

Đánh giá trạng thái

5.1 Nhập đề

Trạng thái của hệ thống được đặc trưng bởi *vector trạng thái* là một tập hợp đủ các biến xác định duy nhất một chế độ (xác lập) của hệ thống điện. Như đã thấy khi xem xét bài toán giải tích chế độ, ta có thể lấy tập hợp điện áp và góc pha tương ứng ở các nút trong hệ thống làm vector trạng thái. Tất cả các thông số chế độ khác có thể xác định duy nhất từ điện áp nút.

Trong vận hành hệ thống điện hiện đại, cần phải nắm bắt được trạng thái của hệ thống trong *thời thực (real time)*. Các thông số trạng thái này sẽ lập nên một cơ sở dữ liệu thời thực cần thiết cho việc đánh giá và điều khiển độ an toàn cung cấp điện (security) cũng như tính kinh tế của hệ thống, liên tục trong quá trình vận hành nó. Yêu cầu nói trên được thực hiện bởi bài toán *đánh giá trạng thái (SE: State Estimation)* của hệ thống điện, thuộc loại bài toán *trực tuyến (on line)*, hơn nữa thời thực, và là một nhiệm vụ chính của các trung tâm điều độ, điều khiển hệ thống điện.

Để đánh giá trạng thái thực tại một thời điểm vận hành, tất nhiên không thể chỉ dựa trên các thông số qui hoạch, nhân tạo (ví dụ các thông số cấu trúc lưới, thông số qui hoạch nguồn và tải...), mà phải dựa trên các dữ liệu đo trực tiếp trong hệ thống. Tuy nhiên ở đây gặp phải vấn đề là các số đo này không hoàn thiện: chúng không chính xác, thậm chí sai, hoặc thiếu (thiếu điểm đo hoặc hư hỏng hệ thống đo và truyền số liệu).

Sai số của các số đo là không thể tránh khỏi và do nhiều nguyên nhân như:

- Sai số của thiết bị đo và máy biến áp/dòng đo lường,
- Sai số của khâu biến đổi tương tự - số (dữ liệu thường được truyền bằng tín hiệu số; nếu truyền bằng tín hiệu tương tự sai số còn cao hơn nhiều),
- Nhiều trong kênh truyền,
- Bộ dữ liệu không đồng nhất về thời điểm đo. Do hàng số thời gian của thiết bị đo, của việc truyền số liệu và do phương pháp hỏi-đáp tuần tự giữa trung tâm

điều khiển và các điểm thu thập dữ liệu trong lưới (RTU: Remote Terminal Unit), mà độ lệch thời gian này (time skew) thường tới vài giây. Sai lệch còn nặng hơn trong trường hợp nhiều hệ thống thu thập dữ liệu tham gia đóng góp cho một cơ sở dữ liệu của hệ thống điện hợp nhất.

Sự không hoàn thiện của dữ liệu là một lí do khiến ta không thể dùng phương pháp của bài toán giải tích chế độ (load flow) cho đánh giá trạng thái: tiếp cận giải hệ phương trình tất định chế độ xác lập là không có hiệu quả đối với dữ liệu có sai số, lời giải của nó rất nhạy đối với sự thay đổi trong dữ liệu công suất nút, đồng thời không cho phép sử dụng sự dư thừa dữ liệu để hạn chế ảnh hưởng của sai số do.

Quả thật số liệu đo trong lưới điện ở nhiều chế độ làm việc là dư thừa, chẳng hạn điện áp tại cùng một trạm được đo ở nhiều phía máy biến áp, đường dây... trên ba pha; đo công suất W và VAR kèm theo đo dòng điện trên ba pha... Mặt khác lại có những thông số không thể đo được, như góc điện áp. Nhiệm vụ của đánh giá trạng thái là từ tất cả các dữ liệu thời thực nắm được (bao gồm số liệu đo và các dữ liệu khác) dư thừa và không hoàn hảo, lọc ra trạng thái thực của hệ thống, tính toán những thông số còn thiếu, phát hiện và nhận diện những dữ liệu xấu (bao gồm cả thông số chế độ và thông số cấu trúc lưới).

Tiếp cận đánh giá trạng thái, được áp dụng vào hệ thống điện bởi F.C. Schweppe ở Viện công nghệ Massachusetts (MIT) năm 1968, đã trở thành một công cụ chuẩn trong vận hành hệ thống và ngày càng được phát triển để cho phép quản lí các hệ thống lớn hơn, bao gồm từ lưới điện cao áp đến trung áp, một cách tin cậy và chính xác.

5.2 Tiêu chuẩn xác suất cực đại

Gọi $\mathbf{x}$ là vectơ trạng thái. Đối với hệ thống điện $n+1$ nút, nó là vectơ $2n+1$ phần tử, bao gồm $n+1$ điện áp nút- trị hiệu dụng (hay phần thực của điện áp phức) và n góc điện áp nút (hay phần ảo của điện áp phức). Góc (hay phần ảo) điện áp của nút cân bằng được cho trước, như đã phân tích khi nghiên cứu bài toán giải tích chế độ. Biến trạng thái cũng có thể bao gồm vị trí đầu phân áp của các máy biến áp điều chỉnh tự động dưới tải.

Giả sử $\mathbf{z}$ là vectơ các đại lượng được đo, như dòng/công suất đường dây hoặc nút, điện áp nút... Các đại lượng này có thể biểu diễn qua biến trạng thái bởi phương trình $\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x})$ với $\mathbf{h}$ thường là hàm phi tuyến bậc hai.

Khi đo $\mathbf{z}$, ta gặp phải sai số $\mathbf{e}$ nào đó và ta biểu diễn số đo nhận được bởi:

$$z = h(x) + e \quad (5.1)$$

Chú ý rằng ở đây ta giả thiết loại trừ những số đo sai hiển nhiên. Những số đo này có thể được loại ra bởi một quá trình *lọc sơ bộ* tại các RTU, chẳng hạn bằng phương pháp kiểm tra giới hạn... Tuy nhiên sau đó vẫn có thể tồn tại những *dữ liệu xấu*- dữ liệu có độ lệch lớn hơn độ lệch chuẩn- ở đầu vào SE. Chương trình đánh giá trạng thái, như đã nói ở trên, phải có khả năng *phát hiện* sự tồn tại của dữ liệu xấu, *nhận diện* chúng và nếu có thể, loại bỏ chúng.

Trở lại với biểu diễn (5.1), sai số e là một đại lượng ngẫu nhiên, và nếu quá trình thu thập dữ liệu không có sai số hệ thống, thì thường giả thiết e tuân theo luật phân bố chuẩn (Gauss) với giá trị trung bình bằng không.

Hàm mật độ phân phối xác suất chuẩn của một đại lượng ngẫu nhiên e với giá trị trung bình $E[e]=\mu$ có dạng *hình 5.1* và cho bởi:

$$\varphi(e) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2}\left(\frac{e-\mu}{\sigma}\right)^2\right] \quad (5.2)$$

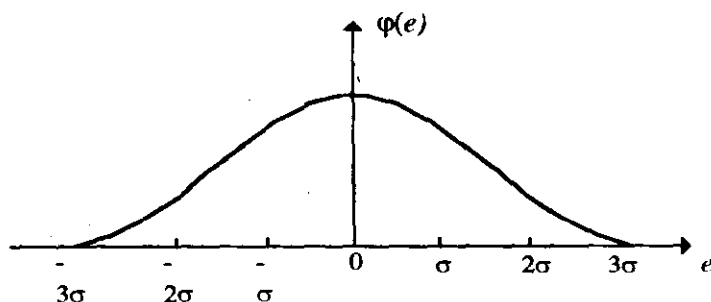
với σ^2 là phương sai (variance) của biến ngẫu nhiên e , tức là giá trị trung bình của bình phương độ lệch giữa e và trị trung bình μ của nó:

$$\sigma^2 = E[(e-\mu)^2]$$

còn căn dương của phương sai σ là độ lệch trung bình bình phương của e so với μ . Diện tích dưới đường cong $\varphi(e)$ cho xác suất xảy ra các giá trị nào đó của e , ví dụ xác suất để e lấy giá trị nằm giữa a và b bằng

$$\int_a^b \varphi(e) de.$$

Vì sự kiện e lấy giá trị nằm giữa $-\infty$ và $+\infty$ là chắc chắn (xác suất 1) nên diện tích toàn bộ dưới



Hình 5-1

đường cong mật độ phân phối bằng 1. Ta thấy rằng biến ngẫu nhiên Gauss có xác suất lớn nhất ở quanh giá trị trung bình (trường hợp hình vẽ là bằng 0) và phân bố đối xứng qua giá trị này. Giá trị σ đặc trưng cho độ phân tán của nó: e lấy giá trị trong khoảng $\mu \pm 3\sigma$ với xác suất 99% tức là bao gồm hầu hết các khả năng và lấy

giá trị trong khoảng $\mu \pm 2\sigma$ với xác suất 95%.

Ta thường sử dụng đại lượng mẫu (hay chuẩn hóa- normalized) cho bởi:

$$e^N = (e - \mu) / \sigma \quad (5.3)$$

Nhận xét rằng với e biểu diễn sai số của số đo, giả thiết tuân theo luật phân bố chuẩn với $\mu=0$, đại lượng σ đặc trưng cho độ chính xác của thiết bị đo và giả thiết đã biết; σ lớn đối với thiết bị có chất lượng kém.

Đối với biến ngẫu nhiên z , hàm mật độ xác suất có cùng phương sai:

$$\varphi(z) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{[z - h(x)]^2}{2\sigma^2}\right) \quad (5.4)$$

Để hiểu nguyên lý đánh giá trạng thái, chúng ta bắt đầu bằng việc xét trường hợp đơn giản một biến x (5.4): *Hãy đánh giá trạng thái x theo số đo nhận được z_1 nào đó.*

Xuất phát từ giả thiết rằng z_1 không chứa sai số hệ thống và giá trị trung bình của nó chính là giá trị thực của đại lượng, một cách hợp lý ta sẽ tìm một đánh giá $\hat{x}$ "phù hợp nhất" với z_1 tức là làm cho xác suất xuất hiện số đo đó là xác suất cực đại. Xác suất này sẽ cực đại khi hàm mật độ (5.4) cực đại, và ở đây $\max_x \varphi(z_1)$ đơn giản xảy ra với điều kiện $z_1 = h(\hat{x})$.

Bây giờ giả sử ta đánh giá biến x từ hai phép đo hai đại lượng $z_1 = h_1(x)$; $z_2 = h_2(x)$. Lưu ý rằng ở đây ta có thừa số đo để xác định x . Tuy nhiên sự dư thừa sẽ cho phép ta đánh giá x tốt hơn, có xét đến sai số của các số đo. Cũng gọi z_1, z_2 là hai số đo nhận được, ta sẽ tìm đánh giá $\hat{x}$ sao cho sự kiện tích $z_1 \times z_2$ có xác suất cực đại. Nếu xem các đại lượng ngẫu nhiên này là độc lập, thì xác suất nhận được đồng thời z_1 và z_2 bằng tích các xác suất nhận được z_1 và xác suất nhận được z_2 . Cực đại của nó sẽ trùng với cực đại của tích các hàm mật độ sau đây:

$$\begin{aligned} \varphi_1(z_1) &= \frac{1}{\sigma_1\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{[z_1 - h_1(x)]^2}{2\sigma_1^2}\right) \\ \varphi_2(z_2) &= \frac{1}{\sigma_2\sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{[z_2 - h_2(x)]^2}{2\sigma_2^2}\right) \end{aligned}$$

Ta có:

$$\begin{aligned}\max_x (\varphi_1 \varphi_2) &= \max_x [\ln(\varphi_1 \varphi_2)] = \\ &= \max_x \left[-\ln(\sigma_1 \sqrt{2\pi}) - \frac{[z_1 - h_1(x)]^2}{2\sigma_1^2} - \ln(\sigma_2 \sqrt{2\pi}) - \frac{[z_2 - h_2(x)]^2}{2\sigma_2^2} \right]\end{aligned}$$

Vì số hạng thứ nhất và thứ ba là hằng số, ta có bài toán tương đương sau đây (thay cực đại hóa bằng cực tiểu hóa sau khi bỏ dấu trừ trong hàm mục tiêu):

$$\min_x \left[\frac{[z_1 - h_1(x)]^2}{2\sigma_1^2} + \frac{[z_2 - h_2(x)]^2}{2\sigma_2^2} \right] \quad (5.5)$$

Rõ ràng đánh giá $\hat{x}$ theo (5.5) phụ thuộc vào độ chính xác đã cho của các phép đo. Theo (5.5), nếu phép đo z_j chính xác cao, tức là ta có σ_j nhỏ, thì rõ ràng cực tiểu sẽ đạt được với đánh giá $\hat{x}$ sao cho $[z_1 - h_1(\hat{x})]^2 < [z_2 - h_2(\hat{x})]^2$ tức là "coi trọng" z_j hơn.

Tổng quát cho trường hợp dùng m số đo $z_1, z_2, \dots, z_m$ để đánh giá vector trạng thái $\mathbf{x}$, tiêu chuẩn xác suất cực đại dẫn đến điều kiện tương tự (5.5):

$$\min_{\mathbf{x}} \left\{ J(\mathbf{x}) = \sum_{k=1}^m \frac{[z_k - h_k(\mathbf{x})]^2}{2\sigma_k^2} \right\} \quad (5.6)$$

Theo dạng toán học của (5.6), đánh giá theo điều kiện này được gọi là theo phương pháp *bình phương cực tiểu trọng số* (WLS: *Weighted Least Squares*).

Để tìm $\mathbf{x}$ làm cực tiểu hàm $J(\mathbf{x})$, ta giải hệ phương trình $\partial J(\mathbf{x}) / \partial x_j = 0$ $j=1, \dots, s$ với s là số biến trạng thái cần đánh giá. Lấy đạo hàm (5.6) ta có hệ s phương trình cho s biến:

$$\begin{aligned}\sum_{k=1}^m \frac{1}{\sigma_k^2} [z_k - h_k(\mathbf{x})] \frac{\partial h_k}{\partial x_j} &= 0 \\ j &= 1, \dots, s\end{aligned} \quad (5.7)$$

Như có thể thấy rõ từ (5.6), nếu số phép đo m chỉ bằng số biến trạng thái s , thì điều kiện cực tiểu đơn giản là $z_k = h_k(\mathbf{x})$ $k=1, \dots, m$; tức là có m phương trình cho $m=s$ ẩn, cho phép giải ra $\mathbf{x}$ nếu hệ này có nghiệm duy nhất. Trường hợp này không loại được số đo có sai số lớn. Nếu $m < s$ thì phương trình không xác định duy nhất s biến trạng thái. Trường hợp chuẩn của bài toán do đó phải là $m > s$ (thừa số đo), trạng thái $\mathbf{x}$ rút ra từ (5.7) nếu hệ này có nghiệm duy nhất.

5.3 Đánh giá bình phương cực tiểu trọng số (WLS Estimator)

5.3.1 Phương trình chuẩn

Ta trình bày lại bài toán bình phương cực tiểu trọng số (WLS) ở dạng ma trận:

Gọi $\mathbf{x}$ là vector gồm s trạng thái cần đánh giá, $\mathbf{z}$ là vector gồm m số đo và $\mathbf{R}$ là ma trận tương quan (covariance matrix) của sai số do:

$$\mathbf{R} = E[\mathbf{e}\mathbf{e}^T] = \begin{pmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2 \end{pmatrix} \quad (5.8)$$

Chú ý $\mathbf{e}$ là vector (cột) sai số đo, phần tử đường chéo của $\mathbf{R}$ bằng $E[e_i e_i] = \sigma_i^2$, còn phần tử ngoài đường chéo bằng $E[e_i e_j] = 0$ vì giả thiết e_i và e_j là các biến ngẫu nhiên độc lập.

Bài toán (5.6) viết lại là:

$$\min_{\mathbf{x}} \{J(\mathbf{x}) = \frac{1}{2}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]\} \quad (5.9)$$

Bài toán cực tiểu hóa dẫn tới điều kiện (5.7) có dạng:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] = 0 \quad (5.10)$$

với ma trận Jacobian $\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \partial \mathbf{h} / \partial \mathbf{x}$ (kích thước $m \times s$), có các phần tử $H_{kj} = \partial h_k / \partial x_j$. Vì thường $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ phi tuyến nên $\mathbf{H}$ phụ thuộc $\mathbf{x}$.

Ta có thể giải phương trình phi tuyến (5.10) dạng $\mathbf{r}(\mathbf{x}) = 0$ bằng phương pháp lặp Newton- Raphson dùng sơ đồ lặp tại bước i là $\mathbf{r}'(\mathbf{x}^i) \Delta \mathbf{x}^i = -\mathbf{r}(\mathbf{x}^i)$ với $\Delta \mathbf{x}^i = \mathbf{x}^{i+1} - \mathbf{x}^i$, và ma trận đạo hàm riêng $\mathbf{r}'$ có các phần tử có thể xác định từ (5.10):

$$\frac{\partial r_k}{\partial x_j} = \left[\frac{\partial^2 \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial x_k \partial x_j} \right]^T \mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] - \left(\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial x_j} \right)^T \mathbf{R}^{-1} \left(\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial x_k} \right) \quad (5.11)$$

Cần chú ý rằng, ta cũng có thể dùng sơ đồ lặp với một ma trận khác, cụ thể dùng mọi phương trình lặp có dạng:

$$\mathbf{A}(\mathbf{x}^i)\Delta\mathbf{x}^i = -\mathbf{r}(\mathbf{x}^i) \quad (5.12)$$

trong đó $\mathbf{A}(\mathbf{x}^i)$ là một ma trận không suy biến. Thực vậy nếu dãy xấp xỉ $\{\mathbf{x}^i\}$ sinh ra bởi (5.12) hội tụ (tức là $\Delta\mathbf{x}^i$ tiến đến 0), thì rõ ràng nó sẽ hội tụ tới nghiệm của phương trình $\mathbf{r}(\mathbf{x}) = 0$, chùng nào $\mathbf{A}(\mathbf{x}^i)$ là không suy biến.

Trong phương pháp WLS chuẩn, người ta sử dụng ma trận với phần tử kj xác định theo (5.11) trong đó bỏ qua số hạng với đạo hàm bậc hai, tức là dùng:

$$\mathbf{A}(\mathbf{x}) = -\mathbf{H}(\mathbf{x})^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}) \quad (5.13)$$

Phương trình lặp sẽ là:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^i)\Delta\mathbf{x}^i = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^i)\mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^i)] \quad (5.14)$$

trong đó ma trận :

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^i) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^i)\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x}^i) \quad (5.15)$$

được gọi là *ma trận lợi suất (gain matrix)*. Đây là một ma trận vuông đối xứng cấp s . Phương trình (5.14) gọi là *phương trình chuẩn (normal)* của bài toán WLS.

Nhận xét rằng (5.14), (5.15) chính là lời giải của bài toán tuyến tính hóa: Thật vậy nếu ta xấp xỉ tuyến tính $\mathbf{h}(\mathbf{x}^{i+1}) = \mathbf{h}(\mathbf{x}^i) + \mathbf{H}(\mathbf{x}^i)\Delta\mathbf{x}^i$ thì bài toán (5.9) trở thành:

$$\min_{\Delta\mathbf{x}^i} [\Delta\mathbf{z}^i - \mathbf{H}(\mathbf{x}^i)\Delta\mathbf{x}^i]^T \mathbf{R}^{-1} [\Delta\mathbf{z}^i - \mathbf{H}(\mathbf{x}^i)\Delta\mathbf{x}^i] \quad (5.16)$$

trong đó $\Delta\mathbf{z}^i := \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^i)$ và $\mathbf{x}^i$ đã biết. Điều kiện cực tiểu hóa (5.10) có dạng phương trình tuyến tính $\mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} [\Delta\mathbf{z} - \mathbf{H}\Delta\mathbf{x}] = 0$. Đây chính là phương trình (5.14). Nếu $\Delta\mathbf{x}$ đủ nhỏ để xấp xỉ tuyến tính của $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ là chính xác, thì $\mathbf{x}^{i+1}$ có thể xem là đánh giá cần tìm. Trái lại phải tiến hành lặp theo (5.14) để tìm một dãy đánh giá dần đúng.

5.3.2 Thí dụ

Chúng ta minh họa phương pháp bằng một thí dụ đơn giản⁽¹⁾: Xem xét lưới điện hình 5.2a với xấp xỉ phân bố dòng một chiều (4.36); dòng trong nhánh km là:

$$p_{km} = B_{km}(\theta_k - \theta_m)$$

Vectơ trạng thái gồm góc pha các nút, trừ nút cân bằng $x = (\theta_1, \theta_2)^T$; $\theta_3 = 0$.
Đánh giá trạng thái dựa trên số liệu đo dòng công suất ở 3 nhánh M_{12} , M_{13} , M_{32} .

Biểu diễn theo biến trạng thái, ta có:

$$\begin{aligned} M_{12} &= h_{12} = \frac{1}{0,2}(\theta_1 - \theta_2) = 5\theta_1 - 5\theta_2 \\ M_{13} &= h_{13} = \frac{1}{0,4}(\theta_1 - \theta_3) = 2,5\theta_1 \\ M_{32} &= h_{32} = \frac{1}{0,25}(\theta_3 - \theta_2) = -4\theta_2 \end{aligned} \quad (5.17)$$

Do đó Jacobian $\mathbf{H} = \begin{pmatrix} 5 & -5 \\ 2,5 & 0 \\ 0 & -4 \end{pmatrix} \text{ (p.u)}$

Giả sử thiết bị đo có đặc tính sau:

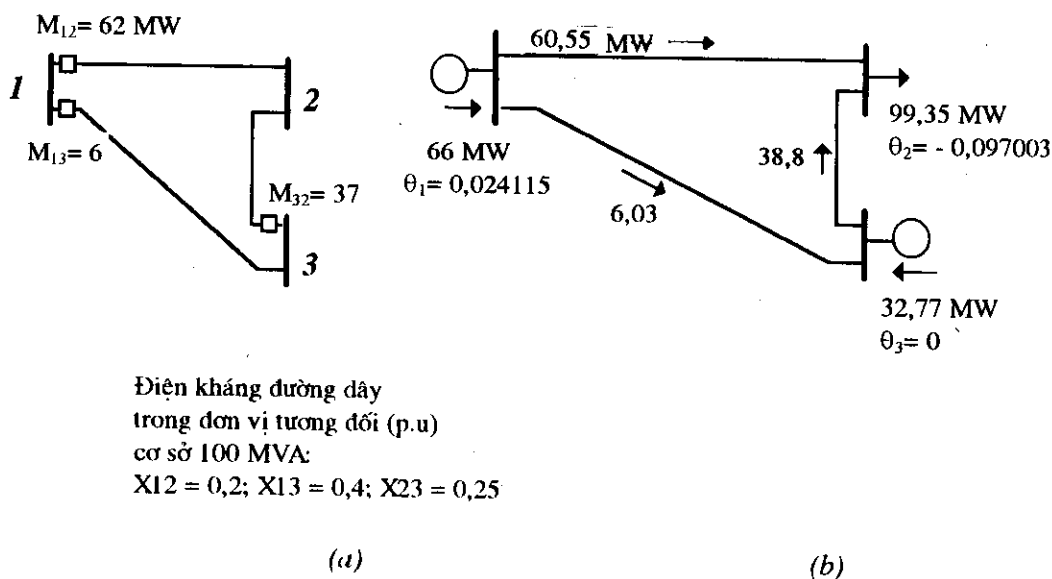
M_{12} và M_{32} :	Thang đo 100 MW
	Sai số $\pm 3 \text{ MW}$
M_{13} :	Thang đo 100 MW
	Sai số $\pm 0,3 \text{ MW}$

Với giả thiết sai số tuân theo luật phân bố xác suất chuẩn (Hình 5.1), ta có sai số đo trong hầu hết các trường hợp nằm trong khoảng $\pm 3\sigma$; trong trường hợp của ta tương ứng với $\pm 3 \text{ MW}$ và $\pm 0,3 \text{ MW}$. Do đó phương sai của phép đo M_{12} và M_{32} là $\sigma = 1 \text{ MW} = 0,01 \text{ p.u}$ (đơn vị tương đối cơ sở 100 MVA), còn của phép đo M_{13} $\sigma = 0,1 \text{ MW} = 0,001 \text{ p.u}$.

