C(:,1); b=C(:,2); c = C(:,3);
Pmin=mwlimits(:,1); Pmax=mwlimits(:,2);
wgt=ones(1, ngg);
if Pd > sum(Pmax)
Error1 = ['Tong cong suat nhu cau lon hon tong cong suat max cua cac may
phat.'
'Loi giai khong kha thi.Giam CS nhu cau hoac thay doi gioi han CS
phat.'];
disp(Error1), return
elseif Pd < sum(Pmin)
Error2 = ['Tong cong suat nhu cau nho hon tong cong suat min cua cac may
phat.'
'Loi giai khong kha thi.Tang CS nhu cau hoac thay doi gioi han CS
phat.'];
disp(Error2), return
else, end
sil = 0;
DelP = 10;
E=Bu;
if exist('lambda')~=1
lambda=max(b);
end
while abs(DelP) >= 0.0001 & sil < 200
sil = sil + 1;
for k=1:ngg
if wgt(k) == 1
E(k,k) = c(k)/lambda + Bu(k,k);
Dx(k) = 1/2*(1 - B0(k)- b(k)/lambda);
else, E(k,k)=1; Dx(k) = 0;
for m=1:ngg
if m~=k
E(k,m)=0;
else,end
end
end
end
PP=E\Dx';
for k=1:ngg
if wgt(k)==1
Pgg(k) = PP(k);
else,end
end
Pgtt = sum(Pgg);
PL=Pgg*Bu*Pgg'+B0*Pgg'+B00u;
DelP =Pd+PL -Pgtt ;

```

```

for k = 1:ngg
    if Pgg(k) > Pmax(k) & abs(DelP) <= 0.001,
        Pgg(k) = Pmax(k); wgt(k) = 0;
    elseif Pgg(k) < Pmin(k) & abs(DelP) <= 0.001
        Pgg(k) = Pmin(k); wgt(k) = 0;
    else, end
end
PL=Pgg*Bu*Pgg'+B0*Pgg'+B00u;
DelP =Pd +PL - sum(Pgg);
for k=1:ngg
    BP = 0;
    for m=1:ngg
        if m~=k
            BP = BP + Bu(k,m)*Pgg(m);
        else, end
    end
    grad(k)=(c(k)*(1-B0(k))+Bu(k,k)*b(k)-2*c(k)*BP)/(2*(c(k)+lambda*Bu(k,k))^2);
end
sumgrad=wgt*grad;
Delambda = DelP/sumgrad;
disp([sil, lambda, Pgg(1), Pgg(2), Pgg(3), PL, DelP])
lambda = lambda + Delambda;
end
fprintf('Suat tang chi phi cua cac to may (system lambda) = %9.6f USD/MWh\n', lambda);
fprintf('Dieu do toi uu CS cac to may:\n\n');
disp(Pgg)
clear BP Dx DelP Delambda E PP grad sumgrad wgt Bu B00u B B0 B00
    
```

Ví dụ 2.4:

Cho sơ đồ hệ thống điện như hình 2.5. Ba máy phát có các hàm chi phí tương ứng như sau:

$$C_1 = 250 + 7.2P_1 + 0.005P_1^2$$

$$C_2 = 200 + 6P_2 + 0.008P_2^2$$

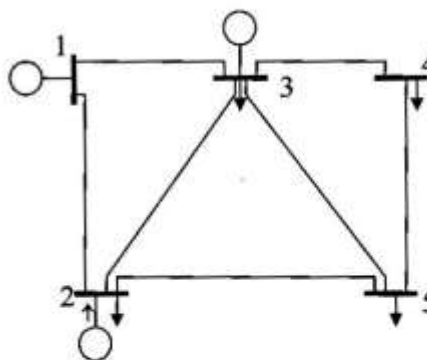
$$C_3 = 150 + 6.5P_3 + 0.004P_3^2$$

Ràng buộc công suất như sau:

$$15 \leq P_1 \leq 100$$

$$15 \leq P_2 \leq 95$$

$$10 \leq P_3 \leq 80$$



Hình 2.5: Hình vẽ cho ví dụ 2.4

Ma trận B được xác định các thành phần như sau:

$$B = \begin{bmatrix} 0.0218 & 0.0093 & 0.0028 \\ 0.0093 & 0.0228 & 0.0017 \\ 0.0028 & 0.0017 & 0.0015 \end{bmatrix}$$

$$B_o = [0.0003 \ 0.0031 \ 0.0015]$$

$$B_{oo} = 0.00030523$$

Hãy xác định lượng công suất phát tối ưu của ba tổ máy biết $P_D=170\text{MW}$

Giải:

Các thông ban đầu được nhập vào chương trình như sau:

```
C = [250 7.2 0.005
      200 6.0 0.008
      150 6.5 0.004];
giohancs =[15 100
            15 95
            10 80];
B =[0.0218 0.0093 0.0028
    0.0093 0.0228 0.0017
    0.0028 0.0017 0.0179];
B_o=[0.0003 0.0031 0.0015]
B_oo=0.00030523
Pd = 170;
cscoban = 100;
lambda=8;
dileudokinhte
tongchiphimayphat
```

Kết quả chạy chương trình như sau:

Sl	λ	P_1	P_2	P_3	P_{TT}	ΔP
1	8.0000	44.2063	95.3436	132.7561	7.7348	-94.5712
2	7.5403	14.4613	75.7556	93.7833	3.8601	-10.1402
3	7.4925	11.3038	73.6844	89.6590	3.5378	-1.1094
4	7.4873	10.9587	73.4581	89.2084	3.5036	-0.1216
5	7.4867	10.9209	73.4333	89.1590	3.4999	-0.0133
6	7.4867	10.9168	73.4306	89.1536	3.4995	-0.0015
7	7.4867	15.0000	73.4303	89.1530	3.5999	-3.9834
8	7.4581	15.0000	72.8285	87.0167	3.4968	-1.3484
9	7.4485	15.0000	72.3619	86.1551	3.4464	-0.0706
10	7.4480	15.0000	72.3375	86.1100	3.4438	-0.0037
11	7.4479	15.0000	72.3362	86.1076	3.4436	-0.0002
12	7.4479	15.0000	72.3361	86.1075	3.4436	-0.0000

Suat tang chi phi cua cac to may (system lambda) = 7.447944 USD/MWh
 Dieu do toi uu CS cac to may:

