

# **ĐIỀU KHIỂN TẦN SỐ VÀ CÔNG SUẤT**

# MỤC LỤC

I. Đặt vấn đề.....	3
1. Tại sao phải điều khiển tần số: .....	3
a. Đối với hộ tiêu thụ: .....	3
b. Đối với hệ thống điện: .....	3
2. Nguyên nhân của sự thay đổi tần số là do sự không cân bằng giữa sản xuất và tiêu thụ:.....	4
3. Tự động điều chỉnh tần số của hệ thống điện:.....	4
II. Điều chỉnh tần số sơ cấp .....	5
1. Nguyên tắc điều khiển:.....	5
1.1 Một số khái niệm cơ bản: .....	5
1.2 Điều chỉnh công suất máy phát: .....	9
1.3 Xét hệ thống điện cô lập:.....	10
1.4 Xét hệ thống điện liên kết:.....	13
2. Định nghĩa điều chỉnh tần số sơ cấp.....	14
3. Dự trữ sơ cấp .....	15
4. Những yêu cầu về điều khiển sơ cấp:.....	16
a. Điều khiển sơ cấp là bắt buộc:.....	16
b. Điều khiển sơ cấp không thể hủy bỏ bởi giới hạn phụ tải: .....	16
c. Điều chỉnh sơ cấp càng nhanh càng tốt : .....	16
d. Cần phải tránh dải chết và vùng lợc: .....	16
e. Điều khiển sơ cấp phải thực hiện ở từng tổ máy: .....	17
III. Điều chỉnh tần số thứ cấp.....	17
1. Khái niệm tự động điều chỉnh máy phát AGC, điều khiển tần số LFC: .....	17
2. Điều khiển tần số thứ cấp trong hệ thống điện cô lập: .....	18
3. Điều khiển tần số thứ cấp trong hệ thống điện liên kết : .....	19
a. Khái niệm lỗi điều khiển khu vực (Area Control Error - ACE): .....	19
b. Điều khiển tần số theo độ dốc đặc tính tần số đường dây liên kết: .....	20
c. Các phương pháp điều khiển khác:.....	21
4. AGC khi có nhiều khu vực:.....	21
IV. Điều chỉnh tần số có xét đến phân bố kinh tế (EDC).....	22
V. Điều khiển tần số và công suất hệ thống điện Việt Nam.....	24
Quy định điều khiển tần số hệ thống điện Việt Nam .....	24
Tự động điều khiển phát điện (AGC).....	26
a. Nguyên tắc làm việc của hệ thống AGC.....	26
b. Các trạng thái vận hành của AGC .....	27
c. Các chế độ làm việc của tổ máy trong AGC.....	28
VI. Kết luận.....	31

## I. Đặt vấn đề

Hệ thống điện bao gồm nhà máy điện, đường dây, trạm biến áp là một thể thống nhất. Chất lượng điện năng được đánh giá bởi hai thông số kỹ thuật là điện áp và tần số. Trong đó điện áp có tính chất cục bộ, tần số mang tính hệ thống hay nói cách khác là tần số có giá trị như nhau tại mỗi nút trong hệ thống điện. Độ lệch tần số ảnh hưởng đến hoạt động của tất cả các thiết bị trong hệ thống điện.

Nước ta cũng như hầu hết các nước trên thế giới đều sử dụng dòng điện với tần số 50Hz, trừ Mỹ và một phần nước Nhật là sử dụng dòng điện tần số 60Hz.

### 1. Tại sao phải điều khiển tần số:

#### a. Đối với hộ tiêu thụ:

Khi có sự thay đổi về tần số thì có thể gây ra một số hậu quả xấu vì:

- Các thiết bị được thiết kế và tối ưu ở tần số định mức. Biến đổi tần số dẫn đến giảm năng suất làm việc của các thiết bị.
- Làm giảm hiệu suất của thiết bị ví dụ như động cơ, thiết bị truyền động.
- Ảnh hưởng đến chất lượng của quá trình sản xuất.

#### b. Đối với hệ thống điện:

- Biến đổi tần số ảnh hưởng đến hoạt động của các thiết bị tự dừng trong các nhà máy điện, có nghĩa là ảnh hưởng đến chính độ tin cậy cung cấp điện. Tần số suy giảm có thể dẫn đến ngừng một số bơm tuần hoàn trong nhà máy điện, tần số giảm nhiều có thể dẫn đến ngừng tổ máy.
- Thiết bị được tối ưu hóa ở tần số 50 Hz, đặc biệt là các thiết bị có cuộn dây từ hóa như máy biến áp
- Làm thay đổi trào lưu công suất trong hệ thống. Tần số giảm thường dẫn đến tăng tiêu thụ công suất phản kháng, đồng nghĩa với thay đổi

trào lưu công suất tác dụng và tăng tổn thất trên các đường dây truyền tải.

- Tính ổn định của khối tuabin máy phát.

## 2. Nguyên nhân của sự thay đổi tần số là do sự không cân bằng giữa sản xuất và tiêu thụ:

- Ngày trong tuần
- Giờ trong ngày
- Ảnh hưởng của thời tiết (nhiệt độ, độ ẩm, mây mưa v.v...)
- Chính sách về giá theo giờ trong ngày.
- Những biến cố đặc biệt ví dụ chương trình TV, v.v...
- Những yếu tố ngẫu nhiên...

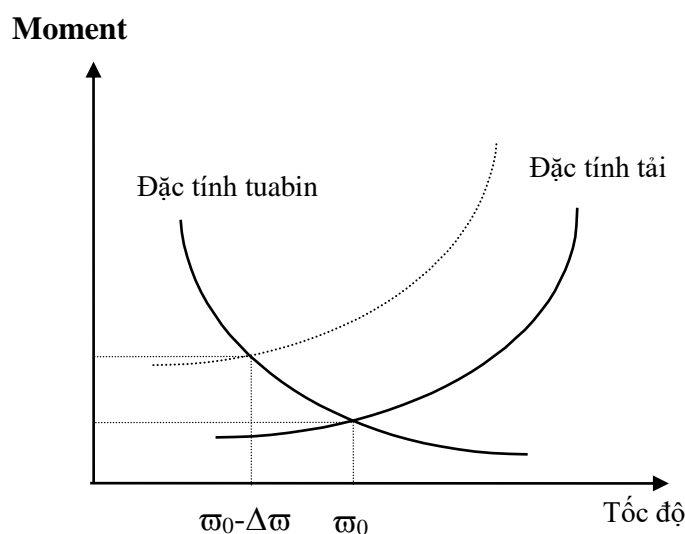
## 3. Tự động điều chỉnh tần số của hệ thống điện:

Trước hết ta xét trường hợp đơn giản nhất: trong máy phát không có điều chỉnh:

- Moment phát động của Turbine ( $C_m$ ) tỷ lệ với tần số.
- Moment cản ( $C_a$ ) phụ thuộc vào phụ tải là một biến tỷ lệ nghịch.

Đường đặc tính của phụ tải và máy phát là ngược nhau.

Một chế độ xác lập ban đầu được xác định như sau:



*Hình 1.* Đặc tính điều chỉnh của máy phát và phụ tải

Khi ấy nếu không có thao tác điều chỉnh thì một bước tăng của phụ tải sẽ chuyển điểm làm việc lên M1.

Coi đường cong như tuyến tính quanh M0 ta có:

$$\frac{\Delta Ca}{Ca} = -\alpha \frac{\Delta F}{Fo}$$

Trong đó:  $\alpha$  là hệ số tự điều chỉnh của hệ thống.

Vấn đề đặt ra trong trường hợp tự điều chỉnh là  $\Delta F$  quá lớn để có thể không chấp nhận được do đó cần thiết phải có điều chỉnh sơ cấp.

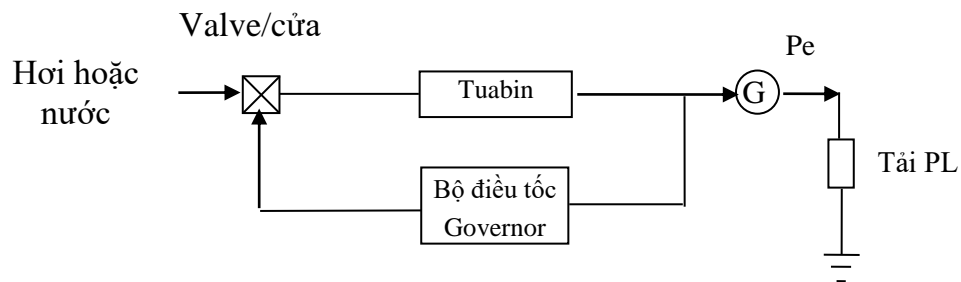
## II. Điều chỉnh tần số sơ cấp

### Primary Frequency Control

#### 1. Nguyên tắc điều khiển:

##### 1.1 Một số khái niệm cơ bản:

Để tìm hiểu các khái niệm cơ bản ta xét trường hợp đơn giản nhất là một máy phát cấp cho một phụ tải độc lập theo hình vẽ dưới đây:



*Hình 2.* Máy phát cung cấp cho tải cô lập

Trong đó:

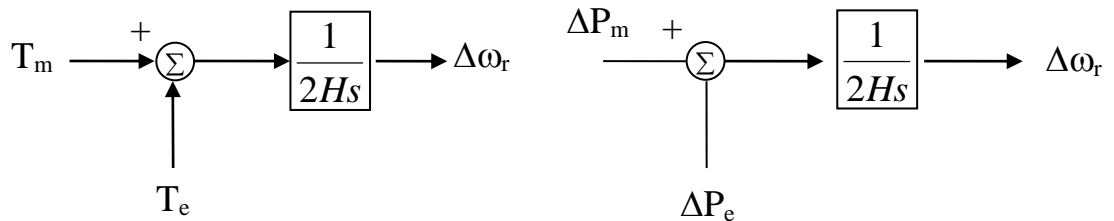
Pm: Công suất cơ

Pe: Công suất điện

PL: Công suất tải

##### a. Đáp ứng của máy phát khi có sự thay đổi của phụ tải

Khi có sự thay đổi phụ tải, công suất điện máy phát thay đổi gây ra sự chênh lệch giữa moment điện và moment cơ trên trục máy phát và kết quả là sự sai lệch về tốc độ, độ lệch này được xác định từ phương trình cân bằng công suất máy phát.