Do đó ma trận trọng số:

$$\mathbf{R} = \begin{pmatrix} \sigma_{M_{12}}^2 & & \\ & \sigma_{M_{13}}^2 & \\ & & \sigma_{M_{32}}^2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 10^{-4} & & \\ & 10^{-6} & \\ & & 10^{-4} \end{pmatrix} \text{ (p.u)}$$

⁽¹⁾ Lấy từ [5]



Hình. 5.2

Bây giờ ta chú ý rằng các hàm $h(x)$ trong thí dụ này là tuyến tính: $h(x) = Hx$ với $H = \text{const}$, do đó phương trình WLS (5.10) là tuyến tính và có lời giải giải tích:

$$H^T R^{-1} [z - h(x)] = H^T R^{-1} [z - Hx] = 0$$

Từ đó rút ra:

$$Gx = H^T R^{-1} z; \quad \text{hay} \quad x = G^{-1} H^T R^{-1} z \quad (5.18)$$

Với $G = H^T R^{-1} H$

Thay số của thí dụ này:

$$G = \begin{pmatrix} 5 & 2,5 & 0 \\ -5 & 0 & -4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 10^{-4} & & \\ & 10^{-6} & \\ & & 10^{-4} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 5 & -5 \\ 2,5 & 0 \\ 0 & -4 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 6,5 \cdot 10^6 & -2,5 \cdot 10^5 \\ -2,5 \cdot 10^5 & 4,1 \cdot 10^5 \end{pmatrix}$$

Giả sử số đo thu được ở 3 điểm đo là $z = \begin{pmatrix} 0,62 \\ 0,06 \\ 0,37 \end{pmatrix}$ p.u. Thế thì trạng thái sẽ được đánh giá bởi:

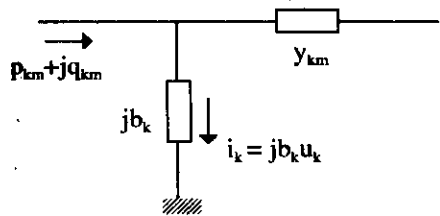
$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} 6,5 \cdot 10^6 & -2,5 \cdot 10^5 \\ -2,5 \cdot 10^5 & 4,1 \cdot 10^5 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 5 & 2,5 & 0 \\ -5 & 0 & -4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 10^{-4} & & \\ & 10^{-6} & \\ & & 10^{-4} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 0,62 \\ 0,06 \\ 0,37 \end{pmatrix}$$

$$= \begin{pmatrix} 0,024115 \\ -0,097003 \end{pmatrix}$$

Từ hai góc θ_1, θ_2 tính trở lại dòng công suất trong lưới theo (5.17) và dòng nút, kết quả trình bày trên hình 5.2b. So sánh dòng công suất được đánh giá với các số liệu đo (H 5.2a) ta thấy dòng đánh giá của nhánh 1-3 gần với số đo hơn nhiều so với dòng đánh giá của hai nhánh kia. Điều đó hợp lí vì thiết bị đo trên nhánh 1-3 là chính xác hơn và kết quả thu được như vậy do số đo này được đặt trọng số lớn hơn.

5.3.3 Jacobian

Các đại lượng được đo trong lưới điện bao gồm chủ yếu công suất nút, công suất nhánh, điện áp nút. Các phần tử của ma trận Jacobian $\mathbf{H}$ biểu diễn đạo hàm của các đại lượng này theo biến trạng thái là điện áp nút. Đạo hàm của công suất nút theo điện áp nút đã được cho khi nghiên cứu bài toán giải tích chế độ. Còn công suất (pha) nhánh km (ở đầu k) biểu diễn theo điện áp nút như sau:



$$P_{km} + jq_{km} = \dot{u}_k i_{km}^* = \dot{u}_k [(\dot{u}_k - \dot{u}_m) \dot{y}_{km} + \dot{u}_k j b_k]^*$$

$$= \dot{u}_k (\dot{u}_k^* - \dot{u}_m^*) \dot{y}_{km}^* - j \dot{u}_k^2 b_k$$

trong đó $y_{km} = g_{km} + jb_{km}$ là tổng dẫn nhánh km , $j b_k$ là tổng dẫn ngang tại nút k , dấu sao chỉ số phức liên hợp. Thay y_{km} bằng phần tử ma trận tổng dẫn nút:

$$Y_{km} = -y_{km} = G_{km} + jB_{km} = |Y_{km}| \angle \psi_{km}, \text{ ta có:}$$

$$P_{km} + jq_{km} = -\dot{u}_k (\dot{u}_k^* - \dot{u}_m^*) Y_{km}^* - j \dot{u}_k^2 b_k$$

$$= -\dot{u}_k^2 Y_{km} \angle -\psi_{km} + \dot{u}_k \dot{u}_m Y_{km} \angle (\theta_{km} - \psi_{km}) - j \dot{u}_k^2 b_k$$

từ đó:

$$\begin{aligned} p_{km} &= -u_k^2 G_{km} + u_k u_m Y_{km} \cos(\theta_{km} - \psi_{km}) \\ q_{km} &= u_k^2 (B_{km} - b_k) + u_k u_m Y_{km} \sin(\theta_{km} - \psi_{km}) \end{aligned} \quad (5.19)$$

Các phần tử tương ứng của Jacobian là:

$$\begin{aligned} \hat{p}_{km} / \partial \theta_k &= -u_k u_m Y_{km} \sin(\theta_{km} - \psi_{km}) \\ \hat{p}_{km} / \partial u_k &= -2u_k G_{km} + u_m Y_{km} \cos(\theta_{km} - \psi_{km}) \\ \hat{p}_{km} / \partial \theta_m &= -\hat{p}_{km} / \partial \theta_k \\ \hat{p}_{km} / \partial u_m &= u_k Y_{km} \cos(\theta_{km} - \psi_{km}) \\ \hat{q}_{km} / \partial \theta_k &= u_k u_m Y_{km} \cos(\theta_{km} - \psi_{km}) \\ \hat{q}_{km} / \partial u_k &= 2u_k (B_{km} - b_k) + u_m Y_{km} \sin(\theta_{km} - \psi_{km}) \\ \hat{q}_{km} / \partial \theta_m &= -\hat{q}_{km} / \partial \theta_k \\ \hat{q}_{km} / \partial u_m &= u_k Y_{km} \sin(\theta_{km} - \psi_{km}) \end{aligned} \quad (5.20)$$

Nếu dùng biến thực và ảo của điện áp thì:

$$p_{km} + jq_{km} = -(v_k + jw_k)[(v_k - v_m) - j(w_k - w_m)](G_{km} - jB_{km}) - j(v_k^2 + w_k^2)b_k \quad (5.21)$$

$$\begin{aligned} p_{km} &= -[v_k(v_k - v_m) + w_k(w_k - w_m)]G_{km} + [v_k(w_k - w_m) - w_k(v_k - v_m)]B_{km} \\ q_{km} &= [v_k(v_k - v_m) + w_k(w_k - w_m)]B_{km} + [v_k(w_k - w_m) - w_k(v_k - v_m)]G_{km} \\ &\quad - (v_k^2 + w_k^2)b_k \end{aligned}$$

Do đó các phần tử tương ứng của Jacobian **H** là:

$$\begin{aligned} \hat{p}_{km} / \partial v_k &= (v_m - 2v_k)G_{km} - w_m B_{km} \\ \hat{p}_{km} / \partial w_k &= (w_m - 2w_k)G_{km} + v_m B_{km} \\ \hat{p}_{km} / \partial v_m &= v_k G_{km} + w_k B_{km} \\ \hat{p}_{km} / \partial w_m &= w_k G_{km} - v_k B_{km} \\ \hat{q}_{km} / \partial v_k &= (2v_k - v_m)B_{km} - w_m G_{km} - 2v_k b_k \\ \hat{q}_{km} / \partial w_k &= (2w_k - w_m)B_{km} + v_m G_{km} - 2w_k b_k \\ \hat{q}_{km} / \partial v_m &= \hat{p}_{km} / \partial w_m \\ \hat{q}_{km} / \partial w_m &= -\hat{p}_{km} / \partial v_m \end{aligned} \quad (5.22)$$

Jacobian bao gồm các khối đạo hàm của công suất nút, của công suất nhánh và của điện áp nút, theo môđun và góc pha điện áp nút. Khối đạo hàm của công suất nút tương tự Jacobian trong phương trình giải tích lưới bằng phương pháp Newton- Raphson, như ta biết là rất thưa. Khối đạo hàm của công suất nhánh cũng rất thưa vì rất nhiều nhánh không tồn tại. Còn khối đạo hàm của điện áp nút sẽ bằng 0 với đạo hàm theo góc và bằng ma trận đơn vị với đạo hàm theo môđun điện áp. Tóm lại ma trận H rất thưa, tính chất này cần phải được khai thác để giảm nhẹ tính toán.

5.4 Tính quan sát được của hệ thống và số đo giả

Để phương trình lập đánh giá trạng thái (5.14) có nghiệm duy nhất, ma trận lợi suất $G(x^1)$ phải không suy biến. Điều này được thỏa mãn nếu ma trận Jacobian $H(x^1)$ (kích thước $m \times s$) có hạng đầy, tức là hạng s ($s < m$). Khi đó lưới điện được gọi là *quan sát được (observable)*.

Với một cấu hình làm việc nào đó, tính quan sát được của lưới điện phụ thuộc vào sự phân bố thiết bị đo trong lưới cũng như loại số đo. Để nhận thấy rằng các thiết bị đo phải được phân bố đồng đều trên các nút. Ta cũng đã nhận xét rằng, để cho trạng thái đánh giá là tin cậy, cần có không những đủ, mà phải dư thừa số đo thời thực. Với lưới điện n nút, cần tối thiểu $2n-1$ số đo để quan sát được (xem bài toán giải tích chế độ). Nếu ta đo điện áp và công suất (P và Q) ở mọi nút, công suất nhánh (P và Q) ở hai đầu mỗi đường dây, thì tổng cộng có $3n+4l$ số đo, trong đó l là số nhánh.

Ta gọi *hệ số dư thừa (redundancy factor)* là tỉ số $m/s = (3n+4l)/(2n-1)$. Nếu lấy trung bình đối với hệ thống lớn số nhánh bằng 1,5 số nút ($l/n=1,5$) thì hệ số dư thừa xấp xỉ 4,5 đối với bộ số đo đầy đủ nói trên. Thực tế số số đo thường ít hơn, nhưng thường yêu cầu hệ số dư thừa tối thiểu bằng 3 [14]. Các số đo thừa cũng nên được phân bố đồng đều trong lưới.

Để minh họa tình trạng *không quan sát được* trong lưới điện 3 nút thí dụ ở mục trên, ta giả thiết chỉ tồn tại một số đo $M12$. Khi đó ta chỉ biết được, từ phương trình thứ nhất trong (5.17), hiệu số góc pha $\theta_1 - \theta_2$, nhưng không biết giá trị của từng biến trạng thái này. Do đó ta cũng không xác định được dòng công suất trên các đường dây và công suất nút. Bây giờ thử tính ma trận lợi suất. Ta có Jacobian $H=(5 \ -5)$ và

$$G = \begin{pmatrix} 5 \\ -5 \end{pmatrix} 10^4 (5 \ -5) = \begin{pmatrix} 25 & -25 \\ -25 & 25 \end{pmatrix} 10^4$$

là ma trận suy biến, do đó lưới điện là không quan sát được.

Thực tế, hệ thống đo thường được thiết kế sao cho lưới điện là quan sát được, và hơn nữa, dư thừa số đo. Nhưng trong vận hành, do hư hỏng RTU hoặc kênh truyền, có thể một số số đo không nhận được, hoặc do cấu hình lưới thay đổi mà nó trở nên không quan sát được. Do đó mỗi khi xảy ra các thay đổi nói trên, cần phải tiến hành *kiểm tra tính quan sát được*.

Hiện nay được sử dụng hai loại thuật toán kiểm tra, dựa trên phân tích cấu hình (topology) của lưới hoặc dùng phương pháp số. Tiếp theo nếu hệ thống là quan sát được thì có thể tiến hành đánh giá trạng thái. Trong trường hợp ngược lại, cần xác định những nút nào là không quan sát được. Những nút này hoặc được loại khỏi tính toán SE, khi đó SE phải có khả năng tính toán cho hệ thống gồm nhiều "đảo" quan sát được, hoặc khả năng thứ hai là sử dụng cái gọi là *số đo giả* (*pseudomeasurements*) thay cho những số đo thiếu.

Thường số đo giả là công suất các nút phụ tải. Để dự đoán được giá trị của chúng tại thời điểm bất kì, các đại lượng này được ghi lại trong suốt quá trình vận hành. Ta biết rằng đánh giá trạng thái được thực hiện rất thường xuyên, sau mọi 5-10 phút. Phụ tải MW và $\cos\phi$ của mỗi nút được ghi lại, tương ứng theo từng thời gian trong ngày, ngày trong tuần hoặc tháng trong năm. Công suất MW phụ tải thường được ghi dưới dạng tỉ số so với tổng phụ tải của hệ thống. Bộ dữ liệu này được cập nhật thường xuyên, nhất là khi đặc điểm của hệ thống thay đổi, và sẵn sàng được dùng để ước lượng phụ tải nút đối với một phụ tải tổng đã cho và tại một thời gian, ngày, tháng đã cho. Ngoài việc dùng làm số đo giả khi cần, chúng còn phục vụ cho các tính toán nghiên cứu hay phân tích ngoại tuyến (off line).

5.5 Phân tích sai số của đánh giá WLS

Trong mục này ta sẽ dẫn ra các *quan hệ nhạy* (*sensitivity*) giữa số đo và kết quả đánh giá trạng thái thu được. Các quan hệ này được dùng để phân tích sai số.

Gọi $\hat{x}$ là đánh giá trạng thái thu được sau thủ tục lặp (5.14) và vectơ *số dư* (*residual*):

$$r = z - h(\hat{x}) \quad (5.23)$$

Giá trị r cho ta một đánh giá của sai số do (không biết) e trong (5.1). Giả sử có một *nhieu* nhỏ Δz đặt vào số đo z , ta sẽ tính toán sự thay đổi tương ứng $\Delta \hat{x}$ và Δr .

Trạng thái đánh giá $\hat{x}$ thỏa mãn điều kiện tối ưu (5.10):

$$H(\hat{x})^T R^{-1} [z - h(\hat{x})] = 0 \quad (5.24)$$

Sau khi có nhiều ta có:

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}} + \Delta\hat{\mathbf{x}})^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} + \Delta\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}} + \Delta\hat{\mathbf{x}})] = 0 \quad (5.25)$$

với sự thay đổi nhỏ ta có thể viết:

$$\mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}} + \Delta\hat{\mathbf{x}}) \approx \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) + \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})\Delta\hat{\mathbf{x}} \quad (5.26)$$

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}} + \Delta\hat{\mathbf{x}}) \approx \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) \quad (5.27)$$

(như đã làm để thu được phương trình lặp (5.14)). Thay vào (5.25):

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} + \Delta\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})\Delta\hat{\mathbf{x}}] \approx 0$$

Kết hợp với (5.24) suy ra: $\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})^T \mathbf{R}^{-1} [\Delta\mathbf{z} - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})\Delta\hat{\mathbf{x}}] \approx 0$

Từ đó rút ra:

$$\Delta\hat{\mathbf{x}} = [\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}})^{-1} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})^T \mathbf{R}^{-1}] \Delta\mathbf{z} \quad (5.28)$$

trong đó ta có *ma trận nhảy*:

$$\partial\hat{\mathbf{x}} / \partial\mathbf{z} = \mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}})^{-1} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})^T \mathbf{R}^{-1} \quad (5.29)$$

Đối với số dư $\mathbf{r}$ trong (5.23), sau khi có nhiều ta có:

$$\begin{aligned} \mathbf{r}_{\text{mới}} &= \mathbf{r} + \Delta\mathbf{r} = \mathbf{z} + \Delta\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}} + \Delta\hat{\mathbf{x}}) \\ &\approx \mathbf{z} + \Delta\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})\Delta\hat{\mathbf{x}} \end{aligned}$$

suy ra:

$$\Delta\mathbf{r} = \Delta\mathbf{z} - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})\Delta\hat{\mathbf{x}} \quad (5.30)$$

Thay $\Delta\hat{\mathbf{x}}$ tính theo (5.28) ta đi tới:

$$\Delta\mathbf{r} = [\mathbf{I} - \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}})^{-1} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})^T \mathbf{R}^{-1}] \Delta\mathbf{z}$$

với $\mathbf{I}$ là ma trận đơn vị. Đặt:

$$\mathbf{R}' = \mathbf{R} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^T \quad (5.31)$$

ta có:

$$\Delta \mathbf{r} = \mathbf{R} \mathbf{R}^{-1} \Delta \mathbf{z} \quad (5.32)$$

trong đó ma trận nhảy:

$$\hat{\mathbf{r}} / \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{R} \mathbf{R}^{-1} \quad (5.33)$$

Nếu ta đặt $\Delta \mathbf{z} = \mathbf{z}_{\text{thực}} - \mathbf{z} = -\mathbf{e}$ là sai số đo và giả thiết sai số này đủ nhỏ, thì (5.28) biểu diễn quan hệ nhảy giữa sai số đo và $\Delta \hat{\mathbf{x}} = \mathbf{x}_{\text{thực}} - \hat{\mathbf{x}} := -\mathbf{e}_{\hat{\mathbf{x}}}$ là sai số đánh giá trạng thái, còn (5.32) cho quan hệ giữa sai số đo và đánh giá $\mathbf{r}$ của nó:

$$\mathbf{e}_{\hat{\mathbf{x}}} = [\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}})^{-1} \mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})^T \mathbf{R}^{-1}] \mathbf{e} \quad (5.34)$$

$$\mathbf{r} = \mathbf{R} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{e} \quad (5.35)$$

Nếu sai số đo $\mathbf{e}$ có phân bố xác suất chuẩn thì sai số đánh giá trạng thái $\mathbf{e}_{\hat{\mathbf{x}}}$ và số dư $\mathbf{r}$ cũng có phân bố chuẩn với cùng trị trung bình bằng 0.

Tiếp theo để phân tích giá trị trung bình bình phương của sai số, cũng như *hệ số tương quan* giữa các sai số, ta xem xét *ma trận tương quan* của các vectơ biến ngẫu nhiên $\mathbf{e}_{\hat{\mathbf{x}}}$ và $\mathbf{r}$.

Biết rằng nếu ta có hai vectơ ngẫu nhiên $\mathbf{u}$ và $\mathbf{v}$ sao cho $\mathbf{u} = \mathbf{A} \mathbf{v}$ với $\mathbf{A}$ là ma trận xác định, thì ma trận tương quan của vectơ $\mathbf{u}$:

$$\text{cov}(\mathbf{u}) = E[\mathbf{u} \mathbf{u}^T] = E[\mathbf{A} \mathbf{v} \mathbf{v}^T \mathbf{A}^T] = \mathbf{A} E[\mathbf{v} \mathbf{v}^T] \mathbf{A}^T = \mathbf{A} \text{cov}(\mathbf{v}) \mathbf{A}^T$$

Áp dụng vào (5.34), biết $E[\mathbf{e} \mathbf{e}^T] = \mathbf{R}$ ta có:

$$\begin{aligned} \text{cov}(\mathbf{e}_{\hat{\mathbf{x}}}) &= E[\mathbf{e}_{\hat{\mathbf{x}}} \mathbf{e}_{\hat{\mathbf{x}}}^T] = (\mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}) \mathbf{R} (\mathbf{R}^{-1} \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1}) \\ &= \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} = \mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}})^{-1} \end{aligned} \quad (5.36)$$

Như vậy ma trận $\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}})^{-1}$ có ý nghĩa quan trọng, nó cho ước lượng độ chính xác của đánh giá $\hat{\mathbf{x}}$ trong trường hợp sai số nhỏ. Phần tử đường chéo của nó là phương sai của sai số đánh giá trạng thái $\hat{\mathbf{x}}$, tức là $E[e_{x_j}^2] = E[(x_j - \hat{x}_j)^2]$.

Tương tự từ (5.35): $\mathbf{r} = [\mathbf{I} - \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}] \mathbf{e}$ ta có:

$$\begin{aligned} \text{cov}(\mathbf{r}) &= E[\mathbf{r} \mathbf{r}^T] = (\mathbf{I} - \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}) \mathbf{R} (\mathbf{I} - \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T) \\ &= (\mathbf{I} - \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}) (\mathbf{I} - \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}) \mathbf{R} \end{aligned}$$

Để thấy ma trận trong ngoặc không đổi khi nhân với chính nó, từ đó:

$$\text{cov}(\mathbf{r}) = (\mathbf{I} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^T\mathbf{R}^{-1})\mathbf{R} = \mathbf{R} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^T = \mathbf{R}' \quad (5.37)$$

Phần tử đường chéo của $\mathbf{R}'$ cho ta phương sai của số dư r_j tức là $E[r_j^2]$.

Ta thường sử dụng số dư chuẩn hóa (normalized) $\mathbf{r}^N$, là giá trị mẫu (hay chuẩn hóa) của vector biến ngẫu nhiên $\mathbf{r}$, định nghĩa bởi (5.3) :

$$\mathbf{r}^N = [\text{diag}(\mathbf{R}')]^{-1/2} \mathbf{r} \quad (5.38)$$

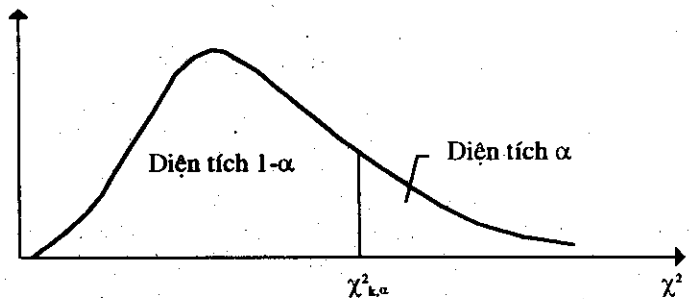
với $\text{diag}(\mathbf{R}')$ là ma trận lập bởi các phần tử đường chéo của ma trận tương quan $\mathbf{R}'$. Vector $\mathbf{r}^N$ có các phần tử $r_i^N = r_i / \sqrt{R'_{ii}}$ là đại lượng ngẫu nhiên có trung bình 0 và phương sai 1.