```
15.0000
72.3361
86.1075
```

Như vậy sau 12 lần lặp chương trình cho kết quả với công suất tối ưu của ba tổ máy tương ứng là: 15 MW; 72.3361 MW và 86.1075 MW.

2.6. Phương pháp xác định hàm tổn thất P_{TT}

Một trong những bước quan trọng của bài toán điều độ tối ưu công suất giữa các tổ máy phát là việc xác định hàm tổn thất công suất trong mạng theo công suất ngõ ra của các tổ máy. Có nhiều phương pháp đã được giới thiệu. Một trong những phương pháp đó được đưa ra bởi Kron và phát triển bởi Kirchmayer là phương pháp hệ số tổn thất hay được gọi là hệ số B.

Chúng ta đã biết công suất bơm vào một điểm được xác định theo biểu thức:

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i \dot{I}_i \quad (2.50)$$

Tổng công suất truyền đi giữa các nút (thông qua nhánh) là tổng tổn thất công suất trong mạng và được cho bởi:

$$P_{TT} + jQ_{TT} = \sum_{i=1}^n V_i \dot{I}_i = V_{bus}^T \dot{I}_{bus} \quad (2.51)$$

Trong môn hệ thống điện một ta đã biết:

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (2.52)$$

giải phương trình (2.52) ta được:

$$V_{bus} = (Y_{bus})^{-1} I_{bus} = Z_{bus} I_{bus} \quad (2.53)$$

Thay (2.53) vào (2.51) ta được:

$$P_{TT} + jQ_{TT} = [Z_{bus} I_{bus}]^T \dot{I}_{bus} = (I_{bus})^T (Z_{bus})^T \dot{I}_{bus} \quad (2.54)$$

Z_{bus} là ma trận đối xứng nên $(Z_{bus})^T = Z_{bus}$ và phương trình tổn thất viết lại như sau:

$$P_{TT} + jQ_{TT} = (I_{bus})^T Z_{bus} \dot{I}_{bus} \quad (2.55)$$

Phương trình (2.55) có thể được biểu diễn dưới dạng tổng của các thừa số như sau:

$$P_{TT} + jQ_{TT} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n I_i Z_{ij} \dot{I}_j \quad (2.56)$$

Do ma trận Z_{bus} đối xứng nên $Z_{ij} = Z_{ji}$, phương trình (2.56) được viết lại:

$$P_{TT} + jQ_{TT} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n Z_{ij} (I_i \dot{I}_j + I_j \dot{I}_i) \quad (2.57)$$

Thành phần trong dấu ngoặc đơn ở phương trình (2.57) là thành phần thực. Do đó tổn thất công suất có thể tách thành hai thành phần thực vào ảo riêng biệt như sau:

$$P_{TT} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n R_{ij} (I_i \dot{I}_j + I_j \dot{I}_i) \quad (2.58)$$

$$Q_{TT} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n X_{ij} (I_i \dot{I}_j + I_j \dot{I}_i) \quad (2.59)$$

R_{ij} và X_{ij} là phần thực và ảo trong mỗi thành phần tương ứng của ma trận tổng trở Z . Ta lại có $R_{ij}=R_{ji}$ nên phương trình tổn thất công suất tác dụng được biến đổi ngược lại như sau:

$$P_{TT} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n I_i R_{ij} \dot{I}_j \quad (2.60)$$

Nếu viết dưới dạng ma trận thì:

$$P_{TT} = (I_{bus})^T R_{bus} I_{bus} \quad (2.61)$$

với R_{bus} là phần thực của ma trận tổng trở Z . Một cách tổng quát để tìm công biểu thức liên hệ giữa tổn thất trong mạng với công suất phát ra của các tổ máy phát chúng ta định nghĩa dòng nhiệt nhu cầu tổng chính là tổng tất cả các dòng tải thành phần. Nghĩa là:

$$I_D = I_{L1} + I_{L2} + \dots + I_{Ln_d} \quad (2.62)$$

ở đây n_d là tổng số nút tải trong mạng điện và I_D là tổng dòng điện tải. Một cách tổng quát chúng ta có thể biểu diễn dòng điện tải thứ k theo dòng điện tải tổng thông qua một hệ số như sau:

$$I_{Lk} = \alpha_k I_D \quad k=1, 2, \dots, n_d \quad (2.63)$$

Hay
$$\alpha_k = \frac{I_{Lk}}{I_D} \quad (2.64)$$

Trong hệ thống giả sử xét nút 1 làm nút chuẩn (slack bus), khai triển phương trình (2.53) ta được:

$$V_1 = Z_{11}I_1 + Z_{12}I_2 + \dots + Z_{1n}I_n \quad (2.65)$$

nếu gọi n_g là tổng số nút có máy phát trong lưới thì phương trình trên có thể được viết theo dòng điện tải và dòng điện máy phát như sau:

$$V_1 = \sum_{i=1}^{n_g} Z_{1i} I_{gi} + \sum_{k=1}^{n_d} Z_{1k} I_{Lk} \quad (2.66)$$

Thay I_{Lk} từ (2.63) vào (2.66) ta được:

$$V_1 = \sum_{i=1}^{n_g} Z_{1i} I_{gi} + I_D \sum_{k=1}^{n_d} \alpha_k Z_{1k} = \sum_{i=1}^{n_g} Z_{1i} I_{gi} + I_D A \quad (2.67)$$

ở đây:
$$A = \sum_{k=1}^{n_k} \alpha_k Z_{1k} \quad (2.68)$$

Nếu định nghĩa I_0 là dòng điện chảy đi từ nút 1 khi tất cả các dòng điện khác bằng không thì ta có:

$$V_1 = -Z_{11}I_0 \quad (2.69)$$

Thay vào (2.67) để tìm ta I_D ta được:

$$I_D = -\frac{1}{A} \sum_{i=1}^{n_k} Z_{1i} I_{gi} - \frac{1}{A} Z_{11} I_0 \quad (2.70)$$

Thay I_D từ (2.70) vào (2.63) ta được:

$$I_{Lk} = -\frac{I_k}{A} \sum_{i=1}^{n_k} Z_{ii} I_{gi} - \frac{I_k}{A} Z_{11} I_0 \quad (2.71)$$

nếu đặt $\beta_k = -\frac{I_k}{A}$ thì:

$$I_{Lk} = \beta_k \sum_{i=1}^{n_k} Z_{ii} I_{gi} + \beta_k Z_{11} I_0 \quad (2.72)$$

Nếu biểu diễn phương trình (2.72) bằng ma trận thì chúng ta có dạng như sau:

$$\begin{bmatrix} I_{L1} \\ I_{L2} \\ \vdots \\ I_{Lk} \\ \vdots \\ I_{Ln_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 1 & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 & 0 \\ \beta_1 Z_{11} & \beta_1 Z_{12} & \dots & \beta_1 Z_{1n_k} & \beta_1 Z_{11} \\ \beta_2 Z_{11} & \beta_2 Z_{12} & \dots & \beta_2 Z_{1n_k} & \beta_2 Z_{11} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \beta_k Z_{11} & \beta_k Z_{12} & \dots & \beta_k Z_{1n_k} & \beta_k Z_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{g1} \\ I_{g2} \\ \vdots \\ I_{gn_k} \\ I_0 \end{bmatrix} \quad (2.73)$$

Chúng ta có thể viết dưới dạng chữ như sau:

$$I_{bus} = CI_{new} \quad (2.74)$$

với I_{bus} , C , I_{new} tương ứng với các ma trận một hai và 3 từ trái sang. Thay I_{bus} từ phương trình (2.61) ta được:

$$P_{TT} = [CI_{new}]^T R_{bus} \dot{C} I_{new}^* = (I_{new})^T C^T R_{bus} \dot{C} I_{new}^* \quad (2.75)$$

nếu S_{gi} là công suất phức tại nút máy phát i thì dòng điện máy phát sẽ là:

$$I_{gi} = \frac{\dot{S}_{gi}}{\dot{V}_i} = \frac{P_{gi} - jQ_{gi}}{\dot{V}_i} = \frac{1 - j \frac{Q_{gi}}{P_{gi}}}{\dot{V}_i} P_{gi} \quad (2.76)$$

Đặt:

$$\psi_i = \frac{1 - j \frac{Q_{gi}}{P_{gi}}}{\dot{V}_i} \quad (2.77)$$

Thì:

$$I_{gi} = \psi_i P_{gi} \quad (2.78)$$

Đưa thêm I_o vào vector cột I_{gi} thì phương trình (2.78) được viết dưới dạng ma trận như sau:

$$\begin{bmatrix} I_{g1} \\ I_{g2} \\ \vdots \\ I_{gn} \\ I_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \psi_1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & \psi_2 & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \psi_n & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & I_o \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gn} \\ I \end{bmatrix} \quad (2.79)$$

Hay ở dạng rút gọn:

$$I_{new} = \psi P_{G1} \quad (2.80)$$

với

$$P_{G1} = \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gn} \\ I \end{bmatrix} \quad (2.81)$$

Thay (2.80) vào (2.75) ta được:

$$P_{TT} = (\psi P_{G1})^T C^T R_{bus} \dot{C} \dot{\psi} P_{G1} = (P_{G1})^T \psi^T C^T R_{bus} \dot{C} \dot{\psi} P_{G1} \quad (2.82)$$

Ma trận trên là một ma trận phức và kết quả tổn thất công suất thực cần tìm chính là phần thực của ma trận, nghĩa là:

$$P_{TT} = (P_{G1})^T \text{real}(H) P_{G1} \quad (2.83)$$

với:

$$H = \psi^T C^T R_{bus} \dot{C} \dot{\psi} \quad (2.84)$$

Ma trận H được gọi là ma trận Hermitian (Hermitian matrix). Đây là một ma trận đối xứng nên $H=H^*$; vì vậy nó được xác định như sau:

$$\text{real}(H) = \frac{H + H^*}{2} \quad (2.85)$$

Thành phần $\text{real}(H)$ được chia ra thành dạng ma trận như sau:

$$\text{real(H)} = \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n_g} & B_{01}/2 \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2n_g} & B_{02}/2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ B_{n_g 1} & B_{n_g 2} & \dots & B_{n_g n_g} & B_{n_g}/2 \\ B_{01}/2 & B_{02}/2 & \dots & B_{0n_g}/2 & B_{00} \end{bmatrix} \quad (2.86)$$

thấy thế real(H) vào (2.83) ta được:

$$P_{TT} = [P_{g1} \ P_{g2} \ \dots \ P_{gn_g} \ 1] \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n_g} & B_{01}/2 \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2n_g} & B_{02}/2 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ B_{n_g 1} & B_{n_g 2} & \dots & B_{n_g n_g} & B_{n_g}/2 \\ B_{01}/2 & B_{02}/2 & \dots & B_{0n_g}/2 & B_{00} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gn_g} \\ 1 \end{bmatrix} \quad (2.87)$$

Hay

$$P_{TT} = [P_{g1} \ P_{g2} \ \dots \ P_{gn_g}] \begin{bmatrix} B_{11} & B_{12} & \dots & B_{1n_g} \\ B_{21} & B_{22} & \dots & B_{2n_g} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n_g 1} & B_{n_g 2} & \dots & B_{n_g n_g} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g1} \\ P_{g2} \\ \vdots \\ P_{gn_g} \end{bmatrix} + \\ + [P_{g1} \ P_{g2} \ \dots \ P_{gn_g}] \begin{bmatrix} B_{01}/2 \\ B_{02}/2 \\ \vdots \\ B_{0n_g}/2 \end{bmatrix} + B_{00} \quad (2.88)$$

Tóm lại việc tìm hệ số tổn thất trước hết chúng ta phải bài toán phân bố trào lưu công suất theo điều kiện vận hành. Từ đó xác định được biên độ và góc pha của điện áp tại các nút, dòng điện I_{Lk} , tổng dòng điện I_D và tìm được α_k . Tiếp đến là xác định ma trận biến đổi C, ψ và H. Cuối cùng ma trận B được xác định từ phương trình (2.86). Cần chú ý rằng ma trận tổn thất B là hàm của điều kiện vận hành. Nếu có sự thay đổi mới trong điều độ công suất mà lượng công suất thay đổi không nhiều lắm so với điều kiện ban đầu thì ma trận này có thể xem là không đổi.

2.7. Bài tập

Bài tập 2.1: Một nhà máy nhiệt điện gồm ba turbine với đường cong chi phí nhiên liệu (USD/h) tương ứng như sau:

$$C_1 = 350 + 7.2P_1 + 0.004P_1^2$$

$$C_2 = 500 + 7.3P_2 + 0.0025P_2^2$$

$$C_3 = 600 + 6.75P_3 + 0.003P_3^2$$

với P_1, P_2, P_3 được tính bằng đơn vị MW; tổng công suất nhu cầu $P_D = 800\text{MW}$. Bỏ qua tổn thất thất; không giới hạn công suất phát của các tổ máy. Hãy tìm chế độ vận hành tối ưu và tổng chi phí sản xuất trong một giờ bằng các phương pháp sau:

- Phân tích bằng cách dùng công thức (2.14)
- Dùng phương pháp đồ thị
- Giải bằng phương pháp lặp

Bài tập 2.2: Một nhà máy nhiệt điện gồm hai turbine 800MW với đường cong chi phí nhiên liệu (USD/h) tương ứng như sau:

$$C_1 = 350 + 6.2P_1 + 0.004P_1^2$$

$$C_2 = 500 + bP_2 + cP_2^2$$

với P_1, P_2 được tính bằng đơn vị MW;

- Khi tổng công suất nhu cầu $P_D = 550\text{MW}$; suất tăng chi phí $\lambda = 8\text{USD/MWh}$. Bỏ qua tổn thất thất; không giới hạn công suất phát của các tổ máy. Hãy tìm lượng công suất phân bổ tối ưu giữa hai tổ máy.
- Khi tổng công suất nhu cầu $P_D = 1300\text{MW}$; suất tăng chi phí $\lambda = 10\text{USD/MWh}$. Bỏ qua tổn thất thất; không giới hạn công suất phát của các tổ máy. Hãy tìm lượng công suất phân bổ tối ưu giữa hai tổ máy.
- Từ hai kết quả câu a và b hãy xác định b và c trong đường cong chi phí của tổ máy thứ 2.

Bài tập 2.3: Một nhà máy nhiệt điện gồm ba turbine với đường cong chi phí nhiên liệu (USD/h) tương ứng như sau:

$$C_1 = 350 + 7.2P_1 + 0.004P_1^2$$

$$C_2 = 500 + 7.3P_2 + 0.0025P_2^2$$

$$C_3 = 600 + 6.75P_3 + 0.003P_3^2$$

với P_1, P_2, P_3 được tính bằng đơn vị MW. Bỏ qua tổn thất thất; không giới hạn công suất phát của các tổ máy. Hãy tìm tổng chi phí sản xuất trong một giờ trong các trường hợp sau:

- a) Công suất nhu cầu $P_D=450$ MW
- b) Công suất nhu cầu $P_D=750$ MW
- c) Công suất nhu cầu $P_D=1330$ MW

Bài tập 2.4: Một nhà máy nhiệt điện gồm ba turbine với đường cong chi phí nhiên liệu (USD/h) tương ứng như sau:

$$C_1 = 350 + 7.2P_1 + 0.004P_1^2$$

$$C_2 = 500 + 7.3P_2 + 0.0025P_2^2$$

$$C_3 = 600 + 6.75P_3 + 0.003P_3^2$$

Giới hạn công suất phát của các tổ máy được cho như sau:

$$122 \leq P_1 \leq 400$$

$$260 \leq P_2 \leq 600$$

$$50 \leq P_3 \leq 445$$

với P_1, P_2, P_3 được tính bằng đơn vị MW. Bỏ qua tổn thất thất. Hãy tìm sự phân bố công suất tối ưu giữa các tổ máy và tổng chi phí sản xuất trong một giờ trong các trường hợp sau:

- a) Công suất nhu cầu $P_D=450$ MW
- b) Công suất nhu cầu $P_D=745$ MW
- c) Công suất nhu cầu $P_D=1335$ MW

Bài tập 2.5: Một nhà máy nhiệt điện gồm hai turbine với đường cong chi phí nhiên liệu (USD/h) tương ứng như sau:

$$C_1 = 320 + 6.2P_1 + 0.004P_1^2$$

$$C_2 = 200 + 5.9P_2 + 0.0035P_2^2$$

Giới hạn công suất phát của các tổ máy được cho như sau:

$$60 \leq P_1 \leq 250$$

$$60 \leq P_2 \leq 350$$

Tổng thất công suất trong hệ thống được biểu diễn theo công suất phát như sau:

$$P_{TT} = 0.00000125P_1^2 + 0.000000625P_2^2$$

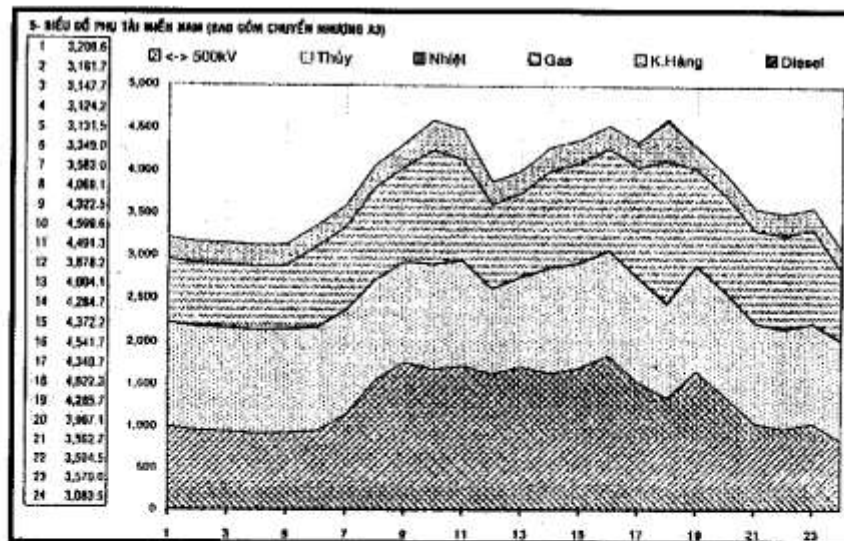
với P_1, P_2 được tính bằng đơn vị MW. Hãy tìm sự phân bố công suất tối ưu giữa các tổ máy và tổng chi phí sản xuất trong một giờ khi tổng công suất nhu cầu của tải là 413 MW.

Bài tập 2.6: Dùng chương trình điều độ tối ưu để kiểm tra lại tất cả các bài tập trên.

3

ĐIỀU ĐỘNG VÀ DỰ TRỮ TỔ MÁY TRONG VẬN HÀNH HỆ THỐNG ĐIỆN

3.1. Vấn đề chung



Hình 3.1: Đồ thị phụ tải ngày 31-10-2006 của hệ thống điện Miền Nam - Việt Nam

Chúng ta biết rằng nhu cầu năng lượng của loài người thay đổi liên tục theo thời gian. Nhu cầu điện năng là đại lượng có sự thay đổi nhiều nhất; vào ban

ngày và thời gian đầu của ban đêm nhu cầu điện năng cao hơn nhiều so với các thời điểm khuya và sáng sớm do các phụ tải công nghiệp và chiếu sáng tăng cao. Sự thay đổi nhu cầu điện năng của hệ thống là phi tuyến và không thể biết trước. Trong khi đó, thời gian khởi động của một tổ máy phát (đặc biệt là máy phát turbine hơi) để có thể phát công suất vào lưới từ thời điểm bắt đầu đốt lò là rất lớn so với sự thay đổi phụ tải trong ngày. Vì vậy, để đảm bảo về mặt an ninh hệ thống điện (Power system security) thì trong hệ thống phải có nguồn công suất dự trữ để đáp ứng sự thay đổi nhanh của nhu cầu phụ tải. Điều này bắt buộc trong hệ thống phải có một số tổ máy phát luôn ở trạng thái sẵn sàng hòa đồng bộ và phát công suất vào lưới. Tuy nhiên, chi phí vận hành cho các máy phát dự trữ vẫn rất lớn, vì vậy chúng ta sẽ tiết kiệm được một khoảng tiền lớn nếu biết chọn lựa tổ máy cũng như số lượng tổ máy cho vận hành ở trạng thái dự trữ hợp lý. Việc lựa chọn những tổ máy phát nào để đưa vào lưới cho hợp lý là việc của điều độ viên và chúng được gọi là bài toán điều động tổ máy phát (unit commitment). Chúng ta thử xem xét một ví dụ như sau.

Ví dụ 3.1:

Xét một hệ thống gồm ba tổ máy phát turbine hơi với đường cong chi phí nhiên liệu (USD/h) tương ứng như sau:

$$C_1 = 561 + 7.92P_1 + 0.00262P_1^2$$

$$C_2 = 310 + 7.85P_2 + 0.005125P_2^2$$

$$C_3 = 93.6 + 9.348P_3 + 0.005784P_3^2$$

Ràng buộc công suất các tổ máy:

$$150 \leq P_1 \leq 600$$

$$100 \leq P_2 \leq 400$$

$$50 \leq P_3 \leq 200$$

với P_1, P_2, P_3 được tính bằng đơn vị MW; khi tổng công suất nhu cầu $P_D = 550$ MW. Bỏ qua tổn thất thất. Hãy tìm trạng thái vận hành để chi phí vận hành là nhỏ nhất.

Trạng thái								
TM1	OFF	OFF	OFF	OFF	ON	ON	ON	ON
TM2	OFF	OFF	ON	ON	OFF	OFF	ON	ON

TM3	OFF	ON	OFF	ON	OFF	ON	OFF	ON	
P_{max}	0	200	400	600	600	800	1000	1200	
P_{min}	0	50	100	150	150	200	250	300	
P_1	KHÔNG THỂ KẾT NỐI				550	463.493	359.425	326.33	
P_2					360.271		190.575	173.67	
P_3					189.729		86.507	50.000	
C_1						5.7096	4794.7	3746.1	3424.6
C_2						3803.3		1992.1	1827.8
C_3						2075.4		945.5	575.50
C_T						5878.7	5709.6	5740.2	5738.2

Bảng 3.1: Kết quả phân tích cho ví dụ 3.1

Giải:

Đây là bài toán mà ta tìm ra các trạng thái của các tổ máy để cung cấp công suất vào lưới sao cho hiệu quả nhất. Nói cách khác chúng ta tìm tổ máy nào hoặc kết hợp các tổ máy nào cho phát vào lưới để chi phí vận hành là nhỏ nhất.

Việc kết nối vào lưới sẽ không thể thực hiện được nếu tổng công suất lớn nhất của các tổ máy được kết nối nhỏ hơn công suất của tải hoặc tổng công suất nhỏ nhất của các tổ máy được kết nối lớn hơn công suất của tải. Trường hợp có thể kết nối được thì việc xác định tổng chi phí vận hành được thực hiện nhờ bài toán điều độ tối ưu như đã trình bày ở phần trước. Kết quả chạy chương trình điều độ ta có kết quả ở bảng 3.1. Từ kết quả ta thấy ứng với công suất nhu cầu của tải là 550MW thì trạng thái vận hành kinh tế nhất là tổ máy số một lên lưới. Cần nhấn mạnh thêm rằng nếu vô tình chọn hai tổ máy thứ hai và ba lên lưới thì hiệu quả vận hành là kém nhất.

Trong trường hợp tổng quát phụ tải thay đổi theo liên tục, tuy nhiên chúng ta không cần phải giải bài toán với tất cả giá trị của tải. Chúng ta chỉ xem xét lại bài toán khi độ thay đổi phụ tải lớn hơn một khoảng dao động nào đó trong thời gian dài. Với bài toán ở ví dụ 3.1 nếu xem xét khoảng thay đổi phụ tải là 50MW từ công suất 600MW đến 1150MW chúng ta sẽ thu được các kết quả điều động tổ máy phát tối ưu ứng với từng trường hợp nhờ giải bài toán điều độ tối ưu (phần này dành cho Sinh viên làm bài tập).

3.2. Dự trữ quay

Dự trữ quay (Spinning reserve) là thuật ngữ dùng để chỉ tổng lượng máy phát luôn sẵn sàng trong hệ thống để lên lưới (không kể lượng công suất mà các máy phát đang vận hành và cung cấp công suất cho tải). Trong hệ thống điện, lượng dự trữ này phải đảm bảo cung cấp đủ công suất (tránh trường hợp mất công suất quá nhiều làm giảm tần số của lưới dẫn đến nguy cơ sụp đổ hệ thống) khi có một máy phát nào đó bị sự cố và tách ra khỏi lưới.

Dự trữ quay phải tuân theo các luật chơi chắc chắn, thông thường được thiết lập do độ tin cậy của từng vùng phụ tải riêng biệt hoặc từng Quốc gia khác nhau sẽ khác nhau. Giá trị dự trữ được xác định bằng phần trăm lượng công suất đang cung cấp bởi các máy phát hay phần trăm công suất đỉnh của phụ tải hiện hữu. Việc xác định lượng công suất dự trữ cũng có thể tính toán theo hàm xác suất thiếu hụt công suất của các tổ máy phát và đường cong đồ thị phụ tải.

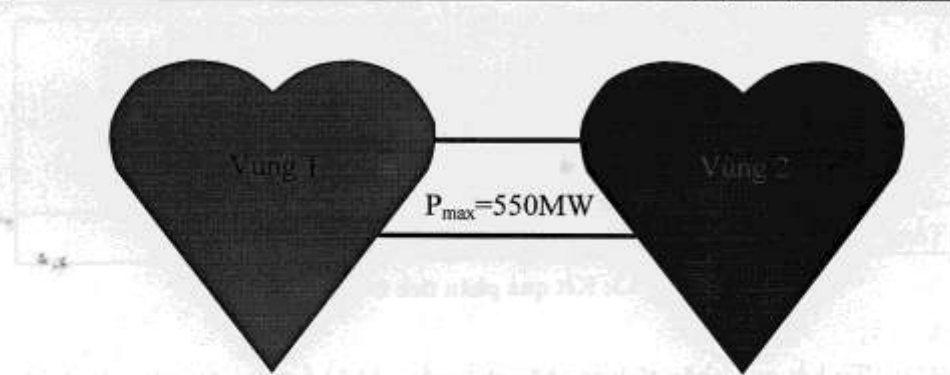
Chú ý rằng, việc dự trữ quay trong tổ máy phát không chỉ cung cấp đủ lượng máy phát dự phòng trong trường hợp các máy phát đang vận hành bị sự cố mà còn phải có khả năng đáp ứng nhanh (fast-responding) của các tổ máy phát khi lên lưới và quán tính lớn của các máy phát bị sự cố để không phải cắt công suất phát đột ngột (generating-unit outage) làm mất khả năng phục hồi tần số của lưới.

Ngoài ra, dự trữ quay và điều động tổ máy phát phải thực hiện ở nhiều giai đoạn trong bài toán điều độ dự trữ (scheduled reserves) - dự trữ off-line; như việc xem xét các loại tổ máy trong hệ thống (diesel khởi động nhanh, turbine hơi, turbine khí, thủy điện,...). Đặc tính phát công suất và giới hạn của các tổ máy phát cũng phải được xem xét. Nói cách khác bài toán điều độ và dự trữ tổ máy phát phải tính đến tính kinh tế của bài toán vận hành.

Cuối cùng, dự trữ tổ máy phát trong hệ thống điện phải tính đến giới hạn truyền tải của hệ thống (thường được gọi là dự trữ “bó” – “bottling” of reserves) và phải tính toán độ dự trữ sao cho có thể cho phép các hệ thống con có thể vận hành độc lập và khi phân tích xem như chúng là các hệ thống điện không liên kết (electrically disconnected).

Ví dụ 3.2:

Xét một hệ thống bao gồm hai hệ thống con có thể vận hành độc lập được liên kết với nhau thông qua hai đường dây truyền tải như hình 3.2.



Hình 3.2: Mô hình hệ thống điện có hai vùng độc lập

Vùng 1 gồm ba máy phát được đánh số là TM1, TM2, TM3; vùng 2 gồm hai tổ máy được ký hiệu là TM4, TM5. Công suất lớn nhất mà hai đường dây liên cho phép dẫn là 550MW. Tổng công suất tải vùng 1 là 1900, vùng 2 là 1190MW. Dữ liệu của các tổ máy được cho như bảng 3.2.

Vùng	Tổ máy	Khả năng phát	Công suất phát hiện hữu
1	TM1	1000 MW	900 MW
	TM2	800	420
	TM3	800	420
2	TM4	1200	1040
	TM5	600	310
Tổng		4400	3090

Bảng 3.2: Dữ liệu cho ví dụ 3.2

Hãy đánh giá về khả năng dự trữ vòng của hệ thống này.

Giải:

Từ dữ liệu bài toán chúng ta xác định được công suất phát của từng vùng, lượng dự trữ của các tổ máy phát và công suất chuyển đổi giữa hai vùng như bảng 3.3.

Vùng	Tổ máy	P_{max} (MW)	P_{out} (MW)	Công suất phát vùng	Dự trữ quay vòng	Tải vùng	Công suất chuyển vùng
	TM1	1000	900		100		

1	TM2	800	420	1740 MW	380	1900	+160
	TM3	800	420		380		
2	TM4	1200	1040	1350 MW	160	1190	-160
	TM5	600	310		290		
Tổng		4400	3090	3090 MW	1310	3090	

Bảng 3.3: Kết quả phân tích trong ví dụ 3.2

Từ kết quả phân tích ta nhận thấy rằng khi bất kỳ một máy nào ở vùng 1 bị sự cố và tách khỏi lưới thì lượng dự trữ và khả năng truyền tải của đường dây đều cung cấp đủ để bù đắp lượng công suất bị mất. Tuy nhiên, tại vùng 2 nếu tổ máy TM4 bị cắt ra khỏi lưới, cho dù khả năng dự trữ của tổng các tổ máy tại hai vùng đủ để bù đắp lượng công suất thiếu hụt này như do khả năng truyền tải của đường dây chỉ là 550MW, do đó công suất tại vùng 2 chỉ nhận được tối đa là $600+550=1150$ MW; nhỏ hơn công suất yêu cầu của tải. Như vậy, trong trường hợp này để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện thì vùng 2 cần phải có thêm máy phát dự trữ.

3.3. Ràng buộc trong điều động và dự trữ tổ máy phát

Có nhiều ràng buộc trong bài toán điều động tổ máy phát. Những vấn đề giới thiệu trong tài liệu này là cơ bản nhất. Một hệ thống điện lớn luôn được chia thành nhiều khu vực khác nhau (các hệ thống nhỏ hơn – power pool). Mỗi một hệ thống con luôn phải chịu nhiều ràng buộc khác nhau trong vận hành như khả năng dự phòng của các máy phát, đặc tính tải... Bên cạnh đó yêu cầu về độ tin cậy cung cấp điện (reliability) của các phụ tải trong các hệ thống con khác nhau cũng khác nhau. Sau đây chúng ta xem xét một số ràng buộc cơ bản.

3.3.1. Ràng buộc nhiệt độ tổ máy phát

Nhiệt độ tổ máy phát là yếu tố quan trọng trong vận hành máy phát điện (đặc biệt là với turbine hơi) đặc biệt là khi khởi động và dừng máy. Nhiệt độ tổ máy chỉ thay đổi một chậm chạp trong chu kỳ thời gian vài giờ. Điều này là một hạn chế rất lớn trong vận hành nhà máy nhiệt điện và xem như đây

là ràng buộc của loại nhà máy này. Ràng buộc này được thể hiện qua ba mục tiêu chính sau:

Thời gian lên lưới cực tiểu – Minimum up time: Một máy phát khi đã được lên lưới thì không nên ngừng ngay.

Thời gian nghỉ cực tiểu – Minimum down time: Một máy phát khi đã được nghỉ hoàn toàn thì phải có khoảng thời gian cực tiểu cần thiết trước khi được điều động trở lại.

Ràng buộc nhà máy – Crew constraints: Nếu một nhà máy có hai hay nhiều tổ máy thì không nên để tất cả chúng cùng lên lưới một lúc.

Bên cạnh đó, vì nhiệt độ và áp suất của nhà máy nhiệt điện phải thay đổi một cách từ từ, do đó chắc chắn phải có một phần năng lượng tiêu tốn khi máy phát lên lưới. Năng lượng này không phải là kết quả của việc phát công suất vào lưới của tổ máy mà chúng được xem xét như bài toán chi phí lên lưới (start-up cost).

Chi phí lên lưới của tổ máy sẽ lớn nhất khi tổ máy đang ở trạng thái nguội hoàn toàn (cold-start) và chúng sẽ nhỏ hơn nếu máy phát vừa mới được nghỉ, nhiệt độ tổ máy còn cao. Như vậy, có hai giải pháp để quyết định chọn chế độ nghỉ của tổ máy. Thứ nhất là cho phép nồi hơi-nồi súp de (boiler) tắt hoàn toàn (cool down) và sau đó gia nhiệt trở lại đến nhiệt độ vận hành khi được điều động; cách này thường được gọi là cooling. Giải pháp thứ hai được gọi là nghỉ nóng (banking); ở đây người ta vẫn gia nhiệt cho nồi súp de nhưng chỉ đủ để duy trì nhiệt độ ở điểm vận hành. Như vậy, vấn đề của bài toán vận hành nhà máy nhiệt điện là phải so sánh chi phí trong hai trường hợp này để chọn giải pháp tốt nhất.

Chi phí khi khởi động ở trạng thái cooling được xác định như sau:

$$C_{SC} = C_c(1 - e^{-t/\alpha}) \cdot F + C_f \quad (3.01)$$

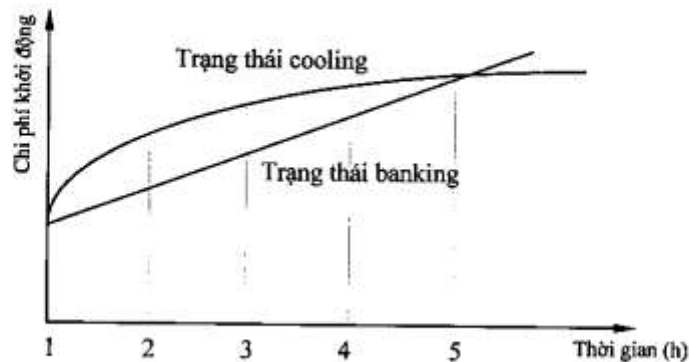
ở đây: C_c – Chi phí nhiên liệu khởi động khi nồi ở điều kiện nguội hoàn toàn (cold-start cost); đơn vị tính là MBtu.

F – Giá nhiên liệu (fuel cost) tính bằng USD/MBtu.

C_f – Chi phí cố định (fixed cost); bao gồm chi phí nhân công và phí bảo trì tính bằng USD.

α - Hằng số thời gian nhiệt (thermal time constant) của tổ máy.

t - Thời gian (tính bằng giờ) để máy phát nguội.



Hình 3.3: Đặc tính chi phí của hai trạng thái khởi động

Chi phí khi khởi động ở trạng thái banking được xác định theo biểu thức:

$$C_{SB} = C_t \cdot F \cdot t + C_f \quad (3.02)$$

với C_t là chi phí nhiên liệu để duy trì tổ máy ở nhiệt độ vận hành (MBtu/h).

khi thời gian nghỉ nhỏ thì chi phí ở trạng thái banking sẽ nhỏ hơn trạng thái cooling như minh họa ở hình 3.3.

Cuối cùng, khả năng giới hạn nhiệt độ tổ máy cũng làm thay đổi tần suất bảo trì, bảo dưỡng và thay thế thiết bị trong nhà máy điện và làm ảnh hưởng đến số lượng tổ máy được điều động trong lưới.

3.3.2. Ràng buộc về tình hình thủy năng

Việc điều động tổ máy phát nhiệt điện sẽ không thể tách biệt các turbine thủy điện ra khỏi hệ thống vận hành. Bên cạnh đó, các tổ máy phát thủy điện ngoài chức năng cung cấp điện năng còn phải tham gia vào điều tiết thủy lợi và chống lũ. Chính vì vậy, khi tính đến bài toán vận hành kinh tế hệ thống điện chúng ta phải quan tâm đến điều này.

3.3.3. Tổ máy vận hành bắt buộc

Trong hệ thống điện, một số tổ máy phát phải vận hành hầu như suốt thời gian trong năm. Những tổ máy như vậy thường giữ vai trò rất quan trọng trong hệ thống như tham gia vào việc điều áp, điều tần hay làm nhiệm vụ cung cấp công suất cho phụ tải bên ngoài rất quan trọng. Khi xem xét bài toán vận hành phải hết sức chú ý đến các loại tổ máy như vậy.

3.3.4. Ràng buộc về nhiên liệu

Một yếu tố cần quan tâm nữa trong vận hành hệ thống điện là nguồn nhiên liệu. Thường chúng ta phải lên lịch trình nhiên liệu (fuel scheduling) cho các tổ máy phát trong hệ thống. Khi vận hành hệ thống chúng ta phải xem xét giới hạn nhiên liệu bởi lượng nhiên liệu trong các nhà máy điện rất lớn. Vấn đề này đặc biệt quan trọng với các Quốc gia phải nhập khẩu nhiên liệu. Bài toán điều động tổ máy sẽ không thực hiện được nếu giới hạn nhiên liệu của tổ máy được điều động vượt quá giá trị cho phép.

3.4. Phương pháp giải bài toán điều động tổ máy

3.4.1. Vấn đề chung

Điều động tổ máy phát là bài toán tương đối phức tạp; đặc biệt là khi hệ thống lớn có nhiều loại máy phát khác nhau. Giả sử chúng ta có N tổ máy có thể huy động và điều độ; khi đó chúng ta phải chia phụ tải thành M đoạn khác nhau. Với M cấp độ tải và giới hạn vận hành của N tổ máy phát thì phải đảm bảo sao cho bất kỳ một tổ máy nào cũng có thể cung cấp cho các tải độc lập và bất kỳ một tổ hợp các máy phát nào cũng cung cấp được cho tải.

Giả thiết rằng nếu chúng ta thiết lập các tổ hợp điều động bằng phương pháp liệt kê (bắt buộc) thì tổng số lượng tổ hợp có thể thiết lập từ N tổ máy trong một giờ là:

$$C(N, 1) + C(N, 2) + \dots + C(N, N) = 2^N - 1 \quad (3.03)$$

Trong đó $C(N, k)$ là tổ hợp chập k của N phần tử và:

$$C(N, k) = \frac{N!}{(N-k)!k!}$$

Như vậy, với M cấp độ tải thì số tổ hợp lớn nhất có thể lập được là $(2^N - 1)^M$; trong các hệ thống điện hình thì đây là một con số rất lớn. Nếu làm cách liệt kê thông thường thì sẽ khó có thể thực hiện được. Tuy nhiên, một sự thuận lợi

trong hệ thống điện là các máy phát có sự ràng buộc và đồ thị phụ tải của các ngày khác nhau có dạng gần giống nhau. Do đó, chúng ta có thể dùng các mối quan hệ điển hình của phụ tải và tổ máy phát trong việc điều động hệ thống lớn. Tuy nhiên, trong hệ thống thực bài toán tối ưu điều động tổ máy thường đa chiều trong không gian lời giải. Ngày nay, người ta đã bàn rất nhiều về kỹ thuật giải nhưng chung qui lại thường có ba cách như sau:

- + Phương pháp danh sách ưu tiên – Priority-list schemes
- + Phương pháp qui hoạch động – Dynamic programming
- + Phương pháp qui hoạch tuyến tính hằng số nguyên – Mixed integer-line programming.

Hiện nay, trong các hệ thống điện hiện hữu phương pháp danh sách ưu tiên là được sử dụng phổ biến nhất trong bài toán vận hành. Phương pháp qui hoạch động chỉ được sử dụng mang tính định hướng tối ưu trong các hệ thống lớn còn phương pháp qui hoạch tuyến tính hằng số nguyên vẫn tiếp tục nghiên cứu để áp dụng hiệu quả trong hệ thống điện lớn. Trong phạm vi của tài liệu này chúng ta chỉ xem xét phương pháp danh sách ưu tiên. Hai phương pháp còn lại Sinh viên tự tìm hiểu thêm và xem như bài tập lớn (tiểu luận).

3.4.2. Phương pháp danh sách ưu tiên

Đây là giải pháp đơn giản nhất trong bài toán điều động tổ máy. Trong phương pháp này chúng ta tạo ra danh sách các tổ máy theo thứ tự chi phí sản xuất trung bình từ nhỏ đến lớn (hoặc ngược lại). Từ đó, dựa vào giới hạn công suất phát của các tổ máy chúng ta thành lập giới hạn công suất phát của các tổ hợp từ từ các tổ máy này tạo nên. Người vận hành chỉ cần dựa vào bảng kết quả này và cd nhu cầu của tải để quyết định cho tổ máy nào lên lưới hoặc cắt tổ máy nào ra khỏi lưới.

Ví dụ 3.3:

Xét một hệ thống bao gồm ba máy phát được đánh số là TM1, TM2, TM3 có chi phí sản xuất trung bình được tính toán và giới hạn công suất như bảng 3.4.

Tổ máy	Chi phí sx trung bình	P_{\min} (MW)	P_{\max} (MW)
--------	-----------------------	-----------------	-----------------

TM1	9.8 (USD/MWh)	150	600
TM2	9.4 (USD/MWh)	100	400
TM3	11.2 (USD/MWh)	50	200

Bảng 3.4: Dữ liệu cho ví dụ 3.3

Hãy lập danh sách ưu tiên và phân tích lịch trình lên lưới và cắt ra khỏi lưới của các tổ máy theo các giá trị tải khác nhau.

Giải:

Từ dữ liệu bài toán chúng ta có được bảng danh sách theo thứ tự chi phí sản xuất lớn dần như bảng 3.5.

Tổ máy	Chi phí sx trung bình	$P_{min}(MW)$	$P_{max}(MW)$
TM2	9.4 (USD/MWh)	100	400
TM1	9.8 (USD/MWh)	150	600
TM3	11.2 (USD/MWh)	50	200

Bảng 3.5: Danh sách ưu tiên trong ví dụ 3.3

Và bảng các tổ hợp các tổ máy trong vận hành được sắp xếp như bảng 3.6 (lưu ý rằng ở đây chúng ta không kể đến chi phí khởi động hay cắt tổ máy ra khỏi lưới).

Tổ hợp	$P_{min}(MW)$ từ việc tổ hợp	$P_{max}(MW)$ từ việc tổ hợp
TM2+TM1+TM3	300	1200
TM2+TM1	250	1000
TM2	100	400

Bảng 3.6: Danh sách tổ hợp ưu tiên trong ví dụ 3.3

Từ bảng tổng hợp 3.6 ta rút ra các kết luận cho việc vận hành như sau: khi công suất nhu cầu nhỏ hơn 400MW thì chỉ để tổ máy TM2 phát công suất; khi công suất nhu cầu nhỏ hơn 1000MW và lớn hơn 400MW thì cho hai tổ máy TM2 và TM1 phát và khi công suất nhu cầu lớn hơn 1000MW (tất nhiên là nhỏ hơn 1200MW) thì cho cả ba tổ máy phát công suất. Chú ý rằng, kết luận trên hoàn toàn chưa đề cập đến vấn đề dự trữ hệ thống.

Phần lớn các bảng danh sách ưu tiên được xây dựng xung quanh các mốc để cắt các tổ máy ra khỏi lưới và trong vận hành chúng ta tiến hành theo các bước như sau:

- Bước 1:* Sau mỗi giờ tải giảm, xác định xem có tổ máy nào mà khi cắt ra khỏi lưới mà công suất vẫn còn cung cấp cho tải (có kể đến dự trữ quay vòng). Nếu không thì tiếp tục vận hành với số lượng như cũ. Nếu có thì chuyển sang bước thứ hai.
- Bước 2:* Xác định số giờ T trước khi máy phát được huy động trở lại. Tất nhiên, chúng ta luôn hiểu rằng tải giảm và sẽ trở lại sau một khoảng thời gian nào đó.
- Bước 3:* Nếu T nhỏ hơn thời gian cắt cực tiểu của tổ máy đó thì vẫn giữ nguyên tổ máy ở trạng thái kết nối vào lưới. Nếu không thì chuyển sang bước kế tiếp.
- Bước 4:* Tính toán hai giá trị chi phí: Thứ nhất là tổng chi phí sản xuất cho T giờ tiếp theo của tổ máy khi kết nối. Thứ hai là tổng chi phí cắt tổ máy và khởi động tổ máy (xem xét cả hai trường hợp cooling và banking trường hợp nào nhỏ hơn thì lấy). Từ đó so sánh xem trường hợp cắt tổ máy có tiết kiệm hơn hay không. Nếu có lợi thì cắt, không thì giữ nguyên tổ máy ở trạng thái kết nối.
- Bước 5:* Lặp lại toàn bộ các bước từ 1 đến 4 cho các tổ máy tiếp theo trong danh sách ưu tiên.

Bảng danh sách liệt kê theo kiểu danh sách ưu tiên có thể được thực hiện cho một số tổ máy có các điều khiển ràng buộc gần như nhau.

3.5. Câu hỏi và bài tập

- Câu hỏi 3.1:** Tại sao phải xem xét vấn đề điều động và dự trữ tổ máy phát trong vận hành hệ thống điện.
- Câu hỏi 3.2:** Hãy nêu và phân tích các ràng buộc trong bài toán điều động và dự trữ tổ máy phát.
- Câu hỏi 3.3:** Các phương pháp giải bài toán điều động tổ máy phát. Phân tích rõ phương pháp danh sách ưu tiên.

Bài tập 3.1: Một hệ thống gồm ba tổ máy phát turbine hơi với đường cong chi phí nhiên liệu (USD/h) tương ứng như sau:

$$C_1 = 500 + 5.32P_1 + 0.0042P_1^2$$

$$C_2 = 400 + 5.5P_2 + 0.005925P_2^2$$

$$C_3 = 180 + 5.8P_3 + 0.008784P_3^2$$

Ràng buộc công suất các tổ máy:

$$200 \leq P_1 \leq 450$$

$$150 \leq P_2 \leq 350$$

$$100 \leq P_3 \leq 250$$

với P_1, P_2, P_3 được tính bằng đơn vị MW; khi tổng công suất nhu cầu $P_D = 550$ MW. Bỏ qua tổn thất thất. Hãy thiết lập bảng các trạng thái vận hành từ đó tìm ra trạng thái có chi phí vận hành là nhỏ nhất.

Bài tập 3.2: Một hệ thống điện bao gồm hai miền được liên kết với nhau bằng một đường dây truyền tải có công suất giới hạn là 300 MW. Miền A gồm ba máy phát được đánh số là TM1, TM2, TM3; miền B gồm hai tổ máy được ký hiệu là TM4, TM5. Tổng công suất tải miền A là 1100, miền B là 700 MW. Dữ liệu của các tổ máy được cho như bảng 3.7.

Miền	Tổ máy	Khả năng phát	Công suất phát hiện hữu
A	TM1	500 MW	400 MW
	TM2	450	350
	TM3	400	300
B	TM4	500	450
	TM5	400	300
Tổng		2250	1800

Bảng 3.7: Dữ liệu cho bài tập 3.2

Hãy đánh giá về khả năng dự trữ vòng của hệ thống này và đưa ra giải pháp khắc phục để tăng độ tin cậy cung cấp điện.

Bài tập 3.3: Một hệ thống bao gồm ba máy phát được đánh số là TM1, TM2, TM3 có chi phí sản xuất trung bình được tính toán và giới hạn công suất như bảng 3.8.

Tổ máy	Chi phí sx trung bình	P_{\min} (MW)	P_{\max} (MW)
TM1	9.5 (USD/MWh)	250	600
TM2	10.5 (USD/MWh)	150	450
TM3	11.2 (USD/MWh)	100	250

Bảng 3.8: Dữ liệu cho bài tập 3.3

Hãy lập danh sách ưu tiên và phân tích lịch trình lên lưới và cắt ra khỏi lưới của các tổ máy theo các giá trị tải khác nhau.

Bài 3.4. Hãy thiết lập bảng trạng thái điều động tối ưu trong bài tập 3.1 khi công suất của phụ tải tăng từ 500 MW đến 1050 MW với bước tăng là 50 MW.

Tải (MW)	Tổ máy 1 (MW)	Tổ máy 2 (MW)	Tổ máy 3 (MW)	Tổng (MW)
500	250	250	0	500
550	250	300	0	550
600	250	350	0	600
650	250	400	0	650
700	250	450	0	700
750	250	450	50	750
800	250	450	100	800
850	250	450	150	850
900	250	450	200	900
950	250	450	250	950
1000	250	450	300	1000
1050	250	450	350	1050

4

ĐIỀU ĐỘ KẾT HỢP GIỮA NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN VÀ THỦY ĐIỆN

4.1. Các vấn đề chung về nhà máy thủy điện

4.1.1. Giới thiệu

Kết hợp giữa nhà máy thủy điện trong vận hành thường phức tạp hơn nhiều so với việc kết hợp giữa các nhà máy nhiệt điện. Nguyên nhân là chúng đều có vị trí quan trọng trong hệ thống điện; chúng vừa tạo ra điện năng vừa tham gia điều tiết thủy lợi và lượng nước ngổ ra của nhà máy này là lượng nước ngổ vào của nhà máy kia (với các nhà máy trên cùng một dòng sông).

Trên thế giới hiếm khi có hai nhà máy thủy điện nào là giống nhau; điều này là do điều kiện tự nhiên tại các nơi xây dựng nhà máy là khác nhau như lưu vực sông, hồ chứa nhân tạo, phương pháp điều chỉnh dòng nước,... Tất cả yếu tố trên là ràng buộc trong bài toán vận hành nhà máy thủy điện. Một con sông thường bao gồm nhiều nhánh sông nhỏ đổ vào, nhiều đập nối tiếp nhau và trải dài trên một khu vực rộng lớn bao gồm lãnh thổ của nhiều Quốc gia cũng là một khó khăn trong vận hành nhà máy thủy điện.

Sự phân biệt rõ ràng nhất trong khó khăn của việc vận hành kết hợp giữa các nhà máy thủy điện so với các loại khác đó là sự thay đổi rộng của các biến ràng buộc. Chính vì vậy, trong nhiều hệ thống thủy điện người ta phải đưa thêm bài toán phụ trong bài toán vận hành nhà máy thủy điện là điều khiển ổn định nguồn nước và lịch trình xả nước cho tưới tiêu. Tóm lại, vận

hành kết hợp giữa các nhà máy thủy điện là phức tạp và tất cả các nhà máy thủy điện là khác nhau.

4.1.2. Lịch vận hành của nhà máy thủy điện

Vận hành nhà máy thủy điện người ta thường chia lịch làm hai loại là lịch dài hạn (long-range hydro-scheduling) và lịch ngắn hạn (short-range hydro-scheduling).

Lịch vận hành dài hạn: Bao gồm dự báo dài hạn khả năng của nguồn nước và lịch trình xả nước tại các thời điểm khác nhau để đảm bảo khả năng dự trữ của hồ chứa, đảm bảo nước cho tưới tiêu và điều tiết lũ.

Một chu kỳ lịch vận hành dài hạn thường nằm trong khoảng một tuần đến một năm hoặc vài năm. Với bài toán này chúng ta phải dùng tới các số liệu về khả năng của bờ đập, mùa trong năm, kết dự báo khí tượng thủy văn và dùng công cụ phân tích thống kê để phân tích.

Một vấn đề quan trọng trong lịch vận hành dài hạn là phải xem xét đến an ninh chính trị và lợi ích kinh tế của Quốc gia. Từ các số liệu có được, phải dự đoán được các trình trạng xấu nhất có thể xảy ra để có kế hoạch huy động các loại nhà máy khác.

Tóm lại, lịch vận hành dài hạn là phải giải quyết bài toán tối ưu về chính trị, kinh tế, xã hội của Quốc gia. Người ta thường dùng các kỹ thuật sau trong bài toán vận hành dài hạn các nhà máy thủy điện.

Phương pháp qui hoạch động: phương pháp này thường mô phỏng toàn bộ các khoảng thời gian trong một chu kỳ (thường là một năm) và xem đó như một tập hợp các điều kiện.

Phương pháp mô hình hồ nước kết hợp (composite hydraulic models): Phương pháp này thường thực hiện cho một số hồ chứa điển hình.

Phương pháp mô hình xác suất chi phí sản xuất (statistical production cost models).

Lịch vận hành ngắn hạn: Khoảng thời gian trong loại này nằm trong khoảng từ một ngày đến một tuần bao gồm tất cả các tổ máy trong hệ thống sao cho đạt được cực tiểu chi phí sản xuất trong mỗi chu kỳ tải tương ứng. Trong bài toán này, công suất nhu cầu, lưu lượng dòng chảy và khả năng cung cấp của các tổ máy xem như được biết trước. Tập các điều kiện khởi động (như mức

nước hồ chứa) được cho biết, kỳ vọng của bài toán là tìm chế độ vận hành tối ưu trong khi chúng ta phải đi tìm các ràng buộc từ nhà máy thủy điện, nhiệt điện và hệ thống. Một phần của ràng buộc nhà máy thủy điện điện là điều kiện của điểm gặp nhau giữa hai cấp độ tải (điểm kết thúc-end point) để làm sao phù hợp với lịch vận hành dài hạn và chu kỳ xả nước đã được thiết lập trước đó.

4.2. Đặc tính năng lượng của turbine thủy điện

Cần nhắc lại rằng các yêu cầu của vận hành nhà máy thủy điện phần lớn được đánh giá từ các giới hạn phải gánh chịu của các thông số như nguồn nước, điều tiết lũ, giao thông, thủy sản, du lịch, sinh hoạt,... và các đòi hỏi khác về bản thân nguồn nước như đặc tính biến đổi thể năng của dòng nước thành điện năng. Năng lượng nước lưu trữ trong một turbine được đánh giá bằng tích số giữa lưu lượng dòng nước vào turbine và độ cao hiệu dụng của cột nước. Số liệu thống kê cho thấy cứ khoảng 1000 ft³ nước (tương đương 28.31m³) đổ xuống từ độ cao 42.5ft (1ft=0.3048m) thì tạo ra một năng lượng tương đương với 1kWh điện. Hay nói cách khác 42.5ft³ nước đổ từ độ cao 1000ft cũng tạo ra năng lượng tương đương 1kWh.

Các thành phần cơ bản của một nhà máy thủy điện đã được đề cập trong các môn học trước đây. Trong tài liệu này chúng ta chỉ xem xét các quá trình về mặt năng lượng. Công suất tạo ra của một tổ máy tỷ lệ thuận với tích số giữa lưu lượng nước đi vào turbine trong một đơn vị thời gian và độ cao hiệu dụng của cột nước. Như vậy với một lưu lượng nhỏ nhưng độ cao lớn hoặc lưu lượng lớn độ cao bé chúng ta vẫn có được một tổ máy phát điện công suất lớn. Khảo sát cho thấy cứ lưu lượng 1ft³/s với độ cao hiệu dụng 100ft thì công suất tạo ra tương ứng khoảng 8.5 kW. Nếu tổn hao do dòng chảy là 5% (tương đương với 5ft) thì với lưu lượng 1ft³ công suất tạo ra tương đương 8 kW (8.5*95%). Tuy nhiên, do có tổn hao trong turbine mà trong thực tế với lưu lượng 1ft³ và độ cao hiệu dụng 100ft thì với một turbine đã cải tiến sẽ tạo ra lượng công suất khoảng 7 kW.

Một vấn đề đặt ra của turbine thủy điện là khi độ cao mực nước phía hồ chứa nhỏ hơn mức cho phép (mực nước chết) thì áp lực nước vào đường ống và đưa vào cánh turbine sẽ yếu hơn mức ổn định cho phép của turbine. Khi đó tổ máy phát bắt buộc phải ngưng phát công suất vì có thể dẫn đến mất khả

năng điều khiển. Mặt khác, khi lượng nước về hồ quá lớn, để bảo vệ hồ chứa người ta bắt buộc phải xả nước, khi đó vấn đề điều tiết lũ không thể đảm nhận.

Turbine trong các nhà máy thủy điện thường dùng hai loại cơ bản đó là turbine Francis và turbine kiểu chân vịt (propeller). Turbine Francis thường dùng cho các tổ máy phát có độ cao hiệu dụng cột nước từ 60ft đến 1000ft. Turbine kiểu chân vịt dùng trong các nhà máy có độ cao cột nước thấp hơn (khoảng từ 10 đến 60ft). Ngày nay người ta còn thiết kế turbine kiểu chân vịt nhưng có khả năng điều chỉnh cánh hướng (pitch blading) thường gọi là Kaplan turbine có hiệu suất vận hành cao hơn. Các turbine thủy điện khi hoạt động ở chế độ đầy tải có thể đạt hiệu suất từ 85 đến 90%. Trong thiết kế hiện hành, các tổ máy phát dùng turbine Francis hoặc kiểu chân vịt có điều chỉnh cánh hướng có thể vận hành ở tầm công suất từ 65% đến 125% công suất định mức của tổ máy. Với loại chân vịt cố định là 90% đến 110%. Đối với các nhà máy thủy điện có độ cao cột nước hiệu dụng lớn hơn 1000ft người ta phải sử dụng turbine xung lực hoặc turbine Pelton. Với hai loại turbine này, dòng nước đổ vào turbine sẽ đi trực tiếp vào các cánh hướng hình muông được gắn sát trên trục turbine.

Yếu tố ảnh hưởng rất lớn đến hiệu suất của một turbine thủy điện là công suất vận hành. Khi vận hành ở điều kiện non tải hiệu suất có thể dưới 70% (ở tầm này thường bị hạn chế vận hành vì lý do giới hạn của sự rung động turbine và bọt khí trong luồng nước). Độ cao hiệu dụng của cột nước cũng ảnh hưởng đến hiệu suất vận hành của turbine thủy điện.

Vấn đề tiết kiệm lượng nước trong vận hành nhà máy thủy điện cũng rất quan trọng, đặc biệt là vào các thời điểm cuối mùa khô. Khi đó, chúng ta phải tính toán kết hợp các tổ máy sao cho với cùng một lượng công suất nhu cầu từ nhà máy, phải vận hành tốn ít nước nhất. Cần nói thêm rằng một turbine thủy điện vận hành đầy tải sẽ có hiệu suất cao và lượng nước phải tốn ít hơn hai turbine vận hành 50% tải.

4.3. Bài toán điều độ kết hợp

4.3.1. Phân loại

Trong vận hành hệ thống kết hợp sẽ có ba loại cơ bản phụ thuộc vào sự cân bằng giữa công suất phát máy phát thủy điện, công suất phát của máy phát nhiệt điện và nhu cầu của tải (kể cả tổn thất công suất trong mạng).

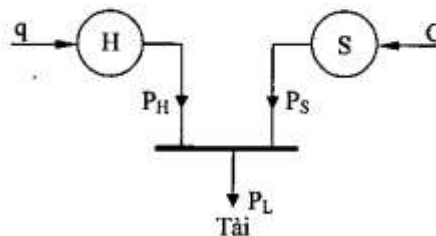
Trường hợp thứ nhất là trong hệ thống các turbine thủy điện chiếm hầu hết vai trò phát công suất, turbine nhiệt điện hầu như hiếm khi phát. Với hệ thống loại này, bài toán điều độ kinh tế chủ yếu là bài toán điều tiết nước xả sao cho thỏa tất cả các điều kiện ràng buộc về thủy lợi, điều tiết lũ, an ninh chính trị, giao thông và nhu cầu về năng lượng cung cấp. Với bài toán chúng ta có thể áp dụng các kỹ thuật giải tương tự như với bài toán điều độ giữa các tổ máy nhiệt điện đã phân tích ở chương 2. Trong hầu hết các nhà máy thủy điện việc điều độ có thể thực hiện thông qua mô phỏng hệ thống nguồn nước và xem xét mức nước hồ chứa để tạo ra lượng nước (năng lượng) tích trữ là cực đại. Khi mô phỏng cho hệ thống nhà máy thủy điện nằm trong một khu vực địa lớn rộng lớn cần chú ý đến thời gian di chuyển của luồng nước giữa các nhà máy (đối với các nhà máy có liên hệ với nhau về dòng chảy).