Hình 3. Sơ đồ khối hàm truyền mô tả mối quan hệ giữa moment, độ lệch công suất và tốc độ

b. Đáp ứng của phụ tải đối với độ lệch tần số:

Phụ tải của hệ thống điện có thể coi là tập hợp các thiết bị điện. Trong đó có những phụ tải hầu như không thay đổi công suất theo tần số như chiếu sáng, phát nhiệt và có những phụ tải với công suất mang đặc tính phụ thuộc vào tần số như động cơ, quạt, máy bơm v.v... Khi có thay đổi phụ tải ta có thể biểu diễn theo biểu thức sau:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r$$

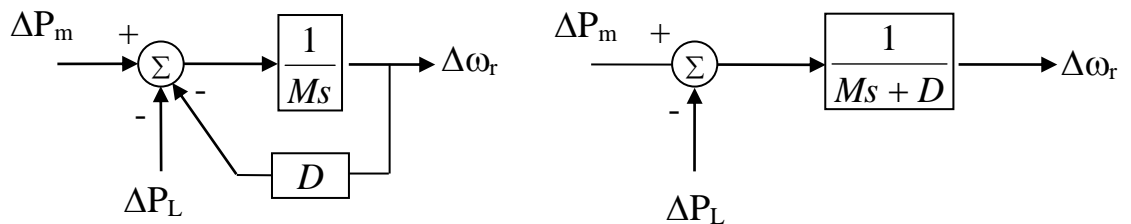
Trong đó:

$\Delta P_L$  = Thành phần tải thay đổi không phụ thuộc tần số

$D\Delta\omega_r$  = Thành phần thay đổi của tải theo tần số

D = Hằng số đặc tính tải theo tần số

D là hệ số biểu diễn phần trăm tải thay đổi theo phần trăm tần số thay đổi. Thông thường giá trị của D là từ 1÷2%. Nếu giá trị của D = 2 thì khi tần số thay đổi 1% tải thay đổi 2%.

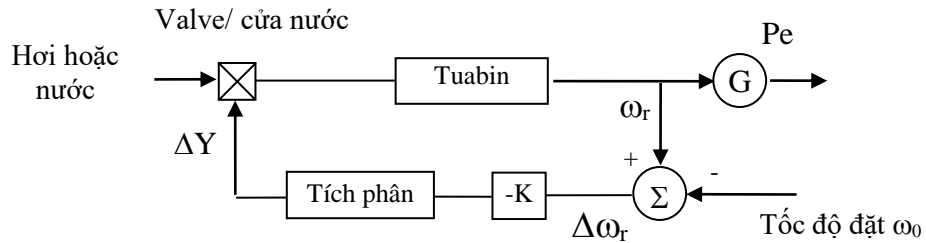


Hình 4.

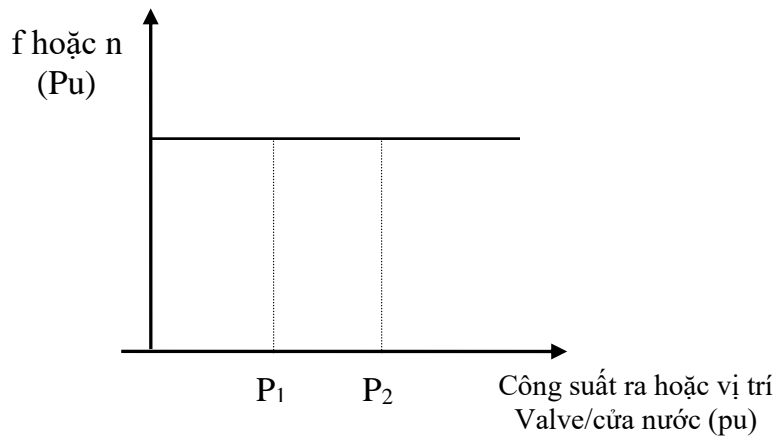
c. Đặc tính bộ điều tốc:

Có thể chia ra hai bộ điều tốc điển hình

- Bộ điều tốc có đặc tính điều chỉnh không đổi:

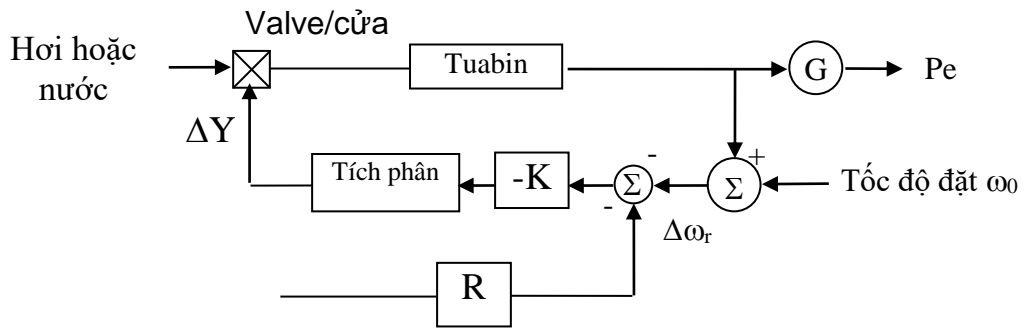


Hình 5. Sơ đồ của bộ điều tốc đẳng tốc

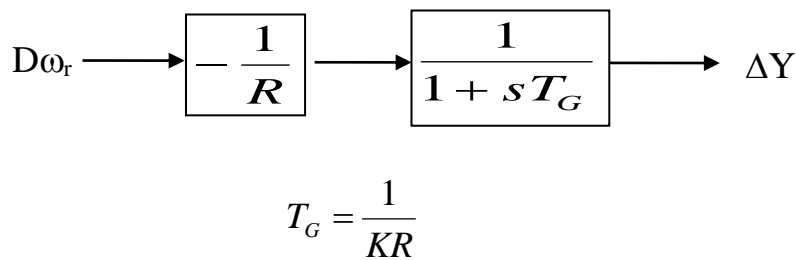


Hình 6. Đặc tính điều chỉnh bộ điều tốc có tốc độ cố định

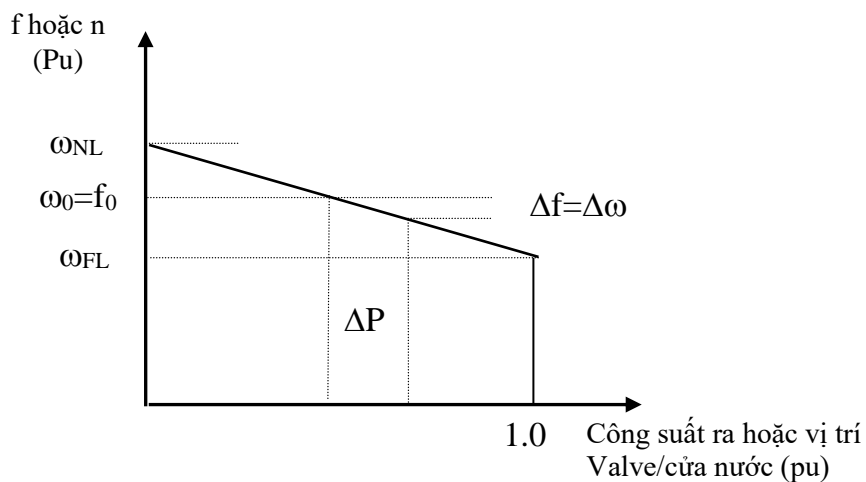
- Luôn giữ được tần số cố định với mọi mức công suất phát.
- Không dùng được khi có 2 máy phát trở lên.
- Bộ điều tốc với đặc tính điều chỉnh có độ dốc:
  - Có thể sử dụng khi có hai tổ máy phát điện trở lên.
  - Điều chỉnh tốc độ (tần số) có độ lệch.



Hình 7. Sơ đồ bộ điều tốc turbine có đặc tính điều chỉnh dốc



Hình 8. Sơ đồ khối rút gọn của bộ điều tốc turbine



Hình 9. Đặc tính điều chỉnh tĩnh của bộ điều tốc hoạt động với độ dốc

Trong đó

R: Được xác định bằng tỷ số giữa độ lệch tần số và độ lệch công suất phát ra, nó đặc trưng cho việc điều chỉnh tốc độ có độ trượt. R được xác định theo biểu thức sau:

$$R(\%) = \frac{\text{Phantram\_thay\_doi\_tan so\_hay\_tocdo}}{\text{Phantram\_thay\_doi\_congsuat\_ra}} \times 100$$



$$R = \frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \times 100$$

$\omega_{NL}$ : Tốc độ xác lập không tải

$\omega_{FL}$ : Tốc độ xác lập đầy tải

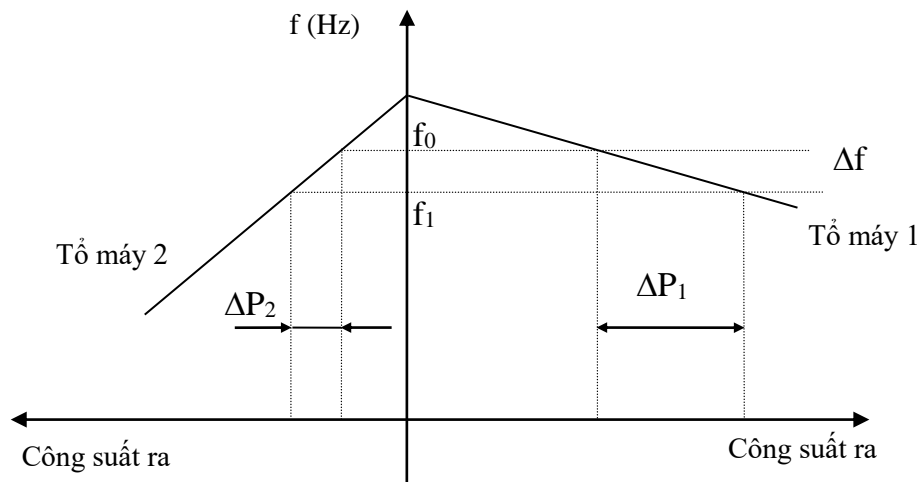
$\omega_0$ : Tốc độ định mức

- Ý nghĩa của giá trị R:
  - Thường được lấy trong khoảng 2 ÷ 8 % theo kinh nghiệm
  - Hệ thống điện Phần Lan lấy bằng 6%
  - Việc xác định giá trị R xuất phát từ dự phòng quay, công suất đỉnh
  - Giá trị này được thay đổi theo hàng năm

d. Vận hành máy phát song song

Máy phát vận hành song song trong hệ thống điện với cùng 1 giá trị R:

- Cùng tham gia điều chỉnh
- Điều chỉnh theo khả năng của từng tổ máy.