5.6 Dữ liệu xấu

Mô hình toán học của đánh giá trạng thái WLS như đã trình bày giả thiết sai số do có phân bố xác suất chuẩn (Gauss) với trung bình bằng 0 và phương sai đã biết. Nhưng trong thực tế, mặc dù có thể áp dụng một thủ tục lọc sơ bộ, vẫn có thể "lọt lưới" những dữ liệu xấu (bad data) với sai số lớn vượt ra ngoài giả thiết, tại đầu vào khâu đánh giá trạng thái. Dữ liệu xấu nhận được có thể do hư hỏng thiết bị đo và đường truyền hoặc đơn giản do đặt sai cực tính hay chỉnh định sai thiết bị. Dữ liệu xấu cũng có thể là các số đo giả, lạc hậu so với sự thay đổi của hệ thống v.v... Dù do nguyên nhân nào thì sự có mặt của dữ liệu xấu làm sai giả thiết ban đầu khi thiết lập bài toán SE và dẫn đến lời giải sai.

Như đã rút ra bởi phân tích tuyến tính ở mục trước, nếu không có dữ liệu xấu thì vector số dư $\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})$ (giá trị đánh giá của sai số đo) có phân bố xác suất Gauss với trung bình bằng 0 và ma trận tương quan là

$$\mathbf{R}' = \mathbf{R} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^T.$$



Hình 5-3

Trong trường hợp này, đại lượng $J(\hat{x}) = \sum_{j=1}^m r_j^2 / \sigma_j^2$ (hàm mục tiêu cực tiểu hóa của bài toán WLS), như đã chỉ ra bởi lý thuyết xác suất thống kê, sẽ là biến ngẫu nhiên có phân bố xác suất χ^2 (*Chi-Square distribution*) với $m-s$ bậc tự do (m là số số đo, s là số biến trạng thái) (hình 5.3).

Phân bố χ^2 với K bậc tự do là một phân bố xác suất không đối xứng khi K nhỏ. Nhưng khi K là lớn ($K > 30$) thì nó trở nên rất gần với phân bố chuẩn Gauss. Đây là trường hợp thường gặp trong bài toán SE thực tế ($m-s > 30$). Nếu $J(\hat{x})$ có phân bố χ^2 với K bậc tự do thì $J(\hat{x}) < \chi_{K,\alpha}^2$ với xác suất $(1-\alpha)$, trong đó α là diện tích dưới đường cong về bên phải giá trị $\chi_{K,\alpha}^2$, còn $(1-\alpha)$ bằng diện tích phần bên trái giá trị này (hình 5.3). Bảng dưới đây cho một số giá trị của $\chi_{K,\alpha}^2$ (xem bảng đầy đủ hơn trong các sổ tay toán học).

Từ bảng ta biết được chẳng hạn với $K=20$ thì, khi không có dữ liệu xấu, sẽ phải có (với $\alpha = 0.01$) $J(\hat{x}) < 37.57$ với xác suất $1-\alpha = 0.99$ (tức là với độ tin cậy 99%).

K	α			K	α		
	0.05	0.02	0.01		0.05	0.02	0.01
1	3.84	5.41	6.64	11	19.68	22.62	24.73
2	5.99	7.82	9.21	12	21.03	24.05	26.22
3	7.82	9.84	11.34	13	22.36	25.47	27.69
4	9.49	11.67	13.28	14	23.69	26.87	29.14
5	11.07	13.39	15.09	15	25.00	28.26	30.58
6	12.59	15.03	16.81	16	26.30	29.63	32.00
7	14.07	16.62	18.48	17	27.59	31.00	33.41
8	15.51	18.17	20.09	18	28.87	32.35	34.81
9	16.92	19.68	21.67	19	30.14	33.69	36.19
10	18.31	21.16	23.21	20	31.41	35.02	37.57

Giá trị trung bình của $J(\hat{x})$ chính bằng $K=m-s$, còn phương sai là $2K$. Như đã nói, khi K lớn thì $J(\hat{x})$ tiến tới phân bố Gauss, ta thường dùng giá trị chuẩn hóa:

$$\zeta = \frac{J(\hat{x}) - K}{\sqrt{2K}} \quad (5.39)$$

Như vậy khi không có dữ liệu xấu thì ta đã biết qui luật phân bố thống kê của các đại lượng như $r, J, \dots$. Trái lại nếu qua kiểm tra thấy chúng không tuân theo luật phân bố đã biết, thì có thể nhận định rằng đã có dữ liệu xấu, và lời giải SE là không tin cậy. Đó chính là phương pháp để phát hiện và nhận diện dữ liệu xấu, được gọi là phương pháp *thử nghiệm giả thuyết thống kê (hypothesis testing)*. Kết luận rút ra từ các thử nghiệm này là các kết luận thống kê, luôn gắn với một xác suất tin cậy. Chẳng hạn kết luận về sự tồn tại dữ liệu xấu sẽ gắn với một *xác suất báo động sai* và một *xác suất không phát hiện được*.

Thử nghiệm trên đại lượng số dư r_j ($j=1,2,\dots,m$) được thực tế cho thấy là khá tin cậy. Như đã nêu ở mục trước, số dư chuẩn hóa r_j^N có phân bố xác suất Gauss (trung bình 0, phương sai 1) nếu không có dữ liệu xấu. Như vậy $r_j^N < 2$ với xác suất 0.95. Nếu r_j^N vượt quá giá trị này, ta kết luận rằng có dữ liệu xấu với xác suất báo động sai là 0.05.

Thử nghiệm trên số dư có khó khăn do phải tính toán phương sai R_j' (công thức (5.37)). Ta có thể ban đầu thử nghiệm trên đại lượng $J(\hat{x})$ hoặc ζ đơn giản hơn (theo điều kiện phân bố χ^2 hoặc Gauss). Tuy nhiên thử nghiệm này chỉ phát hiện được sự tồn tại dữ liệu xấu. Để nhận diện nó, một khi có kết quả thử nghiệm J "dương tính", cần tính toán các số dư chuẩn hóa r_j^N . Với vài đơn giản hóa thì dữ liệu ứng với số dư chuẩn hóa lớn nhất chính là dữ liệu xấu [25,26]. Dữ liệu này hay một nhóm dữ liệu ứng với các số dư lớn nhất sau đó được bỏ đi và tiến hành lại đánh giá trạng thái và thử nghiệm giả thuyết. Sau một số vòng tính toán ta có thể xác định chính xác dữ liệu xấu.

Phương pháp thử nghiệm J đơn giản nhưng không tin cậy lắm đối với lưới điện lớn; nếu dùng ngưỡng lớn thì xác suất không phát hiện được tăng, còn nếu giảm ngưỡng làm tăng nhiều khả năng báo động sai [26].

Một số trường hợp làm phức tạp bài toán tách dữ liệu xấu là trường hợp tồn tại nhiều dữ liệu như vậy, hoặc các dữ liệu xấu có tương tác (*interacting bad data*), hoặc khi mức độ dư thừa cục bộ dữ liệu không đủ. Trong trường hợp sau cùng, một số đo nào đó có thể là số đo tới hạn (*critical measurement*), có nghĩa rằng nếu bỏ nó đi từ tập số đo thì hệ thống trở nên không quan sát được. Trong trường hợp này việc kiểm tra số dư chuẩn hóa ứng với số đo tới hạn sẽ không có ý nghĩa, vì số dư và phương sai tương ứng tiến tới 0; sai số lớn của số đo tới hạn sẽ không nhận biết được. Còn khi tồn tại các dữ liệu xấu có tương tác (tức là sai số của các số đo này cùng tác động đến số dư của một số đo khác) thì ta không còn có thể phán đoán dữ

liệu xấu dựa vào giá trị lớn của số dư.

Một tiếp cận khác cho bài toán dữ liệu xấu là từ bỏ phương pháp đánh giá bình phương cực tiểu. Phương pháp WLS cực tiểu hóa tổng (trọng số) các bình phương của các số dư, dẫn đến việc *lời giải rất nhạy đối với dữ liệu xấu*, tức là các vi phạm giả thiết của thuật toán. Đánh giá WLS do đó được gọi là *không vững (not robust)*. Các phương pháp đánh giá vững, trong đó cực tiểu hóa hàm không bình phương (bậc thấp hơn 2), cực tiểu hóa hàm giá trị tuyệt đối... đã được nghiên cứu nhưng chưa được áp dụng nhiều.

Để kết thúc phần này ta lưu ý rằng các thảo luận về đánh giá trạng thái và dữ liệu xấu ở trên đều dựa trên *giả thiết không có sai lệch lớn trong mô hình cấu trúc lưới điện dùng cho bài toán*. Mô hình này giống như mô hình dùng cho tính toán giải tích lưới điện, bao gồm thông số các phần tử (thông số tĩnh, không thay đổi) và cấu hình lưới (thông số động, xác định bởi tình trạng đóng/mở của các thiết bị cắt, vị trí đầu phân áp máy biến áp...). Thông số cấu hình lưới được thu nhận- cũng như các số đo chế độ- bởi *hệ thống điều khiển giám sát và thu thập số liệu (SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition)*, thông qua các thiết bị đo xa. Chính thông tin sai so với thực tế hiện tại về vị trí các thiết bị đóng cắt là nguồn chủ yếu của *sai số cấu hình (topological error)* gặp phải trong các hệ thống quản lý năng lượng thời thực (EMS: Energy Management System). Sai số loại này dẫn đến kết quả sai cho đánh giá trạng thái và cả phân tích dữ liệu xấu, thậm chí làm cho tính toán SE không thực hiện được (phép lặp không hội tụ...); nói chung nó thuộc loại sai số nặng nề cho việc phân tích thời thực hệ thống điện. Vì thế nhiều thuật toán và thủ tục tách sai số cấu hình đã được nghiên cứu.

5.7 Thí dụ ⁽¹⁾

Các số đo xa nhận được từ lưới điện hình 5.4 như sau (trong đơn vị tương đối):

$$\begin{aligned} z_1 = u_2 &= 0,92 & z_2 = u_1 &= 1,02 \\ z_3 = Q_1 &= 0,605 & z_4 = P_{12} &= 0,598 & z_5 = Q_{21} &= 0,305 \end{aligned}$$

Phương sai của các sai số đo trong đơn vị tương đối là:

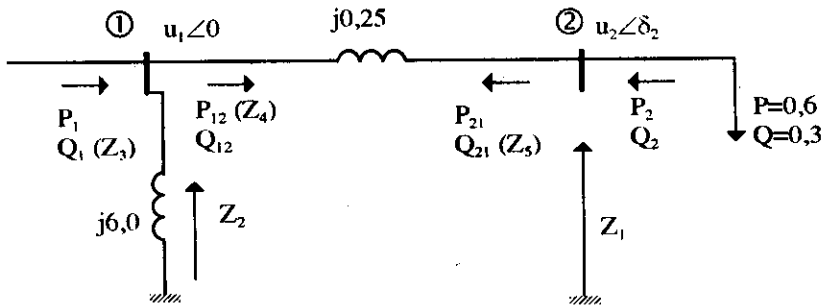
$$\sigma_1^2 = \sigma_2^2 = 0,01^2 \quad \sigma_3^2 = \sigma_5^2 = 0,02^2 \quad \sigma_4^2 = 0,015^2$$

Hãy đánh giá WLS các biến trạng thái $x_1 = \theta_2$, $x_2 = u_2$ và $x_3 = u_1$. Kiểm tra dữ

⁽¹⁾ Thí dụ lấy từ [6].

liệu xấu dùng thử nghiệm giả thuyết thống kê.

Vì phải chọn tùy ý một góc điện áp lưới nên ta đã chọn $\theta_1 = 0$, còn môđun điện áp nút nào đó đủ có thể đã được qui định trong vận hành nhưng muốn đánh giá lại theo dữ liệu do.



Hình 5-4

Biểu diễn các đại lượng đo theo biến trạng thái ta có:

$$z_1 = h_1(\mathbf{x}) = x_2$$

$$z_2 = h_2(\mathbf{x}) = x_3$$

$$z_3 = h_3(\mathbf{x}) = Q_1 = u_1^2 \left(\frac{1}{6} + 4 \right) - 4u_1 u_2 \cos(\theta_2 - \theta_1) = \frac{25}{6} x_3^2 - 4x_3 x_2 \cos x_1$$

$$z_4 = h_4(\mathbf{x}) = P_{12} = -P_2 = -4u_1 u_2 \sin(\theta_2 - \theta_1) = -4x_3 x_2 \sin x_1$$

$$z_5 = h_5(\mathbf{x}) = Q_{21} = Q_2 = 4[u_2^2 - u_1 u_2 \cos(\theta_2 - \theta_1)] = 4(x_2^2 - x_3 x_2 \cos x_1)$$

Tính toán đạo hàm của các hàm $z = h(\mathbf{x})$ trên, ta có Jacobian:

$$\mathbf{H} = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 4x_3 x_2 \sin x_1 & -4x_3 \cos x_1 & \frac{25}{3} x_3 - 4x_2 \cos x_1 \\ -4x_3 x_2 \cos x_1 & -4x_3 \sin x_1 & -4x_2 \sin x_1 \\ 4x_3 x_2 \sin x_1 & 8x_2 - 4x_3 \cos x_1 & -4x_2 \cos x_1 \end{pmatrix}$$

Chúng ta bắt đầu phép lặp bằng giá trị khởi tạo phẳng $\mathbf{x}^{(0)} = (0; 1; 1)$, từ đó tính được vector $\mathbf{e}$ và ma trận $\mathbf{H}$:

$$\mathbf{e}^{(0)} = \mathbf{z} - \mathbf{x}^{(0)} = \begin{pmatrix} 0,92 - 1,00 \\ 1,02 - 1,00 \\ 0,605 - \frac{1}{6} \\ 0,598 - 0,0 \\ 0,305 - 0,0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0,08 \\ 0,02 \\ 0,4383 \\ 0,5980 \\ 0,3050 \end{pmatrix}; \quad \mathbf{H}^{(0)} = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & -4 & \frac{13}{3} \\ -4 & 0 & 0 \\ 0 & 4 & -4 \end{pmatrix}.$$

Ma trận trọng số là ma trận đường chéo:

$$\mathbf{R}^{-1} = \begin{pmatrix} \frac{1}{0,01^2} & & & & \\ & \frac{1}{0,01^2} & & & \\ & & \frac{1}{0,02^2} & & \\ & & & \frac{1}{0,015^2} & \\ & & & & \frac{1}{0,02^2} \end{pmatrix}_{diag}$$

và ma trận lợi suất (đối xứng):

$$\begin{aligned} \mathbf{G}^{(0)} &= (\mathbf{H}^{(0)T} \mathbf{R}^{-1}) (\mathbf{H}^{(0)}) = 10^4 \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & -1,7778 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1,0833 & 0 & -1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & -4 & \frac{13}{3} \\ -4 & 0 & 0 \\ 0 & 4 & -4 \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} 7,1111 & 0 & 0 \\ & 9,0000 & -8,3333 \\ & & 9,6944 \end{pmatrix} \times 10^4 \end{aligned}$$

Tính bước lặp thứ nhất $\mathbf{x}^{(1)} = \mathbf{x}^{(0)} + (\mathbf{G}^{(0)})^{-1} \mathbf{H}^{(0)T} \mathbf{R}^{-1} \mathbf{e}^{(0)}$

$$\begin{aligned} \mathbf{x}^{(1)} &= \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} + (\mathbf{G}^{(0)})^{-1} \times 10^4 \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & -1,7778 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1,0833 & 0 & -1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} -0,0800 \\ 0,0200 \\ 0,4383 \\ 0,5980 \\ 0,3050 \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 7,1111 & 0 & 0 \\ & 9,0000 & -8,3333 \\ & & 9,6944 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} -1,0631 \\ -0,2133 \\ 0,1898 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0,1495 \\ 0,9727 \\ 0,9961 \end{pmatrix} \end{aligned}$$

Tiếp tục quá trình lặp và đi tới giá trị hội tụ là đánh giá của x:

$$\hat{x}_1 = \theta_2 = -0,1762 \text{ rad} = -10,0955^\circ$$

$$\hat{x}_2 = u_2 = 0,9578 p.u$$

$$\hat{x}_3 = u_1 = 0,9843 p.u$$

Tiếp theo để kiểm tra sự tồn tại dữ liệu xấu, ta tính toán số dư $\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})$.

Thay $\hat{\mathbf{x}}$ vào các hàm $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ đã xác định ở trên, ta tính ra:

$$\hat{r}_1 = 0,92 - 0,9578 = -0,0378$$

$$\hat{r}_2 = 1,02 - 0,9843 = 0,0357$$

$$\hat{r}_3 = 0,605 - 0,3240 = 0,2810$$

$$\hat{r}_4 = 0,598 - 0,6610 = -0,0630$$

$$\hat{r}_5 = 0,305 - (-0,0430) = 0,3480$$

từ đó:

$$J(\hat{\mathbf{x}}) = \sum_{k=1}^5 r_k^2 / \sigma_k^2 = \frac{-0,0378^2}{0,01^2} + \frac{0,0357^2}{0,01^2} + \frac{0,2810^2}{0,02^2} + \frac{-0,0630^2}{0,015^2} + \frac{0,348^2}{0,02^2} = 545$$

Ta làm thử nghiệm trên J xem có thỏa mãn phân bố xác suất χ^2 hay không. Với số bậc tự do $K = m - s = 5 - 3 = 2$ và lấy $\alpha = 0,01$, tra bảng ở mục 5.6 ta có $\chi_{2,0.01}^2 = 9,21$, tức là $J(\hat{\mathbf{x}}) < 9,21$ với xác suất 0,99. Ở đây J vượt quá rất nhiều chứng tỏ sự tồn tại của dữ liệu xấu và kết quả đánh giá trạng thái không thể chấp nhận được.

Để nhận dạng dữ liệu xấu, ta thử áp dụng thủ tục đã nêu trong mục trước; đầu tiên cần tính các số dư chuẩn hóa. Ta xác định phương sai của của các số dư này như phần tử đường chéo của ma trận $\mathbf{R}' = \mathbf{R} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^T = (\mathbf{I} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^T)\mathbf{R}$ tại giá trị $\hat{\mathbf{x}}$.

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 4\hat{x}_3\hat{x}_2 \sin \hat{x}_1 & -4\hat{x}_3 \cos \hat{x}_1 & \frac{25}{3}\hat{x}_3 - 4\hat{x}_2 \cos \hat{x}_1 \\ -4\hat{x}_3\hat{x}_2 \cos \hat{x}_1 & -4\hat{x}_3 \sin \hat{x}_1 & -4\hat{x}_2 \sin \hat{x}_1 \\ 4\hat{x}_3\hat{x}_2 \sin \hat{x} & 8\hat{x}_2 - 4\hat{x}_3 \cos \hat{x}_1 & -4\hat{x}_2 \cos \hat{x}_1 \end{pmatrix} =$$

$$= \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ -0,6610 & -3,8761 & 4,4303 \\ -3,7125 & 0,6901 & 0,6716 \\ -0,6610 & 3,7863 & -3,7719 \end{pmatrix}$$

Từ đó tính được:

$$\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H} = \begin{pmatrix} 6,3442 & -1,1239 & -1,2169 \\ -1,1239 & 8,5518 & -7,6575 \\ -1,2169 & -7,6575 & 9,6641 \end{pmatrix} \times 10^4$$

Tiếp theo ta xác định $\mathbf{G}^{-1}$ rồi $\mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}$ như thường làm trong các bước lập và sau đó nhân trái với $\mathbf{H}$. Chú ý phép nhân này chỉ cần lấy kết quả các phần tử trên đường chéo:

$$\mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} = \begin{pmatrix} 0,5618 & \times & \times & \times & \times \\ \times & 0,4976 & \times & \times & \times \\ \times & \times & 0,5307 & \times & \times \\ \times & \times & \times & 0,9656 & \times \\ \times & \times & \times & \times & 0,4443 \end{pmatrix}$$

Cuối cùng ta có thể tính được các phần tử đường chéo của $\mathbf{R}'$:

$$\mathbf{R}' = (\mathbf{I} - \mathbf{H} \mathbf{G}^{-1} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1}) \mathbf{R} = \begin{pmatrix} 0,4382 & . & . & . & . \\ . & 0,5024 & . & . & . \\ . & . & 1,8772 & . & . \\ . & . & . & 0,0773 & . \\ . & . & . & . & 2,2229 \end{pmatrix} \times 10^{-4}$$

từ đó các số dư chuẩn hóa là $r_i^N = r_i / \sqrt{R'_{ii}}$, $j=1,2,\dots,5$. Chẳng hạn ta tính:

$$r_1^N = -0,0378 / \sqrt{0,4382 \times 10^{-4}} = -5,7106$$

Kết quả tính toán sẽ thu được:

$$\mathbf{r}^N = (-5,7106 \quad 5,0419 \quad 20,5079 \quad -22,6559 \quad 23,3403)$$

Chúng ta nhận thấy số dư chuẩn hóa lớn nhất ứng với số đo 3,4 và 5. Để duy trì sự dư thừa ($m > s$), ta chỉ có thể bỏ đi một số đo, mà ta chọn là z_5 , ứng với số dư chuẩn hóa lớn nhất.

Lập lại đánh giá trạng thái dùng các số đo còn lại, ta đi tới đánh giá mới:

$$\hat{x}_1 = \theta_2 = -0,1600 \text{ rad} = -9,1673^\circ$$

$$\hat{x}_2 = u_2 = 0,9223 \text{ p.u}$$

$$\hat{x}_3 = u_1 = 1,0174 \text{ p.u}$$

ứng với số dư:

$$\hat{r}_1 = 0,92 - 0,9223 = -0,0023$$

$$\hat{r}_2 = 1,02 - 1,0174 = 0,0026$$

$$\hat{r}_3 = 0,605 - 0,6072 = -0,0022$$

$$\hat{r}_4 = 0,598 - 0,5978 = -0,0002$$

và tổng bình phương trọng số tính được là $J(\hat{\mathbf{x}}) = 0,1355 < \chi^2_{1,0,01} = 6,64$, tức là đánh giá trạng thái mới có thể tin cậy được với xác suất 0,99. Như vậy z_5 là dữ liệu xấu duy nhất. Trong thí dụ này có thể lí do đơn giản do lấy sai cực tính số đo 5: nếu ta sửa lại $z_5 = -0,305$ thì kết quả đánh giá trạng thái với 5 số đo cho ta 3 giá trị trạng thái là $-9,1616$ độ, $0,9222$ p.u và $1,0175$ p.u ứng với $J(\hat{\mathbf{x}}) = 0,1421$.