Trường hợp thứ hai là hệ thống có sự hiện diện giữa nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện, tuy nhiên các nhà máy thủy điện nằm khá xa tâm phụ tải. Khi đó bài toán có thể đưa về bài toán vận hành tối ưu các tổ máy nhiệt điện trong hệ thống như đã phân tích.

Trường hợp thứ ba là hệ thống có sự hiện diện gần như cân bằng giữa nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện và có những nơi công suất do nhà máy thủy điện tạo ra chỉ chiếm một phần nhỏ tổng công suất nhu cầu của hệ thống. Lúc này chúng ta phải sử dụng kỹ thuật cực tiểu chi phí sản xuất của các nhà máy nhiệt điện và thừa nhận tất cả các ràng buộc về mặt thủy điện. Nhiệm vụ chính của chương này là tìm hiểu trường hợp này.

4.3.2. Điều độ điện năng

Xét mô hình gồm hai nguồn cung cấp điện năng cho một phụ tải như hình 4.1. Ở đây một nguồn đại diện cho nhà máy thủy điện, một nguồn đại diện cho nhà máy nhiệt điện.



Hình 4.1: Mô hình hệ thống kết hợp

Chúng ta giả thiết rằng bản thân điện năng phát ra từ nhà máy thủy điện có thể cung cấp đủ cho tải trong một khoảng thời gian cho phép nào đó. Nghĩa là:

$$P_{Hj(\max)} \geq P_{Lj} \quad j=1 \dots j_{\max} \quad (4.01)$$

Tuy nhiên, điện năng khả dụng của nhà máy thủy điện không đủ để cung cấp cho tải tại mọi thời điểm. Tức là:

$$\sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{Hj} n_j \leq \sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{Lj} n_j \quad (4.02)$$

Trong đó: n_j là số giờ trong phân đoạn tải thứ j và $\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j = T_{\max}$ = tổng các phân đoạn tải.

Nhận thấy rằng nếu chúng ta sử dụng toàn bộ điện năng tạo ra từ nhà máy thủy điện thì chi phí vận hành của nhà máy nhiệt điện là nhỏ nhất. Một cách tổng quát điện năng yêu cầu từ nhà máy nhiệt điện được xác định như sau:

$$A = \sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{Lj} n_j - \sum_{j=1}^{j_{\max}} P_{Hj} n_j \quad (4.03)$$

Chúng ta không yêu cầu turbine nhiệt điện vận hành trong toàn bộ thời gian T_{\max} giờ nên điện năng tạo ra từ nhà máy nhiệt điện được xác định:

$$A = \sum_{j=1}^{N_s} P_{Sj} n_j \quad (4.04)$$

với N_s là số phân đoạn mà nhà máy nhiệt điện vận hành và $\sum_{j=1}^{N_s} n_j \leq T_{\max}$

Như vậy bài toán vận hành tối ưu trở thành bài toán tìm cực tiểu hàm điện năng tạo ra từ nhà máy nhiệt điện C_T :

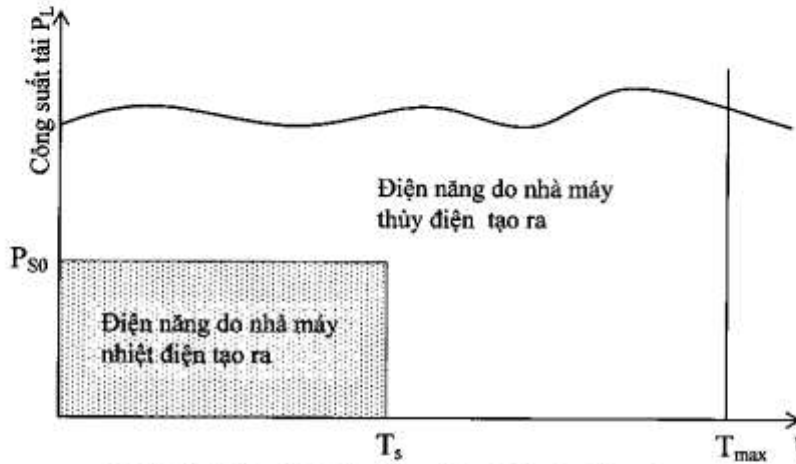
$$\text{Min}(C_T) = \min\left(\sum_{j=1}^{N_s} C(P_{Sj}) n_j\right) \quad (4.05)$$

với phương trình ràng buộc là điều kiện cân bằng điện năng:

$$\sum_{j=1}^{N_s} P_{Sj} n_j - A = 0 \quad (4.06)$$

Phương trình Lagrange lúc này là:

$$L = \sum_{j=1}^{N_s} C(P_{S_j})n_j + \lambda(A - \sum_{j=1}^{N_s} P_{S_j}n_j) \quad (4.07)$$



Hình 4.2: Phân bố điện năng giữa hai loại nhà máy

Giá trị cực tiểu của P_{S_j} là nghiệm của phương trình:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{S_j}} = \frac{dC(P_{S_j})}{dP_{S_j}} - \lambda = 0 \quad \text{với } j=1 \dots N_s$$

Hay
$$\frac{dC(P_{S_j})}{dP_{S_j}} = \lambda \quad \text{với } j=1 \dots N_s \quad (4.08)$$

Điều này có nghĩa là nhà máy nhiệt điện nên vận hành ở cùng một suất tăng chi phí λ trong toàn bộ các phân đoạn tải mà nó vận hành. Gọi P_{S0} là giá trị tối ưu công suất phát của tổ máy trong toàn bộ các phân đoạn tải khi chúng vận hành thì bài toán điều độ tối ưu được minh họa như hình vẽ 4.2.

Khi đó tổng chi phí trong toàn bộ các phân đoạn tải là:

$$C_T = \sum_{j=1}^{N_s} C(P_{S0})n_j = C(P_{S0}) \cdot \sum_{j=1}^{N_s} n_j = C(P_{S0}) \cdot T_s \quad (4.09)$$

với $T_s = \sum_{j=1}^{N_s} n_j$ là tổng thời gian vận hành của nhà máy nhiệt điện. Như đã xem xét ở chương hai. Hàm chi phí C của nhà máy nhiệt điện là hàm bậc hai theo công suất phát có dạng $C(P_S) = a + bP_S + cP_S^2$. khi đó tổng chi phí được xác định theo biểu thức:

$$C_T = (a + bP_{S0} + cP_{S0}^2)T_s \quad (4.10)$$

Cần chú ý rằng:

$$\sum_{j=1}^{N_s} P_{sj} n_j = \sum_{j=1}^{N_s} P_{s0j} n_j = P_{s0} T_s = A \quad (4.11)$$

từ đó ta có, $T_s = \frac{A}{P_{s0}}$, thay vào (4.10) ta được:

$$C_T = (a + bP_{s0} + cP_{s0}^2) \frac{A}{P_{s0}} \quad (4.12)$$

Giá trị P_{s0} để C_T cực tiểu được xác định nhờ phương trình:

$$\frac{dC_T}{dP_{s0}} = \frac{-aA}{(P_{s0})^2} + cA = 0 \quad (4.13)$$

Suy ra:
$$P_{s0} = \sqrt{\frac{a}{c}} \quad (4.14)$$

Cần chú ý thêm rằng khi vận hành ở công suất P_{s0} thì hiệu suất nhiệt của turbine cũng sẽ đạt giá trị cao nhất.

Ví dụ 4.1:

Một nhà máy thủy điện và một nhà máy nhiệt điện cùng cung cấp cho một tải không đổi có công suất 100MW trong một tuần. Thông số của hai nhà máy được cho như sau:

Nhà máy thủy điện: $q = 320 + 14P_H \text{ ft}^3/\text{h}$
 $20\text{MW} \leq P_H \leq 120 \text{ MW}$

Nhà máy nhiệt điện: $C_s = 60 + 13P_s + 0.03P_s^2$
 $10\text{MW} \leq P_s \leq 60 \text{ MW}$

- Khi giới hạn điện năng của nhà máy thủy điện là 10000 MWh. Hãy xác định thời gian vận hành và công suất phát tối ưu của nhà máy nhiệt điện.
- Thay vì giới hạn điện năng, người ta giới hạn lượng nước xả tối đa của nhà máy thủy điện là 250.000 ft^3 . Hãy xác định thời gian vận hành của nhà máy nhiệt điện.

Giải:

- Ta có tổng nhu cầu điện năng của tải trong một tuần (168 giờ) là

$$A_L = 100 \cdot 168 = 16.800 \text{ MWh}$$

Vì giới hạn của nhà máy thủy điện là 10.000 MWh nên lượng điện năng yêu cầu từ nhà máy nhiệt điện là $16.800 - 10.000 = 6800$ MWh.

Công suất phát tối ưu của nhà máy nhiệt điện được xác định theo công thức (4.14):

$$P_{so} = \sqrt{\frac{a}{c}} = \sqrt{\frac{60}{0.03}} = 44.7 \text{ MW}$$

Như vậy thời gian vận hành tối ưu của nhà máy nhiệt điện trong một tuần là:

$$T_{so} = \frac{6800}{44.7} = 152 \text{ h}$$

Kết luận: điều độ tối ưu của hệ thống trong một tuần là nhà máy nhiệt điện vận hành với công suất 44.7 MW trong thời gian 152 giờ. Nói cách khác nhà máy thủy điện sẽ vận hành với công suất 55.3 MW ($100 - 44.7$) trong thời gian 152 giờ và vận hành với 100 MW trong khoảng thời còn lại của tuần (16 giờ).

- b) Trong trường hợp này ta nhận thấy công suất nhỏ nhất mà nhà máy thủy điện bắt buộc phải phát là 40 MW (vì công suất lớn nhất của nhà máy nhiệt điện chỉ là 60 MW). Khi đó, lượng nước tối thiểu phải xả là:

$$q_1 = (320 + 14 \cdot 40) T_s$$

Khi nhà máy thủy điện cung cấp toàn bộ công suất cho tải. Thì lượng nước phải xả là:

$$q_2 = (320 + 14 \cdot 100)(168 - T_s)$$

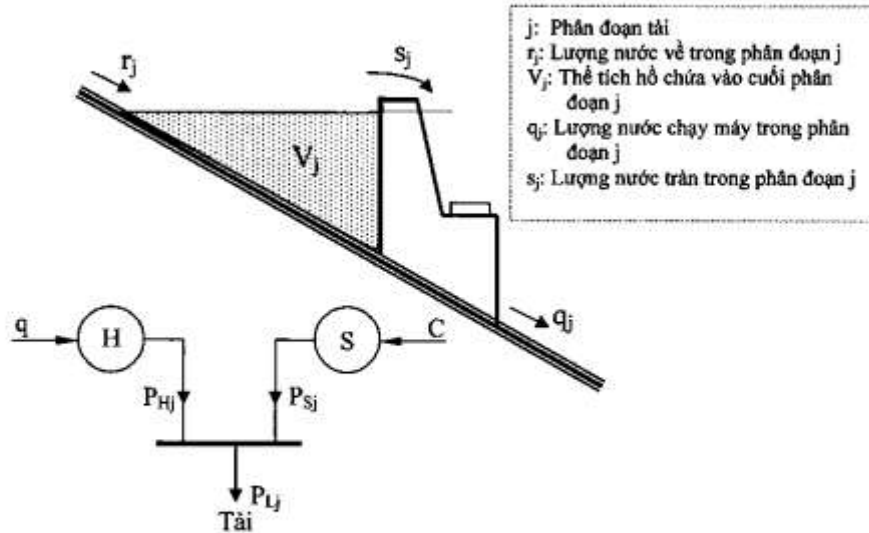
theo giả thiết thì: $q_2 + q_1 = 250.000 \text{ ft}^3$

giải hệ phương trình trên ta được $T_s = 46.38 \text{ h}$.

Như vậy, nhà máy nhiệt điện sẽ vận hành ở công suất 60 MW trong thời gian 46.38 giờ để đảm bảo lượng nước xả không vượt quá 250.000 ft^3 .

4.4. Bài toán điều độ kết hợp ngắn hạn

Bài toán điều độ kết hợp ngắn hạn (Short-term Hydrothermal Scheduling) phải đảm bảo hai yêu cầu là lượng nước xả của nhà máy thủy điện và cực tiểu chi phí vận hành của nhà máy nhiệt điện.



Hình 4.3: Mô hình hệ thống kết hợp với các ràng buộc thủy văn

Mô hình phân tích của bài toán trong trường hợp này được minh họa như hình 4.3. Ở đây, nhà máy nhiệt điện được đại diện bằng một tổ máy với công suất phát P_S . Nhà máy thủy điện được mô hình bằng một tổ máy thủy điện với công suất phát P_H . Chúng ta giả thiết rằng điện năng của nhà máy thủy điện không đủ cung cấp cho toàn bộ tải trong suốt chu kỳ tải và thể tích nước lớn nhất trong hồ chứa có thể giải phóng hết trong thời gian của một chu kỳ T_{max} giờ.

Khi phân tích bài toán điều độ tối ưu trong trường hợp này chúng ta giả thiết lượng nước tràn (spillage discharge) là bằng không và tổng thể tích nước chạy máy phải được xác định. Khi đó, bài toán điều độ tối ưu có thể được thiết lập bằng cách tìm cực tiểu của hàm chi phí như sau:

$$\text{Min}(C_T) = \sum_{j=1}^{n_m} n_j C_j \quad (4.15)$$

với ràng buộc: $\sum_{j=1}^{n_m} n_j q_j = q_{TO}$ (tổng nước chạy máy)

$$P_{Hj} + P_{Sj} = P_{Lj}$$

cần lưu ý: $\sum_{j=1}^{n_m} n_j = T_{max}$

ràng buộc về dòng nước được thiết lập như sau:

$V_j = V_s$ khi $j=0$ (V_s là thể tích ban đầu – starting volume)

$V_j = V_e$ khi $j=j_{\max}$ (V_e là thể tích cuối – ending volume)

$q_{\min} \leq q_j \leq q_{\max} \quad j = 1 \dots j_{\max}$

$q_j = Q_j$ (Q_j là lượng nước chạy máy cố định trong một giờ cụ thể nào đó).

Ngoài ra khi phân tích bài toán vận hành chúng ta giả thiết độ cao hiệu dụng của cột nước là không đổi. Khí đó lưu lượng nước chạy máy chỉ phụ thuộc vào công suất ngõ ra của nhà máy thủy điện. Lúc này hàm Lagrange có dạng:

$$L = \sum_{j=1}^{j_{\max}} [n_j C(P_{Sj}) + \lambda_j (P_{Lj} - P_{Hj} - P_{Sj})] + \beta \left[\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j q_j(P_{Hj}) - q_{T0} \right] \quad (4.16)$$

Và tại một khoảng $j=k$ nào đó, để có nghiệm tối ưu thì:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{Sk}} = 0$$

Và
$$\frac{\partial L}{\partial P_{Hk}} = 0$$

Từ đó ta được:
$$n_k \frac{dC(P_{Sk})}{dP_{Sk}} = \lambda_k \quad (4.17)$$

Và
$$\beta n_k \frac{dq_k}{dP_{Hk}} = \lambda_k \quad (4.18)$$

Chúng ta giải hệ phương trình (4.17) và (4.18) bằng các kỹ thuật như đã trình bày ở chương 2.

Trong trường hợp xét đến tổn thất của mạng trong bài toán điều độ kết hợp thì ràng buộc về cân bằng công suất tại mỗi giờ có dạng:

$$P_{Lj} + P_{\text{loss}j} = P_{Hj} + P_{Sj} \quad (4.19)$$

Khi đó phương trình Lagrange sẽ có dạng:

$$L = \sum_{j=1}^{j_{\max}} [n_j C(P_{Sj}) + \lambda_j (P_{Lj} + P_{\text{loss}j} - P_{Hj} - P_{Sj})] + \beta \left[\sum_{j=1}^{j_{\max}} n_j q_j(P_{Hj}) - q_{T0} \right] \quad (4.20)$$

Kết quả ta có hệ phương trình kết hợp trong khoảng giờ thứ k như sau:

$$n_k \frac{dC(P_{Sk})}{dP_{Sk}} + \lambda_k \frac{\partial P_{\text{loss}k}}{\partial P_{Sk}} = \lambda_k \quad (4.21)$$

$$\beta n_k \frac{dq_k}{dP_{Hk}} + \lambda_k \frac{\partial P_{\text{loss}k}}{\partial P_{Hk}} = \lambda_k \quad (4.22)$$

5

QUI TRÌNH VẬN HÀNH NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN

5.1. Quy trình vận hành turbine

Với nhà máy nhiệt điện turbine gồm có turbine hơi và turbine khí. Trước đây, hai loại turbine này vận hành hoàn toàn với nguồn nhiên liệu riêng. Tuy nhiên, ngày nay để đa dạng trong vận hành, người ta đã chế tạo turbine có thể chạy với cả hai chế độ. Trong tài liệu này, chỉ giới thiệu qui trình vận hành của turbine khí. Quy trình vận hành turbine hơi về cơ bản cũng tương tự.

5.1.1. Các thiết bị chính trong một turbine khí

Các thiết bị chính trong một turbine khí bao gồm:

- + Nhà lọc gió, máy nén gió và buồng đốt
- + Turbine
- + Hệ thống giảm tốc
- + Ống khóa turbine

Ngoài các thiết bị chính turbine còn có hệ thống các thiết bị phụ trợ đi kèm bao gồm:

- + Hệ thống nhớt bôi trơn
- + Hệ thống nhớt thủy lực
- + Hệ thống nhớt kiểm soát (trip oil)
- + Hệ thống nhiên liệu
- + Hệ thống sấy và thông gió
- + Hệ thống gió nghiền (phục vụ cho việc tán dầu thành sương giúp cho quá trình đốt đơn giản.

- + Hệ thống chữa cháy
- + Hệ thống nước làm mát
- + Hệ thống trở trực
- + Hệ thống đo nhiệt độ và điều khiển : việc đo nhiệt độ phải thực hiện ở nhiều vị trí như cánh turbine, nhiệt độ máy nén gió, nhiệt độ nhớt bôi trơn...
- + Hệ thống nguồn điện (gồm cả AC và DC)
- + Hệ thống máy tính điều khiển turbine: hệ thống điều khiển turbine khí gồm nhiều máy tính có nhiệm vụ điều khiển và bảo vệ sự làm việc bình thường của Gasturbine như: khởi động, điều khiển tải, ngừng turbine, trở trực, Ngoài ra còn có máy tính vượt cấp (dự phòng) B.I.O (Back-up Interface Operator) dùng khi máy tính chính bị trục trặc.

Các thuật ngữ thường gặp phải khi sử dụng máy tính điều khiển

DEMAN DISPLAY: hiển thị các thông số theo yêu cầu.

BACK-UP DISPLAY: tương tự MAIN DISPLAY nhưng các ô chức năng và các thông số được sắp xếp khác đi.

CONTROL REFERENCE: gồm các thông số tiêu chuẩn điều khiển sự làm việc của turbine khí.

WHEELSPACE TEMPERATUES: các nhiệt độ của các thermocouple tầng cánh turbine.

EXHAUST THERMOCOUPLE: các nhiệt độ của các thermocouple khói thoát.

FUEL STROKE REFERENCE: điều khiển nhiên liệu bằng tay (FSR man)

AUXILIARY CONTROL: chạy / ngừng trở trực.

MECHANICAL OVERSPEED TEST: thử vượt tốc cơ.

LOAD CONTROL: điều khiển tải.

GAS FUEL: xem các thông số về chế độ đốt gas.

COMPOSITE LOGIC: xem các biến logic trong máy tính.

COMPOSITE REAL: Xem các biến logic có thực trong máy tính.

INLET GUIDE VALVE CONTROL: điều khiển IGV.

MODULATED IGV CALIBRATION: đặt mức hiệu chỉnh tự động cho độ mở IGV.

GCV/ SRV CALIBRATION: đặt mức hiệu chỉnh tự động cho độ mở van điều chỉnh gas (gas control valve) và van ngừng gas (stop ration valve).

LIQUID FUEL CALIBRATION: đặt mức hiệu chỉnh tự động cho độ mở van servo dầu.

DIESEL STARTING MOTOR: chạy thử (test) diesel bằng tay.

START-UP PERMISSIVES: kiểm tra lại các biến đưa đến “Ready to start”

GAS VALVE DISPLAY: thông số độ mở servovalve gas.

BEARING/OIL TEMPERATURES: nhiệt độ nhớt đến và thoát khỏi bộ trục.

WATER WASH TURBINE/ COMPRESSOR: rửa ướt turbine/ máy nén gió.

TURBINE ABRASIVE CLEANING: rửa khô turbine.

SYUCH DISPLAY: kiểm soát việc hoà điện. Có thể cho hòa điện tự động và phát lệnh đóng máy cắt hòa với chế độ Manual Synchronuous tại máy tính chính.

L60SYNC1 SYNCH PERM: xem tất cả các thông số có liên quan đến việc hòa điện ngay khi đủ điều kiện hòa điện (thường xem trong trường hợp đủ điều kiện hòa điện nhưng không đóng được máy cắt hòa).

5.1.2. Kiểm tra trước khi khởi động turbine khí

Trước khi khởi động turbine khí vận hành viên phải thực hiện hoàn tất các hạn mục kiểm tra sau:

Phần cơ:

1/Nhà lọc gió:

- + Không có vật lạ trong phòng lọc gió
- + Các lọc gió tốt, sạch sẽ và được gắn chặt
- + Đường dẫn gió vào máy nén gió bình thường
- + Các đường ống dẫn gió thổi lọc gắn chặt
- + Mặt bằng xung quanh nhà lọc gió sạch sẽ

2/ Kết cấu lắp đặt các phần turbine khí bình thường (máy nén, giảm tốc, buồng đốt, máy phát, bộ trục, nối trục...)

3/ Các phòng gian máy phải được giữ về sinh sạch sẽ, không có vật lạ.

4/ Các thiết bị đo lường, bảo vệ turbine khí phải đầy đủ và ở vị trí sẵn sàng làm việc

5/ Van nước rửa máy nén gió đóng

6/ Các van tín hiệu đến các mắt thần mở

7/ Các chỗ bôi trơn phải được tra mỡ hoặc nhớt bôi trơn.

8/ Hệ thống nhớt bôi trơn:

- + Mục bồn nhớt phải đầy: kim đồng hồ chỉ F
- + Phải đủ 3 bơm nhớt: chính, phụ và khẩn: sẵn sàng
- + Phải đủ 2 bộ làm mát nhớt: chỉ vận hành 1 bộ, 1 bộ dự phòng
- + Đủ 2 lược nhớt: chỉ vận hành 1 bộ, 1 bộ dự phòng
- + Các kiềng xem nhớt sạch sẽ, thấy rõ nhớt chảy ra
- + Các công tắc áp suất: đủ và sẵn sàng làm việc
- + Đường rút khí bồn nhớt bình thường
- + Hệ thống nhớt sạch sẽ, không có hiện tượng xi chảy nhớt.

9/ Hệ thống dầu đốt ngoài máy:

- + Các bơm dầu chuyên: sẵn sàng
- + 2 lược dầu thô sạch sẽ: chỉ vận hành 01 bộ, 01 bộ dự phòng
- + 2 lược dầu ngoài sạch sẽ: chỉ vận hành 01 bộ, 01 bộ dự phòng
- + Các đồng hồ đo lường đầy đủ theo sơ đồ và sẵn sàng vận hành
- + Bồn dầu phải chứa đầy đủ dầu chạy (nếu sử dụng dầu tốt)
- + Mở van cấp dầu từ bồn
- + Các van đầu hút và đầu thoát của các bơm: mở
- + Van xả đáy các lược dầu: đóng
- + Van xả gió các lược dầu: đóng
- + Van trước và sau công tơ đếm dầu mở
- + Van tắt công tơ đếm dầu: đóng
- + Các van tín hiệu đến các đồng hồ: mở
- + Van xả dầu thừa trở về bồn: mở
- + Van điều áp: Auto
- + Không có hiện tượng xi chảy dầu.

10/ Hệ thống dầu đốt trong máy:

- + Các thiết bị vận chuyển và đo lường và bảo vệ phải đầy đủ và sẵn sàng vận hành.
- + Van tín hiệu đến đồng hồ đo áp suất dầu đốt trước stop value: mở
- + Van xả gió và van xả đáy lược dầu cao áp: đóng
- + Các van đến đồng hồ đo sai biệt áp suất lược dầu cao áp: mở
- + Van tự động xả đáy buồng đốt: mở
- + Van tự động xả đáy ống khói: mở
- + Stop value: đóng
- + Hàm dầu đọng: cạn
- + Không có hiện tượng xi chảy dầu đốt.

11/ Hệ thống nhiên liệu khí:

- + Không có hiện tượng rò khí
- + Các thiết bị điều khiển, đo lường và bảo vệ phải đầy đủ và sẵn sàng làm việc.
- + Yêu cầu kiểm tra theo qui trình vận hành hệ thống khí đốt dùng cho các turbine khí.

12/ Hệ thống nhớt thủy lực:

- + Thiết bị vận chuyển và đo lường và bảo vệ đầy đủ sẵn sàng vận hành
- + 2 lược nhớt thủy lực: chỉ vận hành 01 bộ, 01 bộ dự phòng.
- + Các van dẫn tín hiệu đến đồng hồ đo sai biệt lược nhớt thủy lực: mở
- + Van dẫn tín hiệu: mở
- + Van xả gió lược nhớt thủy lực: đóng
- + Van xả đáy lược nhớt thủy lực: đóng
- + Van làm đầy lược nhớt thủy lực: đóng
- + Test value: đóng
- + Thông số vận hành của hệ thống nhớt thủy lực bình thường, không có hiện tượng xì chảy nhớt.

13/ Hệ thống nhớt kiểm soát:

- + Các thiết bị phải đầy đủ, sẵn sàng vận hành
- + Bộ bảo vệ vượt tốc cơ: ở vị trí giải trừ
- + Van tín hiệu đến đồng hồ đo áp suất nhớt kiểm soát: mở
- + Các van tín hiệu đến các công tắc áp suất: mở
- + Các van test: đóng
- + Thông số vận hành của hệ thống nhớt kiểm soát bình thường, không có hiện tượng xì chảy nhớt.

14/ Hệ thống sấy và thông gió:

- + Các cửa chớp lấy gió vào và thoát gió ra: mở
- + Quạt lấy gió sẵn sàng vận hành.

15/ Hệ thống gió nghiền, gió thổi sạch:

- + Các thiết bị vận chuyển và đo lường và bảo vệ phải đầy đủ và sẵn sàng vận hành.
- + Nhớt bôi trơn máy nén gió nghiền phụ: đủ
- + Nhớt bôi trơn máy nén gió nghiền chính: có nhớt chảy qua kiếng xem nhớt
- + Van cấp gió cho máy nén gió nghiền: mở

- + Van xả tải máy nén gió nghiền phụ: đóng
- + Các nút bít trên đường ống: chặt
- + Dây cu-roa truyền động giữa Diesel và máy nén gió nghiền phụ: sẵn sàng làm việc.

16/ Hệ thống gió chèn – gió làm mát:

- + Các thiết bị vận chuyển, đo lường và bảo vệ đầy đủ và sẵn sàng vận hành
- + Van cấp gió chèn bộ trực: mở.
- + Van cấp gió: mở.
- + Các CB cấp nguồn: đóng.

17/ Hệ thống nước làm mát:

- + Các thiết bị vận chuyển và đo lường phải đầy đủ và sẵn sàng vận hành
- + Mức nước làm mát tại bồn: F (đầy)
- + Các quạt làm mát nước bình thường.
- + Bộ tản nhiệt sạch sẽ và sẵn sàng làm việc.
- + Van cấp nước từ bồn đến hệ thống: mở.
- + Van cấp nước làm mát Diesel: mở.
- + Van sau bơm nước làm mát: mở.
- + Van trước và sau bộ làm mát nhớt làm việc: mở.
- + Van trước và sau bộ làm mát nhớt dự phòng: đóng.
- + Các van điều khiển nhiệt độ: auto.
- + Van nước đến bộ làm mát nước: mở.
- + Van nước từ bộ làm mát nước trở về bồn: mở.
- + Van nước sau khi làm mát Diesel trở về bồn: mở.
- + Van dẫn tín hiệu đến đồng hồ đo áp suất nước: mở.
- + Các van xả, nút xả: đóng.

18/ Hệ thống chữa cháy tự động:

- + Gian Diesel: đủ các cảm biến phát hiện lửa.
- + Gian turbine: đủ các cảm biến phát hiện lửa.
- + Gian giảm tốc chính đủ các cảm biến phát hiện lửa.
- + Hệ thống CO₂ sẵn sàng làm việc (auto)

19/ Máy khởi động Diesel:

Cần kiểm tra các thông số sau:

- + Mức nhớt bôi trơn Diesel.
- + Bồn chứa dầu chạy Diesel.
- + Thiết bị vận chuyển hệ thống dầu đốt Diesel bình thường.
- + Thiết bị vận chuyển hệ thống gió và khói thoát Diesel bình thường.
- + Thiết bị vận chuyển hệ thống nhớt bôi trơn Diesel bình thường.
- + Thiết bị vận chuyển hệ thống nhớt bộ ly kết bình thường.
- + Thiết bị vận chuyển hệ thống nước làm mát bình thường.
- + Không có hiện tượng xì chảy nhớt, nước, dầu.

- + Đè-ma-rơ-tốt.
 - + Bộ điều khiển Governor ở mức tối thiểu.
 - + Các thiết bị đo lường, điều khiển và bảo vệ đầy đủ và sẵn sàng làm việc.
 - + Máy Diesel: vệ sinh sạch sẽ.
- 20/ Hệ thống trở trục:
- + Bơm nhớt trở trục sẵn sàng.
 - + Bộ ly kết cơ bình thường.
 - + Hệ thống trở trục đầy đủ, không có hiện tượng xì chảy nhớt.
- 21/ Hệ thống điều khiển IGW(Inlet Guide Valve) :
- + Các thiết bị điều khiển, đo lường và phải bảo vệ đầy đủ sẵn sàng làm việc.
 - + Không có hiện tượng xì chảy nhớt trên hệ thống.
- 22/ Bàn thể turbine và máy nén gió bình thường
- 23/ Phần choá thoát turbine và ống khói bình thường
- 24/ Hệ thống đo lường nhiệt độ:
- Tất cả các thermocouple đo nhiệt độ phải đầy đủ và sẵn sàng làm việc.

Phần điện:

- 1/ Các nguồn điều khiển sử dụng điện xoay chiều sẵn sàng
- 2/ Nguồn điều khiển một chiều sẵn sàng
- 3/ Nguồn cấp cho các thiết bị phụ trợ:
 - + Cấp nguồn cho các quạt làm mát: ON
 - + Cấp nguồn cho máy nạp bình: ON
 - + Cấp nguồn cho biệt thể điều khiển: ON
 - + Cấp nguồn cho bộ sấy mát phát điện: ON
 - + Cấp nguồn cho bồn dầu động: ON.
 - + Cấp nguồn tủ thổi lọc turbine: ON
 - + Cấp nguồn cho máy nén thổi lọc: ON
 - + Cấp nguồn cho quạt máy biến thể chính: ON
 - + Cấp nguồn đèn ánh sáng máy phát: ON
 - + Cấp nguồn cho hệ thống Relays: ON
 - + Cấp nguồn sấy tủ trung thế: ON
 - + Cấp nguồn cho châu cắm tủ trung thế: ON
 - + Cấp nguồn ánh sáng nhà lọc gió: ON
 - + Cấp nguồn sấy cấp trung thế: ON
 - + Cấp nguồn quạt thông gió tủ trung thế: ON
 - + Cấp nguồn ánh sáng tủ trung thế: ON
 - + Cấp nguồn thổi lọc gió máy phát: ON
 - + Cấp nguồn cho bộ sấy chống đọng sương:
 - + Cấp nguồn cho đèn ánh sáng khẩn gian máy.

- + Cấp nguồn đến tủ điều khiển kích từ
- + Cấp nguồn điều khiển máy cắt đầu cực: ON
- + Cấp nguồn cho tủ điều khiển máy phát: ON
- + Cấp nguồn cho tủ điều khiển turbine: ON
- + Cấp nguồn cho tủ biến thế chính: ON
- + Cấp nguồn cho động cơ bơm chia dầu: OFF
- + Cấp nguồn điện đến bugi đánh lửa: ON
- + Cấp nguồn điều khiển hệ thống cứu hỏa CO₂: ON
- + Cấp nguồn đến bảng điều khiển turbine: ON
- + Cấp nguồn đến bảng điều khiển máy phát: ON
- + Cấp nguồn đến bảng điều khiển kích từ: ON
- + Cấp nguồn đến cảm biến gas: ON

4/ Máy cắt hòa điện: đưa vào vị trí sẵn sàng làm việc.

5/ Máy phát điện: sẵn sàng làm việc

6/ Tủ trung thế: sẵn sàng làm việc.

Các trường hợp cấm khởi động turbine khí:

1/ Không đủ các mạch bảo vệ tự động.

2/ Các bảo vệ điện, cơ tác động trip máy mà chưa khắc phục được nguyên nhân.

3/ Một trong các bơm nhớt không sẵn sàng vận hành.

4/ Không có nhớt chảy ra qua bộ trục.

5/ Các bất thường do không trở trục khi ngừng máy.

6/ Các hạn chế phần thiết bị turbine khí, máy phát điện.

5.1.3. Vận hành turbine khí

Thao tác chạy máy

Vận hành viên có thể vận hành turbine ở chế độ bằng tay hay tự động hoàn toàn thông qua lệnh từ máy tính điều khiển. Khi đạt đến tần số phát đồng bộ thì tiến hành cho hòa điện (tự động hay bằng tay). Khi máy phát đã kết nối vào lưới vận hành viên sẽ điều chỉnh giá trị tải cần phát. Có ba chế độ chỉnh định tải

+ Chế độ BASE: Máy sẽ tự động tăng tải đến tải nền

+ Chế độ PRESEL: Máy sẽ giữ ở một giá trị tải đã chọn trước

+ Chế độ PEAK: Máy sẽ tự động tăng tải đến giá trị đỉnh (trong vận hành, Vận hành viên không được thực hiện chạy ở chế độ tải này)

Ngoài ra, trong quá trình vận hành, Vận hành viên có thể điều chỉnh tăng, giảm tải từ lệnh ở bảng điều khiển hay điều chỉnh điện áp (điều chỉnh công suất phản kháng).

Thao tác ngừng máy

Có hai chế độ dừng là dừng bình thường và dừng khẩn cấp (emergency).

Dừng bình thường: Vào màn hình điều khiển chọn STOP máy sẽ tự động giảm tải, tách khỏi lưới, thực hiện tiến trình dừng máy.

Dừng khẩn cấp khi có sự cố:

Vào màn hình điều khiển nhấn EMERGENCY STOP: máy sẽ ngừng khẩn cấp và thực hiện tiến trình làm nguội máy. Lưu ý phải báo cáo lãnh đạo và xác định được nguyên nhân sự cố trước khi giải trừ.

5.1.4. Kiểm tra thao tác khi chạy turbine khí

1/ Khởi động turbine:

Chỉ được phép khởi động turbine khí khi có hiệu lệnh yêu cầu của điều độ hệ thống. Giám đốc, P.Giám đốc kỹ thuật nhà máy hoặc quản đốc phân xưởng vận hành.

2/ Trước khi khởi động turbine khí ca vận hành phải thực hiện hoàn tất việc kiểm tra thiết bị như đã nói ở trên.

3/ Tiến trình đang khởi động turbine khí phải theo dõi tiến trình khởi động của máy.

4/ Trong quá trình lên máy, Vận hành viên phải thường xuyên kiểm tra và ghi nhận các yêu cầu sau phải bình thường:

- + Độ rung.
- + Tiếng động lạ.
- + Xi lậu: dầu, nhớt, nước, gió, khí cháy.
- + Chế độ cháy ở các buồng đốt.
- + Thông số vận hành.
- + Tổ chức xử lý các bất thường.
- + Ghi thông số từng giai đoạn khi khởi động vào nhật ký vận hành:
 - Giờ khởi động.
 - Giờ Diesel tăng tốc.
 - Giờ đạt tốc độ 20% định mức, đánh lửa, thông số nhiệt độ khí cháy, áp suất dầu các vòi đốt, độ rung các gối trục.

- Giờ đạt tốc độ 40% định mức, thông số nhiệt độ khí cháy, áp suất các vòi đốt, độ rung.
- Giờ tách Diesel và các thông số ở thời điểm tách diesel.
- Giờ đạt đủ tốc độ định mức, và các thông số ở thời điểm turbine đủ tốc độ.
- Giờ hòa điện.

5/ Trong quá trình khởi động, nếu Diesel không tách được thì phải ngừng máy

6/ Nguyên tắc kiểm tra khi máy đang chạy

- + Về thông số: không có bất cứ thông số nào vượt quá trị số định mức.
- + Về tình trạng: không có bất thường nào xảy ra trên thiết bị. Vd: xì, cháy, âm thanh lạ...
- + Ghi thông số hàng giờ vào nhật ký vận hành
- + Phải tổ chức xử lý ngay khi có bất thường xảy ra.
- + Ngừng máy nếu thông số và tình trạng máy vi phạm giới hạn cho phép.

+ Báo cáo kịp thời các bất thường hay sự cố cho lãnh đạo nhà máy.

7/ Các trường hợp ngừng khẩn cấp turbine khí:

- + Máy rung mạnh, đột ngột quá giới hạn cho phép.
- + Xảy ra tai nạn trên thiết bị
- + Xảy ra cháy nổ trên thiết bị
- + Có tiếng khua và chạm kim loại trong các phần quay.
- + Mất nhớt bôi trơn gối trục
- + Các gối trục có hiện tượng bốc khói thất thường.
- + Thông số tăng đến giới hạn sự cố mà bảo vệ không tác động.
- + Mực bồn nhớt bôi trơn giảm thấp đến giới hạn và tiếp tục giảm
- + Vượt tốc độ mà bảo vệ không tác động.
- + Các trường hợp ngừng khẩn cấp máy phát điện, máy cắt chính, máy biến áp chính, máy biến áp tự dùng.

8/ Xử lý khi có cháy xảy ra ở gian thiết bị phụ, gian buồng đốt, gian giảm tốc chính:

Trường hợp hệ thống CO₂ tự động tốt.

- + Mạch tự động sẽ tác động mở xít CO₂ vào các gian máy turbine khí.
- + Ngừng máy khẩn cấp (nếu máy không tự ngừng được).
- + Kiểm tra xem có dập tắt lửa được hay không.
- + Đóng các cửa và lá trập lại (nếu chưa được đóng).
- + Sử dụng chữa cháy bằng tay tăng cường nếu cần.
- + Báo trưởng ca hỗ trợ chữa cháy.
- + Không được xịt nước vào thiết bị đang nóng và khi chưa được cắt điện.

Trường hợp hệ thống CO₂ tự động không hoạt động:

+ Nhanh chóng đẩy cò mở cơ khí bằng tay ở dàn chai CO₂, CO₂ sẽ tự xjt.

+ Ngừng máy khẩn cấp.

+ Sau đó thực hiện giống như phần hệ thống CO₂ tự động tốt.

9/ Xử lý khi có cháy ở máy phát điện và máy kích từ:

Trường hợp cháy trong gian kích từ:

+ Ngừng máy khẩn cấp.

+ Dùng CO₂ để chữa cháy.

+ Báo trường ca hỗ trợ chữa cháy.

+ Không được dùng nước hay bình bột để chữa cháy.

Trường hợp cháy trong máy phát hay máy kích từ:

+ Ngừng máy khẩn cấp.

+ Dùng CO₂ xịt vào phòng hút gió làm mát máy phát điện.

+ Báo trường ca hỗ trợ chữa cháy.

+ Kiểm tra nhiệt độ máy phát để biết còn cháy hay không.

10/ Xử lý khi có cháy xảy ra ở các thiết bị điện thuộc tổ máy turbine khí:

+ Ngừng máy khẩn cấp (nếu máy không tự động ngừng).

+ Tổ chức cắt điện khu vực bị cháy.

+ Dùng các chai CO₂ để chữa cháy.

+ Báo trường ca hỗ trợ chữa cháy.

5.1.5. Kiểm tra trước khi ngừng turbine

+ Theo dõi tiến trình turbine khí bình thường:

+ Chọn lệnh dừng ở màn hình điều khiển, máy sẽ tự động giảm công suất P, Q và cắt máy cắt đầu cực.

+ Khi tốc độ turbine giảm còn khoảng 95% tốc độ định mức:

- Đổi nguồn điện tự dùng

- Bơm nhớt phụ chạy để cấp nhớt bôi trơn.

- Quạt làm mát ngừng.

+ Khi tốc độ turbine giảm còn khoảng 40% tốc độ định mức:

- Đóng nhiên liệu, buồng đốt mất lửa, bơm dầu đốt ngừng.

- IGV đóng.

+ Khi tốc độ giảm còn 20% tốc độ định mức: cắt kích từ máy phát điện.

Nếu nhiệt độ nước làm mát nhớt < 40⁰C thì quạt làm mát nước ngừng.

+ Khi tốc độ turbine bằng 0 bộ trở trực sẽ làm việc để lần trực turbine định kỳ 3 phút/lần, mỗi lần 15s.

Trong suốt quá trình dừng máy Vận hành viên phải ghi nhận tất cả các thông số ở từng giai đoạn:

+ Kiểm tra tất cả các thiết bị để phát hiện các bất thường nếu có.

+ Kiểm tra ghi thông số các thiết bị còn tiếp tục làm việc trong thời gian máy làm nguội.

5.1.6. Kiểm tra khi turbine ngừng dự phòng

- + Hàng ngày Vận hành viên phải cho trở trục turbine ít nhất 1h.
- + Định kỳ mỗi tuần test diesel 1 lần. Mỗi lần 2 phút.
- + Định kỳ 1 tuần chạy không tải turbine khí 1 lần đến tốc độ định mức để xông nóng trong 20 phút (nếu trong 1 tuần máy không chạy lần nào).
- + Vận hành viên phải thường xuyên kiểm tra, ghi thông số, vệ sinh thiết bị trong giờ đi ca.
- + Kiểm tra sấy thường xuyên: máy phát, các tủ điều khiển...

5.1.7. Xử lý sự cố bất thường của turbine khí

Trong một nhà máy điện mỗi sự cố đều được mã hóa bằng một mã báo động và một tên tín hiệu riêng biệt. Điều này sẽ giúp cho quá trình nhận dạng và xử lý sự cố nhanh chóng. Trong tài liệu này sẽ giới thiệu các loại sự cố điển hình thường xảy ra khi vận hành turbine. Các thông tin dưới đây được tham khảo từ qui trình vận hành và xử lý sự cố của của một nhà máy nhiệt điện cụ thể.

Mã báo động	Tên tín hiệu	Tên báo động	Cách xử lý
XXXX	ABCDE	EXHAUST TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ khí thoát cao_báo động	Giảm tải để giải trừ báo động Xác định thermocouple nào chỉ cao bất thường để xử lý. Kiểm tra áp suất dầu các vòi phun có đều không.
		EXEHAUST OVERTEMPERATURE TRIP Quá nhiệt độ khí thoát TRIP máy.	Kiểm tra các Thermocouple do nhiệt độ khí thoát. Kiểm tra mạch dầu. Kiểm tra mạch đốt nghẹt.
		DIAGNOSTIC ALARM Báo động chẩn đoán chưa hoàn tất.	Kiểm tra mạch điều khiển nhiệt độ. Vào Diagnostic để xác định báo động.
		OFFLINE DIAGNOSTIC RUNNING Mạch chẩn đoán chưa hoàn tất.	Không được khởi động tổ máy khi còn báo động cho đến khi chẩn đoán hoàn thành.
		MAINTENANCE FORCING MODE ENABLE	Do đang chỉnh định lại vị trí số chuẩn, hay thay đổi bộ nhớ. Nên sử dụng Forcing khi máy ngừng.

<p>Đang sử dụng Forcing MANUAL TRIP_LOCAL Trip máy bằng tay do nhấn dừng khẩn cấp (E5)</p>	<p>khí làm xong phải trả về trị số cũ. Dừng máy khẩn do Vận hành viên nhấn nút E5. Giải trừ bằng cách vận nút E5 theo chiều kim đồng hồ. Trước khi giải trừ phải tìm nguyên nhân khắc phục.</p>
<p>MASTER PROTECTIVE STARTUP LOCKOUT Bảo vệ chính khóa mạch khởi động</p>	<p>Phải xác định nguyên nhân gây bảo vệ khoá mạch. Kiểm tra xem còn sự cố nào chưa khắc phục. Tín hiệu điều khiển của các máy tính không phù hợp.</p>
<p>PROTECTIVE MODULE ETR RELAY TROUBLE Khởi relay bảo vệ trực trực. ELECTRICAL OVER SPEED TRIP-HP Tốc độ vượt quá 110% tốc độ định mức.</p>	<p>Kiểm tra xử lý xong mới được MASTER RESET để chạy. Kiểm tra xử lý khối relay bảo vệ máy. Kiểm tra nguồn DC cung cấp. Không được khởi động máy khi chưa xử lý xong. Kiểm tra nguyên nhân nào gây vượt tốc (cơ, điện, dầu hay hệ điều khiển vượt tốc, ...) Kiểm tra bộ phận nhận tín hiệu vượt tốc.</p>
<p>CONTROL SPEED SIGNAL TROUBLE_HP Tín hiệu điều khiển tốc độ hư Trip máy.</p>	<p>Không được khởi động máy nếu chưa tìm được nguyên nhân hay chưa khắc phục nguyên nhân. Có thể do test vượt tốc. Do card điều khiển hư. Kiểm tra xử lý xong mới cho chạy lại máy.</p>
<p>PROTECTIVE MODULE OVERSPEED TRIP_HP Khởi bảo vệ vượt tốc hư Trip</p>	<p>Do card điều khiển hư. Kiểm tra xử lý xong mới cho chạy lại máy.</p>
<p>PROTECTIVE SPEED SIGNAL TROUBLE_HP Tín hiệu bảo vệ vượt tốc hư trip máy.</p>	<p>Do card điều khiển hư. Kiểm tra xử lý xong mới cho chạy lại máy.</p>
<p>OVERSPEED TEST MODE SELECTED_HP Đang thử vượt tốc do chọn chế độ vượt tốc</p>	<p>Chỉ được thực hiện thử vượt tốc khi MC đầu cực mở. Sau khi thử xong phải MASTER RESET để đưa về tình trạng bình thường.</p>
<p>OVERSPEED BOIL</p>	<p>Phải kiểm tra nhớt bôi trơn, độ rung và tình trạng turbine trong khi test. Có thể do Trip tay vượt tốc cơ.</p>

	<p>TRIP_HP Vượt tốc cơ trip máy do bảo vệ vượt tốc cơ làm việc</p> <p>TURBINE UNDERSPEED Turbine tốc độ thấp do cuối tiến trình khởi động mà tốc độ chưa đủ tốc độ yêu cầu</p> <p>CUSTOMER TRIP Trip bởi thiết bị lắp thêm.</p> <p>CUSTOMER START INHIBIT Khởi động bị khóa do thiết bị lắp thêm.</p> <p>TURBINE INCOMPLETE SEQUENCE Turbine không hoàn tất chu trình do mạch điện không thực hiện được tiến trình hoàn tất.</p> <p>FAILURE TO START Không khởi động được do mạch điều khiển mỗi lửa.</p> <p>FAILURE TO IGNITE Mỗi lửa bị trục trặc do không mỗi lửa được trong thời gian 1 phút - báo động</p> <p>FLAME DETECTOR TROUBLE Bộ phát hiện lửa trục trặc do mất thân làm việc sai báo động</p>	<p>Nếu do bộ bảo vệ làm việc: Kiểm tra nguyên nhân gây ra vượt tốc để xử lý. Kiểm tra lại bảo vệ vượt tốc điện. Phải RESET lại cần vượt tốc cơ mới khởi động lại được. Phải tìm ra nguyên nhân và xử lý xong mới được khởi động lại tổ máy. Kiểm tra hệ thống điều khiển nhiên liệu. Kiểm tra mạch tốc độ. Kiểm tra theo dõi tốc độ turbine có đúng theo báo động không. Không được đóng máy cắt lưới khi chưa tìm được nguyên nhân. Xác định thiết bị nào lắp thêm gây trip để khắc phục.</p> <p>Xác định thiết bị nào lắp thêm gây khóa mạch khởi động để khắc phục.</p> <p>Kiểm tra các thiết bị: mạch tăng tốc, mạch điều khiển dầu, bộ ly kết, thiết bị phụ...</p> <p>Kiểm tra tất cả các tín hiệu đưa đến điều khiển mỗi lửa để xác định nguyên nhân không mỗi lửa được.</p> <p>Thao tác tái mỗi lửa, đồng thời kiểm tra: Hệ thống nhiên liệu cấp cho các bộ đốt. Kiểm tra van cô lập mất thân Kiểm tra gió nghiền. Kiểm tra biển thể đánh lửa, bugi đúng vị trí không? Sau 2 lần tái mỗi lửa không được Vận hành viên nên xuống máy. Kiểm tra nguồn cung cấp cho bugi Kiểm tra sự hoạt động của Bugi. Kiểm tra hoạt động hệ thống phát hiện lửa để xác định mất thân bị hư. Kiểm tra van cô lập mất thân. Kiểm kiếng cửa phát hiện lửa có sạch không Sửa chữa hoặc thay thế khi máy dừng.</p>
--	--	--

	<p>LOSS OF FLAME TRIP Trip máy do mất lửa</p> <p>CHAMBER FLAME OUT DURING SHUTDOWN Buồng đốt bị mất lửa khi ngừng máy do mất lửa sớm khi ngừng máy_báo động</p> <p>STARTUP FUEL FLOW EXCESSIVE TRIP Trip máy do nhiều nhiên liệu vào buồng đốt khi khởi động</p> <p>FSG GAS NOT AT MAX LIMIT Báo động khi điều khiển FSR bằng tay</p> <p>LOSS OF COMPRESSOR DISCHARGE PRESS BIAS Mất tín hiệu áp suất. Do bộ chuyển tín áp suất không tốt. báo động</p> <p>TURBINE AIR INLET DIFF PRESSURE ALARM Sai áp lược gió turbine cao_báo động</p> <p>AUX LUBE OIL PUMP MOTOR RUNNING Bơm nhớt phụ chạy</p>	<p>Kiểm tra nhiên liệu cung cấp tới các buồng đốt có bất thường không để xác định nguyên nhân. Kiểm tra sự hoạt động của các mắt thần có đúng không. Kiểm tra buồng đốt, ống dẫn lửa, vòi đốt có nghẽn không. Kiểm tra vòi phun dầu. Kiểm tra mạch điều khiển (mạch Stop)</p> <p>Với nhiên liệu DO: Kiểm tra trị đặt để trip Kiểm tra mạch điều khiển nhiên liệu Kiểm tra cảm biến. Kiểm tra van tắt điều chỉnh của bơm dầu đốt chính. Với nhiên liệu gas: Kiểm tra giá trị đặt của valve đóng. Do Vận hành viên chỉnh tay trị số FSR không ở trị số giới hạn. Trà về trị số FSR chuẩn để giải trừ báo động</p> <p>Kiểm tra đường tín hiệu đến bộ điều khiển áp suất. Kiểm tra áp suất máy nén gió có đủ không Không được mang tải khi thiếu áp suất máy nén gió.</p> <p>Giảm tải. Kiểm tra lược gió Kiểm tra vật lạ che chắn lược gió. Vận hành viên thực hiện công tác thổi lược Nếu vẫn còn báo động thì xin xuống máy lúc thuận tiện để kiểm tra lược bên trong hoặc thay lược mới nếu lược cũ đã dơ hoặc rách. (khi chạy máy không nên mở lược để tránh vật lạ rơi vào bên trong)</p> <p>Kiểm tra áp suất nhớt Kiểm tra nguyên nhân gây chạy bơm nhớt phụ. Do giảm áp suất: Do hệ thống xì lậu_ ngừng máy để xử lý Do bơm nhớt chính hư_ ngừng máy để xử lý Áp suất thoát bơm nhớt chính không</p>
--	---	---

<p>EMERGENCY LUBE OIL PUMP MOTOR RUNNING Bơm nhớt khẩn chạy</p>	<p>đù ngừng máy để kiểm tra hoặc do sai biệt lực nhớt cao, đối lực nhớt. Do tín hiệu điều khiển tác động sai. Tắt bơm nhớt phụ bằng tay sau đó mở máy lại. Phải xin dừng máy nếu không được. Kiểm tra áp suất hơi. Nếu máy không tự trip phải trip máy bằng tay khi áp suất nhớt bôi trơn nhỏ hơn giá trị định mức. Kiểm tra nguyên nhân gây áp suất nhớt thấp: Bơm nhớt chính, bơm nhớt phụ, lực nhớt, hệ thống xi lậu. Kiểm tra các công tắc áp suất nhớt. Nếu nhớt không vào được các gốt trực mà máy mới thì phải nhanh chóng khắc phục để đưa nhớt vào các gốt trực tránh trường hợp gây cháy bề trực.</p>
<p>LOW LUBE OIL PRESSURE TRIP Áp suất nhớt bôi trơn thấp trip.</p>	<p>Kiểm tra nguyên nhân gây mất áp suất nhớt: Kiểm tra lại hệ thống nhớt. Bơm nhớt, lực nhớt xi chảy nhớt, các van test của hệ thống, nghẹt đường ống. Kiểm tra công tắc áp suất làm việc có đúng không. Xử lý khắc phục nguyên nhân xong mới cho chạy máy.</p>
<p>LUBE OIL PRESSURE LOW Áp suất nhớt thấp báo động</p>	<p>Kiểm tra nguyên nhân gây mất áp suất nhớt: Bơm nhớt, lực nhớt, xi chảy nhớt, các van test của hệ thống, nghẹt đường ống... Kiểm tra công tắc áp suất làm việc có đúng không. Ngừng máy để kiểm tra sửa chữa khi áp suất còn quá nhỏ.</p>
<p>LUBE OIL PRESSURE SWITCH TROUBLE Công tắc áp suất nhớt hư.</p>	<p>Kiểm tra công tắc, mực nhớt bồn bằng que đo và đồng hồ hiển thị. Kiểm tra màu của nhớt: nếu có màu sữa là có nước tràn qua. Ngừng máy để xử lý thay nhớt, nếu châm nhớt cao phải rút bớt nhớt ra.</p>
<p>LUBE OIL LEVEL LOW Mực nhớt bồn thấp</p>	<p>Kiểm tra công tắc, mực nhớt bồn bằng que đo và đồng hồ chỉ thị. Nếu thiếu nhớt phải châm thêm đúng loại. Kiểm tra đường ống có bị xi lậu không nếu có thì phải ngừng máy để xử lý. Nếu mực nhớt ở giới hạn empty thì</p>

<p>LUBE OIL TANK TEMPERATURE LOW Nhiệt độ nhớt bồn thấp_ báo động LUBE OIL HEADER TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ nhớt bồn trộn cao_ báo động. Do nhiệt độ \geq giá trị cho phép</p>	<p>ngừng máy để tìm nguyên nhân để xử lý và châm thêm nhớt đúng loại. Nếu có báo động này thì máy không khởi động được. Kiểm tra công tác nhiệt độ. Kiểm tra sự làm việc của bộ sấy nhớt Giám tải Kiểm tra nhiệt độ nhớt ống góp có thật sự cao hay không. Kiểm tra sự làm việc của bộ làm mát nhớt, có thể đổi qua dự phòng. Kiểm tra mực nước làm mát áp suất nước làm mát. Kiểm tra sự làm việc của bộ giải nhiệt nước (quat, bộ giải nhiệt có làm việc tốt không)</p>
<p>LUBE OIL HEADER TEMPERATURE HIGH_TRIP Nhiệt độ nhớt bồn trộn cao-trip máy. Do nhiệt độ nhớt ống góp \geq giá trị cho phép LUBE TEMPERATURE SWITCH TROUBLE Công tác nhiệt độ nhớt hư</p>	<p>Tương tự như báo động LUBE OIL HEADER TEMPERATURE HIGH Xác định công tác nào hư để thay thế hoặc cân chỉnh. Kiểm tra dây dẫn.</p>
<p>HYDRAULIC SUPPLY PRESSURE LOW Áp suất nhớt thủy lực thấp_ báo động Do áp suất nhớt thủy lực \leq giá trị cho phép</p>	<p>Kiểm tra áp suất nhớt thủy lực để so sánh. Kiểm tra đổi lược nhớt thủy lực. Kiểm tra đóng chặt các van xả gió, xì đường ống. Kiểm âm thanh bơm nhớt thủy lực. Nếu báo động vẫn còn mà chưa phát hiện được nguyên nhân: máy dừng kiểm tra van xả.</p>
<p>LIQUID FUEL HYD PRESSURE SWITCH TROUBLE Công suất áp suất nhớt trip oil trực trực. Do công tác áp suất nhớt trực trực hay áp suất nhớt thấp.</p>	<p>Kiểm tra lược nhớt trip oil. Đổi lược, ngừng máy khi áp suất còn quá bé mà máy không tự dừng. Kiểm tra nếu 1 trong các công tác hư thì để máy hoạt động và cố lập cai hư để sửa. Nếu 2 trong các công tác hư thì máy sẽ tự ngừng nếu máy không ngừng thì Vận hành viên ngừng máy để sửa chữa.</p>
<p>STARTING DEVICE TRIP Diesel lúc khởi động tự ngừng</p>	<p>Kiểm tra dây nối. Kiểm tra xác định các nguyên nhân để xử lý: Diesel vượt tốc Hệ thống dầu diesel không tốt</p>

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

		Hệ thống nước làm mát diesel. Hệ thống nhớt diesel Hệ thống gió Chốt ngừng khẩn Bảo động do Vận hành viên chọn chế độ TEST DIESEL trả về chế độ DIESEL TEST OFF sẽ giải trừ báo động
DIESEL TEST MODE SELECTED Diesel ở chế độ Test		
DIESEL FAILURE TO START DIESEL không khởi động được do diesel không chạy được sau lần thử khởi động diesel		Kiểm tra dầu diesel, áp lực dầu diesel, nhớt diesel Kiểm tra hệ thống gió diesel Kiểm tra nước làm mát Kiểm tra cần trip diesel Kiểm tra nguồn điện cung cấp cho tủ điều khiển Kiểm tra động cơ sơ cấp TEST thử diesel
DIESEL FAILURE TO BREAK TURBINE AWAY Diesel không kéo được turbine		Kiểm tra hệ thống nhớt diesel. Kiểm tra tốc độ diesel Kiểm lý kết thủy lực, cơ diesel Stop máy để xử lý
STARTING DEVICE LOCKOUT Diesel khởi động bị khóa		Kiểm tra lại tất cả các điều kiện cho phép chạy máy để tìm nguyên nhân xử lý. MASTER RESET trước khi chạy lại máy
DIESEL FAILURE TO STOP Diesel không ngừng được		Vận hành viên cho diesel ngừng khẩn cấp bằng trip gió diesel Kiểm tra mạch điều khiển.
DIESEL LUBE OIL PRESSURE LOW Áp suất nhớt diesel thấp		Dừng diesel kiểm tra: Mức nhớt diesel Lượng nhớt diesel Chất lượng nhớt diesel Kiểm tra bơm nhớt Kiểm tra van nước làm mát diesel mở.
DIESEL ENGINE COOLING WATER TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ nước làm mát diesel cao.		Kiểm hệ thống nước làm mát diesel có xi lậu không. Nếu xi lậu nhiều thì ngừng máy xử lý. Ngừng diesel nếu báo động đúng
RACHET TROUBLE Trở trục trục trặc Do bộ trở trục làm việc không hoàn tất trở trục không đúng chu trình.		Kiểm tra mạch logic điều khiển Kiểm tra động cơ trở trục có bị quá tải không Kiểm tra hệ thống có xì cháy nhớt hay không. Kiểm tra nguồn điện cung cấp Xử lý chế độ chạy máy turbine khi trở trục không làm việc
RACHET DID NOT START Trở trục không khởi		Kiểm nguồn điện cung cấp Kiểm mạch khởi động trở trục Kiểm tra điều kiện cho phép trở trục

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

động được	Xử lý chế độ chạy turbine khí khi trở trực không làm việc.
RACHET MOTOR OVERLOAD	Kiểm tra role nhiệt của đ/c trở trực
Động cơ trở trực bị quá tải	Nếu đ/c bị quá tải do kẹt trở trực không làm việc
COOLING WATER LEVEL LOW	Xử lý chế độ chạy turbine khí khi trở trực không làm việc.
Mức bồn nước làm mát thấp	Kiểm mực bồn nước làm mát. Nếu mực bồn nước còn đầy thì do công tắc tác động sai.
COOLING FAN MOTOR BREAKER OPEN	Nếu mực bồn nước thấp thì châm thêm nước và kiểm tra xi lậu hệ thống.
Quạt làm mát nước ngừng	Chú ý nếu phát hiện nước lậu qua hệ thống nhớt hoặc gió nghiền thì phải xuống máy ngay để xử lý.
Do Vận hành viên ngừng hay do động cơ quá tải	Kiểm quạt làm mát máy nào ngừng: Kiểm tra công tác nguồn, kiểm chì. Xử lý nguyên nhân xong cho quạt chạy lại
INLET GUIDE VANE CONTROL TROUBLE TRIP	Trong lúc quạt dừng Vận hành viên chú ý kiểm tra nhiệt độ nhớt sau làm mát nhiệt độ gió nghiền để điều chỉnh tải cho phù hợp
Trip do điều khiển IGV trực trực	Kiểm tra hệ thống điều khiển IGV