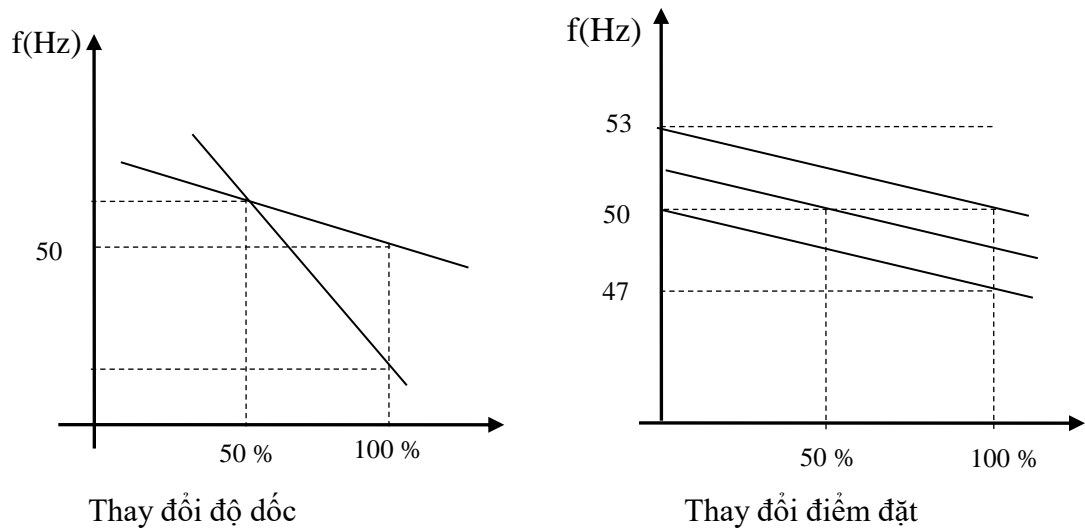
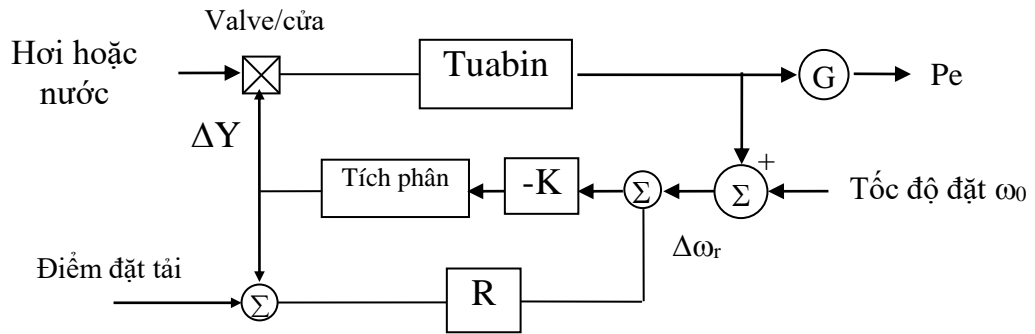


Hình 10. Đặc tính độ dốc tần số

1.2 Điều chỉnh công suất máy phát:

- Mối quan hệ giữa tốc độ và phụ tải có thể điều chỉnh được nhờ đưa thêm điểm đặt phụ tải.

- Tác động điều chỉnh cho ta một họ các đường đặc tính điều chỉnh song song nhau.
- Việc điều chỉnh tần số được thực hiện bằng cách di chuyển lên hoặc xuống đặc tính điều chỉnh.

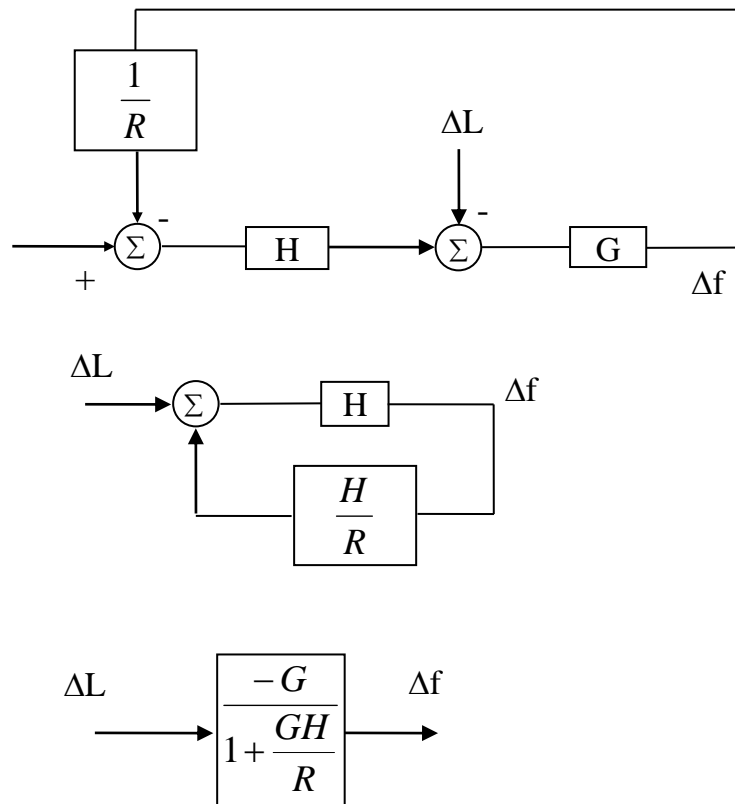


Hình 11. Tác động của việc thay đổi đặc tính điều chỉnh

### 1.3 Xét hệ thống điện cô lập:

Chúng ta xem xét phản ứng của hệ thống điện độc lập khi có sự thay đổi phụ tải với tác động của bộ điều tốc tuabin.

Hình 12 biểu diễn sơ đồ khối đơn giản hóa biểu diễn hàm truyền phản ánh mối quan hệ giữa sự thay đổi của phụ tải và tần số có xem xét đến đặc tính tần số của hệ thống điện và điều chỉnh tốc độ, công suất sơ cấp của tuabin.



Hình 12. Sơ đồ khối hàm truyền quan hệ thay đổi tải với tần số

G: Hàm truyền mô tả phản ứng của hệ thống điện  $\frac{1}{Ms + D}$

H: Hàm truyền mô tả bộ điều tốc và điều khiển công suất cơ.

Mục đích của việc mô phỏng HT dưới dạng hàm truyền là nhằm tính toán đáp ứng theo thời gian của độ lệch tần số khi có bước thay đổi phụ tải  $\Delta L$  trên máy tính số hoặc máy tính tương tự.

Từ mô tả trên ta có độ lệch tần số ở chế độ xác lập tức là giá trị của hàm truyền được xác định với  $s = 0$ :

$$\Delta f = \Delta L \frac{-G}{1 + \frac{GH}{R}} \Big|_{s=0}$$

$$\Delta f = \frac{-\Delta L}{\frac{1}{R} + D}$$

Trong trường hợp HT điện có nhiều tổ máy với bộ điều tốc độc lập ta có độ lệch tần số xác lập khi có sự thay đổi phụ tải  $\Delta L$ :

$$\Delta f = \frac{-\Delta L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} + D}$$

hoặc:

$$\Delta f = \frac{-\Delta L}{\frac{1}{R_{eq}} + D}$$

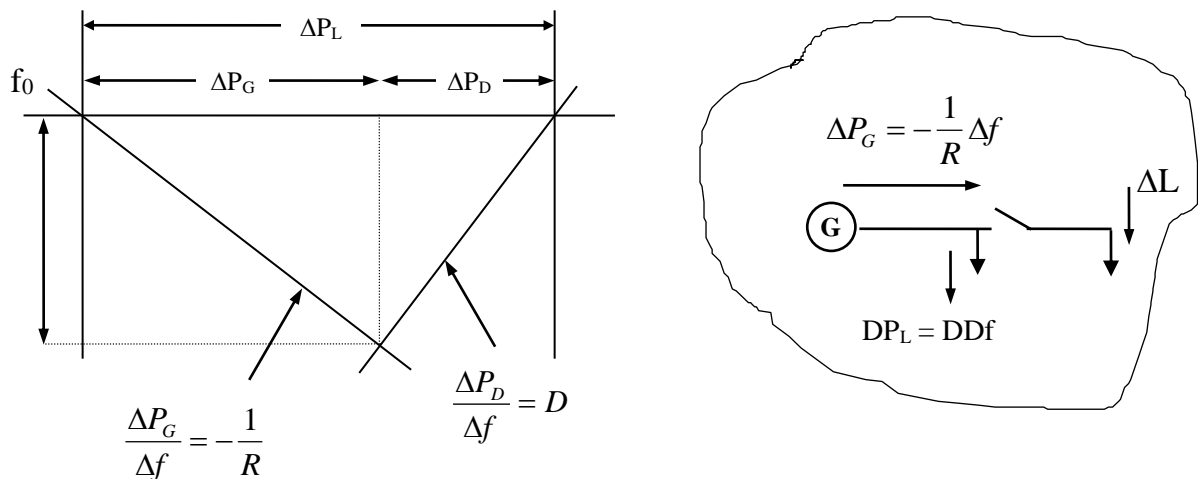
Trong đó:

$R_{eq}$ : là hệ số điều chỉnh của bộ điều tốc qui đổi cho cả HT điện khu vực.

$$R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n}}$$

Đại lượng  $\beta = \left( \frac{1}{R_{eq}} + D \right)^{-1}$  được gọi là đặc tính đáp ứng tần số tổng hợp

của hệ thống điện bao gồm cả đặc tính điều chỉnh công suất cơ tuabin và phụ tải.