5.8 Giải bài toán WLS

Trên mỗi bước lặp, xấp xỉ mới của trạng thái có thể xác định bằng cách giải phương trình chuẩn (5.14). Ma trận của hệ tuyến tính này là ma trận lợi suất $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ đối xứng, xác định dương và tương đối thưa. Thật vậy, khai triển (5.14) ta có:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \sum_{k=1}^m \frac{\mathbf{H}_k^T(\mathbf{x}) \mathbf{H}_k(\mathbf{x})}{\sigma_k^2} \quad (5.40)$$

trong đó $\mathbf{H}_k(\mathbf{x})$ là hàng k của $\mathbf{H}(\mathbf{x})$. Ma trận $\mathbf{H}$ rất thưa, nhưng $\mathbf{G}$ ít thưa hơn, vì nếu hàng k của $\mathbf{H}$ có chẳng hạn 3 phần tử khác 0, thì theo (5.40) nó sẽ đưa vào $\mathbf{G}$ 9 phần tử khác 0. Kỹ thuật ma trận thưa được sử dụng trong khi lập ma trận lợi suất và tiếp theo trong khai triển tam giác $\mathbf{G} = \mathbf{U}^T \mathbf{U}$ (với $\mathbf{U}$ là một ma trận tam giác trên).

Sau đó hệ (5.14) được giải bởi quá trình thay thế thuận và ngược.

Phương pháp này được sử dụng nhiều trong đánh giá trạng thái, tuy nhiên trong một số trường hợp, hay khi kích thước hệ thống tăng lên, nó có thể là *có điều kiện số xấu (numerically ill-conditioned)* gây khó khăn cho sự hội tụ của lời giải lặp, thậm chí mất ổn định số. Ta biết rằng mức độ không ổn định số của việc giải hệ phương trình tuyến tính có thể đánh giá bởi *số điều kiện (condition number)* của ma trận hệ số. Số này của ma trận $G = H^T R^{-1} H$ bằng bình phương số điều kiện của H .

Một phương pháp để giảm độ nhạy đối với sai số qui tròn trong tính toán, tăng độ chính xác của lời giải và tránh mất ổn định số là không sử dụng ma trận lợi suất, chỉ dùng ma trận Jacobian. Chẳng hạn phương pháp dùng *biến đổi trực giao* ma trận H , như tóm lược sau đây.

Xét lại bài toán WLS tuyến tính (5.15). Giả sử Q là một ma trận trực giao ($m \times m$, $Q^T = Q^{-1}$) thì ta có thể viết lại hàm mục tiêu của bài toán trên như sau (bỏ qua các chỉ số i cho đơn giản):

$$\begin{aligned} J(\Delta x) &= (\Delta \bar{z} - \bar{H} \Delta x)^T Q^T Q (\Delta \bar{z} - \bar{H} \Delta x) \\ &= (Q \Delta \bar{z} - Q \bar{H} \Delta x)^T (Q \Delta \bar{z} - Q \bar{H} \Delta x) \end{aligned} \quad (5.41)$$

trong đó $\Delta \bar{z} = R^{-1/2} \Delta z$ và $\bar{H} = R^{-1/2} H$

Bây giờ nếu ta tìm được "biến đổi trực giao" trên ma trận $\bar{H}$, tức là chọn được Q trực giao sao cho:

$$Q \bar{H} = \begin{pmatrix} R_1 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (5.42)$$

với R_1 là một ma trận tam giác trên (cấp s) và giả sử $Q \Delta \bar{z} = \begin{pmatrix} \Delta y_1 \\ \Delta y_2 \end{pmatrix}$ thì:

$$J(\Delta x) = (\Delta y_1 - R_1 \Delta x)^T (\Delta y_1 - R_1 \Delta x) + \Delta y_2^T \Delta y_2 \quad (5.43)$$

Cực tiểu của (5.43) xảy ra khi:

$$R_1 \Delta x = \Delta y_1 \quad (5.44)$$

Như vậy phương pháp bắt đầu bằng việc tìm biến đổi trực giao (5.42), sau đó giải hệ tam giác (5.44) bằng thay thế ngược. Biến đổi trực giao cũng có thể sử dụng tính thừa của ma trận.

Một tiếp cận khác dựa trên nhận xét rằng biến đổi trực giao trên $\mathbf{H}$ (5.42) cũng cho phép khai triển tam giác ma trận lợi suất $\mathbf{G}$ để giải phương trình chuẩn. Thật vậy:

$$\mathbf{G} = \mathbf{H}^T \mathbf{W}^{-1} \mathbf{H} = \overline{\mathbf{H}}^T \overline{\mathbf{H}} = (\mathbf{Q}\overline{\mathbf{H}})^T (\mathbf{Q}\overline{\mathbf{H}}) = \mathbf{R}_1^T \mathbf{R}_1 \quad (5.45)$$

Tiếp cận này được gọi là *phương pháp lai (hybrid method)*. Phương pháp này kém ổn định hơn phương pháp biến đổi trực giao [13].

5.9 Phương pháp WLS với ràng buộc

Bên cạnh những số liệu cung cấp bởi các thiết bị đo, thông tin về trạng thái hệ thống còn bao gồm các dữ liệu đặc biệt không đòi hỏi các thiết bị này, chúng được gọi là *số đo ảo (virtual measurements)*. Một ví dụ là công suất zero của các nút nối dây trong lưới, tại đó không có nguồn điện, cũng không có phụ tải. Những "số đo" này có thể được xử lý như số đo bình thường, nhưng để tính đến "độ chính xác cao" của chúng, cần phải gán chúng với hệ số trọng lớn khi lập bài toán WLS. Trái lại, các số đo giả ít tin cậy cần gán với hệ số trọng nhỏ. Tuy nhiên điều rắc rối là sự chênh lệch lớn giữa các hệ số trọng sẽ gây khó khăn cho sự hội tụ của lời giải lặp. Ở đây ta lại gặp phải vấn đề ổn định số trong tính toán, có thể gây đổ vỡ hoàn toàn quá trình đánh giá trạng thái⁽¹⁾.

Để khắc phục khó khăn này, các số đo ảo được chuyển sang dạng điều kiện ràng buộc đối với bài toán WLS, nói đúng hơn thì như vậy chúng được xem xét trực tiếp như các điều kiện chính xác mà không bị liệt vào loại số đo (với sai số...).

Để giải bài toán WLS (5.9) với vector ràng buộc $\mathbf{c}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$ nào đó, có thể dùng phương pháp nhân tử Lagrange với hàm (Lagrangian) sau đây:

$$L(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = \frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] - \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{c}(\mathbf{x})$$

trong đó $\boldsymbol{\lambda}$ là vector nhân tử Lagrange. Điều kiện cho lời giải của bài toán tối ưu hóa với ràng buộc là đạo hàm của Lagrangian đối với $\mathbf{x}$ và $\boldsymbol{\lambda}$ triệt tiêu, tức là:

$$\begin{aligned} \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] - \mathbf{C}^T(\mathbf{x}) \boldsymbol{\lambda} &= \mathbf{0} \\ \mathbf{c}(\mathbf{x}) &= \mathbf{0} \end{aligned} \quad (5.46)$$

⁽¹⁾ Vấn đề ổn định cũng được ghi nhận trong trường hợp có mặt một số lượng lớn các số đo công suất nút hoặc khi nối một đường dây dài (tổng trở lớn) với một đường dây ngắn (tổng trở nhỏ).

trong đó $\mathbf{C}(\mathbf{x}) = \partial \mathbf{c}(\mathbf{x}) / \partial \mathbf{x}$, ma trận Jacobian của hệ phương trình ràng buộc.

Với xấp xỉ tuyến tính $\mathbf{h}(\mathbf{x}^{i+1}) = \mathbf{h}(\mathbf{x}^i) + \mathbf{H}(\mathbf{x}^i)\Delta\mathbf{x}^i$ và $\mathbf{c}(\mathbf{x}^{i+1}) = \mathbf{c}(\mathbf{x}^i) + \mathbf{C}(\mathbf{x}^i)\Delta\mathbf{x}^i$, ta đi tới thuật toán lặp giải (5.46); trên mỗi bước lặp giải hệ tuyến tính sau cho $\Delta\mathbf{x}$ và λ :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}(\mathbf{x}) & \mathbf{C}^T(\mathbf{x}) \\ \mathbf{C}(\mathbf{x}) & \mathbf{0} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta\mathbf{x} \\ \lambda \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \mathbf{R}^{-1} \Delta\mathbf{z} \\ -\mathbf{c}(\mathbf{x}) \end{pmatrix} \quad (5.47)$$

với $\Delta\mathbf{z} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})$.

Ma trận hệ số của phương trình (5.47) đối xứng, nhưng không còn là xác định dương như $\mathbf{G}$; khi khai triển tam giác theo thứ tự tối ưu phải dùng phương pháp phức tạp hơn để bảo đảm ổn định số.

Một phương pháp khác cho bài toán WLS, không yêu cầu ma trận lợi suất, được gọi là *phương pháp ma trận mở rộng Hachtel*. Trong phương pháp này, số dư:

$$\Delta\mathbf{r} := \Delta\mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{x})\Delta\mathbf{x} \quad (5.48)$$

được coi là một ẩn, cùng với $\Delta\mathbf{x}$. Do đó kích thước của hệ phương trình tăng lên. Áp dụng cho trường hợp bài toán với ràng buộc, ta viết phương trình thứ nhất trong (5.47) ở dạng:

$$\mathbf{H}^T(\mathbf{x})\mathbf{R}^{-1}\Delta\mathbf{r} - \mathbf{C}^T(\mathbf{x})\lambda = 0$$

Kết hợp với phương trình thứ hai của (5.47) và phương trình (5.48) ta có hệ với 3 ẩn $\Delta\mathbf{x}$, $\Delta\mathbf{r}$, λ :

$$\begin{pmatrix} \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{C}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{0} & \mathbf{R} & \mathbf{H}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{C}^T(\mathbf{x}) & \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) & \mathbf{0} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} -\lambda \\ \mathbf{R}^{-1}\Delta\mathbf{r} \\ \Delta\mathbf{x} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\mathbf{c} \\ \Delta\mathbf{z} \\ \mathbf{0} \end{pmatrix} \quad (5.49)$$

Ma trận hệ số đối xứng nhưng cũng không xác định dương, giống như hệ (5.47). Ma trận mở rộng lớn hơn nhưng thưa hơn, do đó khối lượng tính toán vẫn so sánh được với hệ (5.47) khi sử dụng kĩ thuật ma trận thưa. Về khả năng ổn định số, phương pháp Hachtel lại tốt hơn, do đó phương pháp này có triển vọng hơn [13].

5.10 Phương pháp tách biến trong đánh giá trạng thái

Giống như ở bài toán giải tích chế độ giải bằng phương pháp Newton, đánh giá trạng thái tách biến cũng được sử dụng để giảm kích thước phương trình và khối lượng tính toán.

Các số đo trong lưới điện được tách ra hai loại: (1) công suất thực nhánh và nút và (2) công suất phản kháng nhánh và nút và biên độ điện áp. Ta biết rằng quan hệ giữa các đại lượng này và biến trạng thái (gồm biên độ áp nút và góc pha của nó) thể hiện trội bởi tác động của công suất thực trên góc pha (quan hệ P- θ) và công suất phản kháng trên biên độ điện áp (quan hệ Q-U).

Tách biến $\mathbf{z} = (\mathbf{z}_p, \mathbf{z}_q)$ và biến trạng thái $\mathbf{x} = (\boldsymbol{\theta}, \mathbf{u})$, ta có ma trận Jacobian được phân khối với các khối trên đường chéo chính là trội:

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \begin{pmatrix} \mathbf{H}_{p\theta}(\mathbf{x}) & \mathbf{H}_{pu}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{H}_{q\theta}(\mathbf{x}) & \mathbf{H}_{qu}(\mathbf{x}) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \partial \mathbf{z}_p / \partial \boldsymbol{\theta} & \partial \mathbf{z}_p / \partial \mathbf{u} \\ \partial \mathbf{z}_q / \partial \boldsymbol{\theta} & \partial \mathbf{z}_q / \partial \mathbf{u} \end{pmatrix} \quad (5.50)$$

Tương ứng ma trận lợi suất $\mathbf{G} = \mathbf{H}^T \mathbf{R}^{-1} \mathbf{H}$ cũng được phân khối với các khối đường chéo chính là trội:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \begin{pmatrix} \mathbf{G}_{p\theta}(\mathbf{x}) & \mathbf{G}_{pu}(\mathbf{x}) \\ \mathbf{G}_{q\theta}(\mathbf{x}) & \mathbf{G}_{qu}(\mathbf{x}) \end{pmatrix} \quad (5.51)$$

Nếu bỏ qua các khối ngoài đường chéo của $\mathbf{H}$, ta có tương ứng:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}) = \begin{pmatrix} (\partial \mathbf{z}_p / \partial \boldsymbol{\theta})^T \mathbf{R}_p^{-1} (\partial \mathbf{z}_p / \partial \boldsymbol{\theta}) & 0 \\ 0 & (\partial \mathbf{z}_q / \partial \mathbf{u})^T \mathbf{R}_q^{-1} (\partial \mathbf{z}_q / \partial \mathbf{u}) \end{pmatrix}$$

Với xấp xỉ này, phương trình chuẩn của đánh giá trạng thái được tách làm hai:

$$\mathbf{G}_{p\theta} \Delta \boldsymbol{\theta} = \mathbf{H}_{p\theta}^T \mathbf{R}_p^{-1} \Delta \mathbf{z}_p \quad (5.52)$$

$$\mathbf{G}_{qu} \Delta \mathbf{u} = \mathbf{H}_{qu}^T \mathbf{R}_q^{-1} \Delta \mathbf{z}_q \quad (5.53)$$

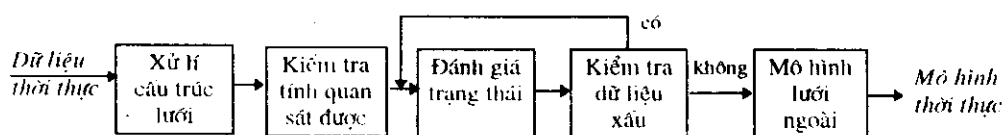
Đồng thời với việc tách biến, $\mathbf{H}$ được xấp xỉ rất tốt là ma trận hàng (không phụ thuộc $\mathbf{x}$) nếu các số đo thực và phản kháng được *chuẩn hóa* bởi điện áp tương ứng, tức là thay các số đo P_{km} , Q_{km} và P_k , Q_k bởi P_{km}/U_{km} , Q_{km}/U_{km} , P_k/U_k và Q_k/U_k . Ma trận hàng này là ma trận $\mathbf{H}$ xác định ở *điện áp phẳng* ($U=1$, $\theta=0$). Dùng Jacobian không đổi qua các bước lặp cho phép giảm nhiều khối lượng tính toán.

Việc sử dụng thuật toán tách biến và ma trận hàng số là rất có hiệu quả trong đánh giá trạng thái và chúng được áp dụng tốt đối với các phương pháp Hachtel và phương pháp lai, nhưng ít phát huy tác dụng đối với phương pháp biến đổi trực giao là phương pháp có tính chất số tốt nhất [13,12]. Nghiên cứu trong [13,12] chỉ ra rằng phương pháp Hachtel và phương pháp lai là một thỏa hiệp tốt nhất giữa khả năng ổn định số và hiệu quả tính toán, đồng thời hai phương pháp này cũng không quá phức tạp trong việc triển khai. Ngoài ra khả năng xử lý các số đo ảo như ràng buộc đẳng thức cho phép loại bỏ một nguồn mất ổn định số quan trọng, đó là ưu điểm của phương pháp Hachtel.

5.11 Mô hình hoá thời thực hệ thống điện

Trên đây đã nghiên cứu bài toán đánh giá trạng thái là một nội dung cốt lõi trong việc lập mô hình thời thực (*real-time modeling*) của hệ thống điện. Mô hình này- lập nên từ tập hợp các thông số cấu trúc và thông số trạng thái của hệ thống tại một thời điểm đã cho- sẽ được dùng để nghiên cứu trực tuyến (on line) hệ thống điện tại các trung tâm điều khiển. Các nghiên cứu trong đó sử dụng mô hình này như dữ liệu vào bao gồm các bài toán *phân tích sự cố* và *điều khiển tối ưu*, sẽ được đề cập trong các chương sau.

Các bước của quá trình xây dựng mô hình thời thực được biểu diễn trong sơ đồ hình 5.5 [14].



Hình 5.5

Bộ xử lý cấu trúc lưới (Topology Processor) có nhiệm vụ nhận dạng cấu trúc lưới điện tại thời điểm xét, dựa trên các số liệu thời thực nhận được về vị trí (đóng/mở) của các máy cắt, kết hợp với sử dụng một cơ sở dữ liệu chứa các thông số nhánh và thông số kết nối.

Ba khối tiếp theo đã được khảo sát chi tiết ở phần trên. Khối còn lại liên quan đến việc mô hình hoá lưới điện ngoài được nghiên cứu trong mục này, tuy nhiên chỉ giới thiệu khái quát các vấn đề đặt ra mà không đi sâu vào chi tiết⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Một vài tài liệu về bài toán này cho ở [27]-[32]

5.11.1 Vấn đề mô hình hoá lưới điện ngoài

Như đã biết ở phần trước, đánh giá trạng thái chỉ thực hiện được trong phần quan sát được của hệ thống. Trong hệ thống điện lớn, hợp nhất, rõ ràng một trung tâm điều khiển hay một công ti điện lực chỉ quản lí một phần lưới điện, được gọi là *lưới trong*. Lưới này sẽ được trang bị các thiết bị đo sao cho nó là quan sát được, nghĩa là trên cơ sở các số đo thời thực ở phần lưới này có thể nhận dạng được cấu trúc và đánh giá trạng thái hiện thời của nó *không cần có hiểu biết về phần còn lại của hệ thống*. Phần còn lại này được gọi là *lưới ngoài*. Bước kiểm tra tính quan sát được vẽ ở hình 5.5 chỉ kiểm tra lại tính chất này đối với lưới trong (tức là phần lưới bình thường là quan sát được) mà thôi. Như đã biết, một sự hư hỏng thiết bị đo hoặc đường truyền số liệu có thể làm cho một số nút của lưới trong trở nên tạm thời không quan sát được. Các nút này sẽ được làm cho trở lại quan sát được bằng cách dùng các số đo giả, hoặc trái lại sẽ bị loại ra khỏi đánh giá trạng thái và ghép vào lưới ngoài, tức là phần không quan sát được.

Để xây dựng mô hình hệ thống dùng cho các tính toán nghiên cứu khác thì yêu cầu trở nên phức tạp hơn, cụ thể ta sẽ cần tính đến việc mô tả lưới điện ngoài. Lấy thí dụ bài toán phân tích sự cố trực tuyến (on line) đòi hỏi nghiên cứu các sự cố *có thể xảy ra* tại chế độ làm việc hiện thời. Các sự cố này có thể được mô phỏng nếu ta biết trạng thái và cấu trúc hệ thống ở chế độ trước sự cố, gọi là *chế độ gốc* (*base case*) (xem chương 6. Lưu ý rằng ta không có số liệu đo sau sự cố, vì các sự cố này chỉ được giả thiết có thể xảy ra). Như vậy sự hiểu biết về lưới trong sau khi thực hiện đánh giá trạng thái là không đủ, mà ta còn cần mô hình hoá lưới ngoài để đánh giá *ảnh hưởng của nó đến lưới trong khi sự cố xảy ra trong lưới này*. Cần nhấn mạnh rằng điều ta quan tâm chỉ là chế độ làm việc của lưới trong, đồng thời cũng thường chỉ xem xét những sự cố (có thể xảy ra) ở lưới trong hay lân cận nó.

Như vậy mục đích duy nhất của việc lập mô hình lưới ngoài là để đánh giá ảnh hưởng của nó đến lưới trong. Do đó mô hình này không cần chi tiết như mô hình lưới trong, đồng thời các phần ở càng xa lưới trong càng ít cần quan tâm đến vì ảnh hưởng của chúng là nhỏ. Nói chung lưới ngoài được chia ra 3 phần:

- Phần ở xa không có ảnh hưởng đến lưới trong và có thể được bỏ qua,
- Phần ở gần hơn có ảnh hưởng nhỏ đến lưới trong, có thể được biểu diễn dưới dạng rút gọn,
- Phần lân cận lưới trong cần được mô hình hoá chi tiết.

Ranh giới giữa 3 phần này thường được xác định trước bởi các đánh giá khả trực giác kết hợp với *phân tích độ nhạy* (của lưới trong đối với các thay đổi trong lưới ngoài).

Trong thực tế điều độ hệ thống điện, bài toán nhận dạng cấu trúc lưới trong và đánh giá trạng thái lưới trong thường được thực hiện sau mỗi ít phút (chẳng hạn 5-10 phút). Bài toán lập mô hình lưới ngoài, chủ yếu phục vụ cho phân tích sự cố, có thể được tiến hành trước mỗi lần thực hiện sự phân tích này (khoảng mỗi 15-30

phút). Tính toán điều khiển máy phát điện, điều khiển công suất trao đổi hệ thống... cũng được cập nhật từ mô hình thời thực, và với tần suất thấp hơn. Như vậy mô hình lưới trong thường được cập nhật thường xuyên hơn mô hình lưới ngoài, điều đó cho phép phát hiện sớm sự thiếu hụt hay sai hỏng của số đo thời thực.

Ta có thể hiểu rằng tính thích đáng của mô hình lưới ngoài được đánh giá bởi độ chính xác phản ánh tác động thực của nó đến lưới trong ở các điều kiện sự cố. Công cụ giải tích lưới điện sẽ được dùng trong phân tích sự cố, và điều kiện đầu tiên đối với mô hình lưới ngoài là nó không làm thay đổi thông số trạng thái lưới trong đã xác định bởi đánh giá trạng thái, khi đặt toàn bộ mô hình dưới cái nhìn giải tích lưới điện ở chế độ gốc. Ngoài ra mô hình lưới ngoài mong muốn đạt được những tính chất sau:

- Sử dụng được mọi dữ kiện có thể có về lưới ngoài để cập nhật mô hình. Ta biết rằng lưới ngoài sẽ được quản lý như là lưới trong đối với một công ti điện lực khác, và thường có ít nhiều thông tin trao đổi giữa các cơ quan này.
- Tương thích với dữ liệu đòi hỏi bởi công cụ giải tích lưới điện, để có thể sử dụng được trong các tính toán nghiên cứu đã nêu. Ngoài ra các thông số phải là "tốt" cho tính toán giải tích lưới, ví dụ tỉ số X/R lớn, điện áp gần định mức v.v..
- Tôn trọng các giới hạn Q đối với máy phát ngoài, U đối với phụ tải có tính tác động điều chỉnh.
- Thuận tiện cho việc nhận biết, sửa chữa các sai số lớn trong dữ liệu lưới ngoài được sử dụng.

Hai tiếp cận chủ yếu cho bài toán mô hình hoá lưới ngoài được khảo sát vắn tắt dưới đây.

5.11.2 Mô hình tương đương cho lưới ngoài

Một phương pháp rút gọn tương đương lưới điện ngoài được áp dụng nhiều nhất là phương pháp rút gọn Kron, đã được đề cập ở mục 2.5, trong đó lưới ngoài được thay thế bởi:

- Một thành phần thụ động Y_{eq} ứng với lưới tương đương liên hệ mọi nút biên (nút nằm ở biên giới giữa lưới trong và lưới ngoài),
- Một thành phần nguồn I_{eq} phụ thuộc chế độ làm việc của lưới ngoài, đặt tại các nút biên.