Do vị trí góc mở IGV không đúng	
INLET GUIDE VANE CONTROL TROUBLE ALARM	Kiểm tra góc mở IGV tại máy tại màn hình để so sánh vị trí góc mở đúng hay sai nếu góc mở thực tế sai thì xin xuống máy để xử lý
Mạch điều khiển IGV trực trực báo động	Kiểm tra bộ điều khiển IGV
INLET GUIDE VANE POSITION SERVO TROUBLE	Kiểm tra xác định dòng điều khiển servo valve ở mức cao hay thấp.
Servo điều kiện IGV trực trực do mất tín hiệu hồi tiếp.	Kiểm mạch hồi tiếp và mạch logic
COMPRESSOR INLET THERMOCOUPLES DISAGREE	Kiểm tra trên màn hình xác định nhiệt ngẫu nào sai.
Nhiệt ngẫu đo nhiệt độ gió vào không tốt	Kiểm nhiệt ngẫu, dây dẫn để xử lý hoặc thay thế.
WATER WASH INHIBIT	
WHEELSPACE TEMP HIGH	Không được thực hiện rửa nước máy nén gió khi nhiệt độ tăng cánh còn cao
Cấm rửa nước nhiệt độ	

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

tăng cánh cao CONTROL PANEL TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ bảng điều khiển cao TURBINE COMPARTMENT TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ gian turbine cao EXHAUST FRAME COOLING AIR PRESSURE LOW Áp suất gió làm mát phần turbine thấp EXHAUST TEMPERA TURE HIGH Nhiệt độ khí thoát cao	Kiểm tra sự làm việc của máy lạnh, chọn mức lạnh hơn nếu máy lạnh hư thì phải xử lý nhanh chóng. Giảm tải Kiểm tra nguyên nhân gây T ⁰ turbine cao để khắc phục. Xi gió, cháy. Quạt làm mát turbine Kiểm tra sự hoạt động mạch điều khiển Kiểm tra phần hút có nghẹt không Kiểm đường thoát có nghẹt không Kiểm tra công tác nguồn Giảm tải để giải trừ báo động Kiểm tra chế độ cháy của buồng đốt và áp suất gió vào. Kiểm các nhiệt ngẫu chỉ cao Kiểm mạch điều khiển nhiệt độ, mạch nhiên liệu dầu, gas In history để xác định:
EXHAUST OVERTEMPERATURE TRIP Quá T ⁰ khí thoát-trip máy	Kiểm tra xác định thermocouple chỉ cao Kiểm dầu, vòi đốt có nghẹt không Kiểm mạch điều khiển nhiệt độ, điều khiển dầu, gas In history
EXHAUST THERMOCOUPLES OPEN TRIP Các thermocouple T ⁰ khí thoát hở mạch trip máy	Kiểm tra thay thế các thermocouple hư hay hở mạch. Mạch điều khiển nhiệt độ
EXHAUST THERMOCOUPLE TROUBLE Nhiệt ngẫu khí thoát trực trặc- do bị hư	Kiểm tra xác định thermocouple hư và thay thế khí máy ngừng
COMBUSTION TROUBLE Buồng đốt trực trặc Do chế độ cháy phân bố ở các buồng đốt không đều hay hỏng nhiệt ngẫu	Kiểm tra áp suất bơm chia dầu, vòi phun, T ⁰ cháy. Xin dừng máy, kiểm tra buồng đốt nếu sau khi giảm tải mà không giải trừ báo động được
HIGH EXHAUST TEMPERATURE SPREAD TRIP Trip máy do sai biệt T ⁰ khí thoát cao Do chế độ cháy phân bố ở các buồng đốt không đều hay hỏng nhiệt ngẫu.	In history để xác định Xử lý từ các thông tin ghi nhận được Kiểm tra xác định các thermocouple chỉ sai Kiểm tra bơm chia dầu, vòi đốt tương ứng chỉ sai
VIBRATION START	Kiểm tra lại toàn bộ hệ thống bảo vệ

	<p>INHIBIT Mạch bảo vệ do rung không cho khởi động Do hư hỏng ở mạch bảo vệ độ rung</p> <p>HIGH VIBRATION TRIP OR SHUTDOWN Trip máy do độ rung cao</p> <p>VIBRATION SENSOR DISABLED Cảm biến độ rung không phù hợp Do mất tín hiệu từ cảm biến độ rung</p> <p>VIBRATION TRANSDUCER FAULT Bộ chuyển tín hiệu rung hư Do tổng trở cảm biến độ rung thay đổi</p> <p>HIGH VIBRATION ALARM Độ rung cao báo động</p> <p>VIBRATION DIFFERENTIAL TROUBLE Do cảm biến độ rung trên cùng bộ trục sai biệt</p> <p>LIQUID FUEL CONTROL FAULT Tín hiệu điều khiển nhiên liệu DO trực trực</p> <p>LIQUID FUEL STOP VALVE FAILURE TO OPEN Valve stop dầu không mở được Do valve stop dầu không mở được khi đến thời điểm đánh lửa.</p> <p>LIQUID FUEL FILTER DIFF PRESSURE HIGH</p>	<p>độ rung Khắc phục nguyên nhân xong mới cho khởi động lại máy.</p> <p>In history để xác định Tìm nguyên nhân gây độ rung cao: cong trục, mất cân bằng, hư gối trục... Kiểm hệ thống bảo vệ rung Vận hành viên không được khởi động lại máy khi chưa xử lý nguyên nhân xong Kiểm tra cảm biến độ rung không phù hợp Kiểm tra dây dẫn cảm biến</p> <p>Kiểm mạch chuyển tín hiệu độ rung Kiểm mạch bảo vệ độ rung Không được khởi động máy khi mạch bảo vệ làm việc sai</p> <p>Ghi nhận chỉ số độ rung Giảm tải để giải trừ báo động Xác định nguyên nhân gây độ rung cao để xử lý Kiểm cập cảm biến nào sai biệt lớn trên cùng bộ trục Xác định nguyên nhân gây sai biệt và xử lý</p> <p>Nếu máy đang hoạt động Vận hành viên kiểm tra áp suất dầu các vòi đốt, nếu thấy sai nhiều thì ngừng máy sửa chữa. Kiểm tra mạch điều khiển nhiên liệu DO để biết nguyên nhân. Xử lý xong cho khởi động lại máy Vận hành viên kiểm áp suất nhớt trip oil lược trip oil nếu nghẹt cho đổi lược. Kiểm tra mạch kích có hoạt động. Kiểm công tắc nguồn Nếu không mở được stop valve phải dừng khởi động tránh hại diesel.</p> <p>Đổi lược dầu ngoài. Giảm tải nếu áp suất dầu dao động trong khi đổi lược.</p>
--	---	---

	<p>Sai biệt áp suất lược dầu cao. DISTILATE FUEL TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ dầu đốt cao.</p> <p>ATOMIZING AIR TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ gió nghiền cao.</p> <p>MANUAL SYNCHRONIZING LOCKOUT Khóa chế độ hòa điện bằng tay.</p> <p>AUTO SYNCHRONIZING LOCKOUT Khóa chế độ hòa điện tự động</p> <p>BUS UNDERVOLTAGE-NO AUTO SYNCH Điện áp thanh cái hòa điện thấp-không hòa AUTO được.</p> <p>FAILURE TO SYNCHRONIZE Không hòa điện được. Do đủ điều kiện hòa mà không đóng được máy cắt.</p> <p>GENERATOR DIFFERENTIAL TRIP Trip máy phát do bảo vệ so lệch tác động. Do sự cố máy phát role 87G tác động.</p> <p>GENERATOR BREAKER TRIPED Máy cắt máy phát trip. Do MC đầu cực bị cắt tự động hay bằng tay.</p> <p>BEARING DRAIN TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ nhớt ra khỏi bộ trục cao</p>	<p>Nếu lược dầu ngoài tốt thì kiểm tra sự làm việc của mạch điều khiển. Kiểm tra nguyên nhân gây nhiệt độ dầu cao. Do cháy. Bơm dầu ngoài có bị cọ xát gây nóng không. Kiểm tra nhiệt kế.</p> <p>Kiểm tra valve, kiểm tra độ mở nước làm mát cho bộ làm mát gió nghiền. Nếu độ mở nhỏ Vận hành viên mở thêm.</p> <p>Kiểm tra các điều kiện cho phép hòa điện</p> <p>Kiểm tra hệ hòa điện để xác định nguyên nhân.</p> <p>Kiểm tra các điều kiện cho phép hòa điện</p> <p>Kiểm tra hệ hòa điện để xác định nguyên nhân.</p> <p>Kiểm tra các chi, dây nối thanh cái với CT hòa điện.</p> <p>Kiểm tra các relay hòa</p> <p>Nếu điện thế lưới thấp báo phối trí nâng điện thế.</p> <p>Giải trừ báo động xong mới cho phép hòa điện</p> <p>Kiểm tra lại vị trí máy cắt hòa điện.</p> <p>Kiểm tra mạch hòa điện.</p> <p>Kiểm tra mạch điều khiển turbine.</p> <p>Án động máy phát điện tìm nguyên nhân làm tác động role 87G. Không được khởi động lại tổ máy nếu chưa tìm được nguyên nhân và chưa khắc phục xong nguyên nhân.</p> <p>Kiểm tra nguyên nhân gây mở máy cắt đầu cực để xử lý.</p> <p>Kiểm tra xác định các nhiệt ngẫu chỉ cao. Kiểm hệ thống nước làm mát nhớt. Kiểm nhớt vào các bộ trục (nhìn kính xem). Kiểm áp suất nhớt, nhiệt độ nhớt trên</p>
--	---	--

	<p>WHEELSPACE TEMP DIFFERENTIAL HIGH Sai biệt nhiệt độ tầng cánh cao Do các nhiệt ngẫu do nhiệt độ của cùng 1 tầng cánh lệch nhau</p> <p>WHEELSPACE TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ tầng cánh cao</p> <p>AUXILIARY MOTOR OVERLOAD Động cơ thiết bị phụ quá tải</p> <p>DC MOTOR UNDERVOLTAGE (LUBE OIL) Điện áp DC bơm nhớt thấp</p> <p>BATTERY CHAGER AC UNDERVOLTAGE Điện áp AC máy nạp bình thấp</p> <p>LIQUID FUEL PRESSURE LOW Áp suất dầu đốt thấp.</p> <p>EXHAUST FRAME COOLING SYS TRBL UNLOAD Hệ thống làm mát sườn turbine trực trực giảm tải.</p> <p>CONTROL SPEED SIGNAL LOSS-HP BATTERY DC UNDERVOLTAGE Điện thế bình ACCU thấp</p>	<p>ống góp chính. Kiểm nhiệt độ nhớt bồn. Giải tải để giải trừ báo động và theo dõi nhiệt độ nhớt. Kiểm nhiệt ngẫu nếu nhiệt ngẫu chỉ sai (khi máy ngừng vẫn chỉ cao). Kiểm nhiệt độ tầng cánh turbine tại màn hình. Xác định thermocouple chỉ sai để sửa hoặc thay thế khi máy ngừng. Nếu các thermocouple tốt kiểm đường gió làm mát.</p> <p>Giảm tải để giải trừ báo động Kiểm tra ghi nhận nhiệt độ các tầng cánh. Kiểm đường gió làm mát có ghẹt không. Kiểm tra xem động cơ nào quá tải. Kiểm nguyên nhân và xử lý trước khi cho động cơ hoạt động lại.</p> <p>Kiểm tra nguồn DC. Kiểm tra chỉ, role. Không được khởi động máy khi đ/c chưa sẵn sàng.</p> <p>Kiểm tra điện áp tự dùng. Kiểm tra ngắt cấp nguồn cho máy nạp</p> <p>Giảm tải khôi phục áp suất. Kiểm áp suất thoát bơm: nếu yếu đổi bơm kiểm áp suất trước stop valve Kiểm tra đổi lọc dầu. Kiểm tra mạch điều khiển nếu tác động sai Máy sẽ tự động giảm tải và cắt MC dầu cực Kiểm sự hoạt động của bộ điều khiển Kiểm đường tín hiệu. Kiểm tra vật lạ che chắn đường hút Phải nhanh chóng giải trừ báo động thì mới giữ được máy khỏi bật máy cắt dầu cực. Nếu đã bật thì cho hòa điện lại sau khi xử lý xong báo động. Kiểm mạch điều khiển tốc độ. Kiểm cảm biến tốc độ và dây dẫn Kiểm máy nạp nguồn AC cấp cho máy nạp. Kiểm đàn bình ACCU</p>
--	---	---

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

<p>BATTERY 125DC GROUND Hệ thống DC chạm đất</p>	<p>Nếu máy đang vận hành xin ngừng máy để kiểm tra có lập điểm chạm đất để sửa chữa. Nếu máy đang ngừng dự phòng không được khởi động máy nếu chưa xử lý xong điểm chạm đất. Đo cách điện theo sơ đồ DC để phát hiện chạm đất.</p>
<p>PROTECTIVE MODULE ACCELERATION TRIP-HP</p>	<p>Kiểm tra nguyên nhân gây trip khi tăng tốc. Kiểm tra mạch tăng tốc</p>
<p>COOLING WATER TEMPERATURE HIGH Nhiệt độ nước làm mát cao.</p>	<p>Kiểm tra xác định nguyên nhân gây T^0 nước làm mát cao: Bộ giải nhiệt nước. Quạt làm mát nước Các phần nước tiếp xúc (nhớt, gió nghiêng) Nếu nhiệt độ nhớt cao giảm tải Kiểm tra thermocouple đo T^0 nước sau làm mát.</p>
<p>EMERGENCY PUMP OVERLOAD Bơm nhớt khẩn quá tải. Do role nhiệt tác động</p>	<p>Kiểm động cơ bơm nhớt nhanh chóng đưa vào hoạt động. Nếu máy đang trở trực bằng DC. Không được khởi động máy nếu động cơ bơm chưa khả dụng</p>
<p>ELECTRIC FAULT- NOMAL SHUTDOWN Sự cố máy phát điện- ngừng máy bình thường POSITION IGV FAULT IGV sai vị trí Do IGV đóng mở không đúng tiến trình</p>	<p>Xác định sự cố, xử lý xong mới được khởi động lại tổ máy. Vận hành viên không được khởi động lại tổ máy nếu chưa xử lý xong Do IGV bị kẹt cơ khí Do mất tín hiệu hồi tiếp Xác định góc đóng mở IGV Nếu khởi động máy đủ tốc độ mà IGV không mở phải dừng máy Xử lý xong nguyên nhân mới khởi động lại tổ máy</p>
<p>COOLING FAN MOTOR BPEAKER OPEN Quạt làm mát nước ngừng</p>	<p>Xác định quạt dừng Kiểm nguyên nhân gây ngừng quạt (do cách điện, kiểm role nhiệt, chỉ bảo vệ). Trong thời gian xử lý quạt Vận hành viên chú ý theo dõi nhiệt độ nhớt bởi trơn, T^0 gió nghiêng</p>
<p>TURBINE COMP VENT FLAP CLOSED</p>	<p>Kiểm nguyên nhân gây đóng cửa thoát gió Do hệ thống CO_2 hoạt động. Do phần cơ khí hư</p>
<p>EFFECTIVE CO_2 DISCHARGE Bộ xịt CO_2 tác động</p>	<p>Kiểm nguyên nhân gây xịt CO_2 để xử lý: Do cháy tổ chức chữa cháy. Do Vận hành viên thao tác nhầm</p>

	<p>DEAD BUS PERMISSIVE TO CLOSE Cho phép hoà điện vào lưới trống</p> <p>FIRE PROTECTION SYSTEM TROUBLE Hệ thống bảo vệ cháy trực trực Do cảm biến phát hiện lửa hư</p> <p>FIRE Cháy</p>	<p>Nếu máy còn hoạt động phải dừng máy khẩn cấp. Xử lý xong nguyên nhân hậu quả mới cho khởi động lại Khi thao tác hoà điện vào lưới trống- Báo động sẽ xuất hiện</p>
	<p>FIRE IN TURBINE OR ACCESSORY AREA Cháy ở gian turbine hoặc gian thiết bị phụ</p> <p>COOLDOWN SEQUENCE RUNNING Chu trình làm nguội đang làm việc</p> <p>COOLING AIR FAN FAULT Quạt làm mát biến thể chính trực trực</p>	<p>Kiểm tra dây dẫn, cảm biến, thay thế cái hư Cần xử lý càng nhanh càng tốt Án động hệ thống trước khi xử lý</p> <p>Dừng máy khẩn cấp nếu máy chưa dừng</p> <p>Dừng máy khẩn cấp nếu máy chưa dừng Xử lý chữa cháy như đã trình bày</p> <p>Chi báo động</p>
	<p>TCC AIR COND POWER SUPPLY FAULT Nguồn cung cấp cho máy lạnh phòng điều khiển hỏng</p> <p>DISTILLATE FUEL SKID TROUBLE Trạm bơm dầu đốt bị trực trực Do áp thoát suất bơm dầu chuyển thấp hay bơm hư</p> <p>WASTE TANK LEVEL HIGH Mức bồn dầu (nước) đọng cao</p>	<p>Kiểm tra nguyên nhân gây ngừng quạt để xử lý: Do mất nguồn Do cách điện động cơ bị giảm Kiểm tra xử lý nhanh chóng để đưa vào hoạt động; khi máy đang chạy tạm thời mở cửa turbine và nên giảm tải để bớt nhiệt độ gian turbine. Kiểm nguồn cung cấp. Nhanh chóng phục hồi sự làm việc của máy lạnh.</p> <p>Khi máy đang chạy-sẽ tự động chuyển qua bơm dầu dự phòng. Kiểm tra mực bồn dầu kiểm tra lọc dầu nghẹt. Kiểm tra xi đường ống, valve. Kiểm tra bơm, kiểm tra nguồn cung cấp cho bơm dầu. Kiểm tra nếu mực bồn cao-chạy bơm hút dầu đọng ra bớt. Nếu mực bồn thấp kiểm công tác cấp</p>

	<p>GENERATOR ELECTRICAL TROUBLE Sự cố phần điện máy phát</p> <p>GENERATOR PROTECTION UNDERVOLTAGE Điện áp cấp cho bảo vệ máy phát thấp Do tủ bảo vệ máy phát mất nguồn cung cấp</p> <p>CO₂ DISCHARGE INHIBITED Hệ thống CO₂ không hoạt động được Do cô lập hệ thống CO₂</p>	<p>Kiểm tra ở màn hình máy phát để xác định sự cố Xử lý theo phần bất thường máy phát điện</p> <p>Kiểm tra nguồn 125VDC cấp cho tủ điều khiển (cầu chì aptomat, dây dẫn) Lưu ý: MC đầu cực không đóng được khi báo động này còn. Không được khởi động máy khi chưa xử lý xong báo động.</p> <p>Phải nhanh chóng đưa hệ thống CO₂ vào vị trí sẵn sàng. Phải xử lý xịt tay hệ thống CO₂ khi có cháy. Không được khởi động lại máy khi hệ thống CO₂ chưa sẵn sàng.</p>
--	--	--

5.2. Qui trình vận hành máy phát

5.2.1. Đặc tính máy phát điện

Khi vận hành, Vận hành viên cần nắm rõ đặc tính của máy phát điện mình đang vận hành như:

- + Nhà chế tạo
- + Mã số, số serial
- + Công suất biểu kiến
- + Công suất vận hành liên tục
- + Điện áp định mức
- + Cường độ định mức
- + Hệ số công suất định mức
- + Tần số định mức
- + Tốc độ định mức
- + Nhiệt độ gió vào làm mát
- + Nhiệt độ gió ra làm mát
- + Lưu lượng gió làm mát
- + Cách đấu dây
- + Cấp cách điện stator và rotor
- + Nhiệt độ cuộn dây stator tối đa
- + Cường độ định mức rotor
- + Điện thế định mức rotor
- + Tốc độ vượt tốc
- + Độ rung bộ trục tối đa
- + Đặc tính của máy phát kích từ

5.2.2. Màn hình điều khiển máy phát

Vận hành viên giao tiếp với máy tính điều khiển qua màn hình hiển thị và thường có phím chức năng với các ký hiệu thường gặp của nó được hiển thị trên màn hình như sau:

- + ACK: ghi nhận báo động
- + ALRM: hiện báo động
- + ENGR: chỉ sử dụng khi chạy thử nghiệm máy
- + PREV: hiển thị trang đã hiện ngay trước trang hiện hành
- + PG? : hiện MENU để chọn trang
- + PG→: dùng đến trang kế tiếp
- + PG!: chọn trang hiển thị sự cố xảy ra
- + ESC: chỉ sử dụng khi chạy thử nghiệm máy

Các màn hình hiển thị được tổ chức trong từng trang. Mỗi trang gồm 1 danh sách các thông số theo 1 chủ đề định trước (nhiệt độ, báo động...). Với một máy phát turbine thì các có các trong cơ bản như sau:

- + Trang sơ đồ 1 sợi tổ máy Gas turbine
- + Trang các trạng thái Logic (các vị trí máy cắt...)
- + Trang các giá trị về điện của máy phát (điện áp Startor, dòng Startor, P, Q, S, $\cos\phi$...)
- + Trang các giá trị về nhiệt độ (startor, không khí nóng, không khí lạnh)
- + Trang các hư hỏng thuộc phần điều chỉnh kích từ.
- + Trang các hư hỏng thuộc phần điều khiển và kiểm soát
- + Trang các hư hỏng về máy biến thế
- + Trang các hư hỏng về máy phát
- + Trang các hư hỏng phụ của gas turbine

Trong các trang màn hình máy phát thì màn hình đầu tiên được ưu tiên hiển thị. Các màn hình sẽ tự động trở về màn hình ưu tiên nếu không có yêu cầu tác động bên ngoài (thường sau 5 phút màn hình trang ưu tiên sẽ hiển thị thay thế màn hình trước đó). Màn hình trong ưu tiên cho biết tất cả các thông số chính của máy phát mà Vận hành viên cần theo dõi: sơ đồ 1 sợi khái quát của tổ máy gas turbine, cũng như vài dữ liệu về máy phát (điện áp, nhiệt độ startor, P, Q...)

Các thuật ngữ chính hay gặp trong các trang màn hình như sau:

LOGICAL STATE: Trạng thái LOGIC

- LOCAL/REMOTE CONTROL: điều khiển LOCAL/REMTOTE của bộ AVR

- UNIT CIRCUIT BREAKER: OPENED/CLOSED-máy cắt hoà: MC đầu cực
- FIELD CIRCUIT BREAKER: OPENED/CLOSED-máy cắt kích từ
- NORMAL CIRCUIT BREAKER: OPENED/CLOSED-máy cắt tự dùng NOMAL
- STANDBY CIRCUIT BREAKER: OPENED/CLOSED-máy cắt tự dùng (STANDBY)
- LINE CIRCUIT BREAKER: OPENED/CLOSED-máy cắt lưới
- LOAD FUSE SWITCH OPENED/CLOSED-cầu chì
- REGULATION IN SUBEXCITATION LIMITATION-điều chỉnh kích từ nằm trong giới hạn kích từ phụ
- REGULATION IN VOLTAGE/ FREQUENCY LIMITATION-giới hạn điện áp trên tần số hoạt động.

CÁC GIÁ TRỊ VỀ ĐIỆN

- EAD: Công tơ điện năng phát
- EAI: Công tơ điện năng thu
- ERI: Công tơ điện năng vô công thu
- ERD: Công tơ điện năng vô công phát
- Uex: Điện áp kích từ
- Iex: Dòng điện kích từ

CÁC GIÁ TRỊ VỀ NHIỆT

- Bar temperature: $^{\circ}\text{C}$ (nhiệt độ cuộn dây Stator)
- Cold air temperature: $^{\circ}\text{C}$ (nhiệt độ không khí vào làm mát)
- Warm air temperature: $^{\circ}\text{C}$ (nhiệt độ không khí ra sau làm mát)

EXCITATION REGULATION FAULT- Các hư hỏng về phần điều chỉnh kích từ

- EXCITATION TRANSFORMER OVERHEATING 1 ST STEP- Máy biến thế kích từ quá nhiệt cấp 1
- EXCITATION TRANSFORMER OVERHEATING 2 ST STEP- Máy biến thế kích từ quá nhiệt cấp 2
- EXCITATION RECTIFIER FUSE FAULT - Chi bảo vệ bộ chỉnh lưu bị hư
- EXCITATION TOO LONG - Kích từ mỗi quá lâu
- EXCITATION OVER CURRENT 1 ST STEP - Quá dòng kích từ cấp 1
- EXCITATION OVER CURRENT 2 ST STEP - Quá dòng kích từ cấp 2
- VOLTAGE REGULATOR POWER SUPPLY FAULT - Phần đo lường trong bộ điều chỉnh điện áp bị hư
- EXCITOR ROTATING DIODE FAULT - Diode quay của bộ kích từ bị hư
- EXCITATION LOSS - Mất kích từ

CONTROL AND MONITORING FAULTS - Các hư hỏng về điều khiển

- CONTROL/MONITORING 125 VDC FAULT - Nguồn 125VDC của phần điều khiển và kiểm soát bị hư

- PROTECTION 125 VDC FAULT - Nguồn 125 VDC của phần bảo vệ bị hư
- UNIT BREAKER 125 VDC FAULT - Nguồn 125 VDC của máy cắt hoà bị hư
- PROTECTION MEASURING CIRCUIT FAULT (UPSTREAM OF CB)
(Mạch đo lường của báo vệ bị hư phía trước máy cắt)
- DATA ACQUISITION SYSTEM MEASURING CIRCUIT FAULT
(Mạch đo lường của hệ thống nhận dữ liệu bị hư)
- PROTECTION MEASURING CIRCUIT FAULT (UPSTREAM OF CB)
(Mạch đo lường của báo vệ bị hư phía trước máy cắt)
- SYNCHRONIZING REFERENCE MEASURING CIRCUIT FAULT
(DOWN STEAM OF CB)
(Mạch đo lường chuẩn của bộ hoà đồng bộ bị hư)

TRANSFOMER FAULTS - Các hư hỏng của các máy biến thế

- AUXILIARY TRANSFOMER OVERHEATING 1 ST STEP
(Biến thế tự dung quá nhiệt cấp 1)
- AUXILIARY TRANSFOMER OVERHEATING 2 ST STEP
(Biến thế tự dùng quá nhiệt cấp 2)
- UNIT TRANSFOMER OVERHEATING 1 ST STEP
(Biến thế chính quá nhiệt cấp 1)
- UNIT TRANSFOMER OVERHEATING 2 ST STEP
(Biến thế chính quá nhiệt cấp 2)
- UNIT TRANSFOMER BUCHHOLZ 1 ST STEP
(Rơle hơi biến thế chính tác động cấp 1)
- UNIT TRANSFOMER BUCHHOLZ 2 ST STEP
(Rơle hơi biến thế chính tác động cấp 2)
- UNIT TRANSFOMER DIFFERENTIAL
(Bảo vệ so lệch máy biến thế chính tác động)
- UNIT TRANSFOMER SECURITY VALVE
(Van an toàn máy biến thế nhảy)
- UNIT TRANSFOMER OIL LEVEL LOW
(Mức dầu biến thế chính thấp)
- UNIT TRANSFOMER FIN FAN FAULT
(Quạt làm mát máy biến thế trực trực)

GENERATOR FAULTS - Các hư hỏng thuộc phần máy phát

- ROTOR EARTH FAULT
(Rotor chạm đất)
- REVERSE POWER FAULT
(Bảo vệ công suất ngược tác động)
- NEGATIVE PHASE SEQUENCE 1 ST STEP
(Bảo vệ thành phần thứ tự nghịch máy phát tác động cấp 1)
- NEGATIVE PHASE SEQUENCE 2 ST STEP
(Bảo vệ thành phần thứ tự nghịch máy phát tác động cấp 2)
- STATOR OVERCURRENT 1 ST STEP

- (Qua dòng stator bước 1)
- STATOR OVERCURRENT 2 ST STEP
- (Qua dòng stator bước 2)
- GENERATOR DIFFERENTIAL PROTECTION
- (Bảo vệ sai lệch máy phát tác động)
- STATOR OVER VOLTAGE
- (Quá điện áp stator máy phát)
- GENERATOR OVERHEATING 1 ST STEP
- (Quá nhiệt máy phát cấp 1)
- GENERATOR OVERHEATING 2 ST STEP
- (Quá nhiệt máy phát cấp 2)

AUXILIARY FAULTS - Các hư hỏng phụ
TURBINE FAULT INDUCING UNIT CIRCUIT BREAKER TRIPPING

- (Hư hỏng phần turbine trip máy cắt đầu cực)
- MV BLEEDING FAULT
- (Chỉ các máy biến thế trong tủ có vấn đề)
- GENERATOR HEATING POWER SUPPLY FAULT
- (Nguồn cấp cho sấy máy phát có sự cố)
- GENERATOR AIR FILTER CLOGGED
- (Lọc gió máy phát bị nghẹt)
- GENERATOR AUXILIARIES BLEEDING FAULT
- (Biến thế tự dung hư)
- MV CABLE EARTH FAULT
- (Cáp trung thế bị chạm đất)
- CIRCUIT BREAKER TRIPPING TOO LONG
- (Máy cắt bị trip quá lâu)
- MV COMPARTMENT VENTILATION FAULT MOTOR 1
- (Động cơ quạt thông gió số 1 tủ trung thế bị hư)
- MV COMPARTMENT VENTILATION FAULT MOTOR 2
- (Động cơ quạt thông gió số 2 tủ trung thế bị hư)

- FIELD BREAKER CONTROL: ON, OFF
- (Điều khiển đóng cắt máy cắt kích từ)
- REGULATION OPENRATION CHANEL: AUTO, MANUAL
- (Điều khiển chế độ điều chỉnh điện áp)
- REGULATION CONTROL:
- (Điều chỉnh điện áp máy phát)
- SPEED LOAD CONTROL:
- (Điều khiển tải bằng tay)

5.2.3. Kiểm tra trước khi chạy máy phát

1/ Đo cách điện:

- + stator máy phát
- + rotor máy phát
- + stator máy kích từ
- + rotor máy kích từ

- 2/ Kiểm tra máy kích từ và bộ trục có đủ nhớt bôi trơn.
- 3/ Kiểm tra bộ giảm tốc chính bình thường có đủ nhớt bôi trơn
- 4/ Kiểm tra lược gió làm mát máy phát điện (số lượng, sai áp lược...)
- 5/ Kiểm tra than tiếp đất trực tốt, tiếp địa trung tính và sườn máy tốt.
- 6/ Các tủ điều khiển máy phát, kích từ đã được cấp điện. Các máy tính làm việc bình thường.
- 7/ Các rơle bảo vệ bình thường và đã giải trừ xong.
- 8/ Bộ điều áp ở chế độ tự động (Regulation Operating Panel) Chọn AUTO.
- 9/ Bộ hòa điện ở chế độ: OFF
- 10/ Máy cắt đầu cực mở
- 11/ Biến thế chính bình thường
- 12/ Biến thế tự dùng phụ đang vận hành
- 13/ TEST Rotor chạm đất tốt

5.2.4. Vận hành máy phát

1/ Hòa điện máy phát điện

- Thao tác hòa điện tự động: chọn chế độ tự động từ màn hình điều khiển
- Thao tác hoà điện bằng tay: theo các bước sau:
 - + Nút hoà điện ở vị trí MAN, công tắc DEAD NETWORK ở vị trí OFF
 - + Điều chỉnh điện áp máy phát sao cho $\Delta U_n = 0\%$
 - + Điều chỉnh tốc độ máy phát để đồng bộ kế quay chậm theo chiều kim đồng hồ cho đến khi kim ở vị trí thẳng đứng thì tần số máy phát bằng tần số lưới.
 - + Đóng máy cắt hòa
 - + Trường hợp điện hoà vào lưới trống thì chuyển công tắc DEAD NETWORK ở vị trí ON

2/ Máy phát mang tải công suất thực:

- a/ Mang tải tự động: Bộ điều áp đặt ở chế độ AUTO
- b/ Mang tải tay: thao tác tại bảng điều khiển chạy tay máy phát điện:
 - + Tăng hoặc giảm công suất từ SPEED LOAD CONTROL

3/ Máy mang tải công suất kháng:

a/ Mang tải tự động: bộ điều áp đặt ở chế độ AUTO (ở bảng điều khiển regulation Operating Panel)

b/ Mang tải tay: bộ điều áp đặt ở chế độ MAN. Tăng hoặc giảm công suất phản kháng ở REGULATION CONTROL

4/ Các chế độ vận hành máy phát điện:

a/ Chế độ làm việc theo phân đặc tính gọi là chế độ làm việc bình thường và được phép làm việc lâu dài tùy ý.

b/ Máy phát điện được phép làm việc:

Theo đặc tuyến hữu công và vô công của nhà chế tạo

Điện thế đầu cực máy phát thay đổi trong khoảng cho phép (thường là $\pm 5\%$).

c/ Máy phát điện không được phép làm việc:

+ Lớn hơn công suất định mức dù độ gia tăng nhiệt còn cho phép, nhiệt độ gió làm mát còn cho phép.

+ Nhiệt độ rotor lớn hơn giá trị cho phép hoặc nhiệt độ stator lớn hơn giá trị cho phép

+ Vượt ra ngoài đặc tuyến hữu công và vô công

d/ Khi có sự cố làm cho điện áp máy phát giảm xuống nhiều, kích từ máy phát tăng lên cực đại nhờ hệ thống tự động kích từ trong 1 phút đầu, nhưng sau đó phải áp dụng ngay các biện pháp cần thiết để giảm dòng điện kích từ về giá trị định mức.

e/ Tốc độ tăng công suất tùy thuộc vào turbine khí

f/ Khi độ rung máy phát lớn hơn giá trị cho phép (thường 25 mm/s) thì ngừng máy.

g/ Hàng giờ Vận hành viên nghe tình trạng quay của máy phát điện và sờ các bộ trục bằng tay.

h/ Khi vận hành với phụ tải không cân bằng thì xử lý như sau:

+ Giảm công suất vô công (điện áp máy phát thấp nhất là 95% điện áp máy phát định mức)

+ Không được vận hành với điện thế thấp hơn 95% điện áp máy phát định mức.

+ Theo dõi nhiệt độ rotor, stator, gió làm mát máy phát không được tăng đột ngột.

i/ Nếu do việc giảm công suất vô công mà gây ra mất đồng bộ thì phải nhanh chóng tách máy ra khỏi lưới.

j/ Trong khi máy đang dùng thì thường xuyên kiểm tra việc sấy máy phát điện, máy kích từ và các thiết bị điện.

k/ Máy phát điện bị cắt do role bảo vệ tác động để ngăn ngừa hư hỏng bên trong thì phải tách máy ra khỏi vận hành tiến hành do điện trở cách điện của cuộn dây và kiểm tra cẩn thận tình trạng hư hỏng của máy và các thiết bị liên quan. Nếu không phát hiện được hiện tượng hư hỏng và được Cán bộ nhà máy đồng ý thì cho phép nâng dần điện thế máy phát điện từ 0 dần lên đến trị số định mức. Nếu tốt thì cho hoà điện và nâng dần công suất. Nếu có hư hỏng phải cho ngừng ngay để kiểm tra sửa chữa.

5/ Ngừng khẩn cấp máy phát điện: (nghĩa là dừng luôn tổ máy turbine khí)

- + Bốc khói, cháy hay xảy ra tai nạn trong khu vực máy phát điện hay máy kích từ
- + Bốc khói ở bộ trục máy phát điện
- + Bộ trục bị mất nhớt bôi trơn.
- + Nhớt bôi trơn ở bồn tụ xuống quá mức tối thiểu.
- + Turbine quá tốc độ mà không tự dừng được
- + Độ rung máy phát đột ngột lớn hơn giá trị cho phép
- + Bảo vệ role làm việc nhưng máy không tự ngừng
- + Có tiếng khua hoặc tiếng cọt xát trong máy phát điện hay máy kích từ
- + Sự cố khẩn cấp ở turbine khí, máy cắt chính, biến thế chính, biến thế tự dùng.
- + Thông số vượt quá giới hạn mà không khống chế được.

5.2.5. Xử lý bất thường ở máy phát điện

Tương tự như phần turbine, các sự cố trong máy phát đều được đánh mã bằng các thông tin để tiện cho việc khắc phục. Sau đây là các sự cố thường gặp trong máy phát của turbine khí

STT	TÊN BÁO ĐỘNG	HẬU QUẢ	CÁCH XỬ LÝ
A/ CÁC HƯ HỎNG PHẦN ĐIỀU KHIỂN KÍCH TỪ			
1	EXCITATION TRANSFORMER OVER HEATING 1 ST STEP Biến thế kích từ quá nhiệt cấp 1	- Báo động	- Giảm kích từ để giải báo động - Xuống máy kiểm biến kích từ - Tìm và khắc phục nguyên nhân xong mới cho khởi động lại
2	EXCITATION TRANSFORMER OVER HEATING 2 ST STEP Biến thế kích từ quá nhiệt cấp 2	- Máy cắt dầu cự mờ - Cắt kích từ - Báo động - Turbine	- Kiểm biến thế kích từ, tìm nguyên nhân khắc phục xong mới cho phép khởi động lại tổ máy.

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

		normal stop	
3	EXCITATION RECTIFIER FUSE FAULT Chì của thiristor chỉnh lưu kích từ hư	Máy cắt đầu cực mở Cắt kích từ Báo động	Xuống máy Kiểm tra thau thể chì hư Kiểm tra vật lạ ở phần kích từ Xử lý xong nguyên nhân mới được phép hoà điện lại
4	FLASHING TOO LONG Kích từ mỗi quá lâu	Máy cắt 52G mở Cắt kích từ Báo động	Kiểm tra mạch kín tự tìm nguyên nhân khắc phục Xử lý xong nguyên nhân mới được phép hoà điện lại
5	EXCITATION OVER CURRENT 1 ST STEP Kích từ quá dòng cấp 1	Báo động	Giảm kích từ ghi nhận các thông số kích từ, máy phát Nếu thông số kích từ bất thường phải xuống máy để kiểm tra mạch kích từ: kiểm tra các mạch đo lường kích từ, card điều khiển, các diod...
6	EXCITATION OVER CURRENT 2 ST STEP Kích từ quá dòng cấp 2	Máy cắt đầu cực mở Cắt kích từ Báo động	Phân tích thông số kích từ Kiểm tra hệ thống kích từ như báo động kể trên Kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân mới được phép hòa điện lại
7	VOLTAGE REGULATOR POWER SUPPLY FAULT Nguồn cấp cho AVR trực trực	Máy cắt đầu cực mở Cắt kích từ Báo động	Kiểm nguồn AC 220V cấp cho AVR từ bộ inverter Kiểm tra mạch nguồn nội bộ trong AVR Kiểm tra inverter Kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân mới được phép hòa điện lại
8	VOLTAGE REGULATOR MEASURING FAULT Mạch đo lường điện áp đầu cực máy phát của bộ AVR trực trực	Báo động	Kiểm tra mạch đo lường điện áp đầu cực máy phát Xuống máy để xử lý nếu dòng kích từ tăng bất thường mà chưa khắc phục được nguyên nhân
9	EXCITER ROTATING DIODE FAULT Phần diode quay kích từ bị hư	Máy cắt đầu cực mở Cắt kích từ Báo động Turbine normal stop	Án động turbine khí để kiểm tra sửa chữa diode quay Kiểm tra AVR Kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân mới được hòa điện lại
10	EXCITATION LOSS Mất kích từ, role tác động	Máy cắt đầu cực mở Cắt kích từ Báo động Turbine normal stop	Kiểm tra bộ AVR Mạch điều chỉnh kích từ Kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân mới được phép hoà điện lại

B/ CÁC HƯ HỎNG PHẦN ĐIỀU KHIỂN

1	CONTROL/MONITORING	Báo động	Kiểm nguồn 125VDC cấp cho
---	--------------------	----------	---------------------------

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

	125VDC FAULT Phần nguồn cung cấp điều khiển 125VDC có vấn đề		các tủ điều khiển máy cắt tự dùng, tủ kích từ, tủ điều khiển máy phát, tủ điều khiển turbine
2	PROTECTION 125VDC FAULT Nguồn 125VDC của phần bảo vệ bị hư	Hậu quả có thể dẫn đến trip máy tùy trường hợp	Kiểm tra nguồn 125VDC cấp cho mạch bảo vệ máy phát và bảng điều khiển turbine Xuống máy khắc phục nguyên nhân mới được phép khởi động lại
3	UNIT BREAKER 125VDC FAULT Nguồn 125VDC cấp cho máy ngắt hư	Máy cắt dầu cực mở Cắt kích từ Bảo động	Kiểm nguồn 125VDC cấp cho mạch trip số và mạch điều khiển máy cắt dầu cực Khắc phục xong nguyên nhân mới cho phép hoà điện lại
4	PROTECTION MEASURING CIRCUIT FAULT UPSTREAM OF CIRCUIT BREAKER Mạch đo lường cho hệ thống bảo vệ phía trước máy cắt hư -phía máy phát	Máy cắt dầu cực mở Cắt kích từ Bảo động	Kiểm tra tủ điều khiển máy cắt. Khắc phục xong nguyên nhân mới cho phép hoà điện lại
5	DATA ACQUISITION SYSTEM MEASURING CIRCUIT FAULT Mạch điện áp dùng cho việc đo lường trực trực	Bảo động	Kiểm tra mạch tìm nguyên nhân để xử lý
6	PROTECTION MEASURING CIRCUIT FAULT DOWNSTREAM OF CIRCUIT BREAKER Mạch đo lường điện áp cho hệ thống bảo vệ ở đầu máy cắt dầu cực phía bên thể chính hư	Bảo động	Kiểm tra tủ đo lường điều khiển máy cắt.. Sau khi kiểm mà chưa khắc phục nguyên nhân phải xuống máy để kiểm tra mạch tìm nguyên nhân xong mới cho khởi động lại
7	SYNCHRONIZING MEASURING CIRCUIT FAULT (DOWNSTREAM OF CIRCUIT) Mạch đo lường điện áp cho hệ thống hòa đồng phía bên thể chính hư	Bảo động	Kiểm tra mạch tìm nguyên nhân để xử lý Kiểm tra tủ đo lường hòa điện. Không được tiến hành hòa đồng bộ khi nguyên nhân chưa được khắc phục
C/ CÁC HƯ HỎNG VỀ MÁY BIẾN THỂ			
1	AUXILIARY TRANSFORMER OVERHEATING 1 STEP Biến thể tự dùng quá nhiệt cấp 1	Bảo động	Kiểm tra, bớt tải tự dùng hoặc chuyển tự dùng. Nếu bảo động vẫn kéo dài phải xuống máy tìm nguyên nhân để khắc phục. Nếu cần thiết cho phép khởi động lại tổ máy sau khi cô lập máy biến thể để tìm nguyên nhân sau. Chú ý theo dõi kỹ tình

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

			trạng tổ máy khi vận hành trong trường hợp này.
2	AUXILIARY TRANSFOMER OVERHEATING 2 ST STEP Biến thế tự dùng quá nhiệt cấp 2	Báo động	Lúc này tự dùng sẽ chuyển qua máy biến thế dự phòng Vận hành viên cho xuống máy cô lập máy biến thế tự dùng và tìm nguyên nhân. Nếu cần thiết cho phép khởi động lại tổ máy sau khi cô lập máy biến thế để tìm nguyên nhân sau. Chú ý theo dõi tình trạng tổ máy khi vận hành trong trường hợp này.
3	UNIT TRANSFOMER OVERHEATING 1 ST STEP Máy biến thế chính quá nhiệt cấp 1	Báo động	Giảm tải máy phát. Kiểm tra chạy quạt làm mát biến thế. Kiểm tra tình trạng bên ngoài của MBT: độ phát nóng, rung... Theo dõi tất cả các thông số liên quan đến máy biến thế chính: dòng điện, điện áp, công suất, mực dầu, chế độ làm mát, độ cân bằng của tải...
4	UNIT TRANSFOMER OVERHEATING 2 ST STEP Máy biến thế chính quá nhiệt cấp 2	Máy cắt dầu cực mờ Cắt kích từ Báo động Turbine normal stop Máy cắt lưới mờ	Kiểm tra xác định nguyên nhân gây nóng biến thế (án động biến thế). Kiểm tra trị số chỉnh định role (nếu nhiệt độ biến thế thực tế thấp). Kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân mới được phép chạy máy lại
5	UNIT TRANSFOMER BUCHHOLZ 1 ST STEP Role hơi biến thế chính tác động cấp 1	Báo động	Giảm tải Kiểm tra tình trạng bên ngoài của MBT: độ phát nóng, rung, lắng nghe âm thanh khi MBT đang làm việc, chỉ thị của role buchholz... Theo dõi tất cả các thông số liên quan đến máy biến thế chính: dòng điện, điện áp, công suất, mực dầu, chế độ làm mát, độ cân bằng của tải...
6	UNIT TRANSFOMER BUCHHOLZ 2 ST STEP Role hơi biến thế chính tác động cấp 2	Máy cắt dầu cực mờ. Cắt kích từ. Báo động. Turbine normal stop Máy cắt lưới mờ	Án động biến thế để kiểm tra. Thử mẫu khí trong role buchholz. Thử mẫu dầu trong máy biến thế. Kiểm tra cách điện. Kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân mới được phép

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

			chạy lại.
7	TRANSFOMER DIFFERENTIAL Bảo vệ so lệch biến thế	Máy cắt dầu cực mở Cắt kích từ Bảo động Turbine normal stop Máy cắt lưới mở	Án động biến thế Kiểm tra biến thế Kiểm tra xử lý xong nguyên nhân mới cho khởi động lại tổ máy
8	UNIT TRANSFOMER SAFETY VALVE Van an toàn biến thế chính hoạt động	Bảo động biến thế trực trực	Giảm tải. Kiểm tra hiện trường biến thế. Nếu role hoạt động thật sự phải xuống máy cô lập biến thế role nếu dầu trào ra ngoài và tìm nguyên nhân xử lý.
9	UNIT TRANSFOMER OIL LEVEL LOW Mức dầu biến thế chính thấp	Bảo động biến thế trực trực	Kiểm tra xác định mức dầu biến thế. Nếu dầu thấp phải xuống máy tìm nguyên nhân sau đó bổ sung dầu đúng qui cách cho MBT. Nếu dầu đầy kiểm tra trị số role
10	BLEEDING TRANSFORMER FAULT Biến thế tự dừng trực trực	Bảo động Cắt máy cắt tự dừng	Cô lập biến thế tự dùng để kiểm tra
11	UNIT TRANSFOMER FIN FAN FAULT Quạt làm mát biến thế chính trực trực	Bảo động biến thế trực trực	Kiểm tra xác định quạt nào dừng, án động để kiểm tra. Kiểm tra role của quạt. Giảm tải máy phát nếu nhiệt độ biến thế tăng.
D/ CÁC HƯ HỒNG PHẦN MÁY PHÁT			
1	ROTOR EARTH FAULT Roto chạm đất relay chống chạm đất (64) tác động	Bảo động	Kiểm tra các thông số máy phát, kích từ và tình trạng làm việc của máy phát, máy kích từ như rung, âm thanh lạ... Kiểm tra role 64 Kiểm hiện tượng lạ ở kích từ nếu có. Nếu báo động vẫn duy trì kéo dài khi ta test 64 thì phải xuống máy để xử lý.
2	STATOR EARTH FAULT Stato chạm đất relay chống chạm đất tác động	Máy cắt dầu cực mở Cắt kích từ Bảo động Turbine normal stop	Án động máy phát để kiểm tra stator. Kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân mới được phép chạy lại máy. Chú ý báo động này không hiển thị trên màn hình chính.
3	REVERSE POWER FAULT Công suất ngược relay công	Máy cắt dầu cực mở. Bảo động	Tìm nguyên nhân gây công suất ngược (role 32 tác động). Kiểm tra xác định nguyên nhân

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

	suất ngược (32) tác động		để cho phép hòa điện lại. Chú ý xuống máy role 32 tác động sẽ không gây báo động này. Báo động này xảy ra là do vấn đề về lưới hoặc máy phát, turbine.
4	NEGATIVE PHASE SEQUENCE 1 ST STEP Bảo vệ thứ tự nghịch tác động cấp 1 Relay 46 tác động	Báo động	Role 46 tác động cấp 1. Giảm tải. Kiểm tra máy phát và thông số máy phát. Xử lý tải mất cân bằng (bảo phối trí). Kiểm tra trạm và máy biến thế chính.
5	NEGATIVE PHASE SEQUENCE 2 ST STEP Bảo vệ thứ tự nghịch tác động cấp 2 46 tác động	Máy cắt dầu cực mờ Cắt kích từ Báo động	Role 46 tác động cấp 2 Kiểm tra máy phát và thông số máy phát Xử lý tải mất cân bằng (bảo phối trí) Kiểm tra trạm và máy biến thế chính. Cho hòa điện lại sau khi xử lý tải xong.
6	STATOR OVERCURRENT 1 ST STEP Stato quá dòng cấp 1 Relay (51) tác động	Máy cắt dầu cực mờ Báo động	Role 51 tác động cấp 1. Kiểm tra thông số trước khi bảo vệ tác động Khắc phục nguyên nhân xong cho hoà điện lại
7	STATOR OVERCURRENT 2 ST STEP Stato quá dòng cấp 2 51 tác động	Máy cắt dầu cực mờ. Cắt kích từ Báo động Turbine normal stop	Role 51 tác động cấp 2 Kiểm tra tìm hiểu nguyên nhân Kiểm tra role nếu dòng phát bình thường. Kiểm tra khắc phục nguyên nhân mới được phép chạy lại máy.
8	GENERATOR DIFFERENTIAL PROTECTION Bảo vệ so lệch máy phát relay 87 tác động	Máy cắt dầu cực mờ Cắt kích từ Báo động Turbine ngừng khẩn cấp	Án động máy phát điện để: Kiểm tra máy phát điện Kiểm tra role 87 Chỉ được phép khởi động lại máy khi đã kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân.
9	STATOR OVERVOLTAGE Quá điện áp stato Relay 59 tác động	Máy cắt dầu cực mờ Cắt kích từ Báo động	Kiểm tra thông số tìm nguyên nhân gây quá điện áp. (do sét đánh trên lưới hay do điện áp lưới cao hoặc bộ AVR...) Kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân mới được phép hoà điện lại
10	GENERATOR HEATING 1 ST STEP Quá nhiệt máy phát cấp 1	Báo động	Giảm tải máy phát. Kiểm tra lược gió máy phát nếu dơ cho thổi lược.

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

			Kiểm tra nhiệt độ máy phát. Kiểm tra máy phát và thông số máy phát.
11	GENERATOR HEATING 2 ST STEP Quá nhiệt máy phát cấp 2	Máy cắt đầu cực mở Cắt kích từ Bảo động Turbine normal stop	Kiểm tra lược gió máy phát và cho thổi lược Kiểm tra nhiệt độ máy phát Kiểm tra máy phát và thông số máy phát Kiểm tra khắc phục xong nguyên nhân (do làm máy, do quá dòng...) mới được phép chạy máy lại
E/ CÁC BÁO ĐỘNG CHUNG			
1	M.V BLEEDING FAULT (LOAD FUSE SWITCH) Chi của máy biến thế tự dùng sự cố	Cắt chi Chuyển tự dùng Bảo động	Kiểm tra chi Cô lập MBT tự dùng và hệ thống cấp trung thế cung cấp cho MBT để kiểm tra. Xử lý xong nguyên nhân mới được phép đưa MBT vấp khả dụng
2	TURBINE FAULTS INDUCING UNIT CIRCUIT-BREAKER TRIPPING Các hư hỏng turbine dẫn đến cắt máy cắt chính	Máy cắt đầu cực mở Cắt kích từ Bảo động	Xem xử lý sự cố phần hư hỏng turbine
3	MV BLEEDING FAULT Chi các máy biến thế trong tủ tự dùng có vấn đề	Máy cắt đầu cực mở Cắt kích từ Turbine normal stop Bảo động	Cô lập máy phát để kiểm tra trong khối tự dùng; Kiểm tra MBT kích từ và hệ thống kích từ Xử lý xong nguyên nhân mới được phép khởi động lại.
4	GENERATOR HEATING POWER SUPPLY FAULT Nguồn sấy máy phát hư	Bảo động	Kiểm tra nguồn cấp cho máy sấy máy phát. Phải xử lý nhanh khi máy phát đang ngừng, không được để máy phát ngưng sấy quá lâu trong môi trường ẩm.
5	GENERATOR AIR FILTER CLOGGED Nghẹt lược gió máy phát	Bảo động	Kiểm tra sai áp lược gió máy phát Vệ sinh thổi sạch lược gió máy phát nếu dơ. Kiểm tra các thông số về nhiệt độ máy phát. Giảm tải nếu nhiệt độ quá mức cho phép Không được đem lược ra ngoài vệ sinh khi máy đang vận hành.
6	MV FRAME PLUG FAULT	Máy cắt đầu cực mở	Xin xuống máy, ấn động máy phát kiểm tra để xử lý hoặc thay

Chương 5: Quy trình vận hành nhà máy Nhiệt điện

	Châu lấy tín hiệu đầu cực máy phát không tiếp xúc tốt	Cắt kích từ Báo động	thể châu cấm hư. Chú ý: phải kiểm tra toàn bộ các mạch nhị thứ của các biến dòng Không được để hở mạch các biến dòng này. Xử lý xong nguyên nhân mới được lên máy.
7	MEDIUM VOLTAGE CABLE EARTH FAULT Chạm đất cáp trung thế	Cắt máy cắt đầu cực Cắt kích từ Cắt máy cắt lưới Turbine normal stop Báo động	Cô lập biến thế, máy phát. Kiểm tra phần trung thế. Khắc phục hết nguyên nhân mới cho phép khởi động lại
8	CIRCUIT-BREAKER TRIPPING TOO LONG Máy cắt đầu cực cắt chậm hoặc không mở được khi có tín hiệu bảo vệ tác động	Máy cắt đầu cực mở cắt kích từ Máy cắt lưới mở Báo động	Kiểm tra khắc phục nguyên nhân máy cắt đầu cực mở chậm. Kiểm tra mạch trip của máy cắt Khắc phục xong nguyên nhân mới cho phép hòa điện
9	MV COMPARTMENT VENTILATION FAULT MOTOR 1 Động cơ 1 thông gió từ trung thế có vấn đề	Báo động	Kiểm tra, thay thế động cơ quạt lúc thích hợp Động cơ quá tải, RESET role. Cho chạy lại.
10	MV COMPARTMENT VENTILATION Động cơ 2 thông gió từ trung thế có vấn đề	Báo động	Kiểm tra thay thế quạt lúc thích hợp Động cơ quá tải, RESET role. Cho chạy lại.

6

QUI TRÌNH VẬN HÀNH NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN

6.1. Thông tin về nguồn nước

Nước được cung cấp từ hồ chính qua hồ phụ thông qua kênh nối dẫn vào bể áp lực - cửa nhận nước nhờ kênh dẫn dòng. Từ cửa nhận nước xuống các buồng xoắn bằng các đường ống áp lực. Mỗi ống cung cấp nước vận hành cho một tổ máy. Nước sau khi làm quay bánh xe công tác đi qua công xả và ra hạ lưu. Bánh xe công tác nối cứng với trục tuabin, trục tuabin nối cứng với roto của máy phát.

Khi vận hành nhà máy thủy điện chúng ta cần quan tâm các thông tin về nguồn nước như sau:

+ *Đặc trưng khí hậu:*

- Nhiệt độ không khí trung bình nhiều năm
- Lượng mưa trung bình nhiều năm trên lưu vực
- Lượng bốc hơi lưu vực
- Tồn thất bốc hơi từ hồ chứa
- Tốc độ gió lớn nhất quan trắc được
- Lượng mưa ngày lớn nhất tại địa phương nơi có hồ chứa

+ *Các đặc trưng thủy văn:* gồm có nhiệm vụ chính (thường là phát điện) và nhiệm vụ phụ (điều tiết thủy lợi, nước sinh hoạt, chống lũ...)

+ *Các công trình đầu mối:*

- Hồ chứa: bao gồm các thông tin như: mực nước dâng bình thường, mực nước dâng chết, mực nước gia cường, dung tích toàn bộ, dung tích chết, dung tích hữu ích...

- Đập chính ngăn sông

- Đập tràn xả lũ: Đập tràn dùng để xả nước trong hồ chứa khi lũ về làm cho mực nước trong hồ chứa dâng cao hơn mực nước dâng bình thường. Với đập tràn xả lũ cần lưu ý đến các thông tin: Số lượng khoang tràn, độ cao ngưỡng tràn, khả năng xả lũ lớn nhất, nguồn điện cung cấp cho đập tràn. Lượng nước xả của đập tràn được xác định như sau:

$$Q_{xá} = Q_{về} - Q_{CM} - Q_{BH} - Q_{AH} - Q_r$$

Trong đó:

$Q_{xá}$: lưu lượng cần xả

$Q_{về}$: lưu lượng hồ về

Q_{CM} : lưu lượng chạy máy

Q_{AH} : lưu lượng nước về làm tăng thêm độ cao cột nước so với mực nước dâng bình thường.

Q_r : lưu lượng thấm rò rỉ qua đê đập của công trình, trong thực tế Q_r nhỏ có thể bỏ qua.

Khi tính được lượng nước xả, ta tra bảng đường quá trình xả nước qua tràn, kết hợp với qui trình xả tràn để mở lại cửa tràn cho phù hợp.

+ *Cửa nhận nước*: Bao gồm: Cửa van sửa chữa dùng để cách ly thượng lưu với hạ lưu khi kiểm tra sửa chữa, Cửa van sự cố dùng để:

- Ngăn không cho nước qua đường ống áp lực xuống buồng xoắn vào bánh xe công tác khi có sự cố quan trọng xảy ra mà không đóng cánh hướng trước được.
- Cách ly nước từ hồ chứa xuống hệ thống dòng chảy (đường ống áp lực – tuabin – côn hút) khi cần sửa chữa trung đại tu hệ thống dòng chảy hoặc khi dừng máy để trung đại tu.

Ngoài ra tại cửa nhận nước còn có lưới chắn rác: được đặt ở phía trước (trước cửa van sửa chữa và cửa van sự cố) về phía thượng lưu để ngăn chặn rác, vật lạ làm sạch dòng chảy trước khi vào tuabin.

+ *Hệ thống dòng chảy*: gồm đường ống áp lực và côn hút.

6.2. Quy trình vận hành khối tổ máy

6.2.1. Các thiết bị chính

+ *Turbine thủy lực*: Vận hành viên khi vận hành trong nhà máy thủy điện cần quan tâm đến các thông số của turbine như:

- Loại turbine
- Bộ điều tốc
- Thiết bị dầu áp lực
- Đường kính bánh xe công tác
- Cột nước tính toán, cột nước lớn nhất, cột nước nhỏ nhất
- Công suất định mức của tuabin