Hình 13. Đáp ứng tần số tổng hợp của hệ thống điện

#### 1.4 Xét hệ thống điện liên kết:

Xuất phát từ khái niệm điều khiển sơ cấp, ta thấy điều khiển sơ cấp trong hệ thống điện liên kết không có sai khác đáng kể so với điều khiển sơ cấp trong hệ thống điện độc lập, việc điều khiển chủ yếu dựa trên đặc tính của các bộ điều tốc tuabin.

Xét hai hệ thống điện kết nối với nhau và trong mỗi hệ thống đều có thiết bị điều khiển công suất tuabin. Giả thiết công suất tải trong hệ thống điện 1 tăng lên một lượng là  $\Delta P_{L1}$ , độ lệch tần số trong chế độ xác lập sẽ có giá trị như nhau đối với cả hai hệ thống điện theo công thức sau:

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_{L1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2}$$

Chứng minh:

Xem xét khi có sự thay đổi phụ tải  $\Delta L$  trong HT điện 1 ta có quan hệ sau:

$$\Delta f_1 = \Delta f_2 = \Delta f$$

$$\frac{-\Delta f}{R_1} - \Delta P_{TL12} - \Delta P_{L1} = \Delta f_1 D_1 = \Delta f D_1$$

$$\frac{-\Delta f}{R_2} - \Delta P_{TL12} = \Delta f_2 D_2 = \Delta f D_2$$

Từ các phương trình trên ta rút ra được:

$$-\Delta P_{TL12} - \Delta P_{L1} = \Delta f \left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right)$$

$$+\Delta P_{TL12} = \Delta f \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)$$

Giải hai phương trình ta có:

$$\Delta F = \frac{-\Delta P_{L1}}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$$

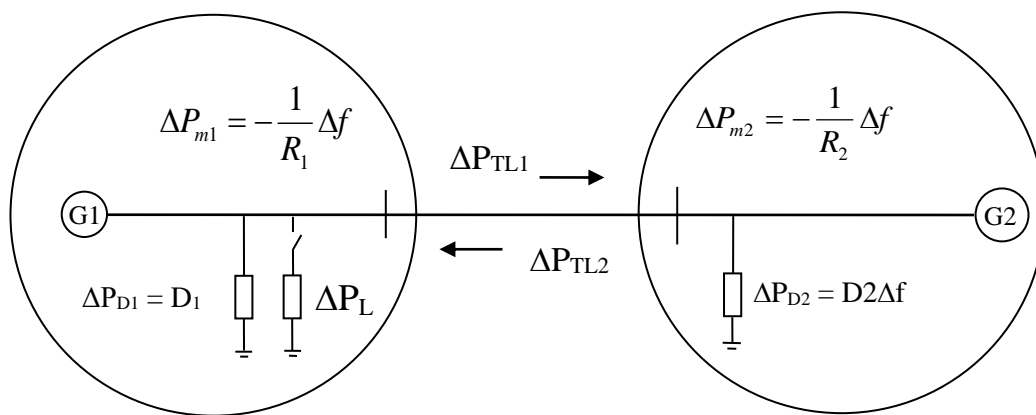
$$\Delta P_{TL12} = \frac{-\Delta P_{L1} \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$$

$$\Delta P_{TL21} = \frac{+\Delta P_{L1} \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}$$

Từ các phương trình trên ta thấy độ lệch tần số trong chế độ xác lập cũng tương tự khi có sự thay đổi phụ tải ở khu vực 2.

Độ lệch công suất đường dây liên kết phản ánh sự phân bổ điều tốc và điều chỉnh công suất từ khu vực này sang khu vực khác.

Chú ý rằng dấu của độ lệch công suất đường dây liên kết phụ thuộc vào độ lệch tần số mà nó xuất hiện bởi sự thay đổi công suất phụ tải (hệ thống 1 hoặc hệ thống 2).



Hình 14. Tác động của thay đổi tải ở HT điện 1

## 2. Định nghĩa điều chỉnh tần số sơ cấp

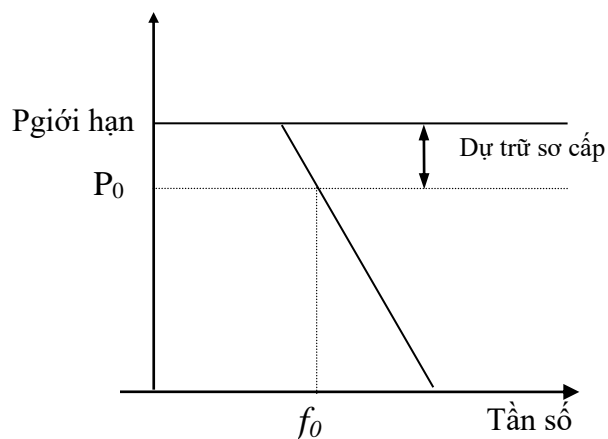
Điều chỉnh tần số sơ cấp được thực hiện do các bộ điều chỉnh tốc độ của tuabin, cho phép thay đổi lưu lượng nước hoặc hơi qua tổ máy tỷ lệ với sự biến đổi của tần số. Đáp ứng của việc điều chỉnh tần số biểu diễn ở MW/Hz và gọi là hệ số độ dốc đặc tính tần số (R). Như vậy với sự thay đổi có giới hạn của phụ tải có thể bù lại bằng tự động điều chỉnh tần số sơ cấp.

Mục đích của việc điều chỉnh sơ cấp:

- Nhanh chóng kiềm chế sự mất cân bằng giữa công suất phát và phụ tải, nhưng vẫn còn sự tồn tại một độ lệch tần số.
- Làm thay đổi trào lưu công suất trong hệ thống.

Hiệu quả điều chỉnh tần số sơ cấp phụ thuộc nhiều vào độ dốc của đường đặc tính điều chỉnh, nếu độ dốc càng nhỏ (cùng một sự thay đổi của phụ tải dẫn đến sự thay đổi càng nhỏ của tốc độ) hiệu quả điều chỉnh càng lớn. Nếu đường đặc tính điều chỉnh nằm ngang, đó là bộ điều chỉnh tuyệt đối, đảm bảo tần số không thay đổi với mọi thay đổi của phụ tải, cho đến khi hết giới hạn công suất tua bin.

### 3. Dự trữ sơ cấp



Hình 15. Dự trữ công suất sơ cấp của tổ máy

$$\Delta F = -\frac{\Delta P}{\sum K_j}$$

Nếu tổ máy  $i$  không tham gia vào điều chỉnh tần số ( $K_i = 0$  và  $P_i = P_{0i}$ )

$\sum K_j$  sẽ nhỏ hơn và  $\Delta F$  sẽ lớn hơn.

Kết luận:

Từ các kết quả trên ta thấy cần thiết số tổ máy tham gia vào điều chỉnh tần số nhiều nhất.

#### 4. Những yêu cầu về điều khiển sơ cấp:

##### a. Điều khiển sơ cấp là bắt buộc:

Qua các phân tích trên thì xét về góc độ lưới điều khiển sơ cấp là bắt buộc. Và bất cứ giải pháp điều khiển nào được xem là tốt nhất cũng không thể thực hiện được nếu như ngừng điều khiển sơ cấp.

##### b. Điều khiển sơ cấp không thể hủy bỏ bởi giới hạn phụ tải:

Giới hạn tải luôn ngăn cản việc điều chỉnh  $k \cdot \Delta f$ , do đó thao tác điều chỉnh theo  $k \cdot \Delta f$  có thể bị hủy bỏ bởi giới hạn tải.

Ví dụ: Giả thiết ta có một tổ máy với công suất danh định là 200 MW và hệ số trượt  $s = 4\%$ .

$$S = \frac{\frac{\Delta f}{f_0}}{\frac{\Delta P}{P_0}} = \frac{\frac{\Delta f}{50}}{\frac{\Delta P}{200}} \Rightarrow \Delta P = 100 \Delta f$$

Bây giờ giả thiết tổ máy đang vận hành tại 100 MW và giới hạn công suất tại 100 MW. Nếu xuất hiện tụt tần số (ví dụ 0.1 Hz), về lý thuyết công suất mới sẽ là  $100 + 100 \cdot \Delta f = 110$  MW, nhưng do ràng buộc của giới hạn tải nên điều chỉnh sơ cấp sẽ không thực hiện được

$\Rightarrow$  Cần chú ý tránh vận hành nhà máy với giới hạn tải gần với điểm đặt. Như vậy giới hạn tải phải nằm phía trên, tùy thuộc vào từng loại nhà máy (càng cao, càng tốt).

Tất nhiên giới hạn tải được sử dụng để bảo vệ tổ máy chống lại những mất cân bằng chính: Nếu như tần số quá lớn xuất hiện, thì tổ máy không có khả năng đáp ứng được, nếu như giới hạn tải không được điều chỉnh đúng.

##### c. Điều chỉnh sơ cấp càng nhanh càng tốt :

Xét từ góc độ vận hành lưới điện thì điều chỉnh sơ cấp càng nhanh, càng tốt. Trong trường hợp xuất hiện mất cân bằng giữa phát điện và tiêu thụ điện, thì thao tác điều chỉnh nhanh sẽ giảm được độ tụt tần số.

##### d. Cần phải tránh dải chết và vùng lợc:

Vùng chết và tính lợc phải loại bỏ trong điều chỉnh sơ cấp vì nó là nguồn gốc của tính trễ trong điều khiển sơ cấp. Phản ứng của các thiết bị này cũng là nguồn gốc của sự mất ổn định của hệ thống điện.



*e. Điều khiển sơ cấp phải thực hiện ở từng tổ máy:*

Yêu cầu chung là mỗi tổ máy phải tham gia vào điều khiển sơ cấp với độ trượt nằm trong khoảng  $2 \div 8\%$ , với dự trữ sơ cấp là  $2.5\%$ . Đặc biệt trong nhà máy điện chu trình hỗn hợp (CC) điều khiển sơ cấp phải thực hiện trong từng phần chu trình - tuabin và đuôi hơi (fired gasturbine and unfired steam).

Chính những đặc điểm của điều chỉnh sơ cấp dẫn đến nhu cầu điều chỉnh tần số thứ cấp.