Để áp dụng thời thực và đặc biệt cho bài toán phân tích sự cố thời thực, có hai vấn đề như đã biết cần quan tâm giải quyết:

1. Vấn đề cập nhật mô hình tương đương,
2. Vấn đề độ chính xác của mô hình phản ánh đáp ứng của lưới ngoài đối với các sự cố.

Thành phần thụ động Y_{eq} (không phụ thuộc chế độ) được xây dựng ngoại tuyến (off line) đối với mỗi cấu trúc của lưới ngoài. Vì thông tin về cấu trúc lưới ngoài có thể không chính xác, đồng thời cấu trúc này có thể thay đổi, nên cần có các tiêu chuẩn để phát hiện *sai số cấu trúc* (giữa cấu trúc thật và cấu trúc biểu diễn bởi Y_{eq}). Chẳng hạn một sự thay đổi cấu trúc quan trọng ở lưới ngoài có thể được phát hiện qua sự thay đổi các luồng công suất liên lạc hệ thống. Trong các trường hợp như vậy, các tổng dẫn tương đương có thể được chỉnh định lại nhờ một phương pháp *đánh giá thông số (parameter estimation)*. Mặt khác, nhờ trao đổi thông tin với các công ti điện lực lân cận, có thể nắm được cấu hình chi tiết thời thực của phần lưới ngoài ở gần, là phần mà sai số ở đó có ảnh hưởng nghiêm trọng, từ đó cho phép cập nhật mô hình tương đương bằng cách tính toán lại rút gọn tương đương của phần này.

Thành phần nguồn của mô hình tương đương I_{eq} , trái lại cần cập nhật theo sự thay đổi chế độ làm việc của lưới ngoài. Đồng thời do sai số trong dữ liệu về lưới này mà sau khi đặt I_{eq} vào các nút biên, sẽ xuất hiện tại đó sự không cân bằng công suất, giữa:

- Công suất truyền đến từ lưới trong, tính toán bởi đánh giá trạng thái trong,
- Công suất truyền trên các nhánh tương đương ngoài, xác định bởi điện áp các nút biên (kết quả đánh giá trạng thái trong) và các tổng dẫn tương đương,
- Công suất nút I_{eq} .

Sai lệch này cần phải được loại bỏ và một số nghiên cứu đã chỉ ra rằng có thể chấp nhận cách rất đơn giản là không cần xác định I_{eq} từ dữ liệu ngoài nữa, mà xác định trực tiếp theo cân bằng công suất nút biên như trên ! Việc cân bằng công suất nút biên này sẽ được cập nhật thời thực.

Về vấn đề thứ hai cần quan tâm nêu ở trên, tức là độ chính xác của mô hình tương đương ngoài phản ánh đáp ứng của lưới ngoài đối với các sự cố trong giả thiết xảy ra ở chế độ gốc, chúng ta sẽ cân tính đến hai yếu tố sau đây:

- Đáp ứng công suất phản kháng của các máy phát ngoài đối với sự cố được xét. Khi sự cố xảy ra, các máy phát ngoài có điều chỉnh điện áp (nút PV) sẽ thay đổi công suất Q phát ra. Điều này thường được tính đến khi phân tích sự cố bằng cách đặt một nguồn Q giả tưởng ở các nút biên, có công suất phụ thuộc điện áp các nút này.
- Đáp ứng công suất tác dụng của máy phát ngoài đối với một *sự cố máy phát trong*: Khi xem xét sự cố một máy phát lớn của lưới trong thì cần tính đến tác động điều chỉnh tự động tốc độ của các máy phát khác, kể cả các máy phát ngoài. Đáp ứng này thường được xác định theo đường đặc tính tuyến tính hoá của máy phát và cũng được qui đổi về nút biên.

5.11.3 Mô hình đầy đủ của lưới ngoài

Trong phương pháp này cấu hình của lưới ngoài được giữ lại đầy đủ, nhất là đối với những phần được coi là có tác động lớn đến lưới trong khi xảy ra một sự cố. Phương pháp bao gồm các bước sau:

1. Giả thiết các dữ liệu thời thực cho lưới ngoài,
2. Tính toán giải tích hoặc đánh giá trạng thái cho lưới ngoài với điều kiện duy trì trạng thái nút biên theo các giá trị xác định bởi đánh giá trạng thái trong (giá trị đúng),
3. Kiểm tra và sửa chữa sự không cân bằng công suất ở nút biên.

Tại bước 1 do thiếu số liệu thời thực đối với lưới ngoài nên các dữ kiện cấu trúc và chế độ phải dựa theo giá trị qui hoạch hay ngoại suy, chẳng hạn phụ tải tổng của lưới ngoài được giả thiết tỉ lệ với phụ tải lưới trong, còn phụ tải mỗi nút xác định theo một hệ số phân bố phụ tải; công suất các nhà máy điện có thể coi như tuân theo một chủ tiêu phân bố kinh tế..

Tại bước 2, lưới ngoài cần được giải trên cơ sở các dữ liệu giả thiết, dùng một trong hai phương pháp giải tích hay đánh giá trạng thái. Với phương pháp giải tích chế độ, các nút biên được xem như các nút cơ sở-cân bằng với điện áp và góc pha giữ bằng giá trị xác định bởi đánh giá trạng thái trong. Mục đích của bước này là xác định công suất ảo phải đặt vào nút biên để duy trì cân bằng công suất tại đây: Điều này được giải thích rằng, cũng như xảy ra đối với tiếp cận tương đương hoá, do dữ kiện có sai số nên dẫn đến công suất nút biên tính ra không đúng như thực tế- công suất tính toán này xác định bởi việc cân bằng giữa công suất đến từ lưới trong đã biết bởi đánh giá trạng thái trong và công suất đến từ lưới ngoài (kết quả của lời giải lưới ngoài). Để sai số ngoài không tác động đến lưới trong ở các phân tích về sau, độ lệch công suất ở nút biên phải được loại bỏ bằng một nguồn ảo. Phương pháp khác dùng ở bước này có thể cho phép tránh tập trung sai số như vậy về nút biên là sử dụng đánh giá trạng thái thay cho giải tích để giải cho lưới ngoài. Rõ ràng bằng cách thao tác các hệ số trọng, ta có thể ấn định với độ tin cậy tùy ý công suất nút biên hay bất cứ dữ liệu nào về chế độ lưới ngoài. Phương pháp này cho lời giải lưới ngoài "mềm dẻo" hơn và có thể sử dụng mọi dữ kiện có thể có được từ lưới này.

Phân tích sự cố

6.1 An toàn cung cấp điện và bài toán phân tích sự cố thời thực

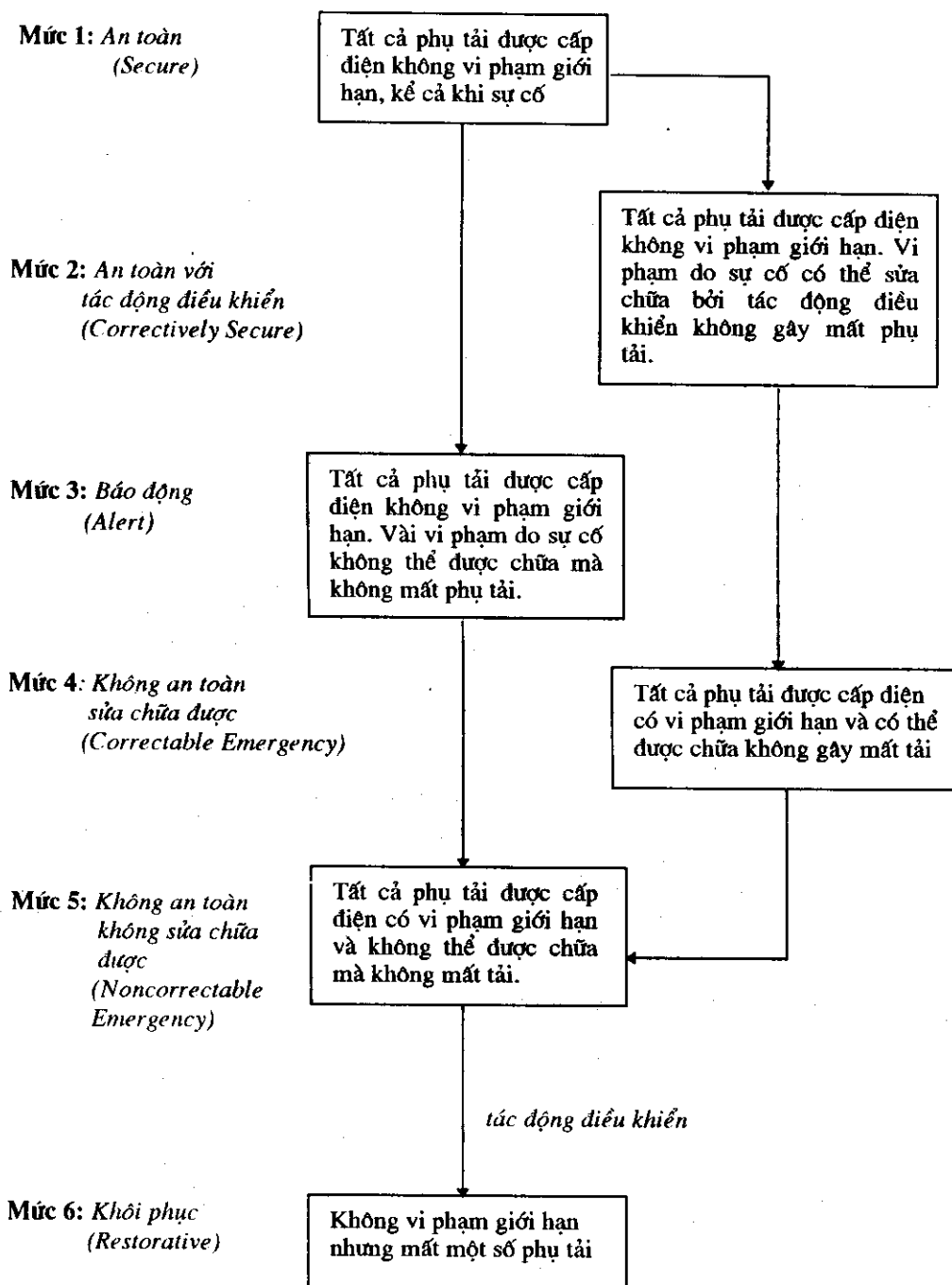
Điều kiện làm việc *an toàn* (*security*) của hệ thống điện được đánh giá bởi việc tất cả các phụ tải được cung cấp điện và không có thiết bị điện nào bị đặt ra ngoài *giới hạn làm việc cho phép*. Hai thông số chế độ thường dùng làm tiêu chuẩn là điện áp tại các nút và dòng trên các thiết bị lưới điện. Vì điều kiện làm việc nguy hiểm nhất thường xuất hiện do *sự cố* (hư hỏng thiết bị, ngắn mạch v.v..) và vì một sự cố có thể xảy ra bất cứ lúc nào trong hệ thống, do đó một chế độ làm việc để được coi là an toàn phải có khả năng chống đỡ với sự cố, có nghĩa là giữ được các thông số điện áp và dòng điện nói trên không vượt quá giới hạn cho phép ngay cả trong các điều kiện sự cố, tuy nhiên có thể với sự trợ giúp của các *tác động điều chỉnh, điều khiển*.

Chú ý rằng ở đây chỉ nói đến các điều kiện tĩnh, các chế độ làm việc xác lập tương ứng với *bài toán đánh giá an toàn tĩnh* (*Steady-State Security Assessment*).

Khái niệm về an toàn cung cấp điện và phương pháp đánh giá an toàn của một chế độ hệ thống dựa trên việc phân tích một tập hợp chọn lọc các sự cố được đặt cơ sở bởi Dy Liacco [41] và lập nên nền tảng cho một trong những nhiệm vụ quan trọng và phức tạp nhất của hệ thống quản lý năng lượng (EMS) trong các trung tâm điều khiển hiện nay. Sơ đồ dưới đây là một phân loại các mức an toàn trong hệ thống có thể dùng cho việc xác định các chức năng EMS [33]. Mũi tên trong sơ đồ chỉ sự chuyển tiếp không mong muốn do sự cố giữa các mức an toàn.

Để loại bỏ các vi phạm giới hạn ở mức 4, nói chung yêu cầu thực hiện các *tác động điều khiển chữa* (*Corrective Rescheduling*) để đưa về mức 3. Sau đó sử dụng các *điều khiển phòng ngừa* (*Preventive Rescheduling*) để trở về mức 1 hay mức 2. Chú ý các vi phạm ở mức 4 chỉ là vi phạm *giới hạn làm việc dài hạn* và *trung hạn*, không vi phạm *giới hạn làm việc ngắn hạn*.

Nếu hệ thống đã rơi vào mức 5, phụ tải sẽ bị sa thải bởi tự động cắt tại chỗ hoặc do lệnh từ trung tâm điều khiển. Đôi khi có thể tính toán “sa thải phụ tải tối ưu”.



Mức 1 và 2 là chế độ làm việc bình thường. Mức 1 là an toàn lý tưởng trong khi mức 2 kinh tế hơn, nhưng lệ thuộc vào chức năng điều khiển chữa sau sự cố của EMS, để loại bỏ các vi phạm giới hạn sau một khoảng thời gian xác định.

Đánh giá an toàn (Security Assessment) của hệ thống điện có thể được thực hiện theo *phương thức thời thực hay phương thức nghiên cứu (real-time or study mode)*. Phương thức thời thực sẽ dựa trên *mô hình thời thực* của hệ thống (xem mục 5.11), trong khi phương thức nghiên cứu khảo sát *điều kiện làm việc dự báo*, được xác lập từ các chế độ có trước và các thông tin về hướng tiến triển hoặc các điều kiện giả thiết. Nói chung mục tiêu của đánh giá an toàn là xác định mức độ an toàn của chế độ làm việc của hệ thống, làm cơ sở cho chức năng *điều khiển an toàn (Security Control)* tức là tính toán các tác động điều khiển cần thiết nhằm đưa hệ thống tới một mức an toàn mong muốn. Chức năng EMS này có thể bao gồm tính năng tối ưu hoá, sẽ được xem xét sau.

Như ta đã biết, các mức không an toàn của hệ thống đặc trưng bởi sự xuất hiện *điều kiện làm việc nguy hiểm (emergency)* với sự vi phạm các giới hạn của thông số, trong thời điểm hiện tại hoặc sau sự cố. Vì thế bài toán *phân tích sự cố (CA: Contingency Analysis)* được nghiên cứu trong chương này là nội dung lớn nhất của đánh giá an toàn. Trong trường hợp một sự cố (hư hỏng đơn hoặc xếp chồng thiết bị) nếu xảy ra sẽ lập nên chế độ nguy hiểm, thì điều độ viên hay hệ thống điều khiển an toàn có thể dự trừ các tác động sau đây, tùy theo mức độ nguy hiểm:

- a) Thay đổi chế độ trước sự cố để khử hay giảm nhẹ sự nguy hiểm của sự cố,
- b) Xây dựng một chiến lược điều khiển sau sự cố để loại trừ nguy hiểm,
- c) Không cần quan tâm, nếu sự nguy hiểm sẽ là nhỏ.

Phân tích sự cố sẽ mô phỏng mỗi chế độ sự cố tiềm tàng (có khả năng xảy ra) trên *chế độ gốc (base case)*, chế độ làm việc trước sự cố đang xem xét về an toàn) và kiểm tra các vi phạm giới hạn làm việc. Về nguyên tắc, tính toán giải tích lưới điện (Power Flow Calculation) có thể được tiến hành cho mỗi trường hợp sự cố. Thực tế có ba nhiệm vụ khó khăn phải giải quyết cho vấn đề phân tích sự cố thời thực:

- Lập mô hình thời thực thích hợp cho hệ thống cần nghiên cứu (xem mục 5.11),
- Xác định các sự cố cần xem xét,
- Phát triển các phương pháp cho phép tính toán một số lớn sự cố trong thời gian ngắn.

Tiếp cận chung cho bài toán phân tích sự cố thời thực thường phân tách ra ba giai đoạn: *Xác định sự cố, chọn lọc sự cố và đánh giá sự cố*.

Trong giai đoạn thứ nhất, có thể dựa trên xác suất xảy ra để lập danh sách sự cố cần xem xét. Danh sách này thay đổi theo chế độ phụ tải và cấu hình của hệ thống, và có thể bao gồm cả *sự cố thứ cấp* (sự cố sinh ra do sự cố). Mỗi sự cố sẽ được mô tả bởi hư hỏng nhánh hay nguồn phát trong graph lưới điện.

Chọn lọc sự cố là quá trình cho phép giảm nhẹ nhiều nhất công sức tính toán, do đó đã được nghiên cứu rất nhiều. Mục tiêu là gạt bỏ khỏi danh sách phần lớn các sự cố không gây nguy hiểm. Nó sử dụng một mô hình xấp xỉ của hệ thống và kỹ thuật tính toán thích hợp để rút ra kết luận một cách nhanh chóng. Sau đó danh

sách sự cố sẽ được xếp thứ tự theo “mức nguy hiểm” giảm dần (sử dụng một chỉ số chất lượng để đo mức này).

Cuối cùng *đánh giá sự cố* sẽ dùng công cụ chính xác hơn của giải tích lưới điện để mô phỏng các sự cố theo thứ tự đã xếp. Quá trình được tiếp tục cho đến sự cố không còn gây ra vi phạm giới hạn an toàn, hoặc cho đến khi đã xem xét đủ một số lượng nào đó sự cố hay đã hết thời gian tính toán cho phép.

Giai đoạn 2 và 3 cũng có thể được phối hợp vào một quá trình.

6.2 Vài nét về công cụ phân tích sự cố

6.2.1 Mô hình cho tính toán sự cố

Các nghiên cứu trong thời kì đầu đã tập trung vào việc phân tích quá tải do sự cố hơn là phân tích vi phạm giới hạn điện áp. Trong hệ thống cao áp có thể giả thiết tính toán phân bố $P-\theta$ độc lập với điện áp và công suất phản kháng, với sự thừa nhận rằng sau nhiều sự cố, điện áp và công suất phản kháng thay đổi rất ít, và rằng dòng Q trong lưới là nhỏ. Phương trình phân bố dòng một chiều (xem chương 4) có thể được sử dụng cho tính toán, hay tin cậy hơn sử dụng dạng sai phân ở phương pháp tách biến nhanh (4.37):

$$\mathbf{B}' \Delta \theta = \Delta p \quad (6.1)$$

Trong khi tính toán ma trận hằng $\mathbf{B}'$ cũng có thể bỏ qua điện trở đường dây và cả điện dung của đường dây, điều cho phép cải thiện tốc độ hội tụ và thường chỉ thực hiện một phép lặp khi áp dụng cho giai đoạn chọn lọc sự cố. Nhiều kĩ thuật cũng được nghiên cứu để sử dụng tính chất thừa của các ma trận, để tính toán nhanh sự thay đổi lưới điện do sự cố mà không cần xây dựng lại, khai triển tam giác lại hay nghịch đảo lại ma trận. Thời gian tính toán cũng được giảm nhờ kĩ thuật hạn chế tính toán ở “lân cận sự cố”, kĩ thuật xác định “vùng an toàn” của biến góc θ cho phép loại trừ nhanh các sự cố không gây quá tải. Nói chung các kĩ thuật này được phát triển để hợp lí hoá việc tính toán rất nhiều trường hợp hư hỏng trên một chế độ góc đã biết, với mục tiêu ưu tiên tốc độ tính toán mà không đòi hỏi nhiều sự chính xác.

Một phương pháp cho phép đánh giá sơ bộ sự thay đổi dòng nhánh gây bởi một thay đổi cắt nhánh (hư hỏng đường dây, máy biến áp...) hay thay đổi dòng nút (hư hỏng máy phát điện) trên cơ sở chấp nhận *mô hình tuyến tính* (phụ tải mô tả như tổng trở hằng hay dòng điện hằng, máy phát mô tả như nguồn dòng điện hằng), là phương pháp sử dụng các *hệ số phân bố*. Phương pháp này có thể rất không tin cậy và cũng ít được dùng trong thực tế, tuy nhiên việc hiểu nó rất có ích về mặt sự phạm, vì thế sẽ được trình bày kĩ trong mục sau.

Đối với trường hợp sự cố nặng như hư hỏng máy phát/phụ tải hay hư hỏng gây phân tách lưới, có thể tính toán điều kiện ngay sau sự cố với đáp ứng theo quán tính của hệ thống hoặc tính toán trạng thái xuất hiện muộn hơn, sau tác động điều

khuyến tự động (điều khiển tốc độ, AGC hay điều độ kinh tế). Tùy theo các trường hợp sẽ cần sử dụng các hệ số phân bố lại công suất thiếu cho các nguồn. Hơn nữa các sự cố nặng loại này có thể đặt ra vấn đề về tính chính xác của mô hình công suất tác dụng.

Bài toán phân tích điện áp sự cố được nghiên cứu muộn hơn, một phần do tính phức tạp của nó. Tuy nhiên khảo sát điện áp là cần thiết đối với nhiều hệ thống có sự căng thẳng về $U-Q$. Bài toán công suất phản kháng có tính phi tuyến nhiều hơn. Ngoài ra điện áp cũng phụ thuộc mạnh vào sự thay đổi dòng công suất tác dụng, do đó phương trình $U-Q$ tương ứng với (6. 1) sau đây:

$$B'' \Delta u = \Delta q / u \quad (6. 2)$$

hiếm khi có thể được dùng riêng rẽ cho bài toán này; thường cần thiết tính toán Δq theo cả góc pha điện áp thu được từ mô hình công suất tác dụng. Nói cách khác, dù là trong phân tích gần đúng vẫn cần tính đến sự thay đổi điều kiện công suất tác dụng khi xác định sự thay đổi điện áp do sự cố. Như vậy *tính toán điện áp sau sự cố sẽ luôn đi kèm với tính toán quá tải sự cố*; góc điện áp cập nhật từ mô hình tính toán quá tải sự cố, chẳng hạn từ (6. 1), sẽ dùng để tính toán $\Delta q/u$ trong (6. 2). Các kĩ thuật cho bài toán trước cũng được dùng cho ma trận B'' của bài toán này, tuy nhiên do tính phi tuyến lớn của nó, lời giải sau một bước lặp có thể không tin cậy. Ngoài ra cần tính đến tác động tự động điều chỉnh $U-Q$ trong hệ thống, đặc biệt phải tính đến các điều kiện về giới hạn phát công suất phản kháng.

Vấn đề phân tích sự cố có thể là nhiệm vụ nặng nề nhất, là chỗ thất cổ chai trong hệ thống EMS. Hơn nữa nó cũng cần được xem xét đến trong chức năng tối ưu hoá chế độ. Hướng phát triển trong lĩnh vực này phải là cải thiện độ chính xác mô phỏng sự cố, bằng việc cải thiện các phương pháp máy tính cũng như năng lực phần cứng (như khả năng xử lí phân tán).

6.2.2 Xếp hạng sự cố nhờ chỉ số nguy hiểm

Chỉ số nguy hiểm (Severity Index, Performance Index) là một phương tiện cho phép lượng hoá độ nguy hiểm / mất an toàn của một sự cố. Nó biểu diễn chế độ sau sự cố của lưới điện về mặt an toàn cung cấp điện bởi một con số, từ đó cho phép xếp thứ tự các sự cố.