- Lưu lượng nước qua tuabin ở công suất định mức và cột nước tính toán là
- Vòng quay định mức
- Đặc tuyến vận hành
- Hệ thống đóng mở cánh hướng nước
- Lượng dầu làm mát ổ hướng tuabin
- Lưu lượng nước làm mát ổ hướng tuabin

+ *Máy phát thủy lực*: Cần quan tâm đến các thông số

- Loại máy phát
- Công suất định mức
- Các chế độ có thể làm việc
- Điện thế định mức
- Dòng điện Stato định mức
- Hệ số công suất định mức
- Tần số quay định mức của roto
- Hệ thống kích từ tổ máy
- Dòng kích từ không tải
- Dòng kích từ định mức
- Giới hạn của dòng kích từ cường hành .

- Điện thế kích từ định mức (khi công suất định mức, điện thế định mức, hệ số công suất định mức)
- Sơ đồ nối dây stato
- Lưu lượng nước làm mát qua bộ làm mát ổ hướng máy phát
- Lưu lượng nước làm mát qua bộ làm mát không khí
- Lưu lượng nước làm mát qua bộ làm mát ổ đỡ
- Nhiệt độ nước làm mát
- Áp lực nước cho phép tối đa ở các bộ làm mát dầu và không khí
- Thông số của máy phát điều chỉnh
- Áp lực khí thắng
- Thời gian thắng, thời điểm bắt đầu thắng
- Số lần khởi động tối đa trong một ngày đêm, trong một năm

+ *Máy biến thế chỉnh*: Cần nắm các thông số

- Loại máy biến áp
- Công suất định mức
- Điện áp định mức cuộn dây sơ và thứ cấp
- Dòng điện định mức cuộn dây sơ và thứ cấp
- Giới hạn điều chỉnh điện thế
- Sơ đồ đấu dây, kiểu làm việc của trung tính.
- Hệ thống làm mát
- Lượng dầu trong biến thế

6.2.2. Phương thức vận hành và chế độ làm việc

+ *Phương thức vận hành*:

- Phương thức vận hành chính là tự động.
- Chế độ khởi động hoặc dừng máy bằng tay chỉ áp dụng trong trường hợp thí nghiệm, hiệu chỉnh máy và xử lý sự cố.
- Tiến hành dừng bằng tay khi mạch dừng tự động bị trục trặc.

- Điều tốc làm việc ở chế độ tự động, chỉ cho phép điều tốc bằng tay trong trường hợp bộ điều tốc trực trực phân tự động, thí nghiệm, hiệu chỉnh, súc rửa van giảm áp tù điều áp và xử lý sự cố.

- Hòa máy vào lưới bằng phương pháp hòa tự động chính xác, chỉ cho phép hòa bằng tay khi:

- Hòa tự động không được hoặc vận hành với bộ kích từ dự phòng

- Tần số và điện thế lưới không ổn định mà cần hòa máy vào nhanh đáp ứng yêu cầu của lưới.

- Cho phép hòa đồng bộ khi điện thế chênh lệch tối đa 10% và tần số chênh lệch tối đa $\pm 0,25$ Hz.

+ Huy động tổ máy

- Việc khởi động, hòa máy vào lưới, dừng máy, chuyển đổi bù – phát và phát – bù chỉ được thực hiện khi có lệnh của Điều độ. Trưởng kíp gian máy chịu trách nhiệm về tất cả các thao tác này.

- Sau khi hòa máy vào lưới, chuyển đổi phát – bù và bù – phát phải báo cáo Điều độ để nhận chỉ thị mang công suất hữu công và vô công.

- Trong nửa giờ đầu tiên sau khi chạy máy, cứ 15 phút phải kiểm tra nhiệt độ ổ đỡ, ổ hướng 1 lần.

+ Điều tốc bằng tay

- Ở chế độ tự động, nếu bộ điều tốc trực trực, phải chuyển sang làm việc ở chế độ bằng tay, báo Điều độ huy động tổ máy dự phòng thay thế (nếu có) và cho gọi ngay nhân viên sửa chữa đến. Trong thời gian điều tốc bằng tay phải cử 1 điều hành viên thường trực theo dõi tại tủ điều tốc cơ.

- Nếu ở chế độ bằng tay mà bộ điều tốc vẫn không ổn định cần phải nhanh chóng xin Điều độ giảm tải và dừng máy.

+ Kích từ bằng tay

Chỉ cho phép vận hành tổ máy với bộ điều chỉnh kích từ dự phòng trong trường hợp bộ điều chỉnh chính bị trực trực. Khi đó phải chú ý theo dõi thường xuyên hơn hệ thống kích từ và có kế hoạch sửa chữa chính nhanh chóng. Trong mọi trường hợp không cho phép máy phát làm việc chế độ không đồng bộ.

+ Phân bố công suất giữa các tổ máy

Trong mọi trường hợp vận hành, phải phân chia công suất đều giữa các tổ máy để đạt hiệu suất cao nhất, nhưng phải tránh không để các tổ máy làm việc ngoài vùng giới hạn trên và dưới của công suất (giới hạn công suất turbin theo cột nước).

+ Điều chỉnh điện áp

Trong vận hành bình thường phải điều chỉnh điện áp máy phát sao cho điện áp phía thanh cái cao áp của máy biến áp chính đúng theo yêu cầu của Điều độ. Trường hợp đã huy động hết khả năng các tổ máy (tăng hoặc giảm) theo đặc tính vận hành giữa công suất P và Q mà không đạt được điện áp yêu cầu, phải báo lại cho Điều độ biết.

Trong mọi trường hợp không được để quá tải dòng điện stato hoặc roto. Trường hợp cần thiết có thể xin giảm công suất thực P để tăng khả năng phát công suất kháng Q.

Cho phép máy phát làm việc lâu dài với chênh lệch điện thế trong giới hạn $\pm 5\%$ so với điện áp định mức, với dòng điện roto, công suất hữu công, công suất vô công không vượt quá định mức.

+ Điều chỉnh tần số

Trong chế độ điều tần, máy phát phải được giữ tần số trong phạm vi cho phép (thường là ± 0.2 Hz) so với định mức. Nếu quá trình điều khiển không đạt (do vượt ra ngoài khả năng điều chỉnh công suất) phải báo lại cho Điều độ.

Trong chế độ giữ công suất cố định, phải giữ máy phát điện đúng công suất đã cho khi tần số thay đổi trong phạm vi cho phép (thường là $\pm 0,5$ Hz). Khi tần số vượt quá giới hạn, phải điều chỉnh đưa tần số về trong giới hạn trên, sau đó báo lại cho điều độ biết trị số công suất mới.

+ Hỗ trợ bằng tay

Trong quá trình vận hành tự động, nếu có bộ phận nào làm việc không tốt, phải thao tác hỗ trợ bằng tay. Nhưng ngay sau đó phải có kế hoạch đưa thiết bị đó ra sửa chữa để hoàn chỉnh mạch tự động.

+ Giới hạn về nhiệt độ

Nhiệt độ làm việc của các máy biến thế chính và tự dùng trong mọi trường hợp không được vượt quá giới hạn cho phép.

Không cho phép bất kỳ một chế độ làm việc nào mà nhiệt độ đo được trong vận hành cao hơn nhiệt độ quy định của Nhà chế tạo.

+ *Nguồn điện phục vụ tổ máy*

Dù vận hành bằng tay hay tự động, nguồn điện cung cấp cho mạch điều khiển, bảo vệ, tín hiệu và tự dừng tổ máy phải liên tục.

+ *Hệ thống tự dừng*

- Hệ thống tự dừng phải được cung cấp từ 2 nguồn.

+ *Kiểm tra khi vận hành*

Trong thời gian tổ máy đang làm việc, phải thường xuyên kiểm tra:

- Chế độ làm việc của tổ máy phù hợp với yêu cầu của lưới (Chế độ điều tần hay công suất cố định) và công suất hữu công vận hành trong giới hạn cho phép của biểu đồ liên hệ giữa công suất và độ cao cột nước (biểu đồ P-H).

- Sự phân chia công suất P và Q giữa các tổ máy.

- Cần chặn tải phải đặt ở mức chặn trên theo biểu đồ (P-H) trừ trường hợp đang điều tốc bằng tay hay chạy bù.

- Tần số hệ thống.

- Mức dầu ổ đỡ, ổ hướng tuabin, ổ hướng máy phát.

- Quan sát tìm rò rỉ của dầu, nước, khí qua các bộ phận và ống dẫn.

- Áp lực nước cứu hỏa.

- Áp lực hệ thống khí nén cho thắng tổ máy

- Sự làm việc của hệ thống vành góp - chổi thanh

- Vị trí các van, vị trí các cầu dao, máy cắt phù hợp với sơ đồ đang vận hành.

- Hệ thống tín hiệu (đèn, chuông, còi) luôn sẵn sàng, hệ thống chiếu sáng đầy đủ và an toàn, hệ thống thông tin liên lạc các nơi.

- Các tủ điều khiển, bảo vệ, kích từ, điều tốc, trị số dư không đồng điều của tổ máy.

- Tình trạng làm việc của các thiết bị tại cửa nhận nước.

- Mức nước hành lang ướt, hồ bơm tiêu, hồ bơm chìm và tình trạng thiết bị tại hành lang khô.

- Tình trạng làm việc của thiết bị tại các trạm tự dừng, trạm bơm, trạm thông gió...

- Lắng nghe phát hiện các hiện tượng bất thường của tổ máy và thiết bị phụ như: tiếng rung do lòng má thặng, tiếng rung động cơ, các mùi bất thường, nết lửa ở các đầu cáp tiếp xúc.v.v...

• Nếu phát hiện có sự bất thường ở các vị trí đo được phải làm rõ nguyên nhân và tìm cách khắc phục.

+ Ghi thông số vận hành

Trong thời gian tổ máy đang làm việc, phải thường xuyên ghi các thông số sau:

- Công suất hữu công, vô công, dòng điện các pha, điện áp máy phát.
- Điện thế và cường độ dòng điện hai nhánh song song hệ thống kích thích.

- Áp lực nước và lưu lượng nước làm mát các thiết bị (ổ đỡ, ổ hướng, máy phát, máy biến thế...), áp lực nước dưới máy tuabin, đệm kín trục, buồng xoắn, buồng xả, áp lực khí bù, chu kỳ và mực nước chạy máy nén vòng nước.

- Nhiệt độ các cuộn dây stato, nhiệt độ ổ đỡ, ổ hướng tuabin, ổ hướng máy phát (nhiệt độ dầu và secmăng), nhiệt độ nước làm mát vào ra và nhiệt độ gió vào ra làm mát máy phát.

- Tốc độ roto, độ mở cánh hướng nước và cần chặn tải.
- Áp suất và mức dầu hệ thống làm mát, áp lực dầu điều khiển trong bộ điều tốc,...

- Độ đảo trục tuabin, mực nước hành lang ướt.
- Áp lực khí SF6 các pha máy cắt, nhiệt độ, mức dầu và áp lực dầu sứ máy biến áp, độ mở cửa van sự cố cửa nhận nước.

- Điện thế thanh cái cao áp, trung áp và tự dừng.
- Dòng điện không cân bằng của bảo vệ so lệch đoạn nối và cách điện máy phát.

+ Hư hỏng thiết bị

- Tất cả mọi phát hiện hư hỏng, trục trặc, thiếu sót của thiết bị phải báo ngay cho sửa chữa và ghi vào sổ theo dõi thiết bị để thống kê, tìm cách xử lý. Trong thời gian chưa có lực lượng sửa chữa xử lý, phải tìm mọi cách khắc

phục tạm thời hoặc xử lý theo các qui trình vận hành thiết bị cụ thể, đảm bảo không gây ảnh hưởng lây lan đến sự vận hành an toàn tổ máy.

- Các hư hỏng, trục trặc nhỏ có khả năng làm được, điều hành viên phải cố gắng tự xử lý theo hướng dẫn của Trưởng ca, đảm bảo vận hành an toàn tổ máy.

+ *Không phận sự miễn vào*

Không cho bất cứ người nào không có trách nhiệm đến gần các thiết bị của tổ máy và các bảng điều khiển mà không có sự hướng dẫn của nhân viên điều hành.

6.2.3. Khởi động tổ máy

+ *Cho phép khởi động*

Chỉ được phép khởi động bình thường tổ máy khi quá trình dừng máy đã kết thúc, các toán công tác đã rút ra khỏi tổ máy, dọn dẹp sạch sẽ tất cả dụng cụ, vật dụng của toán công tác trong khu vực tổ máy, các phiếu công tác trên các khối tổ máy đã được thu hồi và không còn thiết bị nào hư hỏng ảnh hưởng đến sự làm việc của các tổ máy.

+ *Điều kiện khởi động.*

Trước khi khởi động bình thường tổ máy phải đảm bảo các yêu cầu cơ bản sau (tùy thuộc vào từng nhà máy cụ thể, sẽ có các yêu cầu bổ sung)

- 1/ Đèn cho phép khởi động sáng
- 2/ Nguồn điều khiển, tín hiệu, bảo vệ sẵn sàng, có nguồn tự dùng tổ máy.
- 3/ Nguồn điều khiển, động lực, nguồn kích từ ban đầu AC và DC đã đóng.
- 4/ Áp lực và mức dầu bình dầu áp lực, áp lực dầu bộ điều tốc đầy đủ.
- 5/ Áp lực khí cho hệ thống thắng sẵn sàng, không có áp lực khí trong đệm kín sửa chữa.
- 6/ Mức dầu ổ đỡ, ổ hướng tuabin và ổ hướng máy phát bình thường
- 7/ Các van nước, dầu, khí ở đúng vị trí yêu cầu, áp lực nước kỹ thuật lớn hơn giá trị cho phép.
- 8/ Các sự cố đã giải trừ, bảng tín hiệu sạch hoặc không có tín hiệu báo ảnh hưởng đến quá trình làm việc của tổ máy.
- 9/ Các cầu dao ở tủ máy biến điện áp TU, tủ kích từ đã đóng.
- 10/ Không còn dao tiếp đất cố định hoặc di động nào đang đóng.
- 11/ Cửa van sự cố tại cửa nhận nước mở hoàn toàn.

12/ Đã đóng các cửa bồn phân phối dầu ở cửa nhận nước, máy biến thế chính, ổ đỡ máy phát, buồng gió máy phát

13/ Khoá chuyển đổi trong tủ điều tốc cơ ở vị trí tự động và kích từ đang làm việc với bộ kích từ chính (bộ kích từ dự phòng làm việc chỉ khi bộ chính hư hỏng).

14/ Nếu tổ máy đã ngừng lâu quá 5 ngày đêm, trước khi khởi động cần phải nâng lên để tạo màng dầu trong secmăng ổ đỡ.

+ Khởi động tự động

- Khởi động hoàn toàn tự động.

Cho phép khởi động tổ máy hoàn toàn tự động từ vị trí dừng sang hòa vào lưới, với điều kiện thiết bị tự động tổ máy thật hoàn chỉnh.

- Khởi động bằng tay: với từng nhà máy cụ thể sẽ có các qui trình khởi động bằng tay. Tuy nhiên, phải tuân theo các điều kiện về mặt khởi động.

6.2.4. Dừng tổ máy

+ Trình tự dừng máy tự động

Trong trường hợp này vận hành viên chỉ cần ra lệnh từ bàn phím máy tính hay thao tác chuyển công tắc sang vị trí dừng trên panel điều khiển. Quá trình dừng máy sẽ được thực hiện hoàn toàn tự động.

+ Trình tự dừng máy bằng tay

1/ giảm công suất hữu công và vô công về không

2/ Cắt máy cắt đầu cực

3/ Cắt kích thích

4/ Điều khiển cho cánh hướng đóng lại hoàn toàn.

5/ Tốc độ máy phát giảm dần, quan sát và khi tốc độ còn khoảng 20% định mức, tiến hành thả bằng tay đến khi máy dừng hẳn.

+ Kiểm tra tổ máy sau khi dừng

Sau khi dừng bình thường, vận hành viên phải kiểm tra tình trạng tổ máy, chú ý các điểm:

- Kiểm tra tình trạng làm việc máy cắt đầu cực tại buồng máy cắt.

- Xem có bị rò rỉ dầu tại các mối nối thùng dầu ổ đỡ, ổ hướng v.v...

+ Tổ máy dự phòng

- Khi máy phát đang đứng yên, nhưng không mở dao cách ly 13.8kV và không đóng chốt chặn cánh hướng, phải được coi như đang nối vào mạng điện. Lúc này không được tiến hành bất kỳ công tác nào trên khối tổ máy.

- Tổ máy sau khi dừng hẳn, nếu không có yêu cầu gì đưa ra sửa chữa như ở trong tình trạng dự phòng.

- Tổ máy dự phòng là tổ máy dừng nhưng có thể khởi động lại và hoà vào lưới bất kỳ lúc nào theo yêu cầu của điều độ hoặc trong lúc cần thay thế máy khác bị sự cố.

+ Điều kiện tổ máy ở chế độ dự phòng

Đảm bảo sẵn sàng khởi động, đặc biệt chú ý:

1/ Mạch điều khiển, bảo vệ và tín hiệu của tổ máy phải sẵn sàng.

2/ Nguồn điện tự dùng của tổ máy phải sẵn sàng.

3/ Van cửa nhận nước phải mở hoàn toàn.

4/ Hệ thống dầu áp lực tổ máy bình thường.

5/ Mức dầu trong các bồn dầu ỏ đỡ, ỏ hướng bình thường.

6/ Các van của hệ thống dầu, nước, khí đúng vị trí làm việc bình thường.

7/ Áp lực khí thắng tổ máy phải sẵn sàng.

8/ Phải vệ sinh sạch sẽ các thiết bị của tổ máy, các đồng hồ, bảng điện, chú ý đồng hồ đo lường, kiểm tra các kim đồng hồ phải đúng qui định.

9/ Nếu tổ máy dự phòng dừng lâu quá 5 ngày, thì cứ 5 ngày phải tiến hành khởi động máy không tải, có kích từ trong khoảng 10 phút để bổ sung màng dầu dưới mặt gương ỏ đỡ và kiểm tra kích từ.

Cần chú ý rằng, khi vận hành ở chế độ bù đồng bộ, một số điều kiện trong vận hành sẽ khác so với ở chế độ máy phát. Điều này phụ thuộc vào từng nhà máy cụ thể.

6.3. Chế độ vận hành không bình thường của tổ máy phát

+ Vận hành quá tải

Máy phát vẫn cho phép vận hành quá tải (thường khoảng 10% trong giới hạn thời gian cho phép), khi đó nhân viên vận hành phải:

- Duy trì công suất biểu kiến và dòng điện stato không quá định mức:
- Theo dõi chặt chẽ nhiệt độ đồng và sắt stato, độ tăng nhiệt của không khí làm mát máy phát, độ chênh lệch giữa không khí nóng và không khí nguội.
- Tăng cường kiểm tra hệ thống nước làm mát. Quan sát, nghe ngóng độ ồn và tình trạng làm việc của tổ máy, lưu ý kiểm tra vành góp kích từ, buồng gió máy phát, buồng gió máy phát, buồng ổ đỡ, hầm tuabin...
- Theo dõi đặc tuyến nâng công suất của từng tổ máy để đảm bảo tổ máy vận hành hiệu suất cao.
- Đầu mỗi tháng vào mùa lũ, nhân viên tổ cơ khí và tổ thí nghiệm có trách nhiệm đo độ rung, độ đảo trục các tổ máy ở chế độ mang tải tối đa. Các thông số đo được phải so sánh với giá trị đo lần trước, đánh giá và báo cáo với phó Giám Đốc.

+ Hỗ trợ điều chỉnh điện áp

Khi có sự cố ở hệ thống năng lượng hoặc ở các máy phát điện làm việc song song làm cho điện thế giảm nhiều (dưới $0,85U_{dm}$), bộ tự động điều chỉnh kích từ sẽ làm việc tăng kích từ đến trị số cường hành (hai lần dòng điện kích từ định mức). Nhân viên vận hành không được can thiệp vào công việc của thiết bị tự động trong một phút đầu, nhưng sau đó vẫn còn tình trạng trên phải cắt ngay bộ điều chỉnh điện áp để giảm dòng điện roto xuống đến trị số cho phép, nếu vẫn không được phải tiến hành dừng ngay tổ máy.

+ Kiểm tra tổ máy sau sự cố

- Sau mỗi lần có sự cố trong lưới làm tổ máy bị đột biến, dù máy phát không bị cắt khỏi lưới, phải đi kiểm tra tình trạng làm việc của tổ máy, và các role bảo vệ, nếu có bất kỳ dấu hiệu bất thường hoặc tín hiệu nào phải tìm nguyên nhân và ghi vào sổ hư hỏng thiết bị.

+ Vận hành chế độ không đối xứng

- Cho phép máy phát điện làm việc lâu dài với dòng điện các pha lệch nhau, trị số chênh lệch không vượt quá 20% dòng điện định mức và dòng điện ở pha cao nhất không được vượt quá định mức.
- Khi dòng điện không đều nhau và vượt quá quy định trên, phải báo ngay cho Điều Độ để xin giảm tải xuống và đồng thời ghi vào sổ nhật ký vận hành.

- Trong mọi trường hợp máy phát điện làm việc với dòng 3 pha không đều nhau, phải tăng cường theo dõi độ rung của tổ máy, nhiệt độ sắt, đồng, secmăng ở hướng, ở đỡ. Nếu thấy độ rung không bình thường phải báo Điều Độ xin giảm tải, nếu độ rung vẫn không giảm thì xin dừng máy.

+ Vận hành tổ máy dưới mực nước chết

Tùy vào điều kiện của từng nhà máy sẽ có qui trình vận hành dưới mực nước chết tương ứng.

Để đảm bảo khai thác tận dụng dài ngày trong giai đoạn vận hành dưới mực nước chết, ngoài việc huy động công suất theo các mức nước như trên, sản lượng điện hàng ngày phải đảm bảo tương ứng với năng lượng của lượng nước về hồ ($Q_{\text{chạy máy}} = Q_{\text{về hồ}}$).

Trong quá trình vận hành dưới mực nước chết, Vận hành viên phải tăng cường theo dõi:

- Công suất tổ máy (giữ ổn định, không vượt khỏi giới hạn cho phép).
- Sự làm việc của van phá chân không.
- Áp lực buồng xoắn.
- Nhiệt độ dầu và secmăng ở đỡ, ở hướng.
- Áp lực nước làm mát.
- Độ đảo trục tổ máy.

Nếu có hiện tượng bất thường, báo Điều Độ xin giảm tải hoặc dừng máy, báo lãnh đạo xin ý kiến giải quyết.

6.4. Xử lý sự cố khối tổ máy

+ Phân loại sự cố: Có 2 loại sự cố

- Sự cố có mạch bảo vệ: là những sự cố đã được quy định theo thiết kế, có tín hiệu báo cụ thể tên sự cố. Tùy theo tính chất sự cố mà tổ máy có thể tự động dừng, mất kích thích hay tiếp tục vận hành với tín hiệu báo trước.

- Sự cố không có mạch bảo vệ: là những sự cố không được quy định trong thiết kế, không có tín hiệu báo hoặc có tín hiệu gián tiếp không đặc trưng cho sự cố.

+ Nguyên tắc xử lý sự cố

- Nhanh chóng loại trừ, ngăn ngừa sự cố phát triển làm tổn hại đến con người và thiết bị, tiến hành chữa cháy (nếu có) theo quy trình chữa cháy đã ban hành.

- Chuyển đổi tự dùng (nếu có) để đảm bảo tự dùng trong nhà máy.

- Hỗ trợ công suất bằng các máy khác, theo dõi tổ máy dừng an toàn.
- Tìm nguyên nhân, khắc phục (nếu có), báo điều độ lãnh đạo và sửa chữa.
- Với sự cố không có mạch bảo vệ, trên cơ sở các đồng hồ đo lường các tín hiệu gián tiếp và các biểu hiện bên ngoài mà phán đoán vị trí, mức độ và tính chất sự cố.
- Trong mọi trường hợp phải cố gắng duy trì sự làm việc bình thường của thiết bị, tránh phải dừng máy nếu không cần thiết.

+ Huy động xử lý sự cố và báo cáo sự cố

- Khi xảy ra sự cố, ca vận hành phải khẩn trương xử lý để đưa thiết bị vào làm việc lại, đồng thời báo cáo tình hình thiết bị cho lãnh đạo phân xưởng vận hành.
- Trong khi xử lý sự cố, trường ca vận hành có quyền yêu cầu bất kỳ nhân viên nào trong nhà máy hỗ trợ nếu xét thấy cần thiết cho xử lý nhanh chóng sự cố, mọi thao tác phải thông qua ý kiến trưởng ca.

+ Xử lý sự cố

Sự cố trong một nhà máy điện có rất nhiều dạng khác nhau (khoảng 100 dạng), tùy thuộc vào từng nhà máy cụ thể mà có các qui trình xử lý tương ứng (có thể tham khảo như trong phần vận hành nhà máy nhiệt điện). Trong tài liệu này không đưa ra chi tiết.

+ Theo dõi tổ máy đưa ra sửa chữa

- Khi bàn giao tổ máy cho sửa chữa (khi cấp phiếu công tác), vận hành bàn giao riêng một bộ chìa khóa của tổ máy đưa ra sửa chữa cho nhóm công tác tương ứng với từng vị trí: cửa nhận nước, máy biến thế khối, máy cắt đầu cực, ổ đỡ, gió máy phát... khi trả phiếu công tác, phía sửa chữa phải trả đầy đủ chìa khóa cho vận hành.
- Trong thời gian sửa chữa thiết bị theo kế hoạch, điều hành viên phải có trách nhiệm theo dõi để tránh việc bên sửa chữa thao tác nhầm vào các thiết bị đang vận hành. Nếu thiết bị đưa ra sửa chữa đặt gần thiết bị khác đang vận hành, phải yêu cầu bên sửa chữa làm rào chắn khu vực đang làm việc và điều hành viên treo bảng “khu vực cho phép làm việc”, tránh gây sự cố nhầm lẫn hoặc nguy hiểm đến tính mạng.
- Trong thời gian sửa chữa phải ngưng làm việc (hết giờ làm việc), điều hành viên phải quan sát khu vực đang sửa chữa xem có yếu tố nào có thể gây

ra ảnh hưởng đến thiết bị hoặc có thể gây ra sự cố lan tràn ra khu vực xung quanh. Ví dụ: khả năng bắt cháy; dầu, nước, khí chưa khóa chặt van gây xì lan tràn; chạm chập điện; nước từ thượng lưu tràn vào buồng xoắn và ống hút qua chỗ xi măng bất ngờ đối với tổ máy đã được tháo khô v.v..., để kịp thời can thiệp hoặc báo cáo xử lý.

- Sau giờ làm việc, những thiết bị và khu vực cần lưu ý, phía sửa chữa ghi vào sổ để điều hành viên theo dõi chặt chẽ, tăng cường theo dõi hệ thống dầu làm mát khi đưa vào vận hành lại.

7

ĐIỀU KHIỂN HỆ THỐNG ĐIỆN

7.1. Giới thiệu

Trong các chương trước đây, chúng ta đã xem xét các vấn đề về đặc tính máy phát điện, bài toán vận hành tối ưu hệ thống nguồn phát cũng như các qui trình vận hành tổ máy phát điện. Trong chương này chúng ta sẽ bàn về vấn đề điều khiển hệ thống điện mà trong đó chủ yếu là điều khiển máy phát để hệ thống đạt trạng thái ổn định bền vững. Trong chương này cũng giới thiệu mô hình của các phần tử trong bài toán điều khiển, cũng như các kỹ thuật điều khiển máy phát liên kết trong một hệ thống điện lớn.

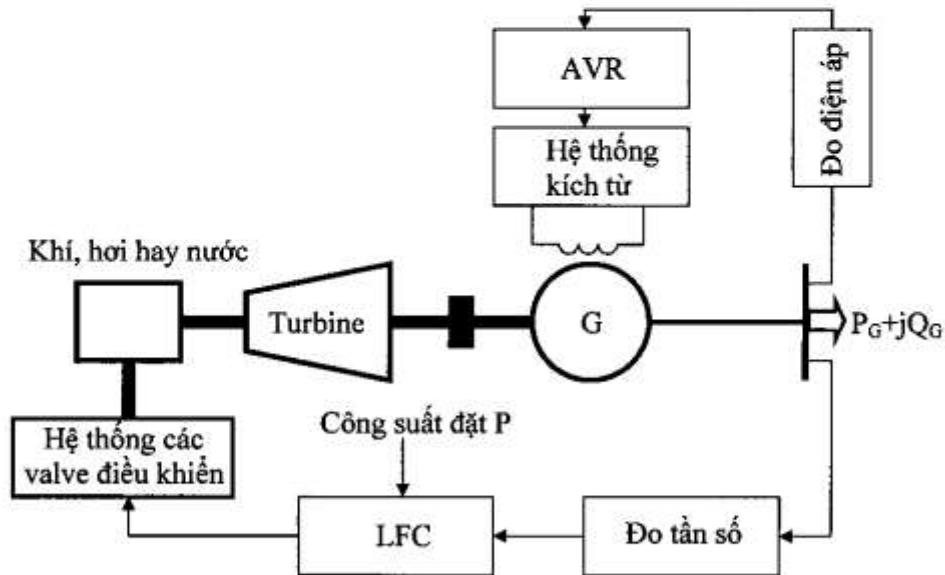
Như chúng ta đã biết, sự thay đổi công suất tác dụng trong lưới sẽ làm cho tần số của hệ thống thay đổi theo. Trong khi đó, sự thay đổi của công suất phản kháng không làm thay đổi nhiều tần số trong lưới mà là nguyên nhân chính làm thay đổi biên độ điện áp. Vì vậy, trong hệ thống điện công suất thực và công suất phản kháng được điều khiển độc lập nhau. Do đó, bài toán điều khiển tần số tải (Load frequency control-LFC) được thực hiện thông qua mối quan hệ giữa công suất thực và tần số còn bài toán tự động điều khiển điện áp (Automatic voltage regulator-AVR) thực chất là bài toán điều khiển công suất phản kháng theo biên độ điện áp tải. Bài toán điều khiển tần số là bài toán rất quan trọng trong một hệ thống điện có độ liên kết cao và nó phục vụ cho công tác vận hành hệ thống điện lớn. Cho đến nay, vẫn còn nhiều vấn đề để bàn đến trong lĩnh vực này.

Ban đầu, các phương pháp điều khiển được phát triển để phục vụ cho các máy phát độc lập và cuối cùng nó cũng được dùng cho hệ thống liên kết lớn với sự ra đời của trung tâm điều khiển năng lượng (energy control centers - ECC). Ngày nay các trung tâm điều khiển năng lượng hiện đại được trang bị hệ thống máy tính one-line để hiển thị tất cả các tín hiệu được xử lý và gửi về

từ các hệ thống thu thập dữ liệu (remote acquisition systems) và đã được biết đó là hệ thống SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Trong chương này chúng ta cũng đề cập đến các khái niệm về hệ thống điều khiển hồi tiếp (feedback control systems). Để hiểu rõ các vấn đề được trình bày trong chương này, người đọc cần tìm hiểu trước về hệ thống hồi tiếp, hệ thống điều khiển tuyến tính và các toolbox về điều khiển trong matlab.

Trong vận hành mạng điện thì hệ thống tự động điều khiển công suất tác dụng phát (automation generation control – AGC) là quan trọng nhất nên chúng được xem xét đầu tiên. Tiếp đó là hệ thống điều khiển công suất phản kháng và ổn định điện áp; hệ thống điều khiển kích từ.

Trong một hệ thống liên kết lớn, các hệ thống điều khiển tải, tự động ổn định điện áp được lắp đặt trong mỗi tổ máy phát được minh họa như hình 7.1. Các thiết bị điều khiển được cài đặt cho các chế độ và điều kiện làm việc cụ thể và đảm bảo một sự thay đổi nào đó của nhu cầu tải cũng không làm cho tần số và biên độ điện áp dao động vượt ra ngoài giới hạn cho phép.



Hình 7.1: Sơ đồ khối của hệ thống LFC và AVR trong máy phát đồng bộ

Một thay đổi tuy nhỏ của công suất tác dụng phát là kết quả của sự thay đổi góc công suất δ và tần số tải. Còn thay đổi thông số của hệ thống kích từ (dòng điện kích từ) sẽ làm cho công suất phản kháng thay đổi (vấn đề này đã được xem xét trong lý thuyết hệ thống điện). Hằng số thời gian của hệ thống

kích từ phải nhỏ hơn thời hằng của động cơ sơ cấp và quá độ trong chúng phải nhanh hơn của động cơ sơ cấp và không ảnh hưởng đến hệ thống điều khiển tải động. Vì vậy, hệ thống điều khiển tần số tải và hệ thống tự động ổn định điện áp không làm việc chông chéo lên nhau và chúng ta phân tích chúng như hai hệ thống độc lập.

7.2. Điều khiển tần số tải

Mục đích của bài toán điều khiển tần số tải là đảm bảo tần số tải luôn duy trì trong một giới hạn cho phép, điều phối công suất tải giữa các máy phát và điều khiển thay đổi kết nối (tie-line) theo lịch trình. Sự thay đổi tần số và công suất thực kết nối được thực hiện qua sự thay đổi của góc công suất δ . Độ lệch của tín hiệu tần số và công suất thực phát ra so với giá trị đặt được khuếch đại, tổng hợp và đưa đến bộ điều khiển các valve để thay đổi làm tăng hoặc giảm moment của động turbine (hay là động cơ sơ cấp - prime mover). Khâu đầu tiên trong việc phân tích, thiết kế hệ thống điều khiển là mô hình toán của chúng. Hai phương pháp được sử dụng phổ biến là phương trình biến đổi (transfer function) và phương pháp biến trạng thái (state variable). Phương pháp biến trạng thái được sử dụng phổ biến để minh họa hệ thống tuyến tính cũng như phi tuyến. Trong các trường hợp khác chúng ta sử dụng phương trình biến đổi và hệ phương trình trạng thái tuyến tính thì hệ thống trước hết phải được tuyến tính hóa.

7.2.1. Mô hình máy phát điện trong điều khiển

Lý thuyết về mô hình toán máy phát điện đồng bộ đã được trình bày khá chi tiết trong các tài liệu về máy điện. Trong tài liệu này chỉ áp dụng các kết quả chung nhất về phương trình động học máy phát để phục vụ cho bài toán điều khiển trong hệ thống điện. Nếu gọi T_d là moment điện từ (electromagnetic torque) của máy phát đồng bộ, T_c là moment cơ của động cơ kéo sơ cấp (driving mechanical torque), nếu bỏ qua tổn thất thì trong điều kiện vận hành bình thường ta có $T_d = T_c$. Tuy nhiên, tại thời điểm ban đầu do có sự mất cân bằng (có sự chuyển động tương đối giữa từ trường quay và rotor) nên dẫn đến moment cơ T_c có thể lớn hơn hoặc nhỏ hơn moment điện

từ T_d . Khi đó xuất hiện moment tương đối trong rotor T_r được xác định theo công thức:

$$T_c - T_d = T_r \quad (7.01)$$

Gọi J là moment quán tính tổng hợp giữa động cơ sơ cấp và máy phát, nếu bỏ qua dao động bé (frictional) và độ suy giảm (damping) thì phương trình chuyển động quay tương đối của rotor được xác định như sau:

$$J \frac{d^2 \theta_c}{dt^2} = T_c - T_d = T_r \quad (7.02)$$

ở đây θ_c là góc dịch chuyển (angular displacement) của rotor so với trục chuẩn trong stator. Mặc khác, ở điều kiện tốc độ đồng bộ thì vận tốc góc là không đổi và góc dịch chuyển được xác định như sau:

$$\theta_c = \omega_{oc} t + \delta_c \quad (7.03)$$

với δ_c là góc vị trí của rotor trước khi mất đối xứng (tại thời điểm khảo sát $t=0$), được xác định từ điều kiện ban đầu của bài toán. Khi đó phương trình vi phân (7.02) được viết lại như sau:

$$\frac{d\theta_c}{dt} = \omega_{oc} + \frac{d\delta_c}{dt} = \omega_c \quad (7.04)$$

với ω_c là vận tốc góc của rotor. Gia tốc của rotor lúc này được xác định bằng cách đạo hàm phương trình (7.04):

$$\frac{d^2 \theta_c}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_c}{dt^2} \quad (7.05)$$

Thay vào phương trình (7.02) ta có:

$$J \frac{d^2 \delta_c}{dt^2} = T_c - T_d \quad (7.06)$$

Nhân hai vế của phương trình (7.06) với ω_c ta được:

$$J \omega_c \frac{d^2 \delta_c}{dt^2} = \omega_c T_c - \omega_c T_d \quad (7.07)$$

Hay
$$J \omega_c \frac{d^2 \delta_c}{dt^2} = P_c - P_d \quad (7.08)$$

với P_d là công suất điện từ và P_c là công suất cơ của động cơ sơ cấp. Thành phần $J \omega_c$ được gọi là hằng số quán tính (inertia constant) và thường được ký hiệu là M_T . Hằng số quán tính liên hệ với động năng quay E_c của rotor bằng biểu thức:

$$E_c = \frac{1}{2} J \omega_c^2 = \frac{1}{2} M_T \omega_c \quad (7.09)$$

Hay
$$M_T = \frac{2E_c}{\omega_c} \quad (7.10)$$

Lưu ý rằng M_T là hằng số quán tính, nhưng nó chỉ thật sự là hằng số khi xảy ra mất đồng bộ (tốc độ rotor lệch với tốc độ đồng bộ). Tuy nhiên, ω_c không thay đổi nhiều trước khi điều kiện ổn định bị mất nên M_T có thể được xem xét tại tốc độ đồng bộ cũng là hằng số, nghĩa là:

$$M_T = \frac{2E_c}{\omega_\infty} \quad (7.11)$$

Lý thuyết máy điện chứng minh mối liên hệ giữa góc công suất δ có mối liên hệ với góc lệch δ_c và số đôi cực từ p của máy phát đồng bộ như sau:

$$\delta = \frac{p}{2} \delta_c$$

hay
$$\omega = \frac{p}{2} \omega_c$$

thay hai giá trị này vào phương trình (7.08) ta được:

$$\frac{2}{p} M_T \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_c - P_d \quad (7.12)$$

Phương trình (7.12) chính là phương trình động học (swing equation) của máy phát điện đồng bộ theo góc công suất δ . Nếu biểu diễn trong hệ đơn vị tương đối với giá trị công suất cơ bản S_{cb} thì phương trình (7.12) được viết lại:

$$\frac{2}{p} \frac{2E_c}{S_{cb} \omega_\infty} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_c(\text{pu}) - P_d(\text{pu}) \quad (7.13)$$

Nếu chúng ta đặt $H = \frac{E_c}{S_{cb}}$ [MJ/MVA] thì chúng được gọi là hằng số quán tính

đơn vị (per unit inertia constant) và chúng có đơn vị tính là giây (s). Mặc khác, tốc độ cơ đồng bộ ω_{oc} liên hệ với tốc độ điện đồng bộ ω_o theo biểu thức $\omega_o = (p/2)\omega_{oc}$, nên phương trình (7.13) được viết lại theo tốc độ điện đồng bộ như sau:

$$\frac{2H}{\omega_o} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_c(\text{pu}) - P_d(\text{pu}) \quad (7.14)$$

Hay viết dưới dạng tần số dài là:

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_c - P_d \quad (7.15)$$

Lưu ý rằng trong phương trình (7.15) δ có đơn vị tính là radian, các giá trị công suất tính trong hệ đơn vị tương đối. Như vậy, khi thay đổi nhỏ của góc công suất sẽ dẫn đến một sự thay đổi của công suất và phương trình (7.14) có thể được viết trong trường hợp này như sau:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_c - \Delta P_d \quad (7.16)$$

Hay viết theo tốc độ thì:

$$\frac{d \Delta \frac{\omega}{\omega_0}}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_c - \Delta P_d) \quad (7.17)$$

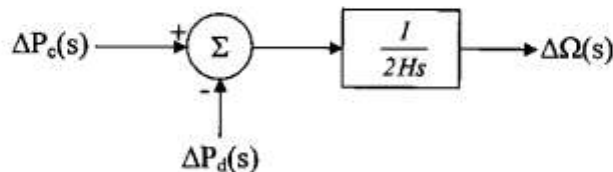
nếu biểu diễn tốc độ trong hệ đơn vị tương đối thì:

$$\frac{d \Delta \omega}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_c - \Delta P_d) \quad (7.18)$$

Biến đổi Laplace của phương trình (7.18) ta được:

$$\Delta \Omega(s) = \frac{1}{2Hs} [\Delta P_c(s) - \Delta P_d(s)] \quad (7.19)$$

Sơ đồ khối thay thế cho mối quan hệ của phương trình (7.19) được minh họa như hình 7.2.



Hình 7.2: Sơ đồ khối của mô hình máy phát

7.2.2. Mô hình động cơ sơ cấp

Công suất cơ làm quay rotor của máy phát điện được gọi chung là động cơ kéo sơ cấp (prime mover); nó có thể là turbine thủy điện dùng năng lượng từ nguồn nước; turbine nhiệt điện dùng năng lượng từ quá trình đốt than, khí, dầu hay phản ứng hạt nhân. Mô hình của động cơ sơ cấp (turbine) phải thể hiện mối liên hệ giữa độ thay đổi của công suất cơ ΔP_c theo độ thay đổi vị trí

$$E_c = \frac{1}{2} J \omega_c^2 = \frac{1}{2} M_T \omega_c \quad (7.09)$$

Hay
$$M_T = \frac{2E_c}{\omega_c} \quad (7.10)$$

Lưu ý rằng M_T là hằng số quán tính, nhưng nó chỉ thật sự là hằng số khi xảy ra mất đồng bộ (tốc độ rotor lệch với tốc độ đồng bộ). Tuy nhiên, ω_c không thay đổi nhiều trước khi điều kiện ổn định bị mất nên M_T có thể được xem xét tại tốc độ đồng bộ cũng là hằng số, nghĩa là:

$$M_T = \frac{2E_c}{\omega_\infty} \quad (7.11)$$

Lý thuyết máy điện chứng minh mối liên hệ giữa góc công suất δ có mối liên hệ với góc lệch δ_c và số đôi cực từ p của máy phát đồng bộ như sau:

$$\delta = \frac{p}{2} \delta_c$$

hay
$$\omega = \frac{p}{2} \omega_c$$

thay hai giá trị này vào phương trình (7.08) ta được:

$$\frac{2}{p} M_T \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_c - P_d \quad (7.12)$$

Phương trình (7.12) chính là phương trình động học (swing equation) của máy phát điện đồng bộ theo góc công suất δ . Nếu biểu diễn trong hệ đơn vị tương đối với giá trị công suất cơ bản S_{cb} thì phương trình (7.12) được viết lại:

$$\frac{2}{p} \frac{2E_c}{S_{cb} \omega_\infty} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_c(\text{pu}) - P_d(\text{pu}) \quad (7.13)$$

Nếu chúng ta đặt $H = \frac{E_c}{S_{cb}}$ [MJ/MVA] thì chúng được gọi là hằng số quán tính đơn vị (per unit inertia constant) và chúng có đơn vị tính là giây (s). Mặc khác, tốc độ cơ đồng bộ ω_∞ liên hệ với tốc độ điện đồng bộ ω_o theo biểu thức $\omega_o = (p/2)\omega_\infty$, nên phương trình (7.13) được viết lại theo tốc độ điện đồng bộ như sau:

$$\frac{2H}{\omega_o} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_c(\text{pu}) - P_d(\text{pu}) \quad (7.14)$$

Hay viết dưới dạng tần số dài là:

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{d^2 t} = P_c - P_d \quad (7.15)$$

Lưu ý rằng trong phương trình (7.15) δ có đơn vị tính là radian, các giá trị công suất tính trong hệ đơn vị tương đối. Như vậy, khi thay đổi nhỏ của góc công suất sẽ dẫn đến một sự thay đổi của công suất và phương trình (7.14) có thể được viết trong trường hợp này như sau:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{d^2 t} = \Delta P_c - \Delta P_d \quad (7.16)$$

Hay viết theo tốc độ thì:

$$\frac{d \Delta \omega}{\omega_0 dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_c - \Delta P_d) \quad (7.17)$$

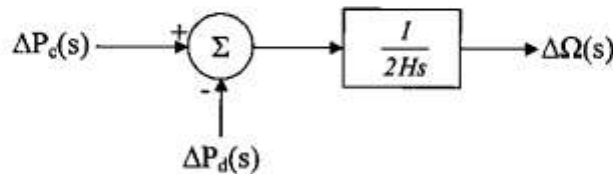
nếu biểu diễn tốc độ trong hệ đơn vị tương đối thì:

$$\frac{d \Delta \omega}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_c - \Delta P_d) \quad (7.18)$$

Biến đổi Laplace của phương trình (7.18) ta được:

$$\Delta \Omega(s) = \frac{1}{2Hs} [\Delta P_c(s) - \Delta P_d(s)] \quad (7.19)$$

Sơ đồ khối thay thế cho mối quan hệ của phương trình (7.19) được minh họa như hình 7.2.



Hình 7.2: Sơ đồ khối của mô hình máy phát

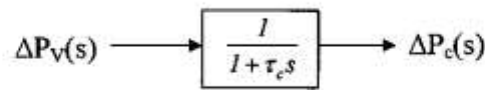
7.2.2. Mô hình động cơ sơ cấp

Công suất cơ làm quay rotor của máy phát điện được gọi chung là động cơ kéo sơ cấp (prime mover); nó có thể là turbine thủy điện dùng năng lượng từ nguồn nước; turbine nhiệt điện dùng năng lượng từ quá trình đốt than, khí, dầu hay phản ứng hạt nhân. Mô hình của động cơ sơ cấp (turbine) phải thể hiện mối liên hệ giữa độ thay đổi của công suất cơ ΔP_c theo độ thay đổi vị trí

van điều khiển ΔP_V . Với mỗi turbine khác nhau, mối quan hệ này là rất khác nhau. Đối với turbine của nhà máy nhiệt điện không có chu trình hồi nhiệt, chúng ta có thể xem xét mối quan hệ này dưới dạng hàm $G_c(s)$ như sau:

$$G_c(s) = \frac{\Delta P_c(s)}{\Delta P_V(s)} = \frac{1}{1 + \tau_c s} \quad (7.20)$$

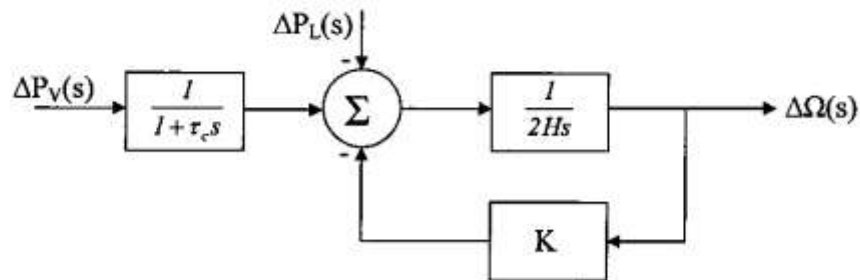
ở đây τ_c là hằng số thời gian của turbine; thông thường nó nằm trong khoảng từ 0.2 đến 2 giây. Từ đây, ta xây dựng mô hình điều khiển cho động cơ kéo sơ cấp của máy phát đồng bộ như hình 7.3.



Hình 7.3: Sơ đồ khối của mô hình động cơ sơ cấp

7.2.3. Mô hình tải

Tải của các tổ máy phát trong hệ thống điện phụ thuộc vào các thiết bị gắn vào lưới điện và đây là một giá trị biến thiên liên tục. Sự thay đổi của tải trong hệ thống được chia thành hai nhóm. Nhóm thứ nhất là nhóm tải thay đổi không phụ thuộc vào sự thay đổi của tần số lưới điện như các loại tải nhiệt, tải chiếu sáng.



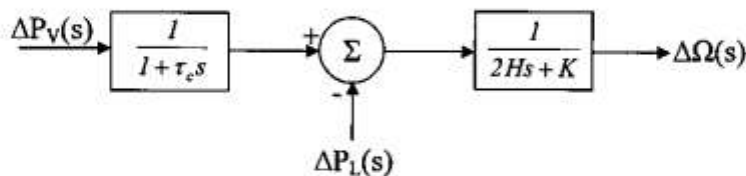
Hình 7.4: Sơ đồ khối của mô hình turbine-máy phát và tải

Nhóm thứ hai là nhóm mà sự thay đổi công suất của lưới điện sẽ làm thay đổi công suất của tải; đó là nhóm tải động cơ. Sự thay đổi của công suất của động cơ theo tần số phụ thuộc vào đường đặc tính tốc độ - tải (speed-load) của từng thiết bị truyền động. Đường đặc tính tốc độ - tải của một tải tổng hợp có thể xấp xỉ như sau:

$$\Delta P_d = \Delta P_L + K\Delta\omega \quad (7.21)$$

ở đây ΔP_L là độ thay đổi tải không bị ảnh hưởng bởi tần số và $K\Delta\omega$ là phần tải thay đổi phụ thuộc vào tần số. Hệ số K được hiểu như là tỷ số giữa phần trăm thay đổi tải chia cho phần trăm thay đổi tần số. Ví dụ, nếu tải thay đổi 2% trong đó tần số thay đổi 1% thì $K=2$. Mô hình tải và máy phát được minh họa như hình 7.4.

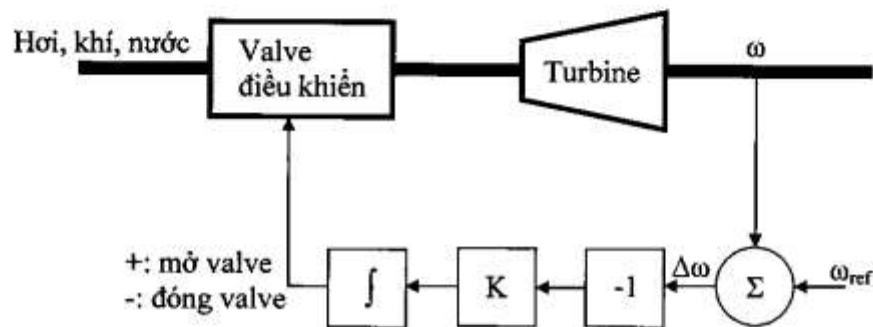
Rút gọn sơ đồ hình 7.4 ta được sơ đồ đơn giản như hình 7.5.



Hình 7.5: Sơ đồ khối của mô hình turbine-máy phát và tải

7.2.4. Mô hình bộ điều tốc

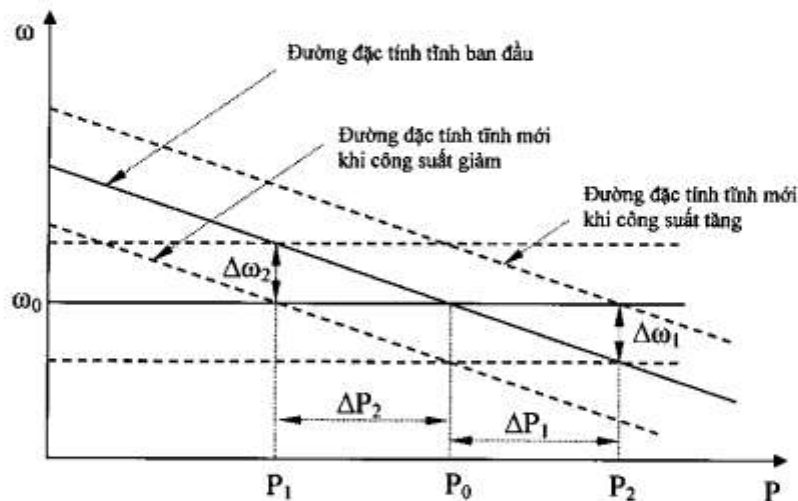
Khi công suất tải tăng đột ngột, công suất điện của máy phát sẽ vượt quá công suất cơ của turbine. Sự thiếu hụt này được bù đắp bởi động năng quay tích trữ trong turbine.



Hình 7.6: Sơ đồ khối của bộ điều tốc

Kết quả của sự giảm động năng quay là làm cho tốc độ của turbine giảm và dẫn đến tần số dòng điện phát của máy phát giảm. Sự thay đổi tốc độ này sẽ tác động lên bộ điều tốc (Governor) của turbine; từ đây, bộ điều tốc sẽ phát ra tín hiệu mở các van điều khiển lưu lượng khí, hơi (hoặc nước) để thay đổi công suất cơ ngõ ra của turbine một cách sớm nhất. Lúc này turbine đạt đến một trạng thái ổn định tĩnh mới. Sơ đồ khối của một bộ điều khiển tốc độ được minh họa như hình 7.6.

Ở trạng thái vận hành ổn định, bộ điều tốc được thiết kế sao cho cho phép tốc độ giảm khi tải tăng theo một đặc tính tĩnh (với mỗi bộ điều tốc khác nhau là khác nhau) và nó có dạng như hình 7.7. Hệ số góc của đường đặc tuyến đại diện cho lượng tốc độ điều chỉnh R ($R = \Delta\omega / \Delta P$). Các bộ điều tốc trong thực tiễn thường có lượng tốc độ điều chỉnh khoảng 5 đến 6% tốc độ định mức khi tải biến thiên từ không đến giá trị định mức.



Hình 7.7: Đặc tính tốc độ ở trạng thái tĩnh của máy phát theo công suất

Độ lệch công suất phát ra của máy phát ΔP_g được so sánh với giá trị lệch chỉnh định trước ΔP_{ref} ; nếu có sự sai khác thì sẽ hiệu chỉnh tốc độ theo các đường đặc tuyến như hình 7.7; và được minh họa dưới dạng biểu thức sau:

$$\frac{1}{R} \Delta\omega = \Delta P_{ref} - \Delta P_g \quad (7.22)$$

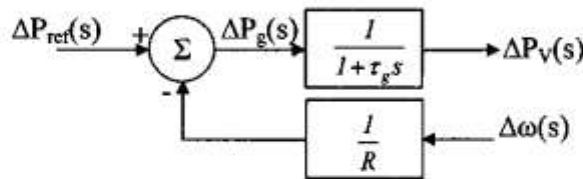
Hay viết trong miền s ta được:

$$\frac{1}{R} \Delta\Omega(s) = \Delta P_{ref}(s) - \Delta P_g(s) \quad (7.23)$$

Hay
$$\Delta P_g(s) = \Delta P_{ref}(s) - \frac{1}{R} \Delta\Omega(s) \quad (7.24)$$

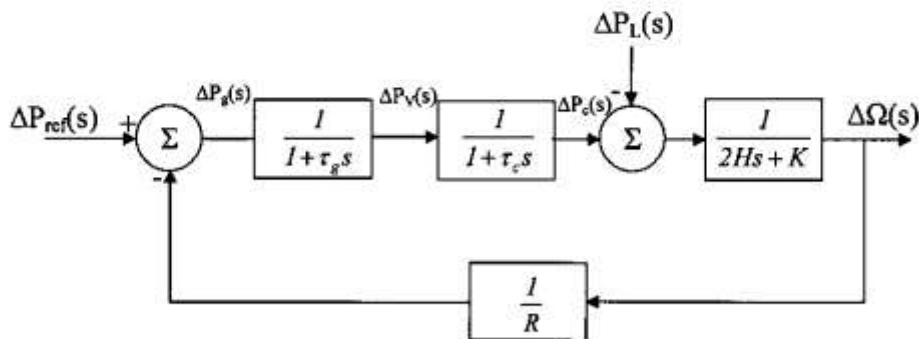
Độ lệch công suất được khuếch đại và đưa đến điều khiển làm thay đổi vị trí mở của van hơi (khí, nước). Nếu giả thiết mối liên hệ này là tuyến tính thì chúng ta có thể viết như sau:

$$\Delta P_v(s) = \frac{1}{1 + \tau_g s} \Delta P_g(s) \quad (7.25)$$



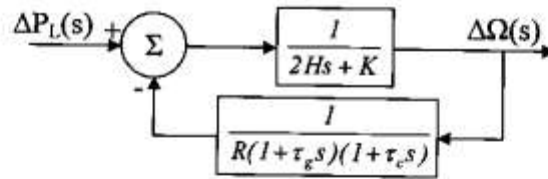
Hình 7.8: Sơ đồ khối đại diện cho hệ thống điều chỉnh tốc độ

Trong đó, τ_g là hằng số thời gian. Hai phương trình (7.24) và (7.25) được minh họa dạng sơ đồ khối như hình 7.8. Kết hợp giữa ba sơ đồ khối hình 7.3, 7.5 và 7.8 ta có sơ đồ khối tổng thể của bộ điều khiển tần số tải trong một hệ thống cách ly như sơ đồ hình 7.9.



Hình 7.9: Sơ đồ khối của hệ thống điều khiển tần số tải - LFC

Tới đây, với $\Delta P_{ref}(s)$ là hằng số được chỉnh định trước; ta có thể xem hệ thống chỉ có $\Delta P_L(s)$ là ngõ vào và $\Delta\Omega(s)$ là ngõ ra. Khi đó sơ đồ khối điều khiển tần số tải được thiết lập đơn giản như hình 7.10.



Hình 7.10: Sơ đồ khối của hệ thống LFC với ngõ vào $\Delta P_L(s)$, ngõ ra $\Delta \Omega(s)$

Sơ đồ khối hình 7.10 được viết dưới dạng hàm truyền đạt vòng hở $A.G(s)H(s)$ với A hằng số (ở đây $A=1/R$) là:

$$AG(s)H(s) = \frac{1}{R} \frac{1}{(2Hs + K)(1 + \tau_g s)(1 + \tau_c s)} \quad (7.26)$$

Viết dưới dạng hàm truyền đạt vòng kín thể hiện mối quan hệ giữa độ thay đổi tải theo độ thay đổi tốc độ như sau:

$$\frac{\Delta \Omega(s)}{\Delta P_L(s)} = \frac{(1 + \tau_g s)(1 + \tau_c s)}{(2Hs + K)(1 + \tau_g s)(1 + \tau_c s) + 1/R} \quad (7.27)$$

Hay
$$\Delta \Omega(s) = -\Delta P_L(s)T(s) \quad (7.28)$$

với $T(s)$ chính là vế phải của phương trình (7.27). Sự thay đổi của công suất tải được nhận dạng theo từng nấc nên $\Delta P_L(s) = \Delta P_L/s$. Độ lệch tốc độ tại thời trạng thái ổn định mới được xác định như sau:

$$\Delta \omega_{ss} = \lim_{s \rightarrow 0} s \Delta \Omega(s) = (-\Delta P_L) \frac{1}{K + A} \quad (7.29)$$

Lưu ý rằng, trong trường hợp không có thành phần thay đổi tần số tải ($K\Delta\omega$), nghĩa là $K=0$ thì độ lệch tần số ở trạng thái tĩnh chỉ phụ thuộc vào lượng điều chỉnh tốc độ của bộ điều tốc. Khi đó:

$$\Delta \omega_{ss} = (-\Delta P_L)R \quad (7.30)$$

Trong trường hợp tổng quát, hệ thống có n tổ máy phát với n bộ điều tốc có n lượng điều chỉnh tốc độ R_1, R_2, \dots, R_n thì độ lệch tần số ở trạng thái tĩnh được xác định theo biểu thức:

$$\Delta \omega_{ss} = (-\Delta P_L) \frac{1}{K + A_1 + A_2 + \dots + A_n} \quad (7.31)$$

với $A_i = 1/R_i$.

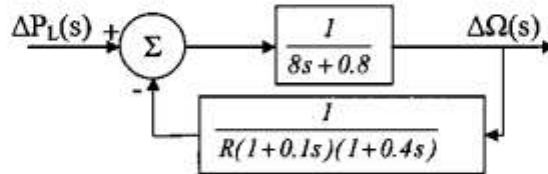
Ví dụ 7.1:

Một máy phát nằm trong một hệ thống độc lập có hằng số turbine $\tau_c=0.4$, hằng số thời gian của bộ điều tốc $\tau_g=0.1$, hằng số quán tính của máy phát $H=4(s)$. Lượng điều chỉnh tốc độ của bộ điều tốc R tính trong hệ đơn vị tương đối. Tần số thay đổi 1% tương ứng với tải thay đổi 0.8%

- a) Dùng tiêu chuẩn Routh-Hurwitz, hãy tìm khoảng thay đổi của R để điều khiển ổn định hệ thống.
- b) Dùng phương pháp quỹ đạo nghiệm số (root-locus) để vẽ và xác định
- c) Giả thiết R được cài đặt với giá trị 0.04pu; turbine có công suất định mức 200MW ở tần số bình thường là 50Hz. Tải thay đổi với bước $\Delta P_L=0.2pu$ (tương ứng với 40MW). Tìm độ lệch tần số ở trạng thái tĩnh; sử dụng Matlab đạt được thông số trong miền thời gian và đáp ứng độ lệch tần số.
- d) Sử dụng Matlab để mô phỏng kết quả ở câu c.

Giải:

Thay thế các thông số của đầu bài vào sơ đồ khối hình 7.10 của bộ điều khiển tần số tải và biểu diễn dưới dạng hàm truyền đạt vòng hở ta có:



Lưu ý theo giả thiết thì $K=0.8\%/1\%= 0.8$.

Hàm truyền đạt vòng hở có dạng:

$$AG(s)H(s) = \frac{A}{(8s+0.8)(1+0.1s)(1+0.4s)} = \frac{3.125A}{s^3 + 12.6s^2 + 26.25s + 2.5}$$

ở đây $A=1/R$.

a) Phương trình đặc tính của hệ thống là:

$$1+AG(s)H(s) = 1 + \frac{3.125A}{s^3 + 12.6s^2 + 26.25s + 2.5} = 0$$

Hay $s^3 + 12.6s^2 + 26.25s + 2.5 + 3.125A = 0$

Lập bảng theo tiêu chuẩn Routh-Hurwitz như sau:

s^3	1	26.25
s^2	12.6	$2.5+3.125A$
s^1	$26.0515-0.248A$	0
s^0	$2.5+3.125A$	0

Theo tiêu chuẩn Routh-Hurwitz thì thành phần $26.0515-0.248A$ và $2.5+3.125A$ phải dương. Suy ra $A < 105.04$ và $A > -0.8$. Tuy nhiên $A > 0$ nên kết quả để hệ thống ổn định là $A < 105.04$. Nói cách khác, để hệ thống ổn định thì lượng điều chỉnh của bộ điều tốc R phải cài đặt lớn hơn $1/105.04=0.00952$.

Với $A=105.04$ thì phương trình bổ trợ (auxiliary equation) từ hàng chứa s^2 có dạng:

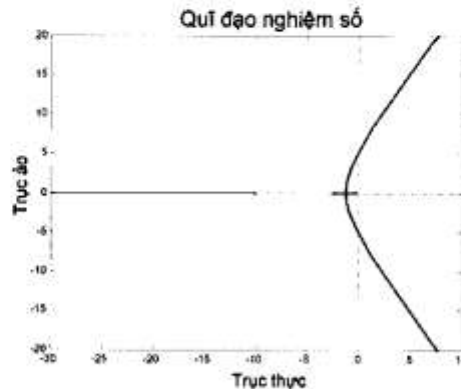
$$12.6s^2 + 330.7489 = 0$$

Hay $s = \pm j5.1234$. Điều này có nghĩa là với $R=0.00952$ ta có một cặp cực được thiết lập trên trục $j\omega$ và hệ thống chỉ ổn định trong giới hạn cặp cực này theo quỹ đạo nghiệm.

b) Sử dụng hàm **rlocus** trong matlab với các thông số nhập là:

```
num=3.125; den=[1 12.6 26.25 2.5]
```

ta vẽ được quỹ đạo nghiệm số có dạng như hình 7.11:



Hình 7.11: Quỹ đạo nghiệm số trong ví dụ 7.1

Từ quỹ đạo nghiệm số ta xác định được hai điểm từ đường giao giữa quỹ đạo với trục $j\omega$ là $s = \pm j5.1234$; thay vào phương trình đặc tính của hệ thống (lưu ý A là phần thực dương của phương trình) ta xác định được $A=105.04$. Từ đó xác định được $R=1/A=1/105.04=0.00952$.

c) Để tìm độ lệch tần số theo sự thay đổi công suất tải ta sử dụng hàm truyền đạt vòng kín như công thức (7.27) ta được:

$$T(s) = \frac{\Delta\Omega(s)}{\Delta P_L(s)} = \frac{(1+0.1s)(1+0.4s)}{(8s+0.8)(1+0.1s)(1+0.4s)+1/0.04}$$

$$= \frac{0.125s^2 + 1.5625s + 3.125}{s^3 + 12.6s^2 + 26.25s + 80.625}$$

Độ lệch tần số ở trạng thái tĩnh được xác định theo công thức (7.29)

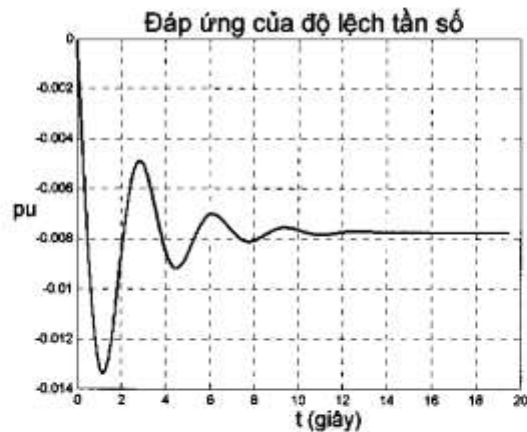
$$\Delta\omega_{ss} = (-\Delta P_L) \frac{1}{K+A} = \frac{-0.2}{0.8+1/0.04} = -0.007751 \text{ pu}$$

Vậy khi công suất thay đổi một lượng 0.2pu (40MW) thì tần số sẽ thay đổi 0.007751 pu (=0.007751*50=0.3876 Hz).

Trong Matlab ta viết một đoạn chương trình như sau:

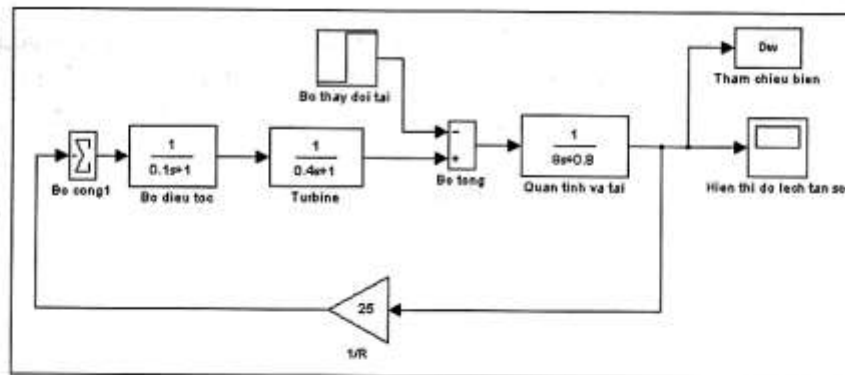
```
%===== VE DAP UNG CUA DO LECH TAN SO - VI DU 7.1=====
PL = 0.2;
numc = [0.125 1.5625 3.125];
denc = [1 12.6 26.25 80.625];
t = 0:0.1:10;
c = -PL*step(numc, denc, t);
figure(2), plot(t, c), grid
xlabel('t, giây'), ylabel('pu')
title('Dap ung cua do lech tan so')
timespec(numc, denc)
%=====
```

Kết quả ta có dạng đáp ứng như hình 7.12:



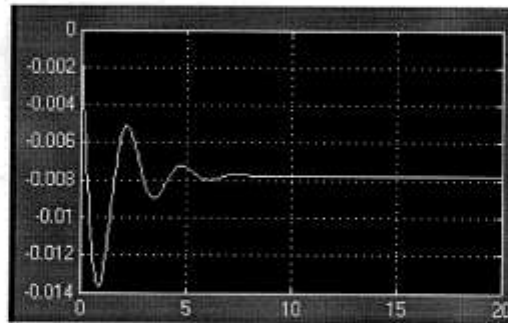
Hình 7.12: Đáp ứng tần số trong ví dụ 7.1

d) Mô hình mô phỏng được xây dựng trong Simulink của Matlab như sau:



Hình 7.13: Sơ đồ mô phỏng trong Matlab cho ví dụ 7.1

Kết quả mô phỏng cho dạng sóng ở hình 7.14:



Hình 7.14: Dạng sóng mô phỏng cho ví dụ 7.1

Ví dụ 7.2:

Một hệ thống độc lập tần số 50Hz gồm hai tổ máy vận hành song song. Tổ máy 1 có công suất định mức 500 MW, khoảng ổn định tốc độ $R_1=6\%$; tổ máy 2 có công suất định mức 400 MW, Khoảng ổn định tốc độ $R_2=5\%$. Máy phát 1 đang phát 400 MW; máy phát 2 phát 200 MW (công suất nhu cầu 600 MW). Khi công suất tải tăng 80 MW; chọn công suất cơ bản 1000 MVA.

- Tìm độ lệch tần số ở trạng thái ổn định tĩnh mới của hai tổ máy; giả thiết không có sự thay đổi tải theo tần số.
- Khi tải thay đổi 2% cho mỗi sự thay đổi 1% của tần số; hãy tìm độ lệch tần số ở trạng thái ổn định tĩnh mới của hai máy phát.

Giải:

Chú ý rằng, các giá trị R_i của máy phát được cho là ứng với công suất định mức của máy phát. Do đó, khi tính trong hệ thống có nhiều tổ máy ta phải quy về cùng một công suất chung (công suất cơ bản) theo công thức sau:

$$R_{iqd} = R_i \frac{S_{cb}}{S_{mf}}$$

Từ đó, ta có các giá trị R_i của các tổ máy phát tại công suất cơ bản 1000 MVA là:

$$R_1 = 0.06 \frac{1000}{500} = 0.12 \text{ pu}$$

$$R_2 = 0.05 \frac{1000}{400} = 0.125 \text{ pu}$$

độ thay đổi công suất trong hệ đơn vị tương đối:

$$\Delta P_L = \frac{80}{1000} = 0.08 \text{ pu}$$

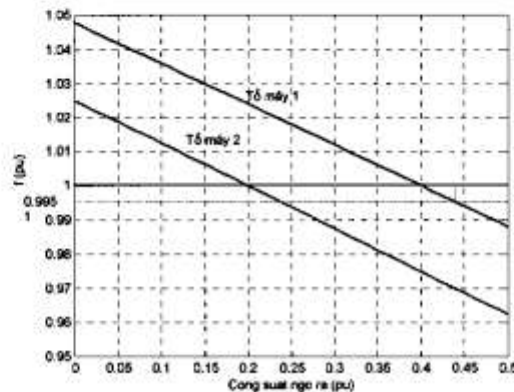
a) Từ giá trị ta có $K=0$; áp dụng công thức (7.31) ta có:

$$\Delta \omega_{ss} = (-\Delta P_L) \frac{1}{K + A_1 + A_2} = (-0.08) \frac{1}{1/0.12 + 1/0.125} = -0.004897 \text{ pu}$$

Như vậy, độ lệch tần số ở trạng thái ổn định tĩnh mới là:

$$\Delta f = -0.004897 * 50 = -0.2449 \text{ Hz}$$

Nói cách khác, khi tải tăng 80 MW (0.08pu) thì tần số lưới sẽ giảm 0.2449 Hz.



Hình 7.15: Đặc tính tần số-công suất trong ví dụ 7.2

Lượng công suất cần điều chỉnh trong các máy phát để đạt được điều kiện ổn định mới là (công thức 7.31):

$$\Delta P_1 = -\frac{\Delta\omega_{ss}}{R_1} = \frac{0.004897}{0.12} = 0.0408 \text{ pu} = 40.8 \text{ MW}$$

$$\Delta P_2 = -\frac{\Delta\omega_{ss}}{R_2} = \frac{0.004897}{0.125} = 0.0392 \text{ pu} = 39.2 \text{ MW}$$

Chúng ta có thể minh họa bài toán bằng đồ thị hình 7.15.

b) Với giả thiết ta có $K=2$; từ công thức (7.31) ta xác định được độ lệch tần số như sau:

$$\Delta\omega_{ss} = (-\Delta P_L) \frac{1}{K + A_1 + A_2} = (-0.08) \frac{1}{2 + 1/0.12 + 1/0.125} = -0.00436 \text{ pu}$$

độ lệch tần số tính bằng Hz là:

$$\Delta f = -0.00436 * 50 = -0.218 \text{ Hz}$$

Độ thay đổi công suất của các máy phát để giữ ổn định trong trường hợp này là:

$$\Delta P_1 = -\frac{\Delta\omega_{ss}}{R_1} = \frac{0.00436}{0.12} = 0.0363 \text{ pu} = 36.4 \text{ MW}$$

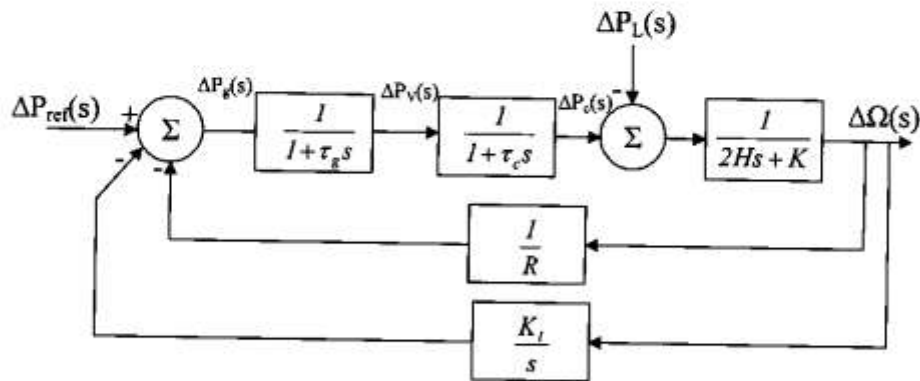
$$\Delta P_2 = -\frac{\Delta\omega_{ss}}{R_2} = \frac{0.00436}{0.125} = 0.03488 \text{ pu} = 34.88 \text{ MW}$$

Nhận thấy rằng, trong trường hợp này tổng công suất phát thêm của hai tổ máy ($36.4+34.88=71.28 \text{ MW}$) nhỏ hơn độ tăng công suất của tải (80 MW). Điều này được lý giải rằng ở tần số vận hành mới (tần số vận hành $50-0.218=49.782 \text{ Hz}$) thì độ thay đổi công suất cũng giảm theo (được minh họa từ công thức 7.21). Độ thay đổi công suất nhu cầu theo độ thay đổi tần số được xác định như sau (từ công thức 7.21):

$$\Delta\omega K = -0.00436 * 2 = -0.00872 \text{ pu} = -8.72 \text{ MW}$$

7.3. Tự động điều khiển công suất phát

Khi công suất tại đầu cực máy phát tăng, tốc độ của turbine sẽ giảm trước khi bộ điều tốc điều chỉnh hệ thống van điều khiển luồng khí (hơi, nước) vào turbine để đạt đến một trạng thái cân bằng mới. Quá trình điều chỉnh sẽ kết thúc khi tín hiệu sai số nhận được từ sự thay đổi công suất là rất bé, điểm làm việc của bộ điều tốc xem như trùng với điểm đảm bảo tốc độ ổn định của hệ thống. Nhiệm vụ của điều khiển công suất phát là phải đảm bảo cho hệ thống trở lại điểm vận hành ổn định mới. Trong thực tiễn hằng số tốc độ không phải là một điểm được cài đặt cố định mà nó phải được bù (offset) tùy theo từng trường hợp. Một cách đơn giản nhất là dùng khâu phản hồi tích phân để giám sát việc bù này. Toàn bộ việc này phải được thực hiện hoàn toàn tự động khi tải của hệ thống thay đổi để đảm bảo tần số của hệ thống luôn được duy trì. Việc thực hiện này được gọi là tự động điều khiển công suất phát (automatic generation control – AGC). Trong một hệ thống liên kết lớn gồm nhiều vùng phụ tải khác nhau, vai trò của tự động điều khiển công suất được chia thành điều khiển tải, điều khiển trạm và điều khiển máy phát điện. Việc thiết lập một trạng thái vận hành mới phải đảm bảo tính kỹ thuật và tối ưu về mặt kinh tế.



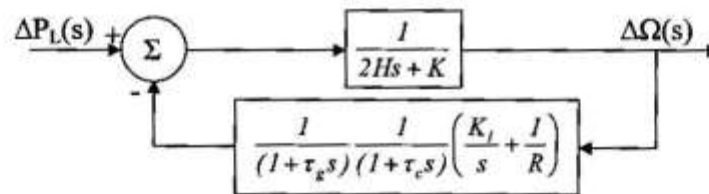
Hình 7.16: Sơ đồ tự động điều khiển công suất (AGC) của hệ thống cô lập

Một vấn đề cần lưu ý là việc tự động điều khiển công suất chỉ được hiện trong trạng thái ổn định của hệ thống. Trong quá trình phân tích, xem xét quá độ không đối xứng, hệ thống tự động điều khiển công suất được bỏ qua (bypassed) và các hệ thống điều khiển khác được sử dụng. Trong tài liệu này

chỉ xem xét mô hình tự động điều khiển công suất trong hệ thống độc lập và hệ thống liên kết lớn.

7.3.1. Tự động điều khiển công suất trong hệ thống cô lập

Trong hệ thống cô lập, nếu chúng ta chỉ sử dụng bộ điều khiển tần số tải LFC thì kết quả là độ lệch tần số ở trạng thái ổn định mới phụ thuộc vào tốc độ ổn định R của bộ điều tốc. Khi đó, để độ lệch tần số tiến về zero, chúng ta phải thực hiện việc cài đặt lại (reset action). Chúng ta có thể thực hiện việc này thông qua khâu tích phân kết hợp với bộ LFC. Khâu tích phân sẽ giúp cho quá trình tiến đến zero của độ lệch tần số nhanh chóng hơn. Mô hình bộ điều khiển lúc này được minh họa như hình 7.16. Biến đổi sơ đồ khối hình 7.16 chúng ta được sơ đồ tương đương như hình 7.17. Khi đó, hàm truyền đạt vòng kín của hệ thống được cho bởi công thức (7.32). Lưu ý rằng, K_I trong sơ đồ khối của hệ thống hình 7.16 là độ lợi của khâu điều khiển tích phân.



Hình 7.17: Sơ đồ khối của AGC với ngõ vào $\Delta P_L(s)$, ngõ ra $\Delta \Omega(s)$

$$\frac{\Delta \Omega(s)}{\Delta P_L(s)} = \frac{s(1 + \tau_g s)(1 + \tau_c s)}{s(2Hs + K)(1 + \tau_g s)(1 + \tau_c s) + s/R + K_I} \quad (7.32)$$

Ví dụ 7.3:

Một hệ thống điều khiển tần số tải có các thông số ban đầu như ví dụ 7.1, được lắp thêm một khâu tích phân có $K_I=8$ để phục vụ cho việc tự động điều khiển công suất.

- a) Dùng Matlab để vẽ dạng sóng đáp ứng của độ lệch tần số với giả thiết độ lệch công suất như ví dụ 7.1.

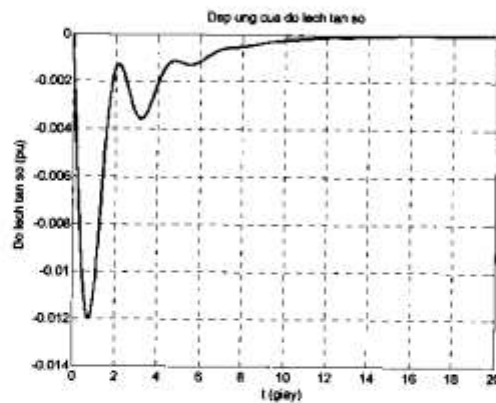
b) Dùng Simulink để mô phỏng kết quả.

Giải:

a) Từ kết quả của ví dụ 7.1 ta có được hàm $T(s)$ như sau:

$$T(s) = -\frac{\Delta\Omega(s)}{\Delta P_1(s)} = \frac{s(1+0.1s)(1+0.4s)}{s(8s+0.8)(1+0.1s)(1+0.4s)+s/0.04+8}$$

$$= \frac{0.125s^3 + 1.5625s^2 + 3.125s}{s^4 + 12.6s^3 + 26.25s^2 + 80.625s + 25}$$



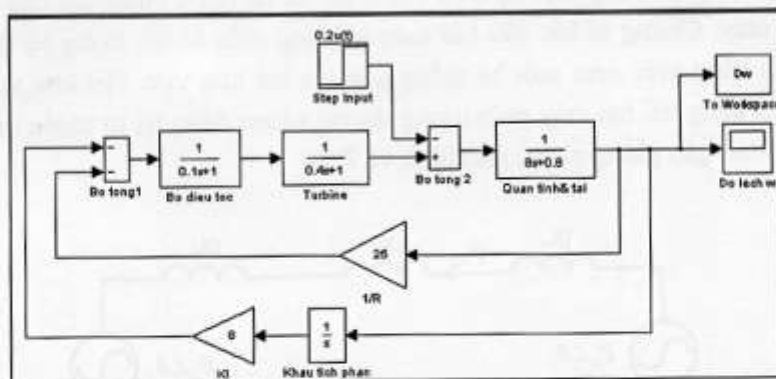
Hình 7.18: Đáp ứng tần số trong ví dụ 7.3

Trong matlab ta viết một đoạn chương trình như sau:

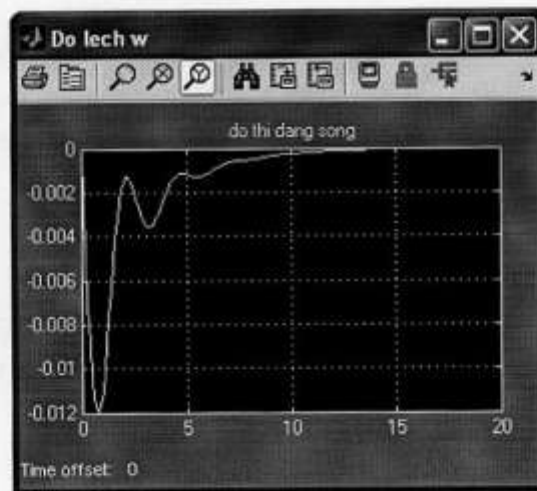
```
%=====VE DAP UNG - VI DU 7.3=====
PL = 0.2;Ki=8;
numc = [0.125 1.5625 3.125 0]; denc = [1 12.6 26.25 80.625 3.125*Ki];
t = 0:.01:20; c = -PL*step(numc, denc, t);
figure(2), plot(t, c), grid
xlabel('t (giay)'), ylabel('Độ lệch tần số (pu)')
title('Đáp ứng của độ lệch tần số')
%=====
```

Đồ thị có dạng như hình 7.18.

b) Mô hình mô phỏng trong simulink được thiết lập như hình 7.19.



Hình 7.19: Sơ đồ mô phỏng trong Matlab cho ví dụ 7.3



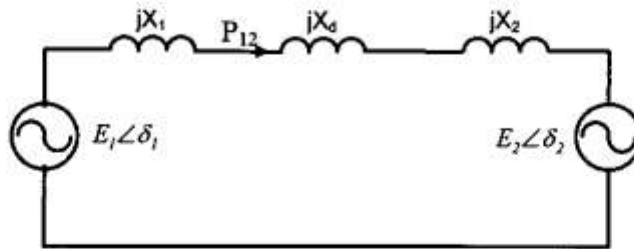
Hình 7.20: Kết quả mô phỏng cho ví dụ 7.3

Kết quả mô phỏng được như hình 7.20.

7.3.2. Tự động điều khiển công suất trong hệ thống đa liên kết

Có nhiều trường hợp một nhóm các máy phát có các đặc tính bên trong hầu như giống nhau. Hơn nữa, turbine của các máy phát này có cùng đặc tính đáp ứng. Khi đó, chúng ta có thể mô hình các tổ máy này bằng một tổ máy

tương đương có cùng một bộ điều chỉnh tần số tải (LFC) thay thế cho toàn bộ nhóm máy. Chúng ta bắt đầu bài toán tự động điều khiển trong hệ thống đa liên kết bằng việc xem một hệ thống gồm có hai khu vực. Hai khu vực được đại diện bằng hai máy phát tương đương (được đẳng trị từ nhiều máy phát có đặc tính gần giống nhau) như hình vẽ 7.21.



Hình 7.21: Mô hình hệ thống liên kết hai khu vực

Hai khu vực được liên kết với nhau thông qua đường dây với tổng trở X_{12} (ở đây chúng ta đã bỏ qua tổn thất công suất tác dụng trong mạng). Trong suốt quá trình vận hành bình thường, công suất truyền qua đường dây đã xem xét và được xác định theo công thức sau:

$$P_{12} = \frac{|E_1||E_2|}{X_{12}} \sin \delta_{12} \quad (7.33)$$

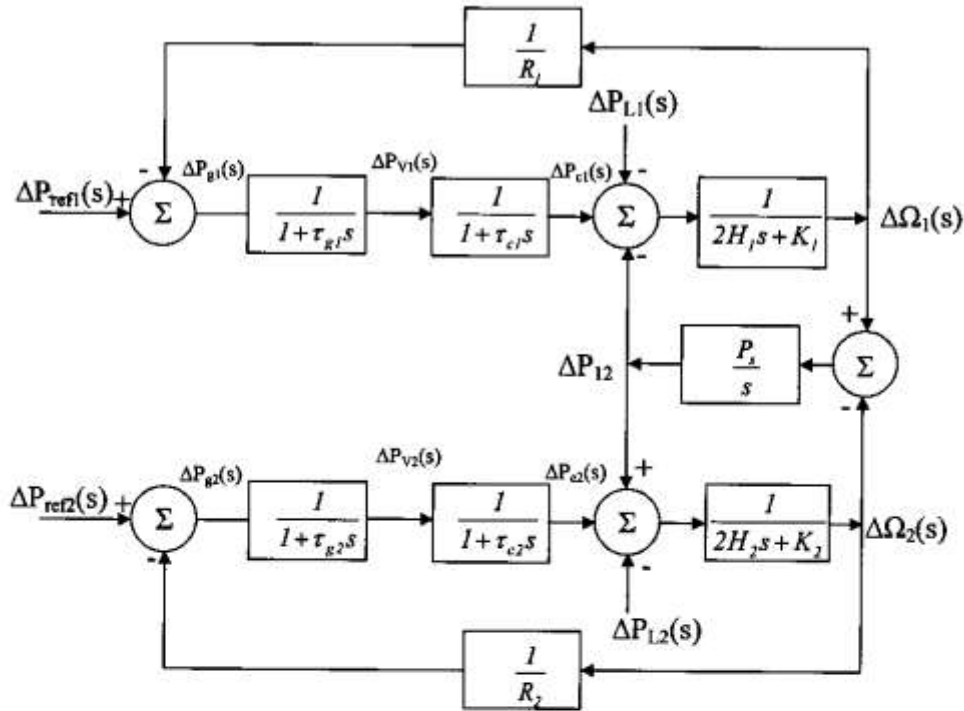
Trong đó: $X_{12} = X_1 + X_2 + X_d$ và $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$. Phương trình (7.33) có thể được tuyến tính hóa trong một đoạn thay đổi nhỏ của công suất truyền ΔP_{12} như sau:

$$\Delta P_{12} = \left. \frac{dP_{12}}{d\delta_{12}} \right|_{\delta_{120}} \Delta \delta_{12} = P_s \Delta \delta_{12} \quad (7.34)$$

ở đây P_s là hệ số góc của đường cong góc công suất tại thời điểm khảo sát ban đầu; $\delta_{120} = \delta_{10} - \delta_{20}$; $\Delta \delta_{12} = \Delta \delta_1 - \Delta \delta_2$. P_s được xem như là hệ số công suất đồng bộ hóa (synchronizing power coefficient) và được xác định như sau:

$$P_s = \left. \frac{dP_{12}}{d\delta_{12}} \right|_{\delta_{120}} = \frac{|E_1||E_2|}{X_{12}} \cos(\Delta \delta_{120}) \quad (7.35)$$

Chúng ta biết rằng độ lớn và chiều của dòng công suất truyền tải qua đường dây liên kết phụ thuộc vào công suất tại hai đầu đường dây hay cũng chính là góc công suất tại đó. Nếu $\Delta \delta_1 > \Delta \delta_2$ thì công suất sẽ truyền từ khu vực 1 sang khu vực 2 và ngược lại. Sơ đồ khối đại diện cho hai vùng với hệ thống LFC chứa các vòng lặp sơ cấp được minh họa như hình 7.22.



Hình 7.22: Sơ đồ hệ thống hai khu vực với bộ LFC nguyên thủy

Chúng ta xem xét trường hợp tại khu vực 1 có một sự thay đổi tải ΔP_{L1} và ở trạng thái ổn định tĩnh, độ lệch tần số tại hai khu vực là như nhau. Nghĩa là: $\Delta\omega_1 = \Delta\omega_2 = \Delta\omega_{ss}$ và

$$\begin{aligned} \Delta P_{c1} - \Delta P_{12} - \Delta P_{L1} &= \Delta\omega_{ss} K_1 \\ \Delta P_{c2} + \Delta P_{12} &= \Delta\omega_{ss} K_2 \end{aligned} \quad (7.36)$$

Sự thay đổi công suất cơ được xác định theo đặc tính tốc độ của bộ điều tốc như sau:

$$\Delta P_{c1} = \frac{-\Delta\omega_{ss}}{R_1}; \quad \Delta P_{c2} = \frac{-\Delta\omega_{ss}}{R_2} \quad (7.37)$$

Thay phương trình (7.37) và phương trình (7.36) ta được:

$$\Delta\omega_{ss} = \frac{-\Delta P_{L1}}{\left(\frac{1}{R_1} + K_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + K_2\right)} \quad (7.38)$$

Nếu đặt $D_i = K_i + 1/R_i$ thì phương trình (7.38) được viết lại:

$$\Delta\omega_{ss} = \frac{-\Delta P_{L1}}{D_1 + D_2} \quad (7.39)$$

D_i được biết như là hệ số độ dốc tần số (frequency bias factors). Khi đó độ thay đổi công suất truyền giữa hai vùng được xác định như sau:

$$\Delta P_{12} = -\Delta P_{L1} \frac{D_2}{D_1 + D_2} \quad (7.40)$$

Ví dụ 7.4:

Một hệ thống tần số 50Hz hai khu vực được liên kết với nhau bằng đường dây với các thông số của mỗi vùng như sau:

Vùng 1: $S_{cb}=1000$ MVA; $K_1=0.5$; $R_1=0.04$; $H_1=4$; $\tau_{c1}=0.4$ (s); $\tau_{g1}=0.25$ (s)

Vùng 2: $S_{cb}=1000$ MVA; $K_2=1$; $R_2=0.05$; $H_2=5$; $\tau_{c2}=0.5$ (s); $\tau_{g2}=0.4$ (s)

Các máy phát vận hành song song ở chế độ bình thường với tần số định mức 50Hz; hệ số đồng bộ hóa được tính là 1.5 pu; độ thay đổi tải ở vùng 1 là $\Delta P_{L1}=180$ MW; chọn công suất cơ bản của toàn hệ thống là 1000 MVA.

- a) Xác định tần số ở trạng thái ổn định tĩnh mới
- b) Tìm độ lệch công suất truyền giữa hai vùng
- c) Dùng Matlab mô phỏng đáp ứng độ lệch tần số

Giải:

a) Độ lệch công suất tại vùng 1 tính trong hệ đơn vị tương đối là

$$\Delta P_{L1} = \frac{180}{1000} = 0.18 \text{ pu}$$

độ lệch tần số ở trạng thái tĩnh mới được xác định theo công thức (7.38) như sau:

$$\Delta\omega_{ss} = \frac{-\Delta P_{L1}}{\left(\frac{1}{R_1} + K_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + K_2\right)} = \frac{-0.18}{\left(\frac{1}{0.04} + 0.5\right) + \left(\frac{1}{0.05} + 1\right)} = -0.00387$$

pu

độ lệch tần số trong đơn vị Hz là:

$$\Delta f = 50(-0.00387) = -0.1935 \text{ Hz}$$

vậy tần số ở trạng thái ổn định mới là:

$$f = f_0 + \Delta f = 50 - 0.1935 = 49.8065 \text{ Hz}$$

Lúc này lượng công suất tăng tăng trong mỗi khu vực được xác định theo công thức (7.37) tương ứng là:

$$\Delta P_{c1} = \frac{-\Delta\omega_{ss}}{R_1} = \frac{0.00387}{0.04} = 0.09675 \text{ pu} = 96.75 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{c2} = \frac{-\Delta\omega_{ss}}{R_2} = \frac{0.00387}{0.05} = 0.0774 \text{ pu} = 77.4 \text{ MW}$$

Nhận thấy rằng, tổng công suất phát của các máy phát (96.75+77.4=174.15 MW) nhỏ hơn công suất nhu cầu tải tăng (180 MW); điều này là do sự thay đổi công suất nhu cầu do tần số giảm. Độ giảm công suất tại mỗi khu vực do giảm tần số được xác định tương tự ví dụ 7.2 ($\Delta\omega_{ss}K_1 = -0.00387 \cdot 0.5 = -0.001935 \text{ pu} = -1.935 \text{ MW}$; $\Delta\omega_{ss}K_2 = -0.00387 \cdot 1 = -0.00387 \text{ pu} = -3.87 \text{ MW}$).

Độ thay đổi công suất truyền được xác định theo công thức (7.40)

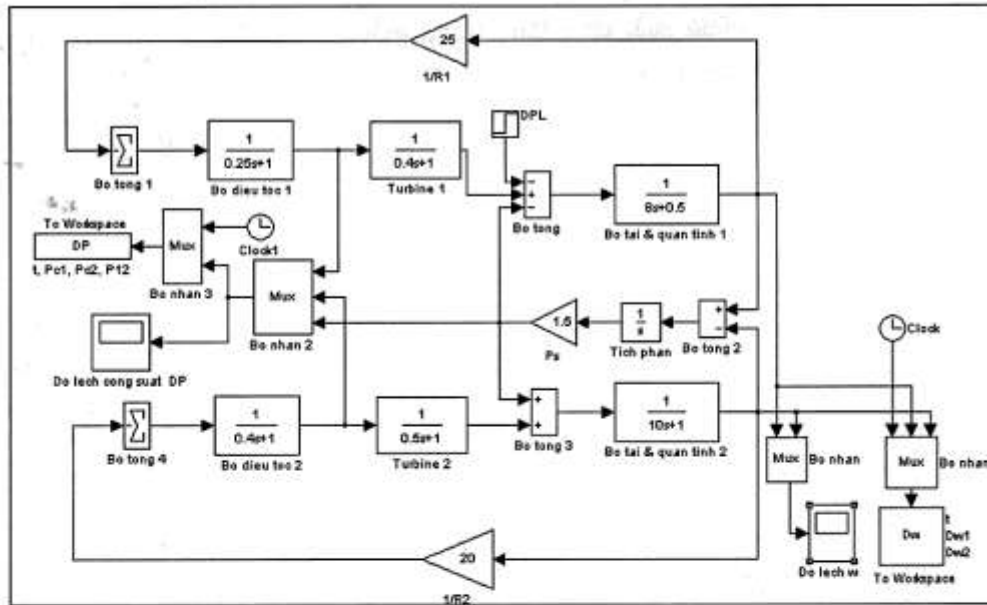
$$\Delta P_{12} = -\Delta P_{L1} \frac{D_2}{D_1 + D_2} = \Delta\omega_{ss} D_2 = -0.00387 \cdot (K_2 + 1/R_2) = -0.08127 \text{ pu} = -81.27$$

MW

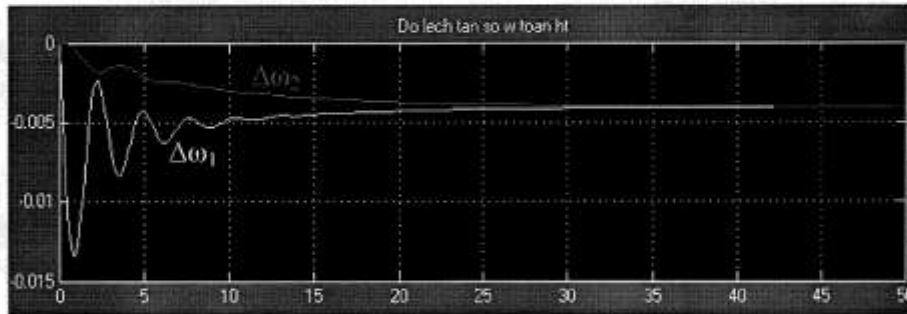
Điều này có nghĩa là 81.27 MW công suất chảy từ vùng 2 sang vùng 1; máy phát ở vùng 2 phát thêm 77.4 MW và vùng hai tăng 3.87 MW do tần số được phục hồi.

b) Sơ đồ mô phỏng trong Matlab được minh họa như hình 7.23. Kết quả mô phỏng đáp ứng độ lệch tần số được minh họa ở hình 7.24. Kết quả mô phỏng độ lệch công suất như hình 7.25.

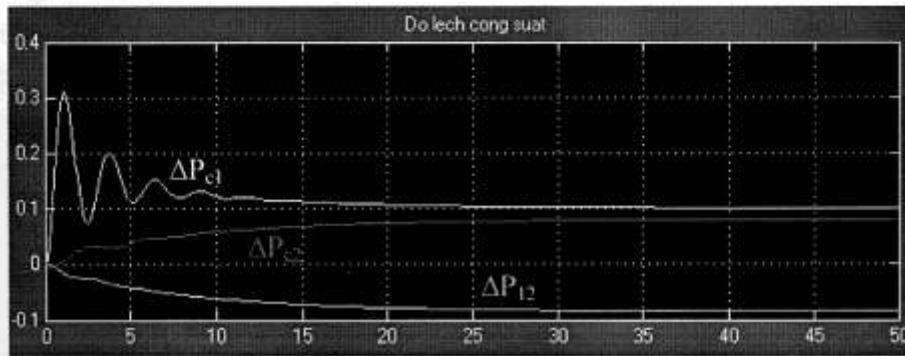
Từ kết quả ví dụ 7.4 nhận thấy rằng, nếu hệ thống LFC được trang bị vòng lặp điều khiển sơ cấp cơ bản thì khi công suất ở khu vực 1 thay đổi được bù đắp bởi việc tăng công suất phát tại cả hai khu vực, làm thay đổi công suất liên kết giữa hai khu vực và tần số vận hành giảm. Tuy nhiên, trong điều khiển vận hành bình thường ở trạng thái tĩnh, một số hệ thống phải yêu cầu duy trì tần số ổn định. Khi đó, giải pháp đơn giản nhất trong bài toán vận hành là: duy trì tần số ở điều khiển vận hành bình thường, duy trì lượng công suất chảy qua đường dây liên kết cho tất cả các bài toán điều độ và mỗi khu vực phải tự đáp ứng độ thay đổi tải của mình.



Hình 7.23: Sơ đồ mô phỏng trong Matlab cho ví dụ 7.4



Hình 7.24: Kết quả mô phỏng đáp ứng độ lệch tần số cho ví dụ 7.4



Hình 7.25: Kết quả mô phỏng đáp ứng độ lệch công suất cho ví dụ 7.4

Thường thì để thực hiện điều này, bộ LFC được điều khiển bằng độ dốc kết nối (tie-line bias control); ở đây mỗi khu vực có khuynh hướng giảm sai số điều khiển vùng (area control error – ACE) về zero. Sai số điều khiển vùng bao gồm sai số kết nối và sai số tần số. Hay viết dưới dạng biểu thức là:

$$ACE_i = \sum_{j=1}^n \Delta P_{ij} + B_i \Delta \omega_i \quad (7.41)$$

ở đây B_i được xem như là lượng tương tác giữa các khu vực lân cận trong suốt thời gian không cân bằng. Một cách tổng quát tất cả các thông số sẽ đạt được khi B_i được lấy bằng hệ số độ dốc tần số (D_i). Khi đó, các giá trị sai số điều khiển vùng cho hai khu vực được xác định như sau:

$$\begin{aligned} ACE_1 &= \Delta P_{12} + D_1 \Delta \omega_1 \\ ACE_2 &= \Delta P_{21} + D_1 \Delta \omega_2 \end{aligned} \quad (7.42)$$

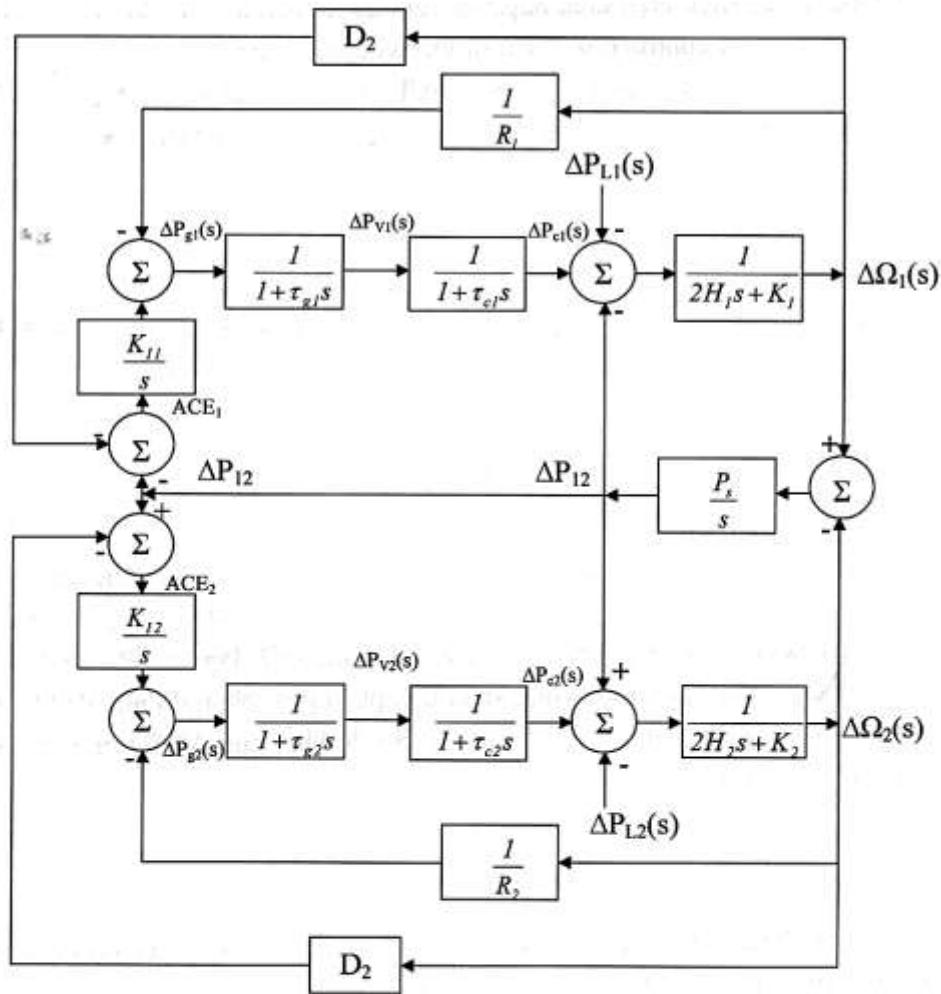
ở đây ΔP_{12} và ΔP_{21} được xuất phát từ bài toán điều độ trao đổi công suất; giá trị sai số điều khiển vùng được sử dụng như là tín hiệu để thay đổi giá trị công suất đặt chuẩn ban đầu và khi trạng thái tĩnh được thiết lập thì ΔP_{12} và $\Delta \omega$ sẽ bằng không. Hằng số độ lợi trong khâu tích phân phải chọn đủ nhỏ để không làm thay đổi phương thức của mỗi vùng. Sơ đồ khối của AGC trong trường hợp này được minh họa như hình 7.26.

Ví dụ 7.5:

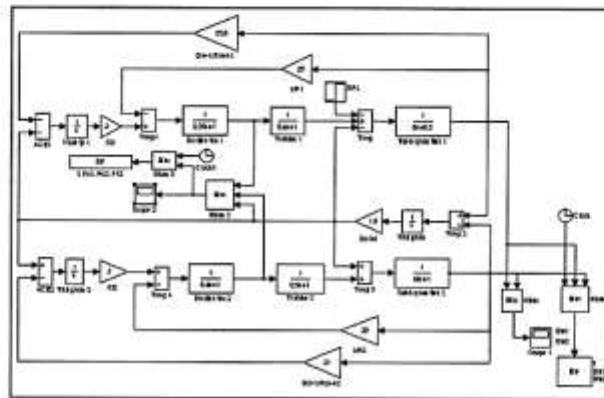
Mô phỏng lại ví dụ 7.4 với mô hình hệ thống hai khu vực có sử dụng sai số điều khiển vùng. Giả thiết cho $K_{11}=K_{12}=0.25$.

Giải:

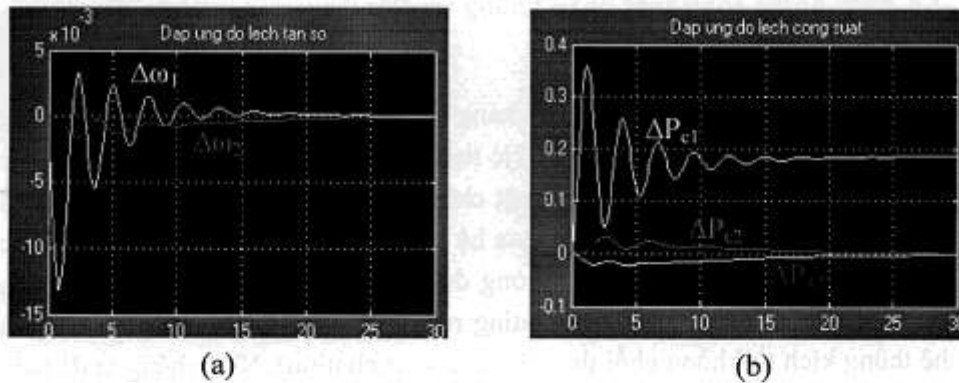
Sơ đồ mô hình mô phỏng trong simulink được xây dựng như hình 7.27. Kết quả mô phỏng ta được dạng đáp ứng của độ lệch tần số như hình 7.28.



Hình 7.26: Sơ đồ AGC cho hệ thống hai khu vực



Hình 7.27: Sơ đồ mô phỏng trong Matlab cho ví dụ 7.5



Hình 7.28: Kết quả mô phỏng AGC cho ví dụ 7.5

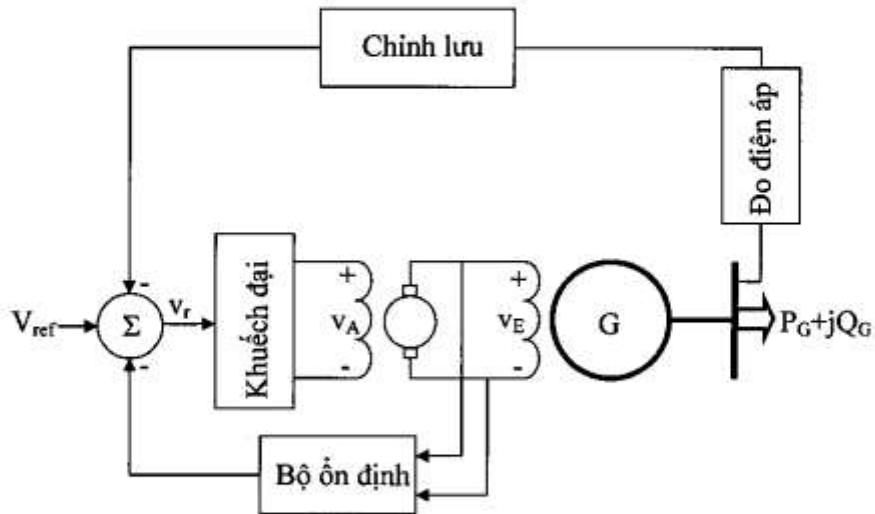
7.3.3. Tự động điều khiển công suất phát tối ưu

Bài toán điều độ tối ưu đã được khảo sát ở các chương trước; bài toán này có thể được thực hiện trong phạm vi của bộ LFC nếu hệ thống đơn giản. Tuy nhiên, ngày nay với sự phương trình của kỹ thuật điều khiển số trực tiếp bằng máy tính tốc độ cao, chúng ta có thể giải quyết bài toán cho từng tổ máy trong một hệ thống đa liên kết. Với công cụ này, chúng ta có thể so sánh và chỉnh định lại tập các giá trị cài đặt tối ưu trong vận hành từ kết quả của bài toán điều độ tối ưu hệ thống điện. Việc này có thể được thực hiện liên tục trong mỗi chu kỳ điều khiển lên lưới hay cắt máy phát ra khỏi lưới (thường là 1 giờ) hoặc là điều khiển trực tiếp đến từng máy phát để tăng hay giảm lượng công suất phát. Kỹ thuật điều khiển hiện đại cũng cho phép điều động công suất kết nối giữa các khu vực một cách tối ưu nhất (bài toán phân bố công suất tối ưu – OPF).

Với sự phát triển của lý thuyết điều khiển hiện đại, rất nhiều khái niệm về điều khiển đã được đưa ra trong đó có cả việc mở rộng bài toán tự động điều khiển công suất phát dựa trên điều khiển độ dốc kết nối đã khảo sát ở trên trong các khu vực động hay một hệ thống lớn hoàn chỉnh. Các lý thuyết điều khiển hiện đại được áp dụng trong trường hợp này bao gồm: bài toán đánh giá trạng thái (state estimation), tối ưu điều khiển sử dụng hệ thống hồi tiếp (feed-back), kỹ thuật điều khiển theo lý thuyết điều khiển ngẫu nhiên (stochastic)...

7.4. Điều khiển công suất phản kháng và điện áp

Điện áp và công suất phản kháng của máy phát được điều khiển thông qua hệ thống kích từ (excitation). Hệ thống kích từ trong các máy phát trước đây thường dùng máy phát điện một chiều đặt cùng trục với máy phát chính và cấp điện cho bộ kích từ thông qua hệ thống phiến góp-chổi than. Ngày các các hệ thống kích từ hiện đại thường được tạo nên từ máy phát xoay chiều thông qua bộ chỉnh lưu quay (rotating rectifier) và chúng được gọi chung là hệ thống kích từ không chổi than (brushless excitation). Như chúng ta đã biết, sự thay đổi công suất tác dụng sẽ làm ảnh hưởng cơ bản đến tần số của lưới điện còn sự thay đổi của công suất phản kháng phụ thuộc chủ yếu vào biên độ điện áp. Sự ảnh hưởng giữa điện áp và tần số trong điều khiển là rất nhỏ. Điều này cho phép chúng ta phân tích hai hệ thống điều khiển này riêng biệt nhau.



Hình 7.29: Sơ đồ khối của bộ AVR

Công suất phản kháng trong lưới điện được tạo ra chủ yếu từ máy phát đồng bộ và bộ tụ. Trong máy phát điện đồng bộ, công suất phản kháng được điều khiển bằng từ thông của cuộn kích từ. Điện áp trong lưới điện còn được điều khiển bổ sung thông qua hệ thống truyền tải như máy biến áp có đầu phân áp dưới tải, đóng cắt bộ tụ, bộ ổn định điện áp, thiết bị bù tĩnh (static var control equipment). Trong máy phát đồng bộ công suất phản kháng được điều

khởi bởi hệ thống tự động ổn định điện áp (automatic voltage regulator – AVR). Trong chương này chủ yếu chúng ta xem xét các giải pháp điều khiển cho bộ AVR. Nhiệm vụ cơ bản của bộ AVR là duy trì biên độ điện áp phát ở một giá trị chính định. Nguyên lý của bộ AVR được minh họa như hình 7.29.

Sự tăng công suất phản kháng của phụ tải đi kèm theo đó là sự giảm biên độ điện áp; điện áp được ghi nhận thông qua máy biến điện áp (TU). Điện áp này được chỉnh lưu và so sánh với giá trị đặt ban đầu. Sai số giữa điện áp phản hồi và điện áp đặt sẽ được khuếch đại và đưa tín hiệu điều khiển tăng từ thông cuộn kích từ ngoài. Từ đó làm cho dòng điện kích từ của máy phát tăng dẫn đến tăng sức điện động của máy phát. Công suất phản kháng phát ra của máy phát sẽ đạt tới giá trị cân bằng mới; điện áp đầu cực máy phát tăng lên giá trị mong muốn.

7.4.1. Mô hình toán của các khối trong bộ AVR

Trước hết chúng ta xem xét mô hình toán của bộ khuếch đại. Bộ khuếch đại được đặc trưng bởi hằng số độ lợi K_A và hằng số thời gian τ_A thông qua hàm truyền sau:

$$\frac{V_A(s)}{V_r(s)} = \frac{K_A}{1 + \tau_A s} \quad (7.43)$$

Với các bộ AVR thông dụng thì K_A có giá trị từ 10 đến 400; hằng số thời gian của bộ khuếch đại có giá trị rất nhỏ nằm trong khoảng 0.02 đến 0.1 giây và thường được bỏ qua.

Mô hình toán thứ hai mà chúng ta cần xem xét là mô hình của bộ kích từ. Có rất nhiều loại kích từ khác nhau. Tuy nhiên, với các máy phát hiện đại ngày nay, bộ kích từ thường dùng là bộ kích từ xoay chiều liên tục công suất lớn được chỉnh lưu có điều khiển bởi các SCR. Điện áp ngõ ra của máy phát kích từ v_E là hàm phi tuyến với điện áp kích thích ban đầu (field voltage) v_A . Điều này là do ảnh hưởng của mạch từ. Vì vậy, mối liên hệ giữa điện áp ngõ ra và ngõ vào của bộ kích từ là không đơn giản. Rất nhiều mô hình của bộ kích từ đã được đưa ra trong các tạp chí về điện - điện tử. Tuy nhiên, mô hình hiện đại phù hợp nhất là mô hình bộ kích từ tuyến tính. Với bộ này thông số quan trọng nhất là hằng số thời gian; các thông số phi tuyến có thể được bỏ qua. Trong trường hợp đơn giản nhất, hàm truyền của bộ kích từ cho máy

phát kích từ có thể được đại diện bởi hằng số thời gian τ_E và độ lợi K_E và được minh họa như sau:

$$\frac{V_E(s)}{V_A(s)} = \frac{K_E}{1 + \tau_E s} \quad (7.44)$$

Trong công thức (7.44) hằng số thời gian thường rất nhỏ.

Đối tượng của bộ AVR là máy phát điện; nên chúng ta phải xem xét mô hình máy phát trong trường hợp này. Sức điện động được tạo ra trong máy phát là hàm của đường cong từ hóa và điện áp ra của nó phụ thuộc vào tải của chúng. Trong mô hình tuyến tính, hàm truyền đạt thể hiện mối liên hệ giữa điện áp ra $V_i(s)$ của máy phát với điện áp ngõ vào của cuộn kích từ được đại diện bởi hằng số độ lợi K_G , hằng số thời gian τ_G như sau:

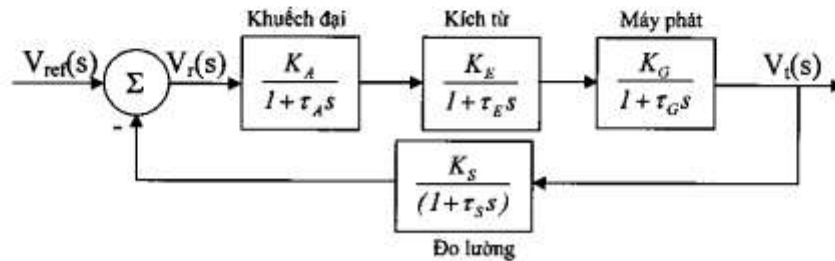
$$\frac{V_i(s)}{V_E(s)} = \frac{K_G}{1 + \tau_G s} \quad (7.45)$$

Trong công thức (7.45) K_G , τ_G phụ thuộc vào điều kiện tải; K_G có giá trị giữa 0.7 đến 1 và τ_G có giá trị từ 1 đến 2 giây khi tải từ giá trị 100% định mức đến không tải.

Khối đo điện áp cũng được mô tả bằng mô hình toán; thiết bị đo ở đây là các biến điện áp (TU). Điện áp sau khi ra TU sẽ được đưa đến bộ chỉnh lưu cầu. Hàm truyền đạt đơn giản nhất của khâu này được mô tả như sau:

$$\frac{V_s(s)}{V_i(s)} = \frac{K_s}{1 + \tau_s s} \quad (7.46)$$

ở đây: V_{do} là điện áp đo được sau khi qua TU và bộ chỉnh lưu; τ_{do} có giá trị rất nhỏ (thường nằm trong khoảng 0.01 đến 0.06 giây). Với tất cả các khâu đã được mô tả ta có sơ đồ khối của một bộ AVR được minh họa như hình 7.29.



Hình 7.30: Sơ đồ khối của bộ AVR

Hàm truyền đạt vòng hở cho bộ AVR được viết từ sơ đồ khối hình 7.30 như sau:

$$AG(s)H(s) = \frac{K_A K_E K_G K_S}{(1 + \tau_A s)(1 + \tau_E s)(1 + \tau_G s)(1 + \tau_S s)} \quad (7.47)$$

Hàm truyền đạt vòng kín thể hiện mối liên hệ giữa điện áp ngõ ra V_t và điện áp đặt V_{ref} được thể hiện như sau:

$$\frac{V_t(s)}{V_{ref}(s)} = \frac{K_A K_E K_G (1 + \tau_S s)}{(1 + \tau_A s)(1 + \tau_E s)(1 + \tau_G s)(1 + \tau_S s) + K_A K_E K_G K_S} \quad (7.48)$$

Nếu giá trị điện áp đặt ngõ vào có dạng $V_{ref}(s) = \frac{1}{s}$ thì đáp ứng ở trạng thái tĩnh của điện áp ngõ ra được xác định như sau:

$$V_{tss} = \lim_{s \rightarrow 0} s V_t(s) = \frac{K_A}{1 + K_A} \quad (7.49)$$

Ví dụ 7.6:

Một bộ AVR có các thông số cho như trong sơ đồ hình 7.30; với các thông số được cho như sau: $K_E=K_G=K_S=1$; $\tau_A=0.1$; $\tau_E=0.25$; $\tau_G=1$; $\tau_S=0.05$.

- Tìm K_A để hệ thống điều khiển ổn định.
- Dùng matlab để vẽ quỹ đạo nghiệm số.
- Cho $K_A=5$; hãy tìm đáp ứng ở trạng thái tĩnh; vẽ đồ thị minh họa trong matlab.
- Dùng Simulink để mô phỏng bộ AVR trên.

Giải:

Với các thông số như giả thiết, thay vào phương trình hàm truyền đạt vòng hở (7.47) ta được:

$$\begin{aligned} AG(s)H(s) &= \frac{K_A}{(1 + 0.1s)(1 + 0.25s)(1 + s)(1 + 0.05s)} \\ &= \frac{800K_A}{(10 + s)(4 + s)(1 + s)(20 + s)} \\ &= \frac{800K_A}{800 + 1120s + 354s^2 + 35s^3 + s^4} \end{aligned}$$

a) Phương trình đặc tính có dạng:

$$1 + \frac{800K_A}{800 + 1120s + 354s^2 + 35s^3 + s^4} = 0$$

Hay $s^4 + 35s^3 + 354s^2 + 1120s + 800K_A + 800 = 0$

Sử dụng tiêu chuẩn Routh-Hurwitz ta lập bảng như sau:

s^4	1	354	$800K_A + 800$
s^3	35	1120	0
s^2	322	$800K_A + 800$	0
s^1	$1033.043 - 86.9565K_A$	0	0
s^0	$800K_A + 800$	0	0

từ kết quả bảng trên; ta thấy để hệ thống ổn định thì $1033.043 - 86.9565K_A > 0$ và $800K_A + 800 > 0$; với $K_A > 0$ ta có được giá trị K_A cần tìm là $K_A < 11.88$. Với $K_A = 11.88$ thay vào hàng s^2 ta được phương trình hỗ trợ có dạng:

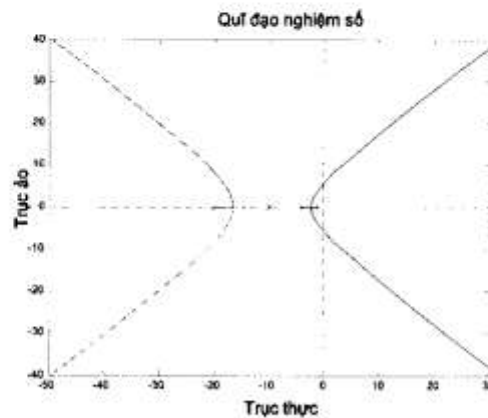
$$322s^2 + 10304 = 0$$

Hay $s = \pm j5.6568$. Nghĩa là với $K_A = 11.88$ ta có một cặp cực trên trục ảo $j\omega$ và hệ thống chỉ ổn định trong giới hạn này.

b) Chúng ta sử dụng hàm **rlocus**(num, den) trong matlab với các thông số nhập như sau:

$$\text{num}=6400; \text{den}=[1 \ 35 \ 354 \ 1120 \ 800];$$

sau khi vẽ ta được dạng quỹ đạo nghiệm số như hình 7.31.



Hình 7.31: Quỹ đạo nghiệm số của ví dụ 7.6

Từ hình vẽ của quỹ đạo nghiệm số, ta xác định được cặp nghiệm (là giao điểm giữa quỹ đạo và trục ảo). Thay giá trị cặp nghiệm vào phương trình đặc tính và cân bằng phần thực ta được tìm được $K_A = 11.88$.

c) Hàm truyền vòng kín của hệ thống có dạng như công thức (7.48), với các giá trị cho như giả thiết ta được:

$$\begin{aligned} \frac{V_i(s)}{V_{ref}(s)} &= \frac{K_A K_E K_G (1 + \tau_S s)}{(1 + \tau_A s)(1 + \tau_E s)(1 + \tau_G s)(1 + \tau_S s) + K_A K_E K_G K_S} \\ \therefore \frac{V_i(s)}{V_{ref}(s)} &= \frac{40 K_A (20 + s)}{s^4 + 35s^3 + 354s^2 + 1120s + 800 K_A + 800} \\ &= \frac{40 K_A s + 800 K_A}{s^4 + 35s^3 + 354s^2 + 1120s + 800 + 800 K_A} \end{aligned}$$

Đáp ứng điện áp của máy phát ở trạng thái tĩnh khi $K_A=5$ là:

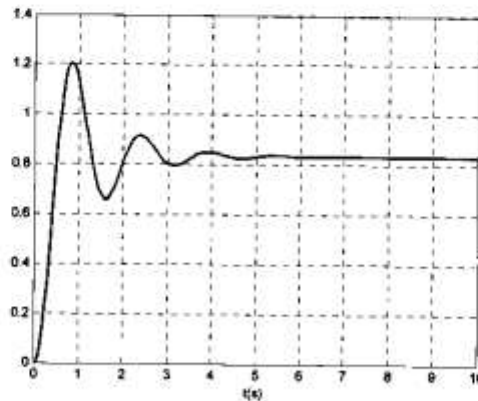
$$V_{tss} = \lim_{s \rightarrow 0} s V_i(s) = \frac{K_A}{1 + K_A} = \frac{5}{6} = 0.8333$$

Nhận thấy rằng, để giảm sai số tĩnh thì phải tăng giá trị độ lợi của khâu khuếch đại (tuy nhiên phải nằm trong giới hạn ổn định của hệ thống).

Để vẽ đáp ứng trong miền thời gian khi $K_A=11$ chúng ta sử dụng một đoạn chương trình Matlab như ví dụ 7.3 với các giá trị cần nhập là:

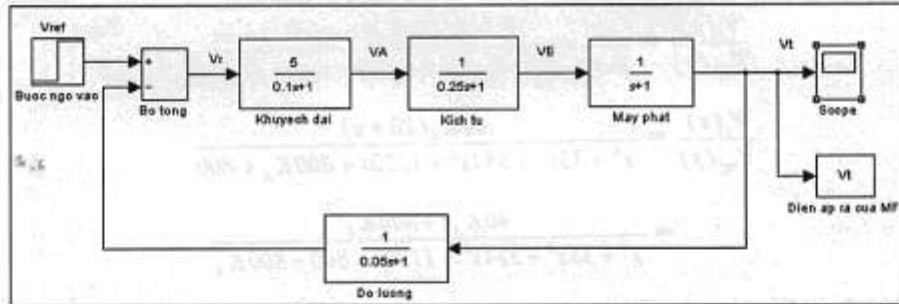
```
KA=5; numc=KA*40*[1 20];
denc=[1 35 354 1120 800+800*KA]
```

kết quả vẽ được đồ thị đáp ứng như hình 7.32.



Hình 7.32: Đáp ứng điện áp trong ví dụ 7.6

d) Sơ đồ mô phỏng trong Simulink được thiết lập như hình 7.33.



Hình 7.33: Sơ đồ mô phỏng cho ví dụ 7.6

Kết quả mô phỏng đáp ứng điện áp ngõ ra của máy phát được minh họa như hình 7.34.



Hình 7.34: Đáp ứng điện áp phát từ kết quả mô phỏng

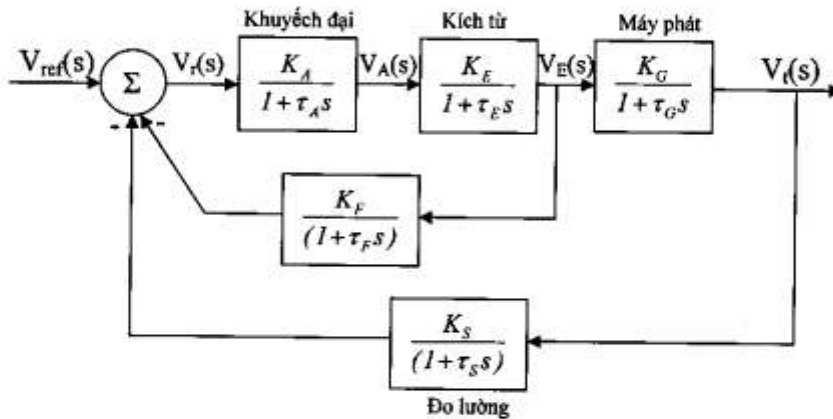
7.4.2. Bộ AVR cải tiến

Trong ví dụ 7.6 ta thấy tốc độ đáp ứng của bộ AVR sẽ rất chậm khi hệ số độ lợi của khâu khuếch đại càng lớn. Đặc biệt, khi giá trị độ lợi này lớn hơn giới hạn ổn định thì bộ điều khiển sẽ không hội tụ. Điều này không thể chấp nhận được trong bộ điều khiển máy phát. Vấn đề này đặt ra yêu cầu là

chúng ta phải tăng tốc độ ổn định của bộ điều khiển. Có nhiều giải pháp được đưa ra; chúng ta lần lượt xem xét từng trường hợp cụ thể.

7.4.2.1. Tạo khâu hồi tiếp cho bộ kích từ

Trường hợp này đã được đề cập (là bộ ổn định) trong hình 7.29. Ở đây chúng ta gắn thêm khâu hồi tiếp từ ngõ ra của bộ kích từ về giá trị điện áp đặt ban đầu. Khâu hồi tiếp này có vai trò như bộ ổn định (stabilizer). Khi đó sơ đồ khối của bộ AVR được minh họa như hình 7.35.



Hình 7.35: Sơ đồ khối của bộ AVR có khâu hồi tiếp

Hàm truyền đạt vòng kín trong trường hợp này được xác định như sau:

$$\frac{V_t(s)}{V_{ref}(s)} = \frac{\frac{K_E}{K_F K_S} (1 + \tau_F s)(1 + \tau_S s)}{X(s) + \frac{K_E}{K_G K_S} (1 + \tau_G s)(1 + \tau_S s) + \frac{K_E}{K_F} (1 + \tau_F s)} \quad (7.50)$$

với : $K_\Sigma = K_A K_E K_G K_F K_S$

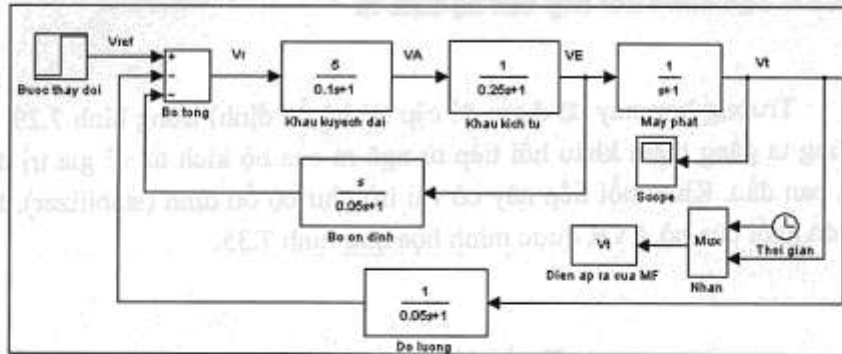
$$X(s) = (1 + \tau_A s)(1 + \tau_E s)(1 + \tau_G s)(1 + \tau_F s)(1 + \tau_S s)$$

Ví dụ 7.7:

Làm lại câu d của ví dụ 7.6 trong trường hợp có khâu hồi tiếp với $\tau_F = 0.05$ giây; $K_F = 1$.

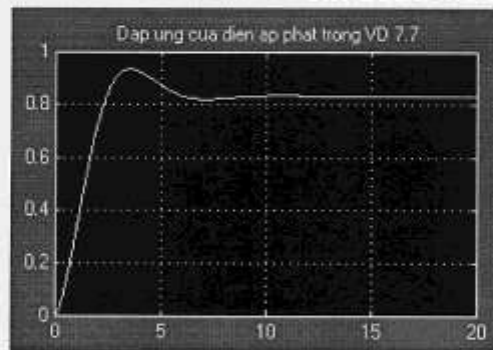
Giải:

Từ sơ đồ hình 7.35 ta xây dựng sơ đồ mô phỏng trong Matlab như hình 7.36.



Hình 7.36: Sơ đồ mô phỏng cho ví dụ 7.7

Kết quả mô phỏng như hình 7.37.



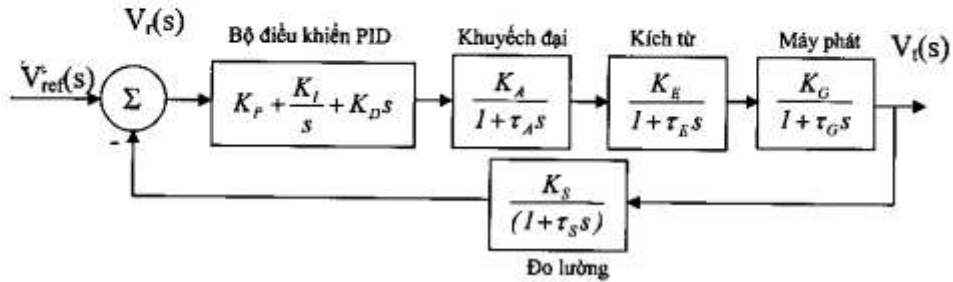
Hình 7.37: Kết quả mô phỏng cho ví dụ 7.7

7.4.2.2. Tạo thêm khâu PID cho bộ kích từ

PID (Proportional Integral Derivative) là một trong các bộ điều khiển được sử dụng khá phổ biến hiện nay. Bộ điều khiển PID được dùng để cải thiện đáp ứng động, khử sai số ở trạng thái tĩnh. Hàm truyền đạt của bộ điều khiển PID được cho dưới dạng:

$$G_{PID}(s) = K_P + \frac{K_I}{s} + K_D s \quad (7.51)$$

Khi đó sơ đồ khối của bộ AVR được xây dựng như hình 7.38.



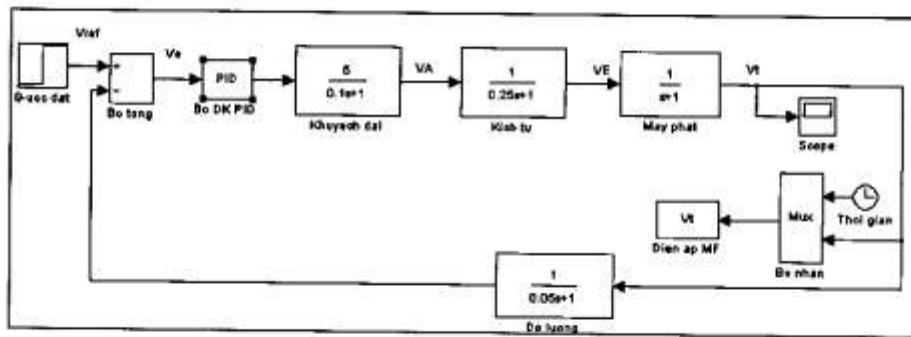
Hình 7.38: Sơ đồ khối của bộ AVR với khâu PID

Ví dụ 7.8:

Giải lại câu d trong ví dụ 7.6 với khâu PID được nối tiếp vào bộ kích từ. với $K_P=1$; $K_I=0.3$; $K_D=0.35$.

Giải:

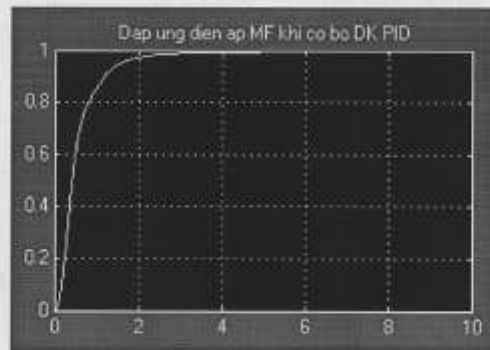
Sơ đồ khối trong Matlab được xây dựng như hình 7.39.



Hình 7.39: Sơ đồ khối trong Simulink của ví dụ 7.8

Kết quả mô phỏng như hình 7.40. Từ kết quả của ba ví dụ 7.6; 7.7 và 7.8 ta nhận thấy rằng khi dùng bộ điều khiển PID trong bộ AVR thì chất lượng của bộ này tăng lên đáng kể. Cụ thể là thời gian đáp ứng nhanh, sai số ở trạng thái tĩnh nhỏ. Tuy nhiên, một vấn đề cần lưu ý là chất lượng của một bộ điều

khiển tổng quát còn phụ thuộc vào các thông số được cài đặt bên trong nó. Việc xác định bộ các thông số này là tương đối phức tạp. Tùy thuộc vào từng đối tượng điều khiển cụ thể mà chúng ta có thể thử nghiệm để tìm ra bộ thông số tối ưu.



Hình 7.40: Kết quả mô phỏng của ví dụ 7.8

7.4.3. AVR tích hợp trong AGC

Trước đây chúng ta xem xét hai hệ thống điều khiển tần số tải (LFC) và tự động điều chỉnh điện áp (AVR) độc lập nhau. Tuy nhiên chúng ta cũng có thể xem xét kết hợp bộ AVR và trong hệ thống AGC tuyến tính. Xuất phát từ phương trình (7.33) ta nhận thấy rằng lượng thay đổi nhỏ của công suất thực được xác định bằng tích số của hệ số công suất đồng bộ hóa (P_s) và độ thay đổi góc công suất $\Delta\delta$. Nếu kể đến sự thay đổi rất nhỏ do điện áp thì chúng ta có thể viết:

$$\Delta P_d = P_s \Delta\delta + K_{pe} E' \quad (7.52)$$

ở đây K_{pe} là độ thay đổi nhỏ công suất điện do thay đổi nhỏ của sức điện động rotor. Và nếu ta kể đến ảnh hưởng nhỏ của góc công suất lên điện áp ngõ ra của máy phát thì:

$$\Delta V_t = K_{vr} \Delta\delta + K_{vs} E' \quad (7.53)$$

ở đây: K_{vr} là hệ số thể hiện sự thay đổi nhỏ của điện áp ngoài do sự thay đổi nhỏ của góc công suất δ ; K_{vs} là hệ số thể hiện sự thay đổi nhỏ của điện áp ngoài do sự thay đổi nhỏ của sức điện động stator khi góc công suất là hằng

số. Cuối cùng hàm truyền đạt của từ trường máy phát theo sự thay đổi của góc công suất và sức điện động stator được thiết lập như sau:

$$E' = \frac{K_G}{1 + \tau_G} (V_f - K_{TD} \Delta \delta) \quad (7.54)$$

Thông số trong các phương trình trên phụ thuộc vào thông số của mạng điện và điều kiện vận hành. Tuy nhiên, để đảm bảo hệ thống ổn định thì K_{pe} , K_{TD} và K_{vs} phải dương; K_{vr} có thể âm. Sơ đồ hệ thống tổng hợp của hệ thống AGC kết hợp với bộ AVR có thể được minh họa như hình 7.40 trong ví dụ 7.9.

Ví dụ 7.9:

Một máy phát điện cách ly với các thông số được xác định như bảng 7.1. Tải thay đổi 1% khi tần số thay đổi 1%; hệ số $P_s=1.5$; hệ số $K_{vs}=0.4$; $K_{pe}=0.1$; $K_{TD}=1.2$; $K_{vr}=-0.1$; $K_f=5$. Dùng Simulink mô phỏng để có được độ lệch tần số và đáp ứng điện áp ngoài khi tải thay đổi 0.15pu.

Stt	Tên các khối	Độ lợi	Hằng số thời gian
1	Turbine	$K_T=1$	$\tau_T=0.4$
2	Bộ điều tốc	$K_g=1$	$\tau_g=0.25$
3	Bộ khuếch đại	$K_A=5$	$\tau_A=0.1$
4	Bộ kích từ	$K_E=1$	$\tau_E=0.25$
5	Máy phát	$K_G=1$	$\tau_G=1.5$
6	Khối đo lường	$K_S=1$	$T_S=0.05$
7	Quán tính	$H=4$	
8	Hệ số ổn định	$R=0.05$	

Bảng 7.1: Thông số cho ví dụ 7.9

Giải

Sơ đồ mô phỏng trong Matlab được thiết lập như hình 7.41.

- Dùng tiêu chuẩn Routh-Hurwitz, hãy tìm khoảng thay đổi của R để điều khiển ổn định hệ thống.
- Giả thiết R được cài đặt với giá trị $0.06pu$; turbine có công suất định mức $400MW$ ở tần số bình thường là $50Hz$. Tải thay đổi với bước $\Delta P_L=0.15pu$. Tìm độ lệch tần số ở trạng thái tĩnh; sử dụng Matlab để được thông số trong miền thời gian và đáp ứng độ lệch tần số.
- Sử dụng Matlab để mô phỏng kết quả ở câu c.

Bài tập 7.2: Một máy phát công suất định mức $200 MW$, tần số $50 Hz$. Độ ổn định tốc độ (hệ số độ dốc điều chỉnh tốc độ) $R=5\%$. Khi tần số giảm xuống 49.5 thì lượng công suất tăng lên của turbine máy phát là bao nhiêu.

Bài tập 7.3: Hai máy phát công suất định mức $200 MW$ và $400 MW$, tần số $50 Hz$. Độ ổn định tốc độ (hệ số độ dốc điều chỉnh tốc độ) tương ứng là $R_1=5\%$; $R_2=5.5\%$ khi công suất phát từ không tải đến đầy tải. Hai máy phát cùng phát vào một tải có công suất $500 MW$. Xác định lượng công suất thay đổi của mỗi tổ máy khi công suất tải giảm $100 MW$.

Bài tập 7.4: Hai máy phát công suất định mức $400 MW$ và $800 MW$ cùng cung cấp cho một khu vực cách ly tần số $50 Hz$. Độ ổn định tốc độ (hệ số độ dốc điều chỉnh tốc độ) tương ứng là $R_1=5\%$; $R_2=6\%$ khi công suất phát từ không tải đến đầy tải. Hai máy phát cùng phát vào một tải có công suất $700 MW$. Máy phát một chịu tải $200 MW$, máy phát hai $500 MW$ đều ở tần số định mức. Khi tải tăng $150 MW$

- Xác định độ lệch tần số ở trạng thái tĩnh và lượng công suất phát mới của mỗi tổ máy. Giả thiết không có sự thay đổi tần số phụ thuộc vào tải ($K=0$).
- Khi tải thay đổi 0.8% ứng với sự thay đổi tần số là 1% . Xác định độ lệch tần số ở trạng thái tĩnh và lượng công suất phát mới của mỗi tổ máy.

Bài tập 7.5: Một hệ thống tần số $50Hz$ hai khu vực được liên kết với nhau bằng đường dây với các thông số của mỗi vùng như sau:

Vùng 1: $S_{cb}=1000$ MVA; $K_1=0.5$; $R_1=0.05$; $H_1=5$; $\tau_{e1}=0.2$ (s); $\tau_{g1}=0.25$ (s)

Vùng 2: $S_{cb}=1000$ MVA; $K_2=0.75$; $R_2=0.06$; $H_2=6$; $\tau_{e2}=0.4$ (s); $\tau_{g2}=0.5$ (s)

Các máy phát vận hành song song ở chế độ bình thường với tần số định mức 50Hz; độ thay đổi tải ở vùng 1 là $\Delta P_{L1}=200$ MW; chọn công suất cơ bản của toàn hệ thống là 1000 MVA.

- Xác định tần số ở trạng thái ổn định tĩnh mới
- Xác định độ thay đổi công suất cơ của mỗi tổ máy.
- Tìm độ lệch công suất truyền giữa hai vùng

Bài tập 7.6: Chứng minh lại công thức (7.39) và (7.40) khi công suất tại vùng 2 thay đổi một lượng ΔP_{L2} .

Bài tập 7.8: Chứng minh lại công thức (7.39) và (7.40) khi công suất tại cả hai vùng 1 và 2 thay đổi một lượng tương ứng là ΔP_{L1} và ΔP_{L2} .

Bài tập 7.9: Một bộ AVR có các thông số cho như trong sơ đồ hình 7.30; với các thông số được cho như sau: $K_E=K_G=K_S=1$; $\tau_A=0.2$; $\tau_E=0.25$; $\tau_G=1$; $\tau_S=0.04$.

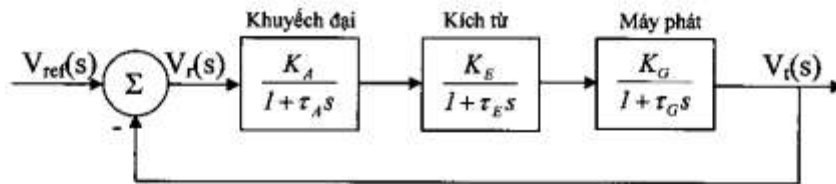
- Tìm K_A để hệ thống điều khiển ổn định.
- Cho $K_A=5$; hãy tìm đáp ứng ở trạng thái tĩnh; vẽ đồ thị minh họa trong matlab.

Bài tập 7.10: Xây dựng hàm truyền đạt vòng kín cho sơ đồ khối hình 7.38. Áp dụng khi các thông số cho như ví dụ 7.8.

Bài tập 7.11: Làm lại bài 7.9 khi $K_S=1$; $\tau_S=0$.

Bài tập 7.12: Tìm dạng tường minh trong công thức (7.50) với các giả thiết cho trong ví dụ 7.7.

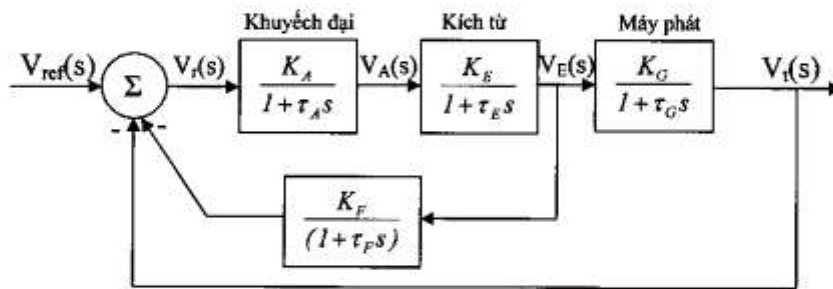
Bài tập 7.13: Cho sơ đồ khối của bộ AVR đơn giản như hình 7.43.



Hình 7.43: Sơ đồ khối của bộ AVR cho bài tập 7.10

- Tìm hàm truyền đạt vòng kín
- Áp dụng với $K_A=40$; $\tau_A=0.05$; $K_E=1$; $\tau_E=0.5$; $K_G=0.8$; $\tau_G=1$.

Bài tập 7.14: Cho sơ đồ khối của bộ AVR đơn giản như hình 7.44.



Hình 7.44: Sơ đồ khối của bộ AVR trong bài tập 7.11

- Tìm hàm truyền đạt vòng kín
- Áp dụng với $K_A=40$; $\tau_A=0.05$; $K_E=1$; $\tau_E=0.5$; $K_G=0.8$; $\tau_G=1$; $K_F=0.1$; $\tau_F=0.05$.

PHỤ LỤC

CHƯƠNG TRÌNH MATLAB

P1.1. Chương trình Matlab cho chương 1