### III. Điều chỉnh tần số thứ cấp

Secondary Frequency Control

#### 1. Khái niệm tự động điều chỉnh máy phát AGC, điều khiển tần số LFC:

Nếu khi có sự biến động về phụ tải mà ta chỉ dừng lại ở thao tác điều chỉnh sơ cấp thì khi ấy vẫn tồn tại một độ lệch tần số trong HT điện theo đặc tính của turbine đã trình bày ở trên.

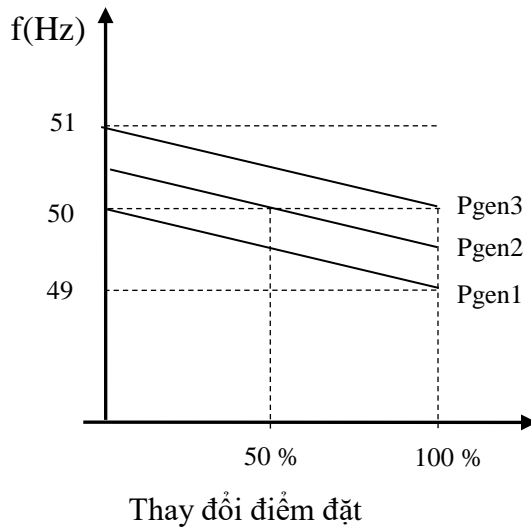
Mục đích của tự động điều chỉnh máy phát (Automatic Generation Control - AGC)

1- Đưa tần số trở lại giá trị định mức .

2- Điều chỉnh trào lưu công suất trao đổi giữa các khu vực theo một kế hoạch xác định, bằng cách điều chỉnh công suất ra của một số máy phát được lựa chọn trước, hai chức năng trên còn được gọi là điều khiển tải - tần số (Load Frequency Control - LFC)

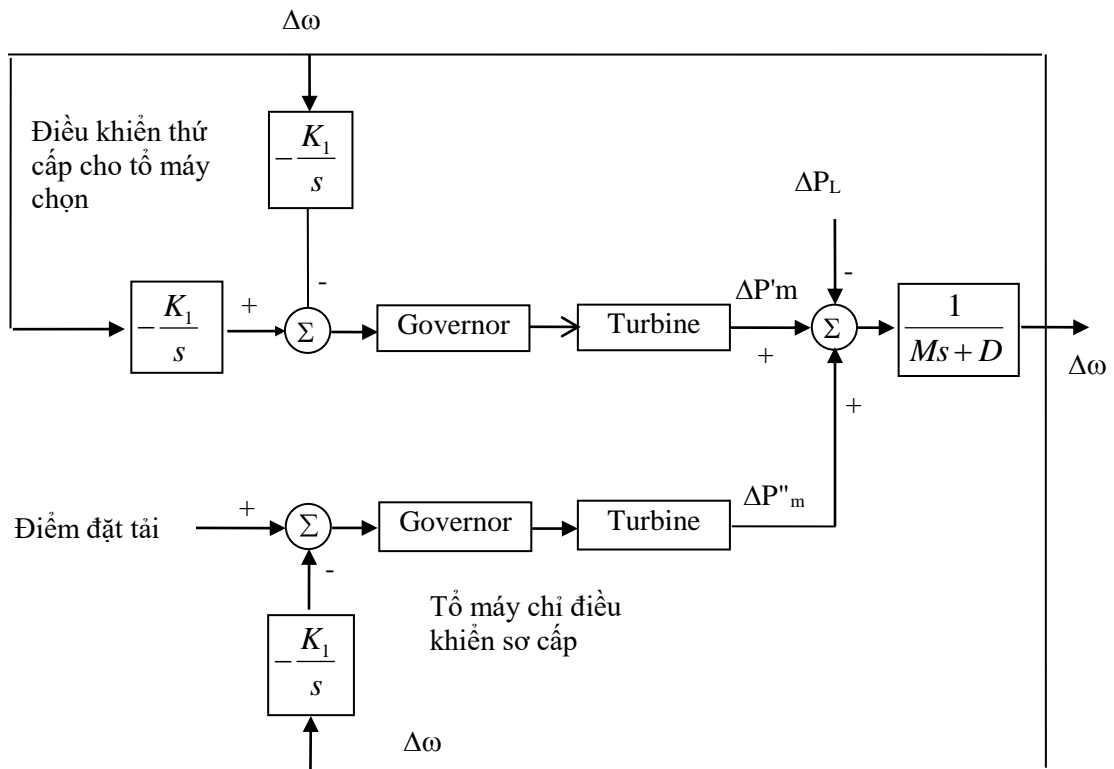
3- Phân bổ lại lượng công suất thay đổi trong số các máy phát nhằm tối thiểu hóa chi phí vận hành (Economic Dispatch Control - EDC).

Hình vẽ dưới đây minh họa một cách đơn giản bằng đồ thị hoạt động điều chỉnh tần số thứ cấp.



Điều chỉnh tần số thứ cấp thay đổi công suất tuabin theo sự biến đổi tần số của hệ thống. Điều chỉnh tần số thứ cấp do bộ tự động điều chỉnh tần số thực hiện hoặc do trực ban vận hành thực hiện.

**2. Điều khiển tần số thứ cấp trong hệ thống điện cô lập:**



Hình 16. Khâu tích phân thêm vào cho tổ máy tham gia AGC

- Trong HT điện cô lập hay HT điện liên kết không xét đến ràng buộc về trao đổi công suất giữa các khu vực thì nhiệm vụ chính của AGC là khôi phục tần số về giá trị danh định.
- Đại lượng độ lệch tần số đặc trưng cho sự thay đổi công suất.
- Thực hiện bằng cách thêm một tín hiệu đặt qua khâu tích phân vào bộ điều tốc của turbine tham gia vào AGC.
- Điều chỉnh tần số thứ cấp phải chậm hơn sơ cấp để đảm bảo điều chỉnh sơ cấp đã được thực hiện → đảm bảo ổn định tần số.
- AGC điều chỉnh công suất ra của máy phát theo đáp ứng tần số của HT điện từ đó khôi phục lại giá trị đặt của các tổ máy không tham gia vào AGC.

### 3. Điều khiển tần số thứ cấp trong hệ thống điện liên kết :

#### a. Khái niệm lỗi điều khiển khu vực (Area Control Error - ACE):

- Sự thay đổi công suất trong HT liên kết gây ra độ lệch tần số và độ lệch trào lưu công suất trao đổi giữa các khu vực.
- Nhắc lại rằng mục đích chính của điều khiển tần số thứ cấp là khôi phục độ lệch tần số đến không và độ lệch trào lưu công suất trao đổi đến không.
- Một cách có hiệu quả, người ta muốn rằng nếu như có sự thay đổi tải ở khu vực 1 thì không có thao tác điều chỉnh thứ cấp ở khu vực 2 mà chỉ có ở khu vực 1.
- Khi có sự thay đổi tải ở khu vực 1 làm xuất hiện độ lệch công suất trên đường dây liên kết:

$$\Delta P_{TL12} = \frac{-\Delta P_{L1} \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\left( \frac{1}{R_1} + D_1 \right) + \left( \frac{1}{R_2} + D_2 \right)} = \frac{-\Delta P_{L1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2}$$

Và một độ lệch tần số:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_{L1}}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = -\frac{\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2}$$

Nếu nhìn từ khu vực 2, sự thay đổi tải trong khu vực 1 cũng làm sai lệch trào lưu công suất trên đường dây liên kết bằng nhưng ngược với độ lệch nhìn từ khu vực 1, tức là:

$$\Delta P_{TL21} = \frac{\Delta P_{L1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)}{\left(\frac{1}{R_1} + D_1\right) + \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)} = \frac{\Delta P_{L1} \beta_2}{\beta_1 + \beta_2}$$

và khu vực 2 cũng nhận cùng một độ lệch tần số như khu vực 1.

Từ mối quan hệ này, người ta thấy rằng sử dụng trọng số  $\beta_2 = \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)$  cho độ lệch tần số của khu vực 2 (xem như hệ số độ dốc đặc tính tần số), tín hiệu điều khiển thứ cấp được xem như lỗi điều khiển khu vực (ACE) và có thể thêm độ lệch công suất của đường dây liên kết theo hệ số về đặc tính tần số.

Như vậy, đối với khu vực 2, ACE có thể là:

$$ACE_2 = \Delta P_{TL21} + B_2 \Delta f \text{ trong đó:}$$

$$B_2 = \beta_2 = \left(\frac{1}{R_2} + D_2\right)$$

Với khu vực 1 ta có

$$ACE_1 = \Delta P_{TL12} + B_1 \Delta f \text{ với}$$

$$B_1 = \beta_1 = \left(\frac{1}{R_1} + D_1\right)$$

*b. Điều khiển tần số theo độ dốc đặc tính tần số đường dây liên kết:*

Trong thực tế để đạt được kết quả  $\Delta P = 0$  và  $\Delta f = 0$ , hầu như bất cứ sự kết hợp nào của lỗi điều khiển khu vực, lỗi này bao gồm thành phần sai lệch tần số và sai lệch đường dây liên kết, chắc chắn khôi phục được độ lệch tần số và độ lệch công suất đường dây liên kết đến không. Từ thực tế cho thấy rằng các khâu tích phân chắc chắn giảm ACE đến không.

Ta có thể viết:

$$ACE_1 = k_1 \Delta P_{TL12} + B_1 \Delta f = 0$$

$$ACE_2 = k_2 \Delta P_{TL21} + B_2 \Delta f = 0$$

Do đó, đối với các giá trị  $k_1, k_2, B_1, B_2 \neq 0$ , các phương trình trên nhận được nếu  $\Delta P_{TL} = 0, \Delta f = 0$  độc lập với giá trị của  $k_1, k_2, B_1, B_2$ .

\* Lựa chọn độ dốc cho hệ số độ dốc điều khiển tần số:

+  $B_1 = \beta_1, B_2 = \beta_2$  ta có:

$$ACE_1 = \Delta P_{TL12} + B_1 \Delta f = \frac{-\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} (\beta_1 + \beta_2) = -\Delta P_{L1}$$

$$ACE_2 = \Delta P_{TL21} + B_2 \Delta f = \frac{-\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} (-\beta_2 + \beta_2) = 0$$

\* Tín hiệu điều khiển tỷ lệ với ACE hoặc tích phân của ACE.