Một tiếp cận chủ yếu trong xác định chỉ số nguy hiểm là sử dụng trực tiếp các thông số chế độ bị ràng buộc theo điều kiện an toàn là dòng nhánh và áp nút, được gọi là *phương pháp trực tiếp*.

Chỉ số nguy hiểm có thể có dạng:

$$\pi = \sum_k w_k (x_k / X_k)^{2m} \quad (6.3)$$

trong đó x là thông số được kiểm soát như dòng hay áp, X là giới hạn (trên) của nó,

w là hệ số trọng, m là số nguyên dương. Vi phạm lớn giới hạn an toàn sẽ đóng góp giá trị lớn vào π . Giá trị của m có thể được dùng để tránh hiệu ứng mặt nạ (*masking effect*), trong đó trường hợp sự cố gây ra một vi phạm lớn lại xếp sau (π nhỏ hơn) sự cố gây ra nhiều vi phạm nhỏ, trong khi trường hợp đầu thường được coi là nguy hiểm hơn. Việc chọn giá trị của m bằng 2 hoặc cao hơn sẽ cải thiện được tình trạng này. Tổng trong (6.3) cũng có thể chỉ lấy đối với những vi phạm mà thôi.

Một công thức đưa vào các yếu tố này được viết như sau đối với dòng công suất [42]:

$$\pi = p \sum_{k \in J} w_k \left(\frac{S_k}{S_{k \max}} - \gamma \right)^m \quad (6.4)$$

trong đó:

p là xác suất xảy ra sự cố,

$S_k, S_{k \max}$ là công suất toàn phần trên đường dây k sau sự cố và công suất giới hạn,

J là tập chọn lọc các đường dây thoả mãn:

$$P_k > P_k(0) \quad \text{với } P_k(0) \text{ là công suất ở chế độ gốc}$$

$$S_k / S_{k \max} > \alpha; \quad 0 \leq \alpha \leq 1$$

γ là một số sao cho $0 \leq \gamma \leq \alpha$

Các giá trị m, α, γ xác định từ thực nghiệm cho phép chọn một xếp hạng "tốt" cho các sự cố (chú ý rằng giá trị tuyệt đối của π không có ý nghĩa, mà quan trọng là so sánh tương đối giá trị của nó đối với các sự cố khác nhau). Một chọn lựa được khuyến là $0,8 \leq \alpha \leq 1; \gamma = \alpha$ và $m=10$.

Đối với điện áp công thức sau đây [43] cho chỉ số nguy hiểm sử dụng cả giới hạn công suất phản kháng của nút nguồn:

$$\pi_U = \sum w_k^2 dU_k^2 + \sum w_{Q_i}^2 dQ_i^2 \quad (6.5)$$

trong đó độ lệch điện áp chuẩn hoá ở nút k :

$$dU_k = \frac{2U_k - (U_{k \max} + U_{k \min})}{U_{k \max} - U_{k \min}}$$

và độ lệch công suất phản kháng chuẩn hoá ở máy phát i :

$$dQ_k = \frac{2Q_i - (Q_{i \max} + Q_{i \min})}{Q_{i \max} - Q_{i \min}}$$

Tuy nhiên việc đưa các vi phạm giới hạn Q (không trực tiếp liên quan đến an toàn cung cấp điện) vào chỉ số nguy hiểm có thể không cho kết quả tốt [35].

6.3 Mô hình tuyến tính: Phương pháp dòng bù

Như đã nói, trong các khảo sát sơ bộ, gần đúng, đôi khi có thể sử dụng *mô hình tuyến tính* với giả thiết dòng điện nút (dòng tải hay nguồn) là không đổi. Điều đó có nghĩa là giả thiết rằng mọi thay đổi trong lưới điện được xét không tác động đáng kể đến điện áp trong lưới. Khi đó chế độ lưới điện được mô tả bằng quan hệ tuyến tính dòng-áp nút $YU=i$ hay $u=Zi$.

Với mô hình tuyến tính này ta có thể áp dụng phương pháp xếp chồng: nếu dòng nút thay đổi một lượng Δi thì điện áp nút thay đổi một lượng Δu thỏa mãn $Y \cdot \Delta u = \Delta i$.

Một ứng dụng là *phương pháp dòng bù*, trong đó sự đóng cắt các nhánh của lưới (có thể do hư hỏng thiết bị) được biểu diễn bởi dòng nút bù Δi và chế độ mới được suy ra mà không xem xét sự thay đổi các ma trận cấu trúc Y, Z do đóng cắt các nhánh này. Phương pháp đã được sử dụng đôi lần trong các chương trước: Nhánh $k-m$ với dòng nhánh i_{km} có thể thay bởi hai dòng nút (bù) $\Delta i_k = -i_{km}$ và $\Delta i_m = i_{km}$ mà không làm thay đổi chế độ của lưới điện.

Tổng quát, một số nhánh nào đó của lưới có thể được thay thế bởi dòng nút theo công thức (3.29):

$$\Delta i = A_c^T i_L \quad (6.6)$$

trong đó i_L là vectơ dòng các nhánh nối trên mà ta qui ước gọi là vectơ *dòng nhánh mới* (vì thường áp dụng thay thế các nhánh mới đóng vào lưới), Δi là vectơ dòng nút (bao gồm tất cả các nút lưới- xét trường hợp không xuất hiện nút mới khi đóng nhánh mới), A_c là ma trận nối nút-nhánh đối với nhánh mới (gồm các hàng ứng với các nhánh mới và các cột ứng với mọi nút trong lưới; như thế các cột ứng với nút không nối với nhánh mới sẽ đều bằng 0).

Điện áp nút sau khi đóng nhánh mới, kí hiệu là u' sẽ thỏa mãn phương trình :

$$Y u' = i + \Delta i = i + A_c^T i_L \quad (6.7)$$

Chú ý trường hợp cắt nhánh chỉ khác là dòng bù Δi mang dấu âm trong phương trình trên (để thay thế cho việc cắt nhánh). Y là ma trận tổng dẫn nút *trước* khi có thay đổi (đóng/cắt nhánh).

Trong phương trình này i là đã biết: dòng nút trước khi có thay đổi, tức là dòng chế độ gốc, có thể suy ra từ kết quả đánh giá trạng thái và coi là không đổi sau khi đóng/cắt nhánh. Nếu xác định được i_L (dòng nhánh mới sau khi đóng) thì có thể giải ra u' .

Ta cũng biết điện áp nút u' liên hệ với áp nhánh mới u_L theo công thức (3.38):

$$u_L = Z_L i_L = A_c u' \quad (6.8)$$

Hai phương trình trên viết lại trong hệ sau đây, cho phép giải ra ẩn u' và i_L :

$$\begin{pmatrix} Y & -A_c^T \\ -A_c & Z_L \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u' \\ i_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i \\ 0 \end{pmatrix} \quad (6.9)$$

Rút u' từ phương trình thứ nhất thay vào phương trình thứ hai ta có:

$$\begin{aligned} -A_c Y^{-1} i - A_c Y^{-1} A_c^T i_L + Z_L i_L &= 0 \\ (Z_L - A_c Y^{-1} A_c^T) i_L &= A_c Y^{-1} i \end{aligned} \quad (6.10)$$

$$u' = Y^{-1} i + Y^{-1} A_c^T i_L \quad (6.11)$$

Phương trình (6.10) cho phép giải ra i_L , sau đó tính điện áp mới u' từ (6.11). Như vậy ta có thể xác định chế độ sau khi đóng một số nhánh mà không cần tính toán lại ma trận nút Y hoặc $Z=Y^{-1}$.

Phương pháp có thể dùng để mô phỏng nhanh biến động điện áp trong các sự cố hư hỏng một hoặc nhiều thiết bị lưới điện, ứng với việc một hay nhiều nhánh của graph lưới điện bị cắt. Sử dụng các phương trình trên nếu cắt nhánh được coi là đóng thêm nhánh song song có tổng trở âm cùng giá trị.

Sau đây là vài thảo luận về việc tính toán, sử dụng các phương trình (6.10)-(6.11).

Trong các phương trình trên, sự có mặt của Y^{-1} không có nghĩa là ta nghịch đảo ma trận này (để được ma trận tổng trở nút Z). Nếu điện áp trước khi thay đổi (đóng nhánh) là đã biết- ví dụ điện áp ở chế độ gốc- thì điện áp đó chính là $u=Y^{-1}i$ trong (6.10) và (6.11). Nếu đã biết khai triển tam giác của ma trận tổng dẫn nút $Y=LU$ thì có thể tính toán ma trận $F := Y^{-1} A_c^T$ trong cả hai phương trình trên từ:

$$Y F = A_c^T \quad \text{hay} \quad LU \cdot F = A_c^T \quad (6.12)$$

Để ý rằng mỗi cột của A_c^T ứng với một nhánh mới và chỉ có hai phần tử khác 0 và bằng ± 1 : ví dụ cột j ứng với nhánh mới đóng vào hai nút k, m (hướng từ k tới m) có tất cả các phần tử bằng 0, trừ phần tử k bằng 1 và phần tử m bằng -1 . Như vậy cột j của F (gọi là F_j) là lời giải của $LU F_j = (A_c^T)_j$, sẽ chính bằng hiệu hai cột k và cột m của Z , tức là:

$$F_j = Z_k - Z_m \quad (6.13)$$

Bây giờ ta có thể lập ma trận $Z_L - A_c Y^{-1} A_c^T = Z_L - A_c F$ cấp bằng số nhánh

mới và giải phương trình (6.10) với ma trận này. Điều kiện áp dụng được thuật toán là ma trận này không suy biến. Dạng của nó có thể suy ra từ dạng của $\mathbf{F}$ và $\mathbf{A}_c$. Thí dụ cho trường hợp đóng 3 nhánh mới là $m-n$, $p-q$ và $r-s$, thế thì ta có:

$$\mathbf{Z}_L - \mathbf{A}_c \mathbf{F} =$$

$$\begin{matrix} m-n \\ p-q \\ r-s \end{matrix} \begin{pmatrix} Z_{Th,nn} & (Z_{np} - Z_{nq}) - (Z_{np} - Z_{nq}) & (Z_{nr} - Z_{ns}) - (Z_{nr} - Z_{ns}) \\ (Z_{pm} - Z_{pn}) - (Z_{qm} - Z_{qn}) & Z_{Th,pq} & (Z_{pr} - Z_{ps}) - (Z_{qr} - Z_{qs}) \\ (Z_{rm} - Z_{rn}) - (Z_{sm} - Z_{sn}) & (Z_{rp} - Z_{rq}) - (Z_{sp} - Z_{sq}) & Z_{Th,rs} \end{pmatrix}$$

$m-n$
 $p-q$
 $r-s$

(6.14)

Ghi nhận rằng các phần tử đường chéo bằng tổng trở Thevenin của cặp nút ứng với nhánh mới, chẳng hạn:

$$Z_{Th,nn} = Z_{mm} + Z_{nn} - Z_{mn} - Z_{nm}$$

Thật vậy liên hệ với công thức (3.65) cho cách tính dòng phụ tải đóng vào mạch tương đương Thevenin của cặp nút $m-n$:

$$i_L = (u_m - u_n) / (Z_{Th,nn} + Z_L)$$

chúng ta thấy công thức (6.10) cho trường hợp đóng thêm một nhánh trở nên trùng với công thức trên.

Cuối cùng điện áp mới tính theo (6.11):

$$\mathbf{u}' = \mathbf{u} + \mathbf{F} \mathbf{i}_L \quad (6.15)$$

Một áp dụng khác của phương pháp dòng bù là để đơn giản hoá việc giải phương trình nút tuyến tính $\mathbf{Y}\mathbf{u}=\mathbf{i}$. Cách đặt vấn đề ở đây là nhiều khi ma trận $\mathbf{Y}$ sẽ trở nên đơn giản cho việc giải phương trình nếu ta bỏ bớt đi một số nhánh của lưới (và bù lại bằng dòng nút, tất nhiên). Chẳng hạn sau khi bỏ một số ít nhánh, ứng với việc bỏ đi một số ít phần tử ngoài đường chéo, ma trận $\mathbf{Y}$ có thể được đưa về dạng khối đường chéo, ví dụ gồm ba khối:

$$\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} \mathbf{Y}_I & & \\ & \mathbf{Y}_{II} & \\ & & \mathbf{Y}_{III} \end{pmatrix}$$

với $\mathbf{Y}_I$, $\mathbf{Y}_{II}$, $\mathbf{Y}_{III}$ là các ma trận vuông, ngoài ra là các phần tử 0. Điều này tương ứng với việc tách lưới điện ra ba lưới con riêng rẽ (chung nút cơ sở) sau khi bỏ đi một vài đường dây liên lạc giữa ba phần này. Một số lưới điện lớn, hợp nhất có thể có tính chất như vậy, và cho phép áp dụng phương pháp nói trên, được gọi là phương pháp xé nhỏ (diacoptic).

Như ta đã có thể thấy, với $\mathbf{Y}$ có dạng khối đường chéo, có thể tách ra các phương

trình độc lập ứng với mỗi lưới con, với thí dụ ba khối trên phương trình $Y u = i$ tách ra ba hệ độc lập:

$$Y_I u_I = i_I$$

$$Y_{II} u_{II} = i_{II}$$

$$Y_{III} u_{III} = i_{III}$$

Điều này cho phép tìm lời giải điện áp dễ hơn. Nếu xét cả các đường dây liên lạc bằng phương pháp bù, ta sẽ có hệ (6.9) ở dạng BBD (Bordered Block Diagonal):

$$\begin{pmatrix} Y_I & & & -A_{cI}^T \\ & Y_{II} & & -A_{cII}^T \\ & & Y_{III} & -A_{cIII}^T \\ -A_{cI} & -A_{cII} & -A_{cIII} & Z_L \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u'_I \\ u'_{II} \\ u'_{III} \\ i_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_I \\ i_{II} \\ i_{III} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (6.16)$$

trong đó ma trận nối của các nhánh liên lạc hệ thống A_c tách ra 3 ma trận con có các cột ứng với các nút thuộc mỗi lưới con:

$$A_c = (A_{cI} \ A_{cII} \ A_{cIII})$$

Thuật toán giải hệ BBD (6.16) tương tự như cho hệ (6.9):

1. Khai triển tam giác

$$Y_r = L_r U_r \quad r = I, II, III$$

2. Giải cho điện áp “cũ” (khi chưa tính đến các nhánh liên lạc):

$$Y_r u_r = i_r \quad r = I, II, III$$

3. Giải cho $F = Y^{-1} A_c^T$ theo cùng cách:

$$\text{Phương trình} \quad Y F = A_c^T$$

$$\text{tách ra:} \quad Y_r F_r = A_{cr}^T \quad r = I, II, III$$

$$F = \begin{pmatrix} F_I \\ F_{II} \\ F_{III} \end{pmatrix}$$

4. Giải cho i_L từ phương trình:

$$(Z_L + A_c F) i_L = A_c u$$

$$\text{hay} \quad (Z_L + A_{cI} F_I + A_{cII} F_{II} + A_{cIII} F_{III}) i_L = A_{cI} u_I + A_{cII} u_{II} + A_{cIII} u_{III}$$

5. Tính điện áp “mới” (điện áp của hệ thống hợp nhất):

$$u' = u - F i_L$$

$$\text{hay} \quad u'_r = u_r - F_r i_L \quad r = I, II, III$$

6.4 Mô hình tuyến tính: Hệ số phân bố dòng

Vẫn sử dụng mô hình tuyến tính, bây giờ ta nghiên cứu sự thay đổi dòng nhánh bất kì trong lưới điện khi có hư hỏng máy phát điện dẫn đến thay đổi dòng nút, hay hư hỏng đường dây, máy biến áp dẫn đến thay đổi dòng nhánh (cắt nhánh). Ta sẽ chỉ ra rằng sự thay đổi này là tỉ lệ với dòng mất mát thông qua một hệ số nhân phụ thuộc thông số lưới điện.

6.4.1 Hệ số phân bố dòng nút

Dòng điện nhánh $p-q$ nào đó với tổng dẫn y_{pq} :

$$i_{pq} = (u_p - u_q) y_{pq}$$

Biểu diễn điện áp theo dòng nút ta có:

$$u_p = Z_{p1} i_1 + \dots + Z_{pn} i_n$$

$$u_q = Z_{q1} i_1 + \dots + Z_{qn} i_n$$

Do đó:

$$i_{pq} = (Z_{p1} - Z_{q1}) y_{pq} i_1 + \dots + (Z_{pn} - Z_{qn}) y_{pq} i_n \quad (6.17)$$

Phương trình này cho quan hệ giữa dòng nhánh và các dòng nút; các hệ số của nó được gọi là *hệ số phân bố dòng nút* (Current- Injection-Distribution Factor), chẳng hạn gọi:

$$K_{pq,k} := \Delta i_{pq} / \Delta i_k = (Z_{pk} - Z_{qk}) y_{pq} \quad (6.18)$$

là *hệ số phân bố dòng nút k đối với nhánh pq*. Khi dòng nút k thay đổi một lượng Δi_k thì dòng nhánh $p-q$ thay đổi một lượng tỉ lệ $\Delta i_{pq} = K_{pq,k} \Delta i_k$.

Các công thức trên cũng có thể viết ở dạng ma trận như sau:

– Dòng nhánh viết theo áp nhánh (công thức (3.34)):

$$i_L = Z_L^{-1} u_L \quad \bigcirc$$

– Điện áp nhánh viết theo áp nút và dòng nút:

$$u_L = A u = A Z i$$

Do đó:

Chúng ta có thể biểu diễn lượng thay đổi dòng trong nhánh $p-q$ theo tỉ lệ với dòng nhánh bị cắt $k-m$; dòng này trước khi cắt nhánh bằng $i_{km} = (u_k - u_m) / z_{km}$. Đưa vào công thức trên ta viết được:

$$\Delta i_{pq} = i'_{pq} - i_{pq} = \frac{z_{km}}{z_{pq}} \cdot \left[\frac{(Z_{pm} - Z_{qm}) - (Z_{pk} - Z_{qk})}{Z_{Th,km} - z_{km}} \right] i_{km}$$

Hệ số tỉ lệ này được gọi là *hệ số phân bố dòng nhánh hư hỏng (Line-Outage Distribution Factor)*:

$$L_{pq,km} = \frac{\Delta i_{pq}}{i_{km}} = - \frac{z_{km}}{z_{pq}} \left[\frac{(Z_{pk} - Z_{qk}) - (Z_{pm} - Z_{qm})}{Z_{Th,km} - z_{km}} \right] \quad (6.21)$$

Như vậy nếu dòng đường dây $k-m$ đã được đánh giá trước sự cố, thì sau khi hư hỏng đường dây này, có thể kiểm tra sự quá tải dòng trên nhánh $p-q$ bất kì theo công thức gần đúng:

$$i'_{pq} = i_{pq} + L_{pq,km} i_{km} \quad (6.22)$$

6.4.3 Hệ số phân bố dòng cho sự cố xếp chồng

Các hệ số phân bố dòng (nút/nhánh) đã xác định trên cho phép tính toán rất nhanh dòng các nhánh trong lưới sau một sự cố hư hỏng một đường dây hay sau một sự cố phân bố lại dòng nút của hệ thống (chuyển tải giữa các nhà máy điện).

Chú ý rằng với các hệ số phân bố dòng, ta có thể xét sự thay đổi đồng thời dòng mọi nút, nhưng trái lại chỉ xét sự hư hỏng *một* đường dây. Đó là vì các hệ số này phụ thuộc thông số tổng trở nút, ứng với một cấu hình lưới xác định của chế độ gốc đang xét. Sau khi một nhánh nào đó bị cắt, tất cả các tổng trở nút về nguyên tắc sẽ thay đổi làm cho các hệ số phân bố dòng thay đổi theo. Đó là điều cần lưu ý khi đặt vấn đề xem xét sự cố bội (hay sự cố xếp chồng).

Giả sử xảy ra hư hỏng cắt đường dây $k-m$ gây ra quá tải vài đường dây khác. Điều độ viên có thể thay đổi phân phối phụ tải giữa các nguồn điện để loại trừ sự quá tải này. Như vậy đặt ra vấn đề tính toán dòng trên các nhánh sau sự cố bội: cắt đường dây $k-m$ và phân bố lại dòng nút giữa các nguồn.

Xét một nhánh $p-q$ nào đó:

– Cắt nhánh $k-m$, ta có:

$$i'_{pq} = i_{pq} + L_{pq,km} i_{km} \quad (6.23)$$

– Thay đổi dòng nút chẳng hạn ở hai nút r, s dẫn đến:

$$i''_{pq} = i'_{pq} + \Delta i'_{pq} = i'_{pq} + K'_{pq,r} \Delta i_r + K'_{pq,s} \Delta i_s \quad (6.24)$$

Chúng ta thêm dấu nháy trên các hệ số K để chỉ rằng chúng được tính cho cấu hình lưới mới (đã cắt nhánh $k-m$), không còn giữ giá trị như ở chế độ gốc.

Không khó dự đoán rằng các hệ số phân bố mới sau một sự cố sẽ có thể được biểu diễn giải tích theo các hệ số của chế độ gốc, đó là vì các phương trình chế độ đang xét là tuyến tính, thoả mãn nguyên tắc xếp chồng. Chúng ta khảo sát chi tiết trường hợp sự cố hội này để làm thí dụ.

Cũng chính do mô hình tuyến tính nên ta có thể thay đổi trình tự xảy ra các sự cố; ta tiện giả thiết là xảy ra trước sự phân bố dòng nút ở hai nút r, s . Khi đó dòng sẽ thay đổi trên nhánh $p-q$ và $k-m$ như sau:

$$\begin{aligned} i_{pq}' &= i_{pq} + \Delta i_{pq} & \Delta i_{pq} &= K_{pq,r} \Delta i_r + K_{pq,s} \Delta i_s \\ i_{km}' &= i_{km} + \Delta i_{km} & \Delta i_{km} &= K_{km,r} \Delta i_r + K_{km,s} \Delta i_s \end{aligned} \quad (6.25)$$

Tiếp theo cắt nhánh $k-m$ sẽ gây nên sự thay đổi tới:

$$i_{pq}'' = i_{pq}' + \Delta i_{pq}', \quad \text{với} \quad \Delta i_{pq}' = L_{pq,km} i_{km}'$$

(lưu ý hệ số L vẫn là giá trị tính cho cấu hình lưới gốc vì thay đổi dòng nút không làm thay đổi tổng trở nút của lưới).

$$\begin{aligned} i_{pq}'' &= (i_{pq} + \Delta i_{pq}) + (L_{pq,km} i_{km}' + L_{pq,km} \Delta i_{km}) \\ &= (i_{pq} + L_{pq,km} i_{km}') + \Delta i_{pq} + L_{pq,km} \Delta i_{km} \end{aligned} \quad (6.26)$$

So sánh với công thức (6.24) ta thấy: Phần trong ngoặc chính là dòng nhánh $p-q$ do riêng sự cố cắt nhánh $k-m$ gây ra- đại lượng i_{pq}' trong (6.23)(6.24). Thay thế $\Delta i_{pq}, \Delta i_{km}$ trong phần còn lại của (6.26) theo (6.25) và cân bằng với (6.24) ta rút ra:

$$K_{pq,r}' = K_{pq,r} + L_{pq,km} K_{km,r} \quad (6.27)$$

$$K_{pq,s}' = K_{pq,s} + L_{pq,km} K_{km,s}$$

Đó chính là các hệ số phân bố dòng nút của nút r và s sau sự cố cắt nhánh $k-m$.