```
[Chapter1ex1]
-----% CHUONG TRINH XAC DINH CAC THAM SO TRONG DUONG CONG CHI PHI
clear all;
mtP=[60 70 80 90 100];
D1=0;
D2=D1; D3=D1; D4=D1; C2=D1; C3=D1;
n=max(size(mtP));
mtP=mtP';
mtC=[1000 1071.5 1144 1217.5 1292];
%mtC=mtC';
D1=sum(mtP);
C1=sum(mtC);
for k=1:n
    tam1=mtP(k)*mtP(k);
    D2=tam1+D2;
    tam2=mtP(k)*mtP(k)*mtP(k);
    D3=tam2+D3;
    tam3=mtP(k)*mtP(k)*mtP(k)*mtP(k);
    D4=tam3+D4;
    tamc=mtP(k)*mtC(k);
    C2=C2+tamc;
    tamcc=mtC(k)*mtP(k)*mtP(k);
    C3=tamcc+C3;
end
MT=[D2 D3 D4
     D1 D2 D3
     n D1 D2];
MT=MT';
DT=[C1 C2 C3];
DT=DT';
A=inv(MT)*DT;
hs_a=A(3)
hs_b=A(2)
hs_c=A(1)
-----
```

```
[Chapter1ex2]
-----
H=[2 1 0
   1 4 1
   0 1 6]
A=[5
   10
   20]
X=inv(H)*A
eig(H)
minf=X(1)^2+2*X(2)^2+3*X(3)^2+X(1)*X(2)+X(2)*X(3)-5*X(1)-10*X(2)-
20*X(3)+100
E=[1 1 1];
E=E';
B=[1 0 0
   0 1 0
   0 0 1];
-----
```

[Chapter1ex3]