*c. Các phương pháp điều khiển khác:*

- Người ta có thể chọn các cặp giá trị khác nhau của  $B_1, B_2$  từ đó có các luật điều chỉnh khác nhau.
- Một phương thức điều khiển trong đó thỏa mãn mục tiêu trên là giao cho 1 khu vực điều khiển độ lệch công suất đường dây liên kết (gọi là flat tie - line control) và khu vực kia điều khiển tần số (gọi là Flat Frequency Control). Trong điều khiển như vậy, cho ta  $ACE_1 = k_1 \Delta P_{TL12}$  và  $ACE_2 = B_2 \Delta f$ .

#### 4. AGC khi có nhiều khu vực:

- Khi có nhiều hơn hai khu vực thì luật điều khiển không thay đổi.
- Tín hiệu điều khiển (ACE) gồm độ lệch tần số và tổng độ lệch công suất các đường dây liên kết.
- Trong điều kiện vận hành không bình thường thì có thể có khu vực không đáp ứng được yêu cầu điều khiển tần số do dự phòng của các máy phát không đủ, khi ấy trào lưu công suất trao đổi trên đường dây liên kết sẽ bị sai lệch.

#### IV. Điều chỉnh tần số có xét đến phân bổ kinh tế (EDC)

- Cùng với nhiệm vụ điều khiển tần số và thực hiện kế hoạch trao đổi công suất giữa các khu vực, một nhiệm vụ rất quan trọng của điều khiển thứ cấp là phân bổ lại lượng công suất phát cần thiết trong số các nguồn phát hiện có để nhằm tối thiểu giá thành vận hành bao gồm cả ảnh hưởng tổn thất.
- Cơ sở lý thuyết của bài toán vận hành kinh tế là cân bằng đặc tính gia tăng chi phí sản xuất.

Giả thiết có hai máy phát điện cung cấp công suất P1 và P2 cho phụ tải P:

$$P_1 + P_2 = P$$

Và tổng chi phí sản xuất điện F được biểu diễn như hàm số của phụ tải từng máy phát:

$$F = F_1(P_1) + F_2(P_2)$$

Đối với tổng phụ tải cố định P, thì sự biến động tải của máy phát 1 phải bằng và ngược dấu với sự biến đổi tải của máy 2:

$$\Delta P_1 = -\Delta P_2$$

Như vậy để tối thiểu hóa chi phí sản xuất điện, thì đạo hàm của hàm chi phí theo biến P1 phải triệt tiêu. tức là:

$$\frac{dF}{dP_1} = -\frac{dF_1(P_1)}{dP_1} + \frac{dF_2(P_2)}{dP_1} = 0$$

$$\frac{dF_1(P_1)}{dP_1} = -\frac{dF_2(P_2)}{dP_1} = \frac{dF_2(P_2)}{dP_2}$$

bởi vì  $dP_1 = -dP_2$

Từ phương trình trên ta có:  $\frac{dF_1}{dP_1} = \frac{dF_2}{dP_2} = \lambda$  được xem như một tiêu chuẩn

để phân bổ phụ tải máy phát nhằm tối thiểu chi phí sản xuất. Nó được gọi là “Phương trình phối hợp”.

Để thực hiện mục tiêu này thiết bị điều khiển sẽ thay đổi chi phí sản xuất  $\lambda$  đến một giá trị đảm bảo tổng công suất do từng máy phát riêng rẽ phát ra bằng tổng công suất mong muốn. Khi ấy từng tổ máy độc lập liên hệ với hệ số

$\lambda$  thông qua đặc tính gia tăng chi phí của tổ máy đó. Trong thực tế sơ đồ điều khiển có thể do một máy tính tương tự hoặc một bộ tích phân số đảm nhận.

Trong điều khiển tần số có xét đến phân bổ kinh tế thì ngoài tín hiệu tỷ lệ và tích phân đối với lỗi điều khiển khu vực (ACE) thông qua phần điều chỉnh sơ cấp nhằm đưa ACE về không, người ta còn đưa thêm một tín hiệu đặt biểu diễn cho hệ số  $\lambda$  nhằm phân bổ lại công suất các tổ máy theo đặc tính gia tăng chi phí của máy phát. Tuy nhiên trong phương thức điều khiển này người ta chỉ dùng một kênh  $\lambda$  cho cả nhà máy. Và với sơ đồ điều khiển này có một số điểm bất lợi khi có lỗi đường truyền hoặc mất tín hiệu.

Cùng với sự phát triển của kỹ thuật máy tính số hiện đại và những tiến bộ trong việc truyền dữ liệu cũng như thiết bị thông tin đã ngày càng hoàn thiện việc tự động điều chỉnh máy phát cũng như phân bổ kinh tế giữa các máy phát được thực hiện tại các Trung tâm Điều độ.

Cùng với lỗi điều khiển khu vực, tải MW của từng tổ máy sẽ được đo và chuyển về các Trung tâm Điều độ, tại đó máy tính sẽ tính toán phân bổ kinh tế cho các tổ máy từ đó đưa ra yêu cầu công suất phát cho từng tổ máy.

Với khâu tích phân có hệ số khuếch đại lớn nhằm đạt yêu cầu về công suất của máy phát cân bằng với ACE một cách liên tục và gần như tức thời, và cũng đảm bảo công suất phát ra đúng với giá trị yêu cầu. Bộ phận phân bổ kinh tế đảm bảo tổng công suất yêu cầu được phân phối một cách liên tục và tức thời cho các tổ máy tương ứng với yêu cầu kinh tế bởi hệ số tham gia và điểm đặt. Trong đó thông tin về hệ số tham gia hoặc điểm đặt cơ bản được tạo ra thông qua việc giải phương trình phối hợp đã nêu trên, có xét đến ảnh hưởng của tổn thất một cách gần đúng. Ngày nay người ta thường sử dụng máy tính số để thực hiện nhiệm vụ này, với việc thực hiện tương đối đều đặn và thực hiện theo chu kỳ 2÷4s.

Xuất phát từ ý tưởng này người ta phát triển nên các sơ đồ điều khiển khác trong đó có sử dụng những máy tính hiện đại có cài đặt chương trình nhằm tính toán các thông số cho phân bổ kinh tế (hệ số tham gia, điểm đặt) gọi là chương trình điều độ kinh tế (Economic Dispatch Program).

## V. Điều khiển tần số và công suất hệ thống điện Việt Nam

### Quy định điều khiển tần số hệ thống điện Việt Nam

"Quy trình Xử lý sự cố hệ thống điện quốc gia" quy định điều chỉnh tần số như sau:

Tần số HTĐ Quốc gia phải luôn luôn duy trì ở mức 50 Hz với sự dao động  $\pm 0,2$  Hz. Trường hợp HTĐ chưa ổn định cho phép làm việc với độ lệch tần số là  $\pm 0,5$  Hz.

Tất cả các tổ máy trong hệ thống điện Việt Nam có đặc tính điều chỉnh được đặt với độ dốc 4%. Việc đặt cùng độ dốc này như đã phân tích ở trên nhằm phân bố công suất phụ tải cho các tổ máy theo khả năng phát của các tổ máy đó.

"Quy trình Xử lý sự cố hệ thống điện quốc gia" quy định điều chỉnh tần số sơ cấp và thứ cấp như sau:

Điều chỉnh tần số sơ cấp là quá trình điều chỉnh tức thời được thực hiện bởi số lượng lớn các tổ máy có bộ phận điều chỉnh công suất tua bin theo sự biến đổi của tần số.

Điều chỉnh tần số thứ cấp là quá trình điều chỉnh tự động tiếp theo của điều chỉnh tần số sơ cấp thực hiện bởi một số các tổ máy phát được quy định cụ thể nhằm đưa tần số trở lại giá trị danh định.

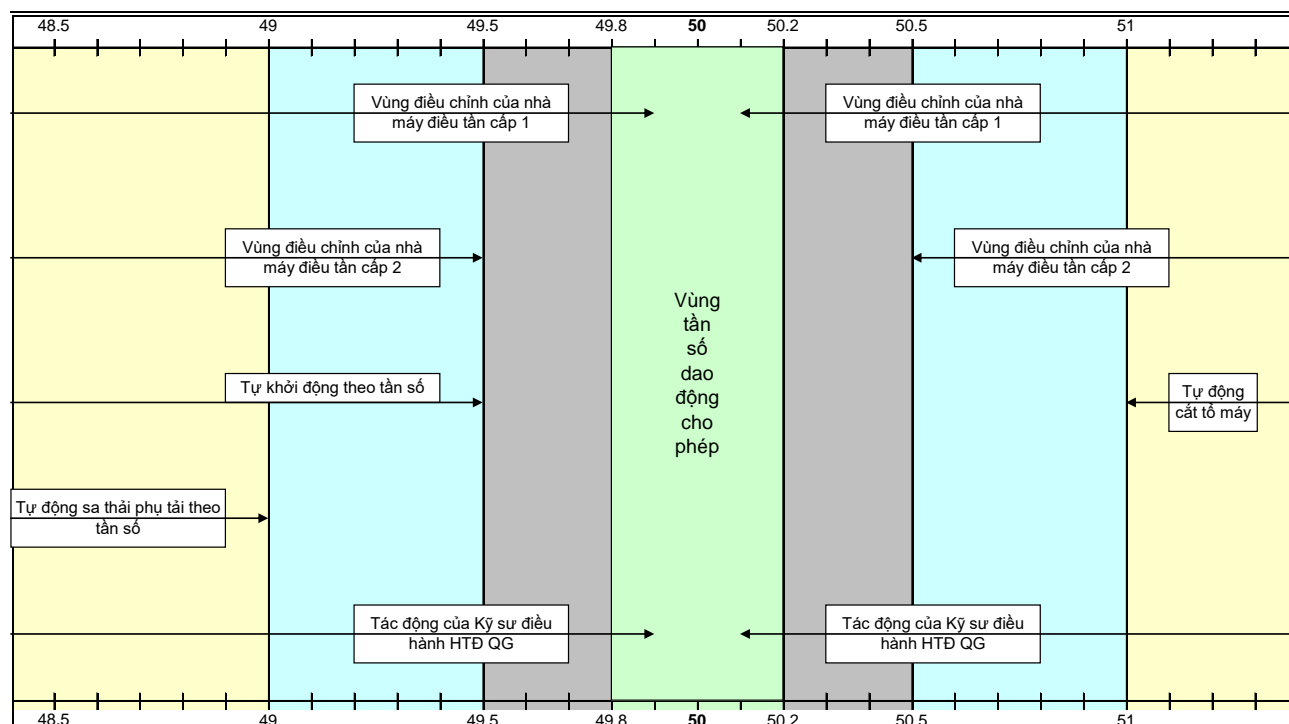
Điều chỉnh tần số HT điện quốc gia được chia thành ba cấp:

1. Điều chỉnh tần số cấp I là điều chỉnh của bộ điều chỉnh công suất của các tổ máy phát điện đã được quy định trước nhằm duy trì tần số HTĐ ở mức  $50 \pm 0,2$  Hz;
2. Điều chỉnh tần số cấp II là điều chỉnh của bộ điều chỉnh công suất của các tổ máy phát điện đã được quy định trước nhằm đưa tần số HTĐ về giới hạn  $50 \pm 0,5$  Hz;
3. Điều chỉnh tần số cấp III là điều chỉnh bằng sự can thiệp của KSDH HTĐ để đưa tần số HTĐ vận hành ổn định theo quy định hiện hành và đảm bảo phân bổ kinh tế công suất phát các NMD.