Trường hợp sự cố hội thứ hai có thể cần xem xét là sự cố đồng thời hai đường dây, giả sử là $k-m$ và $r-s$. Sự thay đổi dòng nhánh $p-q$ sau sự cố kép này có thể viết:

$$\Delta i_{pq} = L'_{pq,km} i_{km} + L'_{pq,rs} i_{rs} \quad (6.28)$$

trong đó i_{km} và i_{rs} là dòng ở chế độ gốc. Sử dụng tiếp cận dòng bù ở mục 6.3: tính toán theo các công thức (6.10)(6.11) cho trường hợp hai nhánh. Sau khi xác định điện áp nút mới u_p', u_q' sẽ tính được dòng mới i_{pq}' . Dưới đây chỉ cho kết quả tính

toán này [6], cho các hệ số trong (6.28):

$$L'_{pq,km} = \frac{L_{pq,km} + L_{pq,rs}L_{rs,km}}{1 - L_{rs,km}L_{km,rs}} \quad (6.29)$$

Tương tự cho $L'_{pq,rs}$.

Tối ưu hoá chế độ làm việc

Phân tích tính kinh tế của hệ thống điện là một nhiệm vụ hết sức quan trọng trong tất cả các khâu qui hoạch, thiết kế và vận hành hệ thống. Cùng thoả mãn nhu cầu cung cấp điện cho các phụ tải trong những giới hạn đòi hỏi về kĩ thuật, nhưng tồn tại những lựa chọn rất khác nhau có thể ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế của hệ thống. Trong phần này chúng ta chỉ giới hạn xem xét tính kinh tế trong vận hành. Thật vậy ngay trong vận hành hệ thống điện đã có, sau khi thoả mãn những ràng buộc kĩ thuật như chất lượng điện năng và mức an toàn cung cấp điện, ta vẫn còn khá nhiều bậc tự do để lựa chọn chế độ làm việc tối ưu về kinh tế. Hệ thống điện càng lớn thì càng có nhiều khả năng lựa chọn và hiệu quả kinh tế của việc lựa chọn này càng lớn.

Bài toán cơ bản và cổ điển trong lĩnh vực này được biết dưới tên gọi *điều độ kinh tế (ED: Economic Dispatch)*, khảo sát sự phân bố phụ tải *tối ưu* giữa các nhà máy điện thoả mãn ràng buộc về cân bằng công suất trong hệ thống. Sự tối ưu được đánh giá bởi chi phí sản xuất điện đạt cực tiểu. Tiền đề của nó là ở chỗ các nhà máy điện có thể có hiệu quả kinh tế rất khác nhau tùy theo công nghệ được sử dụng.

Bài toán *tối ưu hoá chế độ làm việc* tổng quát hơn sử dụng thuật ngữ *Optimal Power Flow (OPF)* bao hàm cả công suất tác dụng, công suất phản kháng... cũng như các ràng buộc về giới hạn làm việc...

Những công trình đầu tiên nghiên cứu lĩnh vực này (OPF) đã có từ những năm 1960 tiên phong bởi Carpentier [44] và Dommel & Tinney [45]. Sự phát triển của nó gắn với sự phát triển và áp dụng của những công cụ toán học tối ưu hoá. Do tính phức tạp lớn của bài toán, đặc biệt trong việc áp dụng cho điều độ trực tuyến, đòi hỏi sự thoả hiệp tốt giữa yêu cầu về độ tin cậy và tốc độ tính toán, mà áp dụng thực tế của nó trong các trung tâm điều khiển hệ thống điện còn ở các mức độ rất khác nhau.

Trong chương này sẽ giới thiệu vài nét chung [33,36] về bài toán OPF *tĩnh*, trong đó không xét đến ràng buộc về giới hạn nguồn năng lượng của các nhà máy thủy điện có điều tiết nước. Tiếp theo sẽ khảo sát chi tiết hơn bài toán điều độ kinh tế cổ điển, như là những khái niệm cơ sở.

7.1 Khái quát về bài toán OPF

Như đã nói, OPF thuộc loại *bài toán tối ưu hoá*, trong đó tìm cực tiểu của một *hàm mục tiêu* nào đó, ở đây gắn với chi phí sản xuất điện và vận hành hệ thống điện. Nó có dạng tổng quát của một bài toán *tối ưu hoá với ràng buộc* sau đây:

Tìm vectơ z làm cực tiểu hàm:

$$f(z, x) \quad (7.1)$$

với các điều kiện ràng buộc:

$$g(z, x) = 0 \quad (7.2)$$

$$h(z, x) \geq 0 \quad (7.3)$$

trong đó z là tập hợp các đại lượng điều khiển được trong hệ thống điện, còn x là một tập các biến phụ thuộc. g và h là các vectơ hàm, còn f là (một) hàm mục tiêu. Đẳng thức (7.2) sẽ biểu diễn các phương trình chế độ xác lập (như khảo sát ở chương 4), ngoài ra có thể bao gồm thêm vài điều kiện ràng buộc đặc biệt. Bất đẳng thức (7.3) biểu diễn điều kiện giới hạn của các biến điều khiển z cũng như giới hạn làm việc của hệ thống. Như đã biết, các giới hạn làm việc này xuất phát từ điều kiện chất lượng điện và an toàn cung cấp điện, và có thể cho phép xê dịch đôi chút. Do đó chúng được gọi là ràng buộc "mềm", trong khi các ràng buộc đối với giới hạn giá trị biến điều khiển thường là ràng buộc "cứng".

Dạng tổng quát trên của bài toán OPF thường có thể được phân ra các bài toán con, liên quan chủ yếu đến công suất tác dụng, liên quan chủ yếu đến công suất phản kháng, hoặc liên quan đến cả hai. Điều này tương ứng với loại biến điều khiển được xem xét.

7.1.1 Phân loại biến điều khiển

Ba loại biến điều khiển sẽ ứng với ba bài toán con sau đây:

a) Bài toán con công suất tác dụng:

Biến điều khiển z sẽ bao gồm:

- Công suất MW phát bởi các máy phát điện
- Nấc điều chỉnh của các máy biến pha (điều chỉnh pha)
- Công suất MW trao đổi, mua bán giữa các vùng
- Công suất MW trên đường liên lạc dùng điện một chiều (HVDC)

b) *Bài toán con công suất phản kháng:*

Biến điều khiển có thể là:

- Công suất MVAR hay điện áp của các máy phát điện
- Đầu phân áp của các máy biến áp
- Tự hay kháng bù ngang

c) *Bài toán con liên quan đến cả P và Q:*

Loại này ứng với các biến điều khiển sau:

- Tỷ số biến áp phức của các máy biến áp
- Đóng, cắt (khởi động/ngừng) các máy phát điện
- Giảm hay sa thải phụ tải
- Đóng cắt đường dây truyền tải điện.

7.1.2 Phân loại ràng buộc chế độ

Tuỳ theo bài toán con nào được xem xét mà cần tính đến các ràng buộc khác nhau trên chế độ làm việc.

a) *Bài toán con công suất tác dụng:*

- Ràng buộc về dòng MW trên các nhánh
- Ràng buộc về dự trữ quay công suất tác dụng
- Ràng buộc về công suất MW trao đổi liên vùng
- Ràng buộc về độ lệch góc điện áp nút

b) *Bài toán con công suất phản kháng:*

- Ràng buộc điện áp nút
- Ràng buộc dòng MVAR nhánh
- Ràng buộc về dự trữ quay công suất phản kháng

c) *Bài toán con P-Q:*

- Ràng buộc dòng MVA nhánh

Ngoài ràng buộc chế độ, sẽ có các ràng buộc giới hạn biến điều khiển và có thể có ràng buộc về thời gian cực đại lấy tác động điều khiển. Ràng buộc sau này có thể được chuyển về giới hạn biến điều khiển, biết tốc độ thay đổi của các đại lượng đó.

Cần nhấn mạnh rằng việc liên kết mỗi biến điều khiển và mỗi ràng buộc với mỗi loại bài toán con công suất P, công suất Q hoặc cả hai, ứng với một hàm mục tiêu cũng phải tương ứng với loại đang xét, là rất quan trọng để đặt bài toán tối ưu

hoá một cách hợp lí. Sự hợp lí này gắn với đặc điểm làm việc của hệ thống điện bình thường có một sự phân tách tương đối giữa P và Q . Không để ý đến điều này có thể dẫn tới bài toán tối ưu hoá được đặt không chính. Những trường hợp đặc biệt chẳng hạn như xem xét ràng buộc điện áp khi điều khiển công suất tác dụng cần phải được khảo sát cẩn thận. Một lí do khác làm cho việc điều khiển phối hợp đồng thời cả P và Q ít thích đáng là thực tế khó có thể tác động cùng một lúc đến một số lớn các đại lượng điều khiển.

7.1.3 Hàm mục tiêu

a) Cực tiểu chi phí nhiên liệu sản xuất điện năng

Chi phí này có thể được cộng thêm mọi chi phí do trao đổi công suất giữa các vùng nếu có. Tất cả các biến điều khiển kể trên có thể tham gia làm cực tiểu hàm mục tiêu này, lập nên bài toán *OPF đầy đủ*, bao gồm cả điều khiển công suất tác dụng và công suất phản kháng. Nếu chỉ điều khiển công suất tác dụng thì có thể xếp vào loại bài toán *điều độ kinh tế với ràng buộc an toàn (SCED: Security-Constrained Economic Dispatch)*.

Yếu tố quyết định ở đây cho hiệu quả của bài toán cũng như độ phức tạp của phương pháp giải là việc biểu diễn đường cong chi phí sản xuất P của các máy phát điện. Chúng thường *không trơn và không lồi* như yêu cầu đối với hàm mục tiêu của các phương pháp toán tối ưu hoá. Giải pháp là xử lí xấp xỉ (từng đoạn) các đường cong chi phí trước khi giải bài toán.

b) Cực tiểu tổn thất công suất tác dụng trên lưới điện

Bài toán này được dùng để bổ trợ thêm cho mục tiêu tối ưu hoá chế độ hệ thống điện. Nó sử dụng các biến điều khiển không liên quan trực tiếp đến chi phí sản xuất điện, tức là sử dụng bậc tự do còn lại sau lời giải bài toán trên. Thường cực tiểu hoá tổn thất được gắn với điều khiển điện áp / công suất phản kháng. Lời giải bài toán này cũng cho phép cải thiện độ bằng phẳng điện áp trên lưới điện, vì nó hướng tới giảm dòng VAR trên lưới. Hơn nữa điều khiển điện áp có thể là mục đích chính, còn giảm tổn thất truyền tải chỉ là "sản phẩm" phụ kèm theo. Lưu ý rằng ở một số hệ thống nào đó, hạn chế điện áp và công suất phản kháng là rất quan trọng vì chúng làm giới hạn việc truyền P kinh tế.

c) Cực tiểu độ lệch từ một điểm làm việc đặc biệt

Loại mục tiêu này có thể được dùng cho tác động điều khiển chữa (xem chương 6). Điểm làm việc nói ở đây có thể là chế độ tối ưu ban đầu hay một chế độ đích xác định trước. Thí dụ sự phối hợp giữa một *tính toán nghiên cứu* xác định phân bố U - Q tối ưu và một *tính toán thời thực* duy trì sự làm việc không vi phạm giới hạn an toàn và ở gần nhất chế độ tối ưu. Hiển nhiên rằng điều khiển thời thực luôn luôn là quá trình đuổi bắt một mục tiêu động, do đó lời giải tối ưu chính xác là không quan trọng bằng việc tuân thủ các giới hạn

làm việc. Liên quan tới điều khiển chữa, có thể phải xem xét điều kiện giới hạn cho thời gian yêu cầu bằng việc lập mô hình (đơn giản hoá) động học của quá trình điều khiển.

Loại mục tiêu này về thực chất cho ta loại bài toán *tối ưu đa mục tiêu*, hướng tới duy trì nhiều biến điều khiển có bản chất khác nhau. Hàm mục tiêu cực tiểu hoá thường được viết ở dạng tổng bình phương có trọng số của các độ lệch của biến điều khiển so với giá trị đích. Việc chọn các hệ số trọng k_i trong hàm mục tiêu dạng:

$$f = k_1 (\Delta z_1)^2 + k_2 (\Delta z_2)^2 + \dots$$

sao cho hợp lí là rất khó khăn trong trường hợp các đại lượng $z_1, z_2 \dots$ có bản chất khác nhau, ví dụ công suất tác dụng và điện áp v.v.. Trong trường hợp này ta sẽ phải "định giá" một đơn vị P so sánh với một đơn vị U ?. Vì thế thường tách rời hai bài toán con công suất tác dụng và công suất phản kháng ; các biến điều khiển trong hàm mục tiêu đều liên quan chặt với P trong bài toán thứ nhất và với Q trong bài toán thứ hai. Như vậy các hệ số trọng trong bài toán thứ nhất có thể xác định theo lượng công suất tác dụng mà mỗi đơn vị biến điều khiển sinh ra, còn trong bài toán thứ hai xác định theo độ thay đổi điện áp gây ra bởi mỗi biến điều khiển.

d) *Cực tiểu số lượng điều khiển phải thực hiện*

Mục tiêu này thường dùng cho các điều khiển thời thực, khi không thể hay không mong muốn thực hiện một số lớn các điều khiển đồng thời. Một áp dụng là trong điều khiển thời thực U-Q. Chữ "cực tiểu" ở đây không có nghĩa chặt chẽ mà hiểu là hạn chế ở một số nhỏ các điều khiển có thể thực hiện được.

Một vấn đề có liên quan là sự cần thiết loại bỏ các điều khiển có hiệu quả nhỏ (trên hàm mục tiêu hay trên các ràng buộc).

Trên đây là các nhóm chủ yếu của nhiệm vụ tối ưu hoá chế độ. Ngoài ra đôi khi cũng thực hiện những nhiệm vụ đặc biệt khác, chẳng hạn trong chế độ sau sự cố có thể tìm *cực tiểu các vi phạm* thông số an toàn, hay trong điều kiện làm việc nguy hiểm có thể tìm *sa thải tối ưu phụ tải* (*Optimal Load Shedding*) (Xem thêm mục 7.2).

Phương pháp giải các bài toán OPF sẽ không được đề cập đến. Như đã nói, các phương pháp này liên quan đến toán học tối ưu hoá, một lĩnh vực riêng mà các công cụ của nó vượt quá giới hạn của sách này. Hơn nữa, mặc dù đã đạt được nhiều tiến bộ qua hơn 30 năm phát triển với rất nhiều hướng nghiên cứu, nhưng việc giải bài toán và áp dụng trong thực tế hệ thống điện vẫn còn bị giới hạn bởi những điểm hạn chế của công cụ toán học. Đó là vì OPF ở dạng chặt chẽ là bài toán khó trong các loại bài toán tối ưu hoá với hàm mục tiêu và ràng buộc có thể không khả vi và lồi, ràng buộc phi tuyến cả hai loại đẳng thức và bất đẳng thức, biến điều khiển có thể thay đổi không liên tục... Điều đó đã dẫn tới việc nghiên cứu một số lượng khổng lồ các phương pháp nhằm vượt qua được những trở ngại trên, sao cho có thể

đi tới lời giải đủ tin cậy với thuật toán đủ nhanh và mềm mại để có thể triển khai cho các áp dụng trực tuyến. Chính ở lĩnh vực áp dụng trực tuyến mà các áp dụng OPF còn nhiều điểm hạn chế.

Mặt khác chúng ta lưu ý rằng mọi thông số mô hình hoá toán học của bài toán đều có sai số, kể từ hàm mục tiêu đến các ràng buộc và mô hình lưới điện. Do đó một phương pháp giải quá chặt chẽ có thể không có nhiều ý nghĩa. Nhưng ngược lại cũng phải thấy rằng do chi phí sản xuất của hệ thống điện là cực kỳ lớn, vượt qua mọi chi phí cho tính toán, điều khiển; do đó một sai số có thể có ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế thật sự thu được.

7.2 Xử lý trường hợp không giải được

Nhiều trường hợp bài toán OPF được đặt ra là *không giải được*, tức là về toán học không thể thoả mãn tất cả các ràng buộc được xem xét, chủ yếu là các ràng buộc dạng (7.3). Trong trường hợp này hiển nhiên là không nên từ bỏ chức năng OPF, mà nên xem xét việc tìm một lời giải *tốt nhất có thể*.

Hai tiếp cận có thể được sử dụng:

a) Thay đổi các điều khiển và ràng buộc :

Thứ tự ưu tiên cho các thay đổi có thể là như sau:

- Bổ sung thêm biến điều khiển
- Mở rộng giới hạn cho phép đối với các thông số chế độ bị ràng buộc
- Thay đổi cấu hình lưới điện
- Giảm hay sa thải phụ tải

b) Xem xét bài toán gọi là "vi phạm cực tiểu" (minimal violation):

Vi phạm đối với mỗi loại ràng buộc sẽ được đặt trọng số. Mục tiêu sẽ là cực tiểu của tổng bình phương có trọng số các vi phạm giới hạn. Hàm mục tiêu phụ này sẽ được cộng thêm vào hàm mục tiêu đang xét của bài toán OPF.

Cả hai tiếp cận trên có thể được sử dụng kết hợp hay luân phiên. Lưu ý rằng lời giải thu được có thể rất khác nhau đối với mỗi loại tiếp cận.

Trong áp dụng điều khiển trực tuyến, cần thiết kế một hệ thống cho phép đưa vào các hiệu chỉnh nói trên một cách tự động hoặc thông qua đối thoại người - máy tính. Các hiệu chỉnh sẽ được đưa vào theo một thứ tự ưu tiên được qui định sẵn, cho đến khi thu được lời giải "tốt nhất có thể". Thứ tự ưu tiên này có khả năng được thay đổi một cách mềm dẻo để phù hợp với các yêu cầu làm việc khác nhau của các hệ thống điện khác nhau, cũng như khi giải các bài toán OPF khác nhau.

Về đại thể, tập hợp các điều khiển và các ràng buộc sẽ được xác định trước theo các mức ưu tiên. Các mức này sẽ được xếp thứ tự theo hai cách:

- 1) Cho khả năng giải được tăng lên,
- 2) Cho khả năng giải được giảm đi.

Theo cách thứ nhất thì bắt đầu bằng việc thử giải bài toán OPF gốc, đầy đủ; theo cách thứ hai thì khởi tạo chức năng OPF bằng việc giải bài toán chỉ với tập hợp cực tiểu những ràng buộc quan trọng nhất. Trong cả hai cách này, một vòng lặp sẽ được thiết kế phối hợp hai tiếp cận a) và b) nói trên, thường bắt đầu từ a) rồi đến b). Thực tế thực hiện theo thứ tự khả năng giải được tăng lên là thông thường hơn, xuất phát từ giả định rằng tập các ràng buộc chế độ được đặt ra là có tính khả thi, và như vậy bài toán sẽ sớm giải được trong vòng lặp ưu tiên. Hiển nhiên yếu tố thời gian luôn luôn là quyết định trong điều khiển thời thực; chỉ riêng thời gian cần thiết cho việc lấy quyết định (tức là giải bài toán tối ưu) đã có thể tăng lên nhiều trong trường hợp gặp điều kiện không giải được như xét ở đây. Thời gian này sẽ phụ thuộc vào:

- Tốc độ giải mỗi trường hợp của thuật toán OPF,
- Khả năng thuật toán tối ưu hoá phát hiện nhanh tình trạng không giải được,
- Số các mức ưu tiên phải xem xét trước khi đạt được lời giải. Rõ ràng khi hệ thống điện làm việc trong điều kiện căng thẳng thì số này tăng lên.

Tất cả các yếu tố trên cần phải được xem xét cẩn thận khi thiết kế chức năng OPF thời thực để có được sự tương thích với yêu cầu về thời gian tác động điều khiển.

7.3 Tối ưu hoá chế độ với ràng buộc an toàn sự cố

Việc đưa các ràng buộc an toàn sự cố (như phân tích ở chương 6) vào quá trình tối ưu hoá chế độ là bước tiến quan trọng trong sự phát triển của kỹ thuật OPF. Tuy nhiên việc ghép nối hai nhiệm vụ này là một thách thức rất lớn vì nếu như phân tích sự cố thời thực là một nhiệm vụ đã rất phức tạp thì OPF chắc chắn là chức năng EMS phức tạp nhất. Vì thế, tuy việc kết hợp hai nhiệm vụ này là cần thiết để thoả mãn điều kiện an toàn - kinh tế cho hệ thống điện, nhưng nó sẽ đòi hỏi những năng lực rất lớn về phần mềm và phần cứng tính toán ở các trung tâm điều khiển hệ thống điện.

Bài toán được biết dưới tên gọi *SCOPF (Security/Contingency-Constrained OPF)* xác định một chế độ tối ưu đồng thời thoả mãn tiêu chuẩn an toàn mức 1 hoặc 2 như định nghĩa ở mục 6.1. Thuật toán có thể là như sau [33]:

- 1) Bước chọn lọc sự cố được thực hiện tại điểm làm việc hiện tại để xác định N_c trường hợp sự cố gây vi phạm giới hạn làm việc cho phép.
- 2) Các ràng buộc an toàn sau sự cố được xác định từ các sự cố này sẽ được đưa vào bài toán OPF cùng với các ràng buộc trước sự cố (chế độ gốc). Bài toán mở rộng sẽ có dạng sau đây:

Cực tiểu hoá hàm:

$$f(z^0, x^0) \quad (7.4)$$

thoả mãn:

$$g^k(z^k, x^k) = 0 \quad k = 0, 1, \dots, N_c \quad (7.5)$$

$$h^k(z^k, x^k) \geq 0 \quad k = 0, 1, \dots, N_c \quad (7.6)$$

trong đó chỉ số "0" chỉ chế độ gốc được tối ưu hoá, chỉ số "k" ($k > 0$) chỉ chế độ sau sự cố cho N_c sự cố đã xác định. Chú ý rằng ràng buộc bất đẳng thức h^k ($k > 0$) không có quan hệ với h^0 , biểu diễn các đối tượng được kiểm soát khác nhau hay các giới hạn khác nhau. Còn g^k ($k > 0$) cũng khác g^0 do có hư hỏng thiết bị.

Bài toán nói trên sẽ được giải ở bước này (xem thêm dưới đây).

- 3) Điểm làm việc xác định mới có thể lập nên các điều kiện không an toàn sự cố mới. Do đó phải lập lại quá trình từ bước 1 cho tới khi không còn tồn tại vi phạm giới hạn an toàn sau sự cố.

Nhận xét rằng việc giải bài toán OPF mở rộng ở bước 2 tốn rất nhiều công sức hơn giải bài toán OPF thường (7.1)-(7.3). Các ràng buộc bổ sung bởi mỗi sự cố có thể rất lớn; số sự cố nguy hiểm cũng lớn đối với hệ thống lớn. May mắn là có rất ít các ràng buộc này là hiệu dụng (đạt giới hạn cho phép) tại lời giải. Điều đó cho phép sử dụng các kĩ thuật giảm nhẹ tính toán.