```

-----
clear all;
% Dung ma tran hessian
lamda1=1;
lamda2=-3;
H1=[2+2*lamda1 0
    0 2+2*lamda1]
eig(H1)
H2=[2+2*lamda2 0
    0 2+2*lamda2]
eig(H2)
% Giai lap su dung phuong phap lap Newton
sll = 0; % Solan lap
Df = 10; % Gia tri sai so gioi han
Lambda = input('Nhap vao gia tri uoc luong ban dau cua Lambda = ');
fprintf('\n ')
disp([' Iter Df J DLambda Lambda' ...
      ' x y'])
while abs(Df) >= 0.0001 % Kiem tra dieu kien sai so
sll = sll + 1; % Tang so lan lap
x = 8*Lambda/(Lambda + 1);
y = 6*Lambda/(Lambda + 1);
Df = (x- 8)^2 + (y - 6)^2 - 25; % So gia -sai so cua
delta f
J = -200/(Lambda + 1)^3; % Dao ham cap 2 thep
lamda
Delambda =-Df/J; % Tinh delta lamda
disp([sll, Df, J, Delambda, Lambda, x, y])
Lambda = Lambda + Delambda; % Cap nhat lamda
end
-----

```

[Chapter1ex4]

```

-----
%Hinh ve minh hoa cho vi du 1.3

wt=0:.01:2*pi;
z =8+j*6+ 5*(cos(wt) + j*sin(wt));
x=0:.01:12; y=6/8*x;
y2=12-2*x;
plot(real(z),imag(z), x, y, x, y2), grid
xlabel('x1'), ylabel('x2')
axis([0 , 14, 0, 14]), axis('square')

a =[1 2 .36];
Lambda = roots(a)
X=(4*Lambda+4.8)/(1+Lambda)
Y=(4*Lambda+2.4)/(1+Lambda)
F=sqrt(X.^2+Y.^2)
Mindist=min(F)
-----

```

P1.2. Chương trình Matlab cho chương 2**[Chapter2ex1]**

```

-----
% Giai lap dung phuong phap Newton-Raphson
a =[550; 350; 250];
b = [6.5; 6.2; 5.8];
c=[.003; .004; .008];
PD=800;
DelP = 10;
lambda = input('Nhap vao gia tri uoc luong cua Lambda = ');
fprintf('\n ')
disp(['      Lambda      P1      P2      P3      DP',...
      '\n      grad      Delambda'])
sll = 0;
while abs(DelP) >= 0.001
sll = sll + 1;
P = (lambda - b)/(2*c);
DelP =PD - sum(P);
J = sum(ones(length(c), 1)/(2*c)); % Tong gradian
Delambda = DelP/J; % Doi bien
disp([lambda, P(1), P(2), P(3), DelP, J, Delambda])
lambda = lambda + Delambda; % Cap nhat lambda
end
CT = sum(a + b.*P + c.*P.^2)
%Hinh ve minh hoa cho vi du 2.1
axis([0 450 6.5 10.5]);
P1=250:10:450; P2 = 150:10:350; P3=100:10:250;
IC1= 6.5 + 0.006*P1;
IC2= 6.2 + 0.008*P2;
IC3= 5.8 + 0.016*P3;
Px = 0:100:400;
plot(P1, IC1, P2, IC2, P3, IC3, Px, lambda*ones(1, length(Px)),'-m'),
xlabel('P, MW'), ylabel('$/MWh'), grid
-----

```

[Chapter2ex2]

```

-----
clear all;
C = [400 6.5 0.004
      450 7 0.005
      430 7.2 0.008];
gioihancs=[350 450
            250 400
            150 300];
Pd=1000;
lambda=8;
dieudokinhte;
-----

```

[Chapter2ex3]

```

-----
C = [250 7.2 0.005
      200 6.0 0.008
      150 6.5 0.004];
giohancs = [15 100
            15 95
            10 80];
Pd = 170;
B = [0.0198 0 0
      0 0.0208 0
      0 0 0.0199];
cscoban = 100;
lambda=8;
dieudokinhte
-----

```

```
tongchiphimayphat
```

```
-----
[Chapter2ex4]
-----
```

```
C = [250 7.2 0.005
      200 6.0 0.008
      150 6.5 0.004];
gioihancs = [15 100
             15 95
             10 80];
Pd = 170;
B = [0.0218 0.0093 0.0028
      0.0093 0.0228 0.0017
      0.0028 0.0017 0.0179];
B0 = [0.0003 0.0031 0.0015];
B00 = 0.00030523;
basemva = 100;
lambda=8;
dieudokinhte
tongchiphimayphat
-----
```

```
-----
[Chapter2ex5]
-----
```

```
clear
basemva = 100; accuracy = 0.0001; maxiter = 10;

%      Bus Bus  Dien ap Goc  ---Tai---  -----Mf----- Bom yao
%      TT Ma   (do)  MW   Mvar  MW   Mvar Qmin Qmax  Mvar
busdata=[1  1  1.06  0.0  0  0  0  0  10  50  0
          2  2  1.045 0.0  20 10  40 30  10  50  0
          3  2  1.03  0.0  20 15  30 10  10  40  0
          4  0  1.00  0.0  50 30  0  0  0  0  0
          5  0  1.00  0.0  60 40  0  0  0  0  0];

linedata=[1  2  0.02  0.06  0.030  1
           1  3  0.08  0.24  0.025  1
           2  3  0.06  0.18  0.020  1
           2  4  0.06  0.18  0.020  1
           2  5  0.04  0.12  0.015  1
           3  4  0.01  0.03  0.010  1
           4  5  0.08  0.24  0.025  1];

thanhlapmatranY
phanbocongsoat
hienthi_ketqua
xacdinhtB
-----
```

P1.3. Chương trình Matlab cho chương 3

```
-----
[Chapter3ex1]
-----
```

```
clear all;
C0 = [561 7.92 0.00262
      310 7.85 0.005125
      93.6 9.348 0.005784];
tam=[150 600
```

```

    100 400
    50 200};
Pd=1200;

toiuu=zeros(15,1);
kt=1;
chiphi=zeros(1,7);
while Pd > 490
    %=====
    fprintf('\nTOI UU O TRUONG HOP THU:  '), kt

    disp('*****')
    disp('TH 1---1ON')
    disp('-----')
    C = C0(1,:);
    gioihancs=tam(1,:);
    Pmin=gioihancs(:,1); Pmax=gioihancs(:,2);
    if (Pd <= sum(Pmax)) & (Pd >= sum(Pmin))
        lambda=10;
        dieudokinhtethu;
        tongchiphimayphat;
        chiphi(1)=sum(costv);
    else
        disp('KHONG THE KET NOI')
        chiphi(1)=9999999999;
    end

    %=====
    disp('*****')
    disp('TH 2---2ON')
    disp('-----')
    C = C0(2,:);
    gioihancs=tam(2,:);
    Pmin=gioihancs(:,1); Pmax=gioihancs(:,2);
    if (Pd <= sum(Pmax)) & (Pd >= sum(Pmin))
        lambda=10;
        dieudokinhtethu;
        tongchiphimayphat;
        chiphi(2)=sum(costv);
    else
        disp('KHONG THE KET NOI')
        chiphi(2)=9999999999;
    end

    %=====
    disp('*****')
    disp('TH 3---3ON')
    disp('-----')
    C = C0(3,:);
    gioihancs=tam(3,:);
    Pmin=gioihancs(:,1); Pmax=gioihancs(:,2);
    if (Pd <= sum(Pmax)) & (Pd >= sum(Pmin))
        lambda=10;
        dieudokinhtethu;
        tongchiphimayphat;
        chiphi(3)=sum(costv);
    else
        disp('KHONG THE KET NOI')
        chiphi(3)=9999999999;
    end

    %=====
    disp('*****')
    disp('TH 4---1ON--2ON')

```

```

disp('-----')
c1=C0(1,:); c2=C0(2,:);
C = [c1
     c2];
g1=tam(1,:); g2=tam(2,:);
gioihancs=[g1
           g2];
Pmin=gioihancs(:,1); Pmax=gioihancs(:,2);
if (Pd <= sum(Pmax)) & (Pd >= sum(Pmin))
lambda=10;
dieudokinhtethu;
tongchiphimayphat;
chiphi(4)=sum(costv);
else
disp('KHONG THE KET NOI')
chiphi(4)=9999999999;
end

%-----
disp('*****')
disp('TH 5---1ON--3ON')
disp('-----')
c1=C0(1,:); c2=C0(3,:);
C = [c1
     c2];
g1=tam(1,:); g2=tam(3,:);
gioihancs=[g1
           g2];
Pmin=gioihancs(:,1); Pmax=gioihancs(:,2);
if (Pd <= sum(Pmax)) & (Pd >= sum(Pmin))
lambda=10;
dieudokinhtethu;
tongchiphimayphat;
chiphi(5)=sum(costv);
else
disp('KHONG THE KET NOI')
chiphi(5)=9999999999;
end

%-----
disp('*****')
disp('TH 6---2ON--3ON')
disp('-----')
c1=C0(2,:); c2=C0(3,:);
C = [c1
     c2];
g1=tam(2,:); g2=tam(3,:);
gioihancs=[g1
           g2];
Pmin=gioihancs(:,1); Pmax=gioihancs(:,2);
if (Pd <= sum(Pmax)) & (Pd >= sum(Pmin))
lambda=10;
dieudokinhtethu;
tongchiphimayphat;
chiphi(6)=sum(costv);
else
disp('KHONG THE KET NOI')
chiphi(6)=9999999999;
end

%-----
disp('*****')
disp('TH 7---1ON---2ON---3ON')
disp('-----')
C =C0;
gioihancs=tam;

```

```

Pmin=gioihanc(:,1); Pmax=gioihanc(:,2);
if (Pd <= sum(Pmax)) & (Pd >= sum(Pmin))
lambda=10;
dieudokinhtethu;
tongchiphimayphat;
chphi(7)=sum(costv);
else
disp('KHONG THE KET NOI')
chphi(7)=9999999999;
end
Pd=Pd-50;
kt=kt+1;

toiuu(kt)=min(chphi);
end
-----

```

Pl.4. Chương trình Matlab cho chương 7

[Chapter7ex1]

```

-----
disp('Vi du 7.1 (b) Qui dao nghiem so - root-locus')
num = 3.125;
den = [1 12.6 26.25 2.5];
figure(1), rlocus(num, den)
disp('Vi du 7.1 (c) Dap ung do lech tan so')
%==== VE DAP UNG CUA DO LECH TAN SO - VI DU 7.1====
PL = 0.2;
numc = [0.125 1.5625 3.125];
denc = [1 12.6 26.25 80.625];
t = 0:.01:20;
c = -PL*step(numc, denc, t);
figure(2), plot(t, c), grid
xlabel('t, giay'), ylabel('pu')
title('Dap ung cua do lech tan so')
timespec(numc, denc)
%-----
-----

```

[Chapter7ex2]

```

-----
SB=1000;
f0=50; P01=400/SB; P02=200/SB;
R1 = SB/500*0.06;
R2 = SB/400*0.05;
DPL= 80/SB;
disp('(a) K = 0')
Dw = -DPL/(1/R1+1/R2)
Df = Dw*f0, f=f0+Df
DP1=-Dw/R1;
DP2=-Dw/R2;
P1=(P01+DP1)*SB
P2=(P02+DP2)*SB
disp('Do thi minh hoa')
%P=0.2:0.01:0.6;
P=0:0.01:0.5;
f1=-0.12*P+1.048;
f2=-0.125*P+1.025;
f0g=ones(1, length(P));
fg =0.9951*ones(1, length(P));
-----

```

```

y=0.99:.001:0.9951;
Plg=0.44*ones(1, length(y));
P2g=0.24*ones(1, length(y));
plot(P, f1, P, f2, P, f0g, P, fg, Plg, y, '-', P2g, y, '-'), grid
xlabel('Cong suat ngo ra (pu)'), ylabel('f, pu')
text(0.255, 1.026, 'To may 1')
text(0.255, 1.013, 'To may 2')
text(0.155, 0.994, '0.9951')
disp('(b) K= 2')
K=1.5;
Dw = -DPL/(1/R1+1/R2+K)
Df = Dw*f0, f=f0+Df
DP1=-Dw/R1;
DP2=-Dw/R2;
disp('Cong suat moi')
P1=(P01+DP1)*SB
P2=(P02+DP2)*SB
disp('Thay doi tai do thay doi tan so')
DPL=(DP1+DP2)*SB - 80
-----

```

[Chapter7ex3]

```

%===== VE DAP UNG CUA DO LECH TAN SO - VI DU 7.3=====
PL = 0.2;
Ki=8;
numc = [0.125 1.5625 3.125 0];
denc = [1 12.6 26.25 80.625 3.125*Ki];
t = 0:.01:20;
c = -PL*step(numc, denc, t);
figure(2), plot(t, c), grid
xlabel('t (giay)'), ylabel('Do lech tan so (pu)')
title('Dap ung cua do lech tan so')
%timespec(numc, denc)
%=====
-----

```

[Chapter7ex4]

```

disp('(a)')
R1 = 0.04; R2 = 0.05;
D1 = 0.5; D2 = 1;
DPL1 = 180/1000;
Dw = -DPL1/(1/R1 + D1+ 1/R2+D2)
Df = Dw*50, f = 50+Df
DPm1 = -Dw/R1
DPm2 = -Dw/R2
DP12 = Dw*(1/R2 + D2)
disp('(b) Hay mo file sim7ex4.mdl trong thu muc nay de mo phong ket qua')
-----

```

[Chapter7ex6]

```

num=800;
den=[1 35 354 1120 800];
figure(1), rlocus(num, den);

kA= 5;
numc=kA*40*[1 20];
denc=[1 35 354 1120 800+800*kA];

```



```
t=0:.05:10;
c=step(numc, denc, t);
figure(2), plot(t, c), xlabel('t(s)'), grid
timespec(numc, denc)
disp('(d) Mo file sim7ex6.mdl trong Matlab_DKVRHTD de mo phong')
```

[Chapter7ex7]

```
numc=250*[1 45 500];
denc=[1 58.5 13645 270962.5 274875 137500];
t=0:.05:10;
c=step(numc, denc, t);
figure(2), plot(t, c), grid
xlabel('t(s)'), title('Toc do dap ung dien ap may phat')
timespec(numc, denc)
disp('(b) Mo file sim7ex7.md trong Matlab_DKVRHTD de mo phong ket qua')
```

P1.5. Một số chương trình ứng dụng

[Chương trình điều độ kinh tế]

```
% Day la chuong trinh giai phuong trinh ket hop (coordination equation)
% trong bai toan dieu do kinh te may phat dien. Chuong trinh doi hoi phai
% nhap tong CS yeu cau PD; ma tran chi phi Cost va gioi han CS cua cac to
% may. Neu gioi han CS khong duoc cho thi bai chuong trinh se giai bai
% toan
% khong co dieu kien rang buoc nay. Neu CS co ban va cac he so ton that
% duoc cho thi chuong trinh se cho ket qua ca ton that trong he thong
%-----
% copyright (c) 2006 by Nguyen Trung Nhan
clear all
clear Pgg
if exist('Pd')~=1
Pd = input('Nhap vao tong cong suat nhu cau Pd = ');
else, end
if exist('C')~=1
C = input('Nhap vao ma tran chi phi C = ');
else, end
ngg = length(C(:,1));
if exist('gioihancs')~=1
gioihancs= [zeros(ngg, 1), inf*ones(ngg,1)];
else, end
if exist('B')~=1
B = zeros(ngg, ngg);
else, end
if exist('B0')~=1
B0=zeros(1, ngg);
else, end
if exist('B00')~=1
B00=0;
else, end
if exist('cscoban')~=1
cscoban=100;
else, end
clear Pgg
Bu=B/cscoban; B00u=cscoban*B00;
a=C(:,1); b=C(:,2); c = C(:,3);
Pmin=gioihancs(:,1); Pmax=gioihancs(:,2);
```

```

wgt=ones(1, ngg);
if Pd > sum(Pmax)
Error1 = ['Tong cong suat nhu cau lon hon tong cong suat max cua cac may
phat. '
        'Loi giai khong kha thi.Giam CS nhu cau hoac thay doi gioi han
CS phat.'];
disp(Error1), return
elseif Pd < sum(Pmin)
Error2 = ['Tong cong suat nhu cau nho hon tong cong suat min cua cac may
phat. '
        'Loi giai khong kha thi.Tang CS nhu cau hoac thay doi gioi han
CS phat.'];
disp(Error2), return
else, end
sll = 0;
Delp = 10;
E=Bu;
if exist('lambda')~=1
lambda=max(b);
end
while abs(Delp) >= 0.01 & sll < 200
sll = sll + 1;
for k=1:ngg
    if wgt(k) == 1
        E(k,k) = c(k)/lambda + Bu(k,k);
        Dx(k) = 1/2*(1 - B0(k) - b(k)/lambda);
        else, E(k,k)=1; Dx(k) = 0;
            for m=1:ngg
                if m~=k
                    E(k,m)=0;
                else,end
            end
        end
    end
    PP=E\Dx';
    for k=1:ngg
        if wgt(k)==1
            Pgg(k) = PP(k)
        else,end
    end
    Pgtt = sum(Pgg);
    PL=Pgg*Bu*Pgg'+B0*Pgg'+B00u;
    Delp =Pd+PL -Pgtt
    for k = 1:ngg
        if Pgg(k) > Pmax(k) & abs(Delp) <=0.001,
            Pgg(k) = Pmax(k); wgt(k) = 0;
        elseif Pgg(k) < Pmin(k) & abs(Delp) <= 0.001
            Pgg(k) = Pmin(k); wgt(k) = 0;
        else, end
    end
    PL=Pgg*Bu*Pgg'+B0*Pgg'+B00u;
    Delp =Pd +PL - sum(Pgg)
    for k=1:ngg
        BP = 0;
        for m=1:ngg
            if m~=k
                BP = BP + Bu(k,m)*Pgg(m);
            else, end
        end
        grad(k)=(c(k)*(1-B0(k))+Bu(k,k)*b(k)-
2*c(k)*BP)/(2*(c(k)+lambda*Bu(k,k))^2);
    end
    sumgrad=wgt*grad';
    Delambda = Delp/sumgrad;

```

```

%disp({s11, lambda, Pgg(1), Pgg(2), Pgg(3), PL, DelP})

lambda = lambda + Delambda      %
end
fprintf('Suat tang chi phi cua cac to may (system lambda) = %9.6f $/MWh
\n', lambda);
fprintf('Dieu do toi uu CS cac to may:\n\n')
disp(Pgg')
fprintf('Total system loss = %g MW \n\n', PL)

% THANK YOU
-----

```

[Chương trình tính chi phí máy phát]

```

if exist('Pgg')~=1
Pgg=input('Nhap vao luong CS dieu do bat buoc cua cac MF duoi dang ma
tran ');
else, end
if exist('C')~=1
C = input('Nhap vao ma tran chi phi C ');
else, end
ngg = length(C(:,1));
Pmt = [ones(1,ngg); Pgg; Pgg.^2];
for i = 1:ngg
costv(i) = C(i,:)*Pmt(:,i);
end
costv;
totalcost=sum(costv);
fprintf('\nTong chi phi may phat = % 10.2f $/h \n', totalcost)
% THANK YOU
-----

```

[Chương trình xác định ma trận B]

```

clear B B0 B00
Zbus=inv(Ybus);
ngg=0;
I=-1/basemva*(Pd-j*Qd)./conj(V); %new
ID= sum(I); %new

for k=1:nbus
if kb(k)== 0
% I(k) = conj(S(k))/conj(V(k));
% else, ngg=ngg+1; I(k)=0; end
else, ngg=ngg+1; end
if kb(k)~=1 ks=k; else, end
end
%ID= sum(I);
d1=I/ID;
DD=sum(d1.*Zbus(ks,:)); %new
kg=0; kd=0;
for k=1:nbus
if kb(k)~=0
kg=kg+1;
t1(kg) = Zbus(ks,k)/DD; %new
else, kd=kd+1;
d(kd)=I(k)/ID;
end
end

```

```

end
nd=nbus-ngg;
Clg=zeros(nbus, ngg);
kg=0;
for k=1:nbus
    if kb(k)~=0
        kg=kg+1;
        for m=1:ngg
            if kb(m)~=0
                Clg(k, kg)=1;
            else, end
        end
    else, end
end
Clgg=eye(ngg, ngg);
ClD=zeros(ngg, 1);
C1=[Clg, conj(d1)'];
C2gD=[Clgg; -t1];
CnD=[ClD; -t1(1)];
C2=[C2gD, CnD];
C=C1*C2;
kg=0;
for k=1:nbus
    if kb(k)~=0
        kg=kg+1;
        al(kg)=(1-j*((Qg(k)+Qsh(k))/Pg(k)))/conj(V(k)); %new
    else, end
end
alp=[al, -V(ks)/Zbus(ks, ks)];
for k=1:ngg+1
    for m=1:ngg+1
        if k==m
            alph(k, k)=alp(k);
        else, alph(k, m)=0; end
    end, end
T = alph*conj(C)'+real(Zbus)*conj(C)*conj(alph);
BB=0.5*(T+conj(T));
for k=1:ngg
    for m=1:ngg
        B(k, m)=BB(k, m);
    end
    B0(k)=2*BB(ngg+1, k);
end
B00=BB(ngg+1, ngg+1);
B, B0, B00
PL = Pgg*(B/basemva)*Pgg'+B0*Pgg'+B00*basemva;
fprintf('Tong ton that cua he thong = %g MW \n', PL)
clear I BB C Cl ClD Clg Clgg C2 C2gD CnD DD ID T al alp alph t1 d d1 kd
kg ks nd ng

```

[Chương trình xác định tham số trong đường cong chi phí]

```

% CHUONG TRINH XAC DINH CAC THAM SO TRONG DUONG CONG CHI PHI
clear all;
HS=[450 7.5 0.004];
P=[120 140 160 180 200];
n=max(size(P));
C=zeros(n);
C=C(1,:);
for k=1:n
    C(k)=HS(1)+HS(2)*P(k)+HS(3)*P(k)*P(k);
end

```

[Chương trình xác định ma trận Y]

```

j=sqrt(-1); i = sqrt(-1);
nl = linedata(:,1); nr = linedata(:,2); R = linedata(:,3);
X = linedata(:,4); Bc = j*linedata(:,5); a = linedata(:, 6);
nbr=length(linedata(:,1)); nbus = max(max(nl), max(nr));
Z = R + j*X; y= ones(nbr,1)./Z; %
for n = 1:nbr
if a(n) <= 0 a(n) = 1; else end
Ybus=zeros(nbus,nbus); %
for k=1:nbr;
    Ybus(nl(k),nr(k))=Ybus(nl(k),nr(k))-y(k)/a(k);
    Ybus(nr(k),nl(k))=Ybus(nl(k),nr(k));
end
end
for n=1:nbus
for k=1:nbr
if nl(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k)/(a(k)^2) + Bc(k);
elseif nr(k)==n
Ybus(n,n) = Ybus(n,n)+y(k) +Bc(k);
else, end
end
end
clear Pgg

```

[Chương trình PBCS bằng giải thuật N-R]**[Chương trình PBCS viết bằng giải thuật Newton-Raphson]**

```

clear TTCST TTT XTCST st1 A st2 ttn ttr st2kh1 SL st2kh2 st4 stTTT;
clear stdp stdd stddd stdbd lthuc MT3D NPU DT I xx yy zz Ik Ii TTCSTP;
fid=fopen('nhanhm.txt','r');
A=fscanf(fid,'%g %g %g %g %g',[5 inf]);
fclose(fid);
A=A';
N=max(A(:,2));
Z=zeros(N);
B=Z;
Y=Z;
G=Y;
BR=size(A);
BR=BR(1);
for k=1:BR
    Z(A(k,1),A(k,2))= A(k,3)+1j*A(k,4);
    Z(A(k,2),A(k,1))= Z(A(k,1),A(k,2));
    B(A(k,1),A(k,2))= 1j*A(k,5);
    B(A(k,2),A(k,1))= B(A(k,1),A(k,2));
end
Scb=100;
Ucb=220;
Z=Z*100/220^2;
for k=1:N
for l=1:N
if k~=l
if Z(k,l)~=0
Y(k,k)-Y(k,k)+Z(k,l)^-1+220^2/100*B(k,l);
end
end
end
end

```

```

end
for k=1:N-1
    for l=k+1:N
        if Z(k,l)~=0
            Y(k,l)=-Z(k,l)^-1;
            Y(l,k)=Y(k,l);
        end
    end
end
end
%-----ma tran goc-bien do-matran ao-----
%-----
G=angle(Y);
BY=abs(Y);
%-----cong suat-----

sstt=get(h0_cdt,'string');
sstt=sstt(get(h0_cdt,'value'),:);
sstt=deblank(sstt);
fidl=fopen(sstt,'r');
S=fscanf(fidl,'%g %g %g',[3 inf]);
fclose(fidl);
S=S';
Z2=zeros(N-1);
PB=Z2(:,1);
QB=PB;
Z3=ones(N-1);
SSCSA=Z3(:,1);
SSCST=SSCSA;
SSBD=PB;
SSDA=PB;
SSG=PB;
KQT=PB;
KQK=PB;
Z2=zeros(N-1);
for k=1:N-1
    PB(S(k,1),1)=S(k,2);
    QB(S(k,1),1)=S(k,3);
end
PB=PB/100;
QB=QB/100;
%-----thuat giai N-R-----
U1=zeros(N);
U2=U1(:,1);
U=U1(:,1);
U(1)=1.05;
U(2:N,1)=1;
s11=0;
BU=abs(U);
GU=angle(U);
%-----J11-----
wb=waitbar(0,'Please Wait ...')
l1=10;hh=0;
t1=cputime;
%while(s11<2)
while((SSCSA>0.001)&(SSCST>0.001))
    P1=Z2(:,1);
    P2=P1;
    Q1=P1;
    Q2=P1;
    Z1=zeros(N-1);
J11=Z1;
J12=Z1;
J21=Z1;
J22=Z1;

```

```

for k=2:N
    for l=1:N
        if l~=k
            P1(k-1)=BU(l)*BY(k,l)*sin(GU(k)-GU(l)-G(k,l));
            J11((k-1),(k-1))=J11((k-1),(k-1))+P1(k-1);
        end
    end
    J11((k-1),(k-1))=-BU(k)*J11((k-1),(k-1));
end
for k=1:N-1
    for l=1:N-1
        if l~=k
            J11(k,l)=BU(k+1)*BU(l+1)*BY((k+1),(l+1))*sin(GU(k+1)-GU(l+1)-
G((k+1),(l+1)));
        end
    end
end
%-----J12-----
for k=2:N
    for l=1:N
        if l~=k
            P2(k-1)=BU(l)*BY(k,l)*cos(GU(k)-GU(l)-G(k,l));
            J12((k-1),(k-1))=J12((k-1),(k-1))+P2(k-1);
        end
    end
    J12((k-1),(k-1))=J12((k-1),(k-1))+2*BU(k)*BY(k,k)*cos(-G(k,k));
end
for k=1:N-1
    for l=1:N-1
        if l~=k
            J12(k,l)=BU(k+1)*BY((k+1),(l+1))*cos(GU(k+1)-GU(l+1)-
G((k+1),(l+1)));
        end
    end
end
%-----J21-----
for k=2:N
    for l=1:N
        if l~=k
            Q1(k-1)=BU(l)*BY(k,l)*cos(GU(k)-GU(l)-G(k,l));
            J21((k-1),(k-1))=J21((k-1),(k-1))+Q1(k-1);
        end
    end
    J21((k-1),(k-1))=BU(k)*J21((k-1),(k-1));
end
for k=1:N-1
    for l=1:N-1
        if l~=k
            J21(k,l)=-BU(k+1)*BU(l+1)*BY((k+1),(l+1))*cos(GU(k+1)-GU(l+1)-
G((k+1),(l+1)));
        end
    end
end
%-----J22-----
for k=2:N
    for l=1:N
        if l~=k
            Q2(k-1)=BU(l)*BY(k,l)*sin(GU(k)-GU(l)-G(k,l));
            J22((k-1),(k-1))=J22((k-1),(k-1))+Q2(k-1);
        end
    end
    J22((k-1),(k-1))=J22((k-1),(k-1))+2*BU(k)*BY(k,k)*sin(-G(k,k));
end
for k=1:N-1

```

```

    for l=1:N-1
        if l~=k
            J22(k,l)=BU(k+1)*BY((k+1),(l+1))*sin(GU(k+1)-GU(l+1)-
G((k+1),(l+1)));
            end
        end
    end
    Jg=[J11 J12];
    Jb=[J21 J22];
    J=[Jg;
    Jb];
%-----ket thuc viec tinh mt jacob-----
t2=cputime;
tgt=t2-t1;
%-----tinh cong suat cac nut-giai lap-----
P=Z2(:,1);
Q=P;
CST=Z2(:,1);
CSK=CST;
for k=1:N-1
    for l=1:N
        P(k)=BY((k+1),l)*BU(k+1)*BU(l)*cos(GU(k+1)-GU(l)-G((k+1),l));
        CST(k)=CST(k)+P(k);
        Q(k)=BY((k+1),l)*BU(l)*BU(k+1)*sin(GU(k+1)-GU(l)-G((k+1),l));
        CSK(k)=CSK(k)+Q(k);
    end
end
for k=1:N-1
    KQT(k)=PB(k+1)-CST(k);
    KQK(k)=QB(k+1)-CSK(k);
end
CS=[KQT;
    KQK];
SSA=inv(J)*CS;
for k=1:N-1
    GU(k+1)=GU(k+1)+SSA(k);
end
SSBD=SSA(N:(2*N-2),1);
for k=1:N-1
    BU(k+1)=BU(k+1)+SSBD(k);
end
SSCST=max(abs(KQT));
SSCSA=max(abs(KQK));
%-----waitbar-----
for kk=hh:ll
    waitbar(kk/50,wb)
    pause(.0001)
end
hh=ll;
ll=ll+10;
%-----
sll=sll+1
end
close(wb);

%-----tinh cong suat nut chuan-----
CSTNC=0;
CSANC=0;
for l=1:N
    P(1)=BY(1,l)*BU(1)*BU(l)*cos(GU(1)-GU(l)-G(1,l));
    CSTNC=CSTNC+P(1);
    Q(1)=BY(1,l)*BU(l)*BU(1)*sin(GU(1)-GU(l)-G(1,l));
    CSANC=CSANC+Q(1);
end

```



```

CSTNC=CSTNC*100;
CSANC=CSANC*100;
%-----tinh dong tren cac nhanh-ttcs-----
for k=1:N
    U1(k)=BU(k)*cos(GU(k))+1j*BU(k)*sin(GU(k));
end
TTCSTP=0;
for k=1:BR
    Ik(k)=U1(A(k,1))*(j*A(k,5))-Y(A(k,1),A(k,2))*...
        (U1(A(k,1))-U1(A(k,2)));
    Ii(k)=U1(A(k,2))*(j*A(k,5))-Y(A(k,1),A(k,2))*...
        (U1(A(k,2))-U1(A(k,1)));
    Sk(k)=U1(A(k,1))*conj(Ik(k));
    Si(k)=U1(A(k,2))*conj(Ii(k));
    SL(k)=Sk(k)+Si(k);
end
%-----tao ra phai de xuất ra màn hình---
    Ii=Ii';
    SL=SL';
    TTCSTP=sum(SL);
    SL=SL*Scb;
    BU1=Ucb*BU;
    GU=GU*180/pi;
    TTCSTP=TTCSTP*Scb;
    Ithuc=Ii*Scb/(Ucb*sqrt(3));
%-----tao ra chuoai hien thi ket qua-----
    stem(abs(U1(:,1)))
    st=num2str(BU1);
    for k=1:N
        if k<10
            st1(k,:)=['0' num2str(k) ' '];
        elseif k<100
            st1(k,:)=['0' num2str(k) ' '];
        else
            st1(k,:)=['0' num2str(k) ' '];
        end
    end
end
for k=1:N
    st2kh1(k,:)=[' '];
    st2kh2(k,:)=[''];
end
for k=1:BR
    st2kh3(k,:)=[' '];
    st2kh4(k,:)=[''];
end
st2g=num2str(GU);
st2=num2str(BU);
% for k=1:N
% if k<10
% st3(k,:)=['0' num2str(k) ' '];
% else if k<100
% st3(k,:)=['0' num2str(k) ' '];
% else
% st3(k,:)=['0' num2str(k) '1 '];
% end
%end
%end
%std3=['-----biendo (pu) -gocpha (do)'];
%st3d=['-----'];
%st2=[std3;
% st3d;
    ttn=textread('nn.txt','s','delimiter','\n','whitespace','');
    ttn=char(ttn);
    st2=[st1 ttn st2 st2kh1 st2g st2kh2];

```

```
st1=[st1 ttn st st2kh1 st2g st2kh2];
t2=cputime;
tgt=t2-t1;
tgtinh=num2str(tgt);
sllap=num2str(sll);
ttr=textread('tt.txt','%s','delimiter','\n','whitespace','');
ttr=char(ttr);
sttt=(num2str(SL));
sttt=[ttr sttt];
stdb=num2str(abs(Ithuc));
stdbt=num2str(abs(Ii));
yy=angle(Ithuc)*180/pi;
stdp=num2str(yy);
stdd=[ttr stdb st2kh3 stdp st2kh4];
stTT=num2str(TCSTP);
stddt=[ttr stdbt st2kh3 stdp st2kh4];
    U1=220*BU;
    BU1=zeros(N,1);
    BU1(1:13)=BU(1:13)*220;
    BU1(14:92)=BU(14:92)*110;
    BU1(93:113)=BU(93:113)*66;
    BU1(114:N)=BU(114:N)*13.8;
fid3=fopen('dt3d.txt','r');
DT=fscanf(fid3,'%g %g',[2 inf]);
fclose(fid3);
DT=DT';
for k=1:N
    MT3D(DT(k,1),DT(k,2))=U1(k);
end
```

Mọi chi tiết gặp phải khi sử dụng các đoạn chương trình trên xin liên hệ trực tiếp với tác giả của tài liệu này. Xin chân thành cảm ơn.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Hồ Văn Hiến, Hệ thống điện – truyền tải và phân phối, nxb Đại học Quốc gia Tp.HCM, 2003.
- [2]. Trần Quang Khánh, Vận hành Hệ thống điện, nxb KHKT Hà Nội, 2006.
- [3]. Nhật ký vận hành nhà máy Nhiệt điện Thủ Đức.
- [4]. Phúc trình trưởng ca nhà máy Thủy điện Thác Mơ
- [5]. Quy trình vận hành turbin khí Bà Rịa – Nhà máy Điện Bà Rịa
- [6]. Quy trình vận hành máy biến áp, Cty truyền tải điện 4
- [7]. Allen J. Wood Bruce F. Wollenberg, Power Generation, operation and Control.
- [8]. John J. Grainger, William D. Stevenson, Power system analysis, nxb McGraw-Hill, 1994.
- [9]. Peter W. Sauer, Power system Dynamics and Stability, McGraw-Hill, 1998.
- [10]. Hadi Saadat, Power system analysis, WCB/McGraw Hill, 1999.
- [11]. John J. Grainger, W.D. Stevenson, Power system analysis, Mc Graw-Hill, 1994.
- [12]. Prabha Kundur, Power system stability and control, McGraw-Hill, 1994.
- [13]. Leonard L. Grigsby, Power Systems, Taylor Francis Group, 2006
- [14]. Fabio Saccomanno, Electric Power Systems – Analysis and Control, IEEE Press Series, 2003