Theo qui định điều chỉnh tần số thì các tổ máy làm nhiệm vụ điều tần cấp I phải điều chỉnh công suất phát để giữ tần số nằm trong phạm vi  $50 \pm 0,2$  Hz. Các tổ máy không có nhiệm vụ điều chỉnh tần số thì được phát theo mức tải nền với vùng điều chỉnh của bộ điều chỉnh tần số là  $50 \pm 0,5$  Hz.



PHỤ LỤC 1: SƠ ĐỒ PHÂN CẤP ĐIỀU CHỈNH TẦN SỐ HỆ THỐNG ĐIỆN



Trong hệ thống chỉ có nhà máy thủy điện Hoà Bình là có trang bị bộ điều khiển công suất theo nhóm, nhằm phân bố đều công suất cho các tổ máy đang vận hành khi điều chỉnh tần số hệ thống. Tuy nhiên do vùng chết của dải điều chỉnh tần số của các tổ máy mà đặc tính tần số hiện tại của hệ thống không phải luôn luôn nằm trong phạm vi  $50 \pm 0.2$  Hz.

Khi tần số giảm xuống dưới 49.5 Hz mà đã hết khả năng điều chỉnh của các nhà máy điện điều tần cấp I và II, KSDH HTĐ QG phải ra lệnh khởi động thêm các tổ máy đang ở trạng thái dự phòng kè cả của khách hàng. Việc lựa chọn tổ máy huy động phải xét đến khả năng đáp ứng nhanh của tổ máy và tính tối ưu khai thác nguồn trong HT điện.

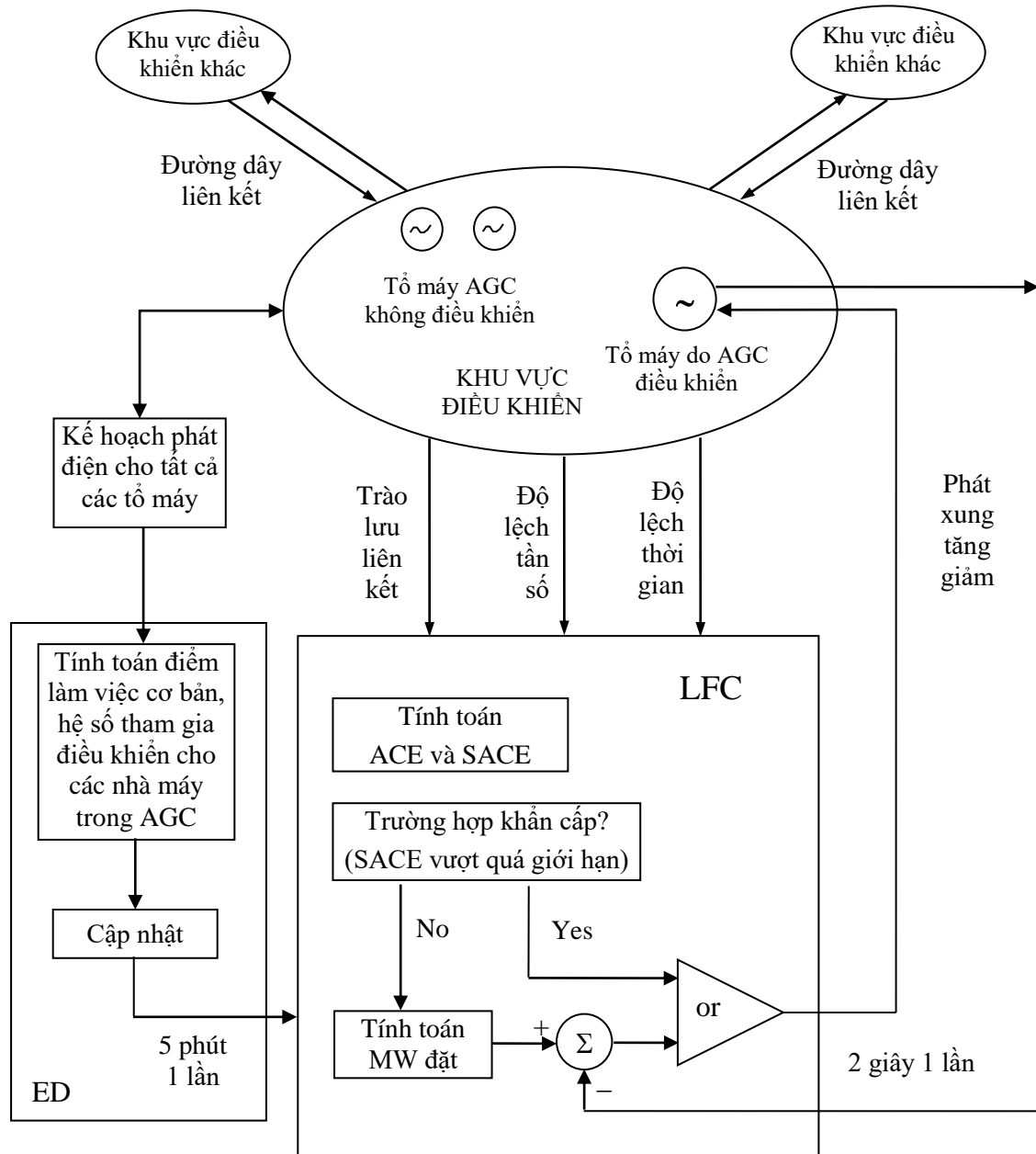
Trong trường hợp tần số vẫn tiếp tục giảm, đe dọa đến độ hoạt động ổn định của HT điện quốc gia sẽ phải tiến hành sa thải phụ tải theo quy định.

Khi tần số giảm xuống dưới 49 Hz (trường hợp sự cố) thì hệ thống tự động chống sự cố, hệ thống sa thải phụ tải (F81) sẽ tiến hành 6 đợt cắt tùy theo độ tụt và tốc độ tụt tần số nhằm đưa tần số hệ thống trở về 50 Hz.

⇒ Ngược lại, trong trường hợp tần số hệ thống lớn hơn 50,5 Hz ĐĐQG có quyền ra lệnh ngừng dự phòng một số tổ máy, sau khi xét đến an toàn của hệ thống, tính kinh tế, điều kiện kỹ thuật và khả năng huy động lại.

### Tự động điều khiển phát điện (AGC)

Theo thiết kế dự án SCADA/EMS của Trung tâm Điều độ HT điện quốc gia giai đoạn 2, các nhà máy thủy điện Hoà Bình, Trị An, và Ialy. Tuy nhiên do tại nhà máy Ialy chưa đấu nối thiết bị đầu cuối (RTU) nên hiện chỉ có các tổ máy của nhà máy thủy điện Hoà Bình và Trị An do chức năng AGC điều khiển.



Hình 17. Sơ đồ hệ thống AGC cho HT điện Việt Nam

#### a. Nguyên tắc làm việc của hệ thống AGC

Tín hiệu vào của hệ thống AGC bao gồm:

- Trào lưu công suất trên mạch liên kết.
- Độ lệch tần số của hệ thống.
- Độ lệch thời gian.

Từ các tín hiệu đầu vào ở trên chức năng AGC sẽ tính toán xác định lỗi điều khiển khu vực ACE, sau đó căn cứ vào hệ số tham gia điều khiển của các tổ máy trong AGC để phát xung tăng/giảm đến các tổ máy tương ứng. Khi lỗi điều khiển khu vực ACE về không hoặc đổi dấu thì AGC sẽ phát xung điều khiển các tổ máy trở về điểm làm việc cơ bản do chức năng vận hành kinh tế đưa ra. Chức năng tính toán vận hành kinh tế cũng được thực hiện trong thời gian thực với chu kỳ thường là 5 phút/lần.

#### *b. Các trạng thái vận hành của AGC*

**ON** = AGC đang hoạt động bình thường.

**TOUT** = AGC đang bị time out do một trong các nguyên nhân sau:

- ACE được tính theo phương pháp cố định công suất trao đổi giữa các khu vực hoặc tie line bias, và tất cả các nguồn đo xa MW của tối thiểu một đường dây liên kết bị phát hiện là đang đo xa bị lỗi hoặc dừng không quét dữ liệu.
- ACE được tính toán theo phương pháp giữ tần số không đổi (CF), hoặc giữ tần số không đổi có hiệu chỉnh thời gian hoặc Tie line bias, và độ lệch tần số đo được bị phát hiện là đang đo xa bị lỗi hoặc dừng không quét dữ liệu, nhập vào bằng tay hoặc vượt quá ngưỡng cảnh báo của AGC.
- ACE được tính toán theo phương pháp Tie line Bias hoặc giữ tần số không đổi với phương pháp hiệu chỉnh thời gian và thời gian đo được đang bị lỗi hoặc dừng không quét dữ liệu, nhập vào bằng tay.
- Không có tổ máy nào đang được điều khiển, có nghĩa là không có tổ máy nào vận hành BASELOAD, RAMP, BASELOAD và REGULATING, SCHEDULE, ECONOMIC hoặc AUTOMATIC.
- Có tổ máy đang vận hành ở phương thức BASELOAD và REGULATING, nhưng không có tổ máy nào vận hành ở phương thức AUTOMATIC.

- ACE ở phương thức điều khiển Pool và dữ liệu bị phát hiện là đang đo xa hoặc dừng không quét dữ liệu.

SUSP = AGC bị dừng, nhưng vẫn thực hiện chức năng giám sát điều khiển nguồn.

Phương pháp tính toán lỗi điều khiển khu vực (ACE) -

Phương pháp tính toán ACE xác định cách tính toán lỗi điều khiển khu vực (ACE). Có 6 phương pháp tính toán lỗi điều khiển khu vực:

- Giữ tần số không đổi (CF) = AGC điều khiển máy phát để giữ tần số không đổi ở giá trị mong muốn.
- Giữ công suất trao đổi không đổi (CNI) = AGC điều khiển phát điện để giữ công suất trao đổi giữa các khu vực ở giá trị định trước.
- Tie line Bias (TLB) = Phương pháp này là kết hợp hai phương pháp ở trên. Đối với phương pháp này, AGC điều khiển phát điện để duy trì cả công suất trao đổi giữa các khu vực và tần số hệ thống ở giá trị định trước.
- Tie line Tie bias (TLTB) = phương pháp này kết hợp phương pháp Tie line Bias và hiệu chỉnh thời gian. AGC điều khiển để duy trì công suất trao đổi, tần số hệ thống và thời gian hệ thống ở giá trị định trước.
- Giữ tần số không đổi với hiệu chỉnh thời gian (CFT) = AGC điều khiển phát điện để giữ tần số ở giá trị định trước và thời gian ở giá trị định trước.
- Sản xuất điện không đổi (CPP) = AGC điều khiển phát điện để giữ giá sản xuất điện của khu vực ở một giá trị định trước.

### c. Các chế độ làm việc của tổ máy trong AGC

Các phương thức vận hành dưới đây chỉ ra trạng thái điều khiển của từng tổ máy phát có thể điều khiển:

- UNAV (UNAVAILABLE) - ở phương thức này, tổ máy đang dừng không thể vận hành được. Tổ máy không thể điều khiển bằng AGC được. Chỉ có nhân viên vận hành tổ máy có thể chuyển tổ máy từ

phương thức này sang phương thức AVAL và chỉ có nhân viên vận hành mới có thể chuyển tổ máy từ phương thức UNAV sang phương thức AVAL.

- AVAL (AVAILABLE) - ở phương thức này, tổ máy đang off-line, có nghĩa là các máy cắt nối máy phát vào lưới điện mở, hoặc công suất phát ra của tổ máy thấp hơn ngưỡng tối thiểu có thể thay đổi do người lập trình /kỹ sư nhưng khi cần cũng có thể chọn on-line.
- MANL (MANUAL) - ở phương thức này, tổ máy phát on-line nhưng không do AGC điều khiển. Tổ máy phát do AGC tự động chuyển vào phương thức vận hành này do một trong các điều kiện sau:
  - Khi tổ máy đang ở phương thức AVAL và phát ra công suất vượt qua ngưỡng sai lệch tối thiểu.
  - Khi phát hiện tổ máy không đáp ứng theo lệnh điều khiển, có nghĩa là tổ máy không bám theo điều khiển.
  - Khi AGC ở trạng thái dừng hoạt động lâu hơn một thời gian có thể thay đổi bởi người lập trình/kỹ sư và sau đó lại đưa về trạng thái vận hành ON.
  - Khi AGC điều khiển tổ máy phát đo được đang ở trạng thái đo xa lỗi, ngừng quét dữ liệu hoặc nhập giá trị bằng tay.
  - Khi trạng thái điều khiển tổ máy thay đổi từ REMOTE sang LOCAL.
- MAND (MANUAL-DISPATCH) - ở phương thức này, tổ máy phát on-line, nhưng không do AGC điều khiển, điểm vận hành cơ sở do chức năng vận hành kinh tế (ED) đưa ra.
- AUTO (AUTOMATIC) - ở phương thức này, tổ máy do AGC điều khiển với mức tải dựa trên điểm cơ sở vận hành kinh tế và hệ số tham gia vận hành kinh tế do chức năng vận hành kinh tế đưa ra, và tham gia vào việc điều chỉnh lỗi điều khiển khu vực theo hệ số điều khiển.
- BASE (BASELOAD) - ở phương thức này, tổ máy được điều khiển ở điểm vận hành do người vận hành nhập và chuyển đến điểm cơ sở

với tốc độ lớn nhất. Tổ máy lúc này do AGC điều khiển nhưng không tham gia vào điều khiển lỗi điều khiển khu vực.

- BREG (BASELOAD AND REGULATING) - ở phương thức này, Tổ máy vận hành giống như phương thức vận hành BASE ngoài ra nó còn tham gia vào việc điều chỉnh lỗi điều khiển khu vực theo hệ số tham gia trong giới hạn phạm vi điều chỉnh do người vận hành nhập vào. Khi ACE được giảm về không, AGC chuyển tổ máy trở về điểm vận hành cơ bản.
- RAMP (RAMP) - ở phương thức này, Tổ máy sẽ do AGC điều khiển chuyển đến điểm vận hành cơ bản do người vận hành nhập dựa trên cơ sở thời gian bắt đầu thay đổi, tốc độ thay đổi, và chế độ phát đích. Khi đồng hồ thời gian bằng với thời gian bắt đầu thay đổi công suất định trước, AGC sẽ thay đổi chế độ phát đến mức mong muốn ở tốc độ thay đổi do người vận hành xác định. Khi máy phát cần điều chỉnh đạt đến mức yêu cầu, AGC sẽ tự động chuyển tổ máy sang phương thức BASE.
- PUMP (PUMP) - Phương thức điều khiển này chỉ áp dụng cho tổ máy thủy điện. Khi tổ máy phát ở phương thức điều khiển khác (ngoại trừ UNAV) sẽ tự động chuyển sang phương thức PUMP khi công suất phát thực tế nhỏ hơn ngưỡng âm. Phương thức điều khiển của tổ máy sẽ tự động chuyển từ phương thức PUMP sang MANL khi công suất phát thực tế vượt quá ngưỡng tối thiểu on -line. Tổ máy ở phương thức điều khiển này nhận công suất từ hệ thống và không do AGC điều khiển.
- ECON (ECONOMIC) - ở phương thức này, AGC điều khiển công suất phát ra của tổ máy ở điểm vận hành kinh tế cơ sở. Điểm vận hành kinh tế cơ sở này do chức năng vận hành kinh tế tính ra và được dùng nếu tổ máy ở phương thức vận hành Local, hoặc điểm cơ sở nhận được từ trung tâm điều khiển khác nếu AGC ở phương thức Pool. AGC giới hạn công suất ra của tổ máy ở trong dải giới hạn điều chỉnh. Người vận hành hệ thống có thể chuyển tổ máy On -line sang phương thức vận hành này nếu xác định vận hành ở mức này.

- SCHEDULE (SCHD) - ở phương thức này, AGC điều khiển công suất ra của tổ máy đến điểm vận hành cơ sở định trước như cung cấp trong kế hoạch vận hành.
- SCHEDULE AND REGULATING (SREG) - ở phương thức này, tổ máy phát vận hành ở cùng mức với phương thức SCHD trừ phân bố điều chỉnh lỗi điều khiển khu vực theo hệ số điều chỉnh. AGC điều khiển công suất ra của tổ máy đến điểm cơ bản định trước như cung cấp trong kế hoạch vận hành hiện thời.
- TEST (TEST) - ở phương thức vận hành này, người vận hành có thể định nghĩa lệnh thử điều khiển và khoảng thử. Đối với tổ máy điều khiển theo kiểu setpoint, lệnh thử điều khiển sẽ là MW setpoint. Đối với tổ máy điều khiển xung, lệnh thử sẽ là chiều dài xung có dấu, có nghĩa là, dương để tăng công suất và âm để giảm công suất. Khoảng thử nghiệm là số chu kỳ AGC mà trong quá trình thử nghiệm lệnh điều khiển thử nghiệm được gửi đến bộ phận điều khiển tổ máy. Nếu phần điều khiển tách khỏi tổ máy, người vận hành có thể thử thông mạch điều khiển cho từng tổ máy bằng cách dùng phương thức TEST.

## VI. Kết luận

Qua phân tích trên ta thấy trong HT điện hiện đại có thể chia ra làm 3 cấp điều chỉnh tần số khác nhau, trong đó cấp đầu tiên và nhanh nhất được thực hiện ngay tại từng tổ máy mà chủ yếu dựa trên đặc tính của các bộ điều tốc. Tuy nhiên cấp điều chỉnh này mang tính cục bộ không xét đến tổng thể hệ thống. Cấp thứ hai là tự động điều chỉnh máy phát (AGC) nhằm phân bổ lại công suất của các máy phát đáp ứng yêu cầu về điều khiển theo độ lệch tần số hoặc theo độ lệch công suất đường dây liên kết và ACE nhưng chưa xét đến tính kinh tế. Cấp thứ ba là tự động điều chỉnh máy phát có xét đến tính kinh tế và trào lưu công suất trên đường dây liên kết. Cùng với việc phát triển của kỹ thuật máy tính và công nghệ thông tin, người ta sử dụng máy tính riêng để tính toán phân bổ lại công suất phát của các tổ máy sao cho chi phí sản xuất là nhỏ nhất, trong khi đó có xét đến cả ảnh hưởng của tổn thất một cách gần đúng ngoài ra còn xét đến ràng buộc của lưới qua module tính tối ưu trào lưu công suất (ELD-Economic Load Dispatch).

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

### 1. GS - TS Lã Văn Út

Phân tích và điều khiển các chế độ của hệ thống điện hợp nhất (Bài giảng chuyên đề nâng cao cho các kỹ sư vận hành đường dây 500 kV), Hà Nội 1993.

### 2. P. KUNDUR

Power System stability and control, McGraw-Hill, Inc.

### 3. EDF

Load Frequency control lecture.

### 4. Paul De Mello

Power & Frequency Control lecture in Australia, Power Technology Inc., USA.

### 5. Egil Eriksson

Frequency Control and Reserves, IVO Energy, Finland.