Khối lượng tính toán yêu cầu lại còn lớn gấp bội nếu thực hiện lặp như nói ở bước 3.

Sau đây là vài phân tích thêm về bài toán (7.4)-(7.6).

Sự thay đổi của biến điều khiển từ z^0 tới z^k phụ thuộc vào phản ứng của hệ thống đối với sự cố. Trong trường hợp xét điều kiện an toàn mức 1 thì yêu cầu là không có vi phạm sau sự cố trong khi không có tác động điều khiển chữa. Trường hợp này chỉ có đáp ứng tự nhiên hay của hệ thống điều khiển tự động (thay đổi công suất máy phát điện do quán tính, điều chỉnh tự động tốc độ hay AGC) làm thay đổi biến điều khiển tới:

$$z^k = z^0 + \Delta z^k \quad (7.7)$$

Trong trường hợp xét điều kiện an toàn mức 2 (kinh tế hơn), hệ thống EMS sẽ có tác động điều khiển chữa sau sự cố δz^k để loại trừ vi phạm giới hạn an toàn và ta có:

$$z^k = z^0 + \Delta z^k + \delta z^k \quad (7.8)$$

Để giải bài toán cho trường hợp an toàn mức 1, ta sẽ sử dụng (7.7), trong đó vấn đề đặt ra là biểu diễn giải tích đáp ứng Δz^k theo (z^0, x^0) . Đối với loại biến điều khiển như điện áp máy phát thì có thể $z^k = z^0$.

Đối với bài toán kiểm soát an toàn mức 2 thì tác động chữa có thể được chọn theo một hàm mục tiêu nào đó. Hàm này sẽ được cộng thêm vào mục tiêu (7.4) như một hàm của (z^k, x^k) ; như vậy z^k trở thành biến độc lập. Ngoài ra giá trị chữa δz^k lệ thuộc vào thời gian chữa cho phép. Phối hợp với tốc độ thay đổi của biến điều khiển, ta có thể chuyển tới điều kiện ràng buộc sau:

$$b_{\min} \leq z^k - z^0 - \Delta z^k \leq b_{\max} \quad (7.9)$$

Điều kiện này sẽ được bổ sung vào bài toán tối ưu hoá.

Trong các mục tiếp theo chúng ta sẽ giới hạn ở việc xem xét chi tiết bài toán điều độ kinh tế cổ điển.

7.4 Phân bố tối ưu công suất cho các máy phát điện

Trong mục này sẽ nêu qui tắc phân bố kinh tế phụ tải cho các máy phát điện trong trường hợp đơn giản nhất khi không có lưới điện. Chẳng hạn xét trường hợp một nhà máy điện có công suất phát theo yêu cầu đã cho, chúng ta cần phân phối công suất này cho các máy phát điện có đặc tính kinh tế khác nhau sao cho chi phí nhiên liệu tổng cộng là nhỏ nhất.

Xuất phát điểm ở đây chính là sự khác nhau về hiệu quả kinh tế của các máy phát điện sử dụng công nghệ khác nhau hay có thông số kỹ thuật khác nhau. Hiệu quả kinh tế này được đo bằng chi phí nhiên liệu cho việc phát một giá trị công suất MW. Trong phạm vi giới hạn kỹ thuật về công suất của mỗi máy phát thì mỗi điểm làm việc có thể có chi phí đơn vị khác nhau, do đó mỗi máy phát điện có một *đường cong biểu diễn chi phí nhiên liệu theo công suất phát* (còn gọi là *đặc tính vào-ra*). Dạng của đường cong này có thể như trên hình 7.1a bao gồm một số đoạn đặc tính khác nhau.

Chi phí nhiên liệu ở đây đã được qui ra tiền trong một giờ làm việc (kí hiệu \$/h). Giá đơn vị sẽ là \$/h đối với 1 MW biểu diễn bởi \$/MWh.

Khi xem xét việc phân bố kinh tế phụ tải, cái mà chúng ta quan tâm là mức *tăng* chi phí của một tổ máy khi tăng công suất của nó, so sánh với mức giảm chi phí của tổ máy khác khi giảm công suất (bởi vì phụ tải tổng là đã cho). Do đó thay cho chi phí $f(P)$ ta thường quan tâm đến đại lượng đạo hàm df/dP , được gọi là *suất tăng chi phí (incremental cost)*. Hình 7.1b biểu diễn đường cong suất tăng chi phí theo điểm làm việc. Như vậy suất tăng chi phí biểu diễn độ dốc của đường cong chi phí và có thể xem gần đúng bằng lượng tăng chi phí nhiên liệu khi tăng 1 KW công suất của tổ máy.

Thông thường $f(P)$ có dạng xấp xỉ đường cong bậc hai:

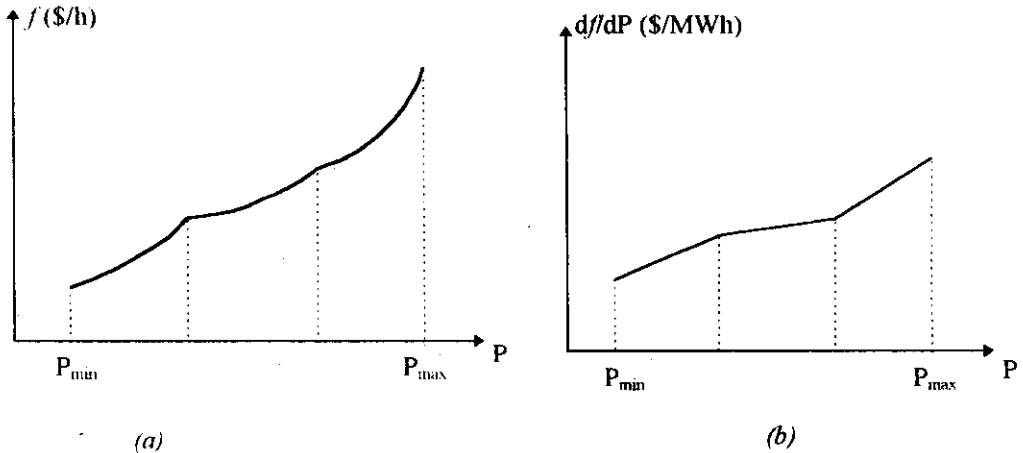
$$f_k = \frac{1}{2} a_k P_k^2 + b_k P_k + c_k \quad (7.10)$$

trong đó ta thêm chỉ số k để nhấn mạnh rằng mỗi nguồn điện k có một đặc tính

vào-ra khác nhau, đặc trưng bởi các hệ số a_k , b_k , c_k . Do đó hàm suất tăng có dạng đường thẳng:

$$\lambda_k = \frac{df_k}{dP_k} = a_k P_k + b_k \quad (\$/MWh) \quad (7.11)$$

Hệ số c_k không cần dùng đến khi chỉ xem xét suất tăng chi phí.



Hình 7.1

Như trên hình 7.1, để tăng độ chính xác ta xấp xỉ $f(P)$ bởi nhiều đoạn đường cong bậc hai. Khi đó sẽ ứng với đường cong $\lambda(P)$ được xấp xỉ tuyến tính từng đoạn, và có thể có những điểm gián đoạn. Chúng ta mở ngoặc ở đây để nhắc lại rằng dạng đường cong này sẽ có ảnh hưởng đến phương pháp toán học phải sử dụng cho bài toán OPF tổng quát.

Sau khi đã có đường cong suất tăng chi phí của mỗi tổ máy chúng ta có thể dễ dàng thiết lập qui tắc cho việc phân bố công suất tối ưu. Giả sử hai tổ máy đang làm việc với công suất nào đó và tại các điểm làm việc riêng này chúng có suất tăng chi phí λ khác nhau, chẳng hạn $\lambda_1 > \lambda_2$. Thế thì rõ ràng nếu ta chuyển bớt tải của máy 1 sang máy 2 thì sẽ giảm được chi phí tổng, bởi vì do λ_1 lớn hơn nên giảm tải máy 1 sẽ làm giảm chi phí nhiều hơn là sự tăng chi phí khi tăng tải máy 2 cùng một lượng công suất. Lập luận này sẽ nhanh chóng dẫn đến qui tắc cho vận hành tối ưu là mọi tổ máy phải được phân tải sao cho tại điểm làm việc chúng có cùng suất tăng chi phí.

Từ qui tắc này ta có thể xác định đơn giản tải cho mỗi tổ máy xuất phát từ đường đặc tính *tuyến tính* của suất tăng chi phí. Gọi suất tăng chung tối ưu cho các tổ máy là λ , từ (7.11) rút ra:

$$P_k = \frac{\lambda - b_k}{a_k} \quad (7.12)$$

$$P_\Sigma := \sum P_k = \lambda \sum \frac{1}{a_k} - \sum \frac{b_k}{a_k}$$

trong đó P_Σ là công suất tổng của nhà máy đã cho. Từ đó rút ra:

$$\lambda = a P_\Sigma + b$$

$$a = \left(\sum \frac{1}{a_k} \right)^{-1} \quad (7.13)$$

$$b = a \sum \frac{b_k}{a_k}$$

Phụ tải tối ưu của tổ máy thứ k là P_k xác định theo (7.12). Nếu một số giá trị này vượt ra ngoài giới hạn công suất cho phép của tổ máy, ta có thể xử lý như sau: Cố định công suất của các tổ máy này tại giới hạn mà chúng đã vượt qua (min hay max), xác định phụ tải tổng còn lại cho các tổ máy khác và tính toán lại như trên phân bố tối ưu công suất giữa các tổ máy này.

Chúng ta minh hoạ bằng thí dụ⁽¹⁾ nhà máy gồm hai tổ máy có đặc tính suất tăng chi phí là:

$$\lambda_1 = 0,0080 P_1 + 8,0 \quad (\text{USD/MWh})$$

$$\lambda_2 = 0,0096 P_2 + 6,4 \quad (\text{USD/MWh})$$

Phụ tải tổng của nhà máy thay đổi từ 250 đến 1250 MW, giới hạn làm việc của tổ máy là từ 100 đến 625 MW.

Khi ở phụ tải nhẹ $\lambda_1 > \lambda_2$, chẳng hạn khi làm việc ở công suất $P_{\min} = 100$ MW ta có $\lambda_1 = 8,8$ USD/MWh và $\lambda_2 = 7,36$ USD/MWh. Do đó nên giữ $P_1 = 100$ MW công suất tối thiểu, phần lớn hơn giao cho tổ máy 2 cho tới khi λ_2 đạt đến 8,8, đó là khi $P_2 = (8,8 - 6,4)/0,0096 = 250$ MW. Từ điểm này trở đi ($P_\Sigma = 350$) công suất sẽ phân bố theo luật cân bằng suất tăng. Kết quả tính toán cho ở bảng sau. Khi $\lambda = 12,4$ tổ máy 2 đạt tới giới hạn trên, do đó sẽ được duy trì tại giới hạn đó.

⁽¹⁾ Thí dụ lấy từ [6]

P_E (MW)	λ (USD/MWh)	P_1 (MW)	P_2 (MW)
250	7,84	100 (giới hạn)	150
350	8,80	100 (giới hạn)	250
500	9,45	182	318
700	10,33	291	409
900	11,20	400	500
1100	12,07	509	591
1175	12,40	550	625 (giới hạn)
1250	13,00	625	625 (giới hạn)

Chúng ta thử so sánh hiệu quả kinh tế so với khi phân tải đều giữa hai tổ máy, chẳng hạn tại $P_E=900$ MW như sau. So với phân bố tối ưu $P_1=400$, $P_2=500$, nếu hai tổ máy được phân tải đều có nghĩa là tổ máy 1 phát 450 thì lượng tăng chi phí tại tổ máy này sẽ là:

$$\int_{400}^{450} (0,008P_1 + 8)dP_1 = (0,004P_1^2 + 8P_1 + c_1) \Big|_{400}^{450} = 570 \text{ USD/h}$$

Nếu tổ máy 2 phát 450 MW, lượng tăng chi phí cho tổ máy là:

$$\int_{500}^{450} (0,0096P_2 + 6,4)dP_2 = (0,0048P_2^2 + 6,4P_2 + c_2) \Big|_{500}^{450} = -548 \text{ USD/h}$$

Lượng tăng chi phí tổng cộng là $570 - 548 = 22$ USD/MWh. Ta kết luận rằng lượng tiết kiệm được khi phân bố tối ưu, nếu tính theo con số này cho cả năm sẽ là 192 720 USD.

7.5 Phân bố tối ưu công suất giữa các nhà máy điện

Mục trước đã xét phân bố công suất tối ưu giữa các tổ máy phát của một nhà máy điện, có nghĩa là giữa các nguồn điện nối trực tiếp vào một nút, không thông qua lưới điện. Trong mục này, khi xét đến tập hợp các nhà máy điện, ta sẽ phải tính đến lưới điện làm nhiệm vụ truyền tải điện đến các hộ tiêu thụ. Sự truyền tải này sẽ dẫn đến tổn thất công suất trên lưới cần phải tính đến. Bởi vì một nhà máy điện nếu có chi phí sản xuất nhỏ ta biết rằng sẽ nên được phân tải nhiều hơn, nhưng nếu nhà máy này ở xa phụ tải thì tổn thất truyền tải lại lớn, dẫn đến chi phí sản

xuất điện phụ thêm để bù vào công suất mất mát trên lưới.

Nói một cách tổng quát, tính đến lưới điện có nghĩa là làm thoả mãn các phương trình chế độ xác lập, như trong tính toán giải tích lưới điện ở chương 4. Điều kiện này đã nêu dưới dạng ràng buộc đẳng thức (7.2) cho bài toán OPF tổng quát; ta viết lại ở đây:

$$\mathbf{g}(\mathbf{z}, \mathbf{x}) = \mathbf{0} \quad (7.14)$$

trong các phương trình chế độ xác lập (7.14) có chứa vectơ biến điều khiển $\mathbf{z}$ (ví dụ công suất P_g các nhà máy điện), vectơ các biến trạng thái $\mathbf{x}$.

Một phương pháp xét đến ràng buộc (7.14) khi tìm cực tiểu hàm mục tiêu $f(\mathbf{z}, \mathbf{x})$ là *phương pháp nhân tử Lagrange (Lagrange Multiplier Method)*, trong đó thay bài toán cực tiểu hoá với ràng buộc bằng bài toán tìm điểm dừng của hàm *Lagrange (Lagrangian)*:

$$L(\mathbf{z}, \mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}) = f(\mathbf{z}, \mathbf{x}) + \boldsymbol{\lambda}^T \mathbf{g}(\mathbf{z}, \mathbf{x}) \quad (7.15)$$

trong đó $\boldsymbol{\lambda}$ là vectơ *nhân tử Lagrange*, chứa các biến độc lập bổ sung, gắn với mỗi ràng buộc trong vectơ $\mathbf{g}$. Như vậy số biến-kích thước bài toán tăng lên.

Điểm dừng của Lagrangian thoả mãn phương trình :

$$\begin{aligned} \partial L / \partial \mathbf{x} &= \partial f / \partial \mathbf{x} + [\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}]^T \boldsymbol{\lambda} = \mathbf{0} \\ \partial L / \partial \mathbf{z} &= \partial f / \partial \mathbf{z} + [\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{z}]^T \boldsymbol{\lambda} = \mathbf{0} \\ \partial L / \partial \boldsymbol{\lambda} &= \mathbf{g} = \mathbf{0} \end{aligned} \quad (7.16)$$

Chú ý trong hệ này $\mathbf{J} = [\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}]$ là ma trận Jacobian của phương trình chế độ xác lập giải bởi phương pháp Newton-Raphson.

Sau đây chúng ta khảo sát chi tiết hơn bài toán ở dạng rút gọn về các biến điều khiển là công suất P_g của các nhà máy điện, thường gọi là bài toán *điều độ kinh tế cổ điển (ED)* [46] [47]. Hơn nữa chỉ xem xét công suất tác dụng và ràng buộc duy nhất liên quan đến lưới là phương trình cân bằng công suất tác dụng

Cực tiểu hoá hàm chi phí nhiên liệu tổng ở các nhà máy điện:

$$f = \sum_{k=1}^{N_g} f_k(P_{gk}) \quad (7.17)$$

thoả mãn điều kiện cân bằng công suất trong hệ thống :

$$P_C + P_L - \sum P_{gk} = 0 \quad (7.18)$$

trong đó P_C là tổng phụ tải trong hệ thống còn P_L là tổn thất trên lưới điện, phụ thuộc vào phân bố công suất lựa chọn.

Để giải bài toán, ta tìm điểm dừng của hàm Lagrange:

$$L = \sum f_k + \lambda (P_C + P_L - \sum P_{gk}) \quad (7.19)$$

đối với biến P_{gk} , tức là thoả mãn:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{gk}} = \frac{df_k}{dP_{gk}} + \lambda \left(\frac{\partial P_L}{\partial P_{gk}} - 1 \right) = 0 \quad (7.20)$$

ở đây phụ tải tổng P_C là hằng số đã cho, tổn thất truyền tải phụ thuộc phân bố công suất, tức là phụ thuộc tất cả công suất các nhà máy điện P_{gk} , còn chi phí f_k chỉ phụ thuộc P_{gk} , do đó đạo hàm được kí hiệu bởi d thay cho kí hiệu đạo hàm riêng ∂ .

Nếu bỏ qua tổn thất truyền tải P_L trong ràng buộc cân bằng công suất, ta trở lại bài toán khảo sát ở mục trước, và (7.20) dẫn đến điều kiện cân bằng suất tăng chi phí nhiên liệu $\lambda = df_k / dP_{gk} = \text{const} \forall k$.

Trong (7.19) và (7.20) λ là nhân tử Lagrange, đặc trưng cho *suất tăng chi phí của hệ thống*⁽¹⁾ khi có xét đến tổn thất. Điều kiện tối ưu suy từ (7.20) là:

$$\lambda = \left(\frac{1}{1 - \partial P_L / \partial P_{gk}} \right) \frac{df_k}{dP_{gk}} \quad k = 1, 2, \dots, Ng \quad (7.21)$$

hay:
$$\lambda = L_k \frac{df_k}{dP_{gk}} \quad k = 1, 2, \dots, Ng$$

trong đó gọi đại lượng L_k là *hệ số phạt (penalty factor) của nhà máy k*:

$$L_k = \frac{1}{1 - \partial P_L / \partial P_{gk}} \quad (7.22)$$

Ta thấy rõ ý nghĩa của tên gọi này khi quan sát công thức: Đạo hàm riêng $\partial P_L / \partial P_{gk}$ biểu diễn *suất tăng tổn thất truyền tải theo công suất phát của nhà máy k*, do đó có giá trị nằm giữa 0 và 1. Nếu việc truyền tải điện từ nhà máy k cho phụ tải gây ra nhiều tổn thất, thì $\partial P_L / \partial P_{gk} \rightarrow 1$ và L_k sẽ tăng lên. Khi đó từ điều kiện tối ưu (7.21):

⁽¹⁾ Tại lời giải, nhân tử Lagrange λ_k biểu diễn độ nhạy của hàm mục tiêu đối với ràng buộc k (ở đây bài toán chỉ có một ràng buộc)

$$L_1 \frac{df_1}{dP_{g1}} = L_2 \frac{df_2}{dP_{g2}} = L_3 \frac{df_3}{dP_{g3}} = \dots$$

với df_k/dP_{gk} có dạng $a_k P_{gk} + b_k$, ta suy ra L_k lớn sẽ dẫn đến P_{gk} nhỏ.

Các nhà máy điện đặt tại cùng một nút của lưới điện hiển nhiên sẽ có L_k bằng nhau. Nếu tất cả các hệ số phát bằng nhau ta sẽ trở lại điều kiện tối ưu như trường hợp phân bố công suất giữa các tổ máy của cùng một nhà máy.

Tóm lại bài toán điều độ kinh tế dẫn đến việc giải hệ $Ng+1$ phương trình cho (λ, P_{gk}) bao gồm Ng phương trình (7.21) và phương trình cân bằng công suất (7.18). Điều cốt yếu và khó khăn ở đây là phải biểu diễn tổn thất truyền tải P_L như một hàm của công suất các nhà máy điện P_{gk} để từ đó tính toán các suất tăng tổn thất. Hàm này hay giá trị suất tăng tổn thất chỉ có thể xác định số hay giải tích gần đúng phụ thuộc vào mỗi điểm làm việc của hệ thống (xem mục sau). Khó khăn này là giá phải trả khi giảm bài toán (7.16) tới bài toán (7.17)-(7.18).

Thí dụ⁽¹⁾:

Hai nhà máy điện làm việc trong hệ thống có phụ tải $P_C=1,561$ (đơn vị tương đối cơ sở 100 MW). Đặc tính chi phí nhiệt của hai nhà máy cho bởi:

$$f_1 = 864,4 P_1 + 1070,7 P_1^2 \text{ (MBTU/h)} \quad 0 \leq P_1 \leq 0,5$$

$$f_2 = 755,2 P_2 + 141,6 P_2^2 \text{ (MBTU/h)} \quad 0 \leq P_2 \leq 1,5$$

trong đó BTU (British Thermal Unit) là đơn vị nhiệt tương đương 1055,06 J hay 0,2931 Wh và biết rằng giá \$/BTU của hai nhà máy là như nhau.

Tổn thất truyền tải được cho bởi phương trình bậc hai:

$$P_L = 0,01065 P_1^2 + 0,01415 P_1 P_2 + 0,0181 P_2^2$$

xác định tại điểm làm việc hiện tại (xem thêm mục sau):

$$P_1 = 0,3952 \quad P_2 = 1,2 \quad P_C = 1,561$$

Yêu cầu phân bố lại công suất theo điều kiện tối ưu.

Lời giải:

Các phương trình (7.21):

⁽¹⁾ Thí dụ lấy từ [2]

$$\lambda = \frac{df_1 / dP_1}{1 - \partial P_L / \partial P_1} = \frac{864,4 + 2141,4P_1}{1 - 0,0213P_1 - 0,01415P_2}$$

$$\lambda = \frac{df_2 / dP_2}{1 - \partial P_L / \partial P_2} = \frac{755,2 + 283,2P_2}{1 - 0,01415P_1 - 0,0362P_2}$$

Tại điểm làm việc hiện tại hai giá trị này không bằng nhau $\lambda_1 = 1766$ MBTU/h và $\lambda_2 = 1152$ MBTU/h.

Phương trình cân bằng công suất :

$$P_1 + P_2 - 1,561 - P_L = 0$$

Ba phương trình này lập nên hệ đủ phương trình (phi tuyến) đối với λ, P_1, P_2 . Sử dụng phương pháp lặp Newton-Raphson để giải, chúng ta thu được:

$$P_1 = 0,1517 \quad P_2 = 1,445 \quad \lambda = 1231$$

Đó là phân bố công suất tối ưu. So với điểm làm việc cũ, một lượng phụ tải được chuyển từ nhà máy 1 sang nhà máy 2:

– Chế độ làm việc cũ:

$$P_g = P_1 + P_2 = 0,3952 + 1,2 = 1,5952$$

$$P_L = 0,0342$$

$$f_1 = 509 \text{ MBTU/h}$$

$$f_2 = 1110 \text{ MBTU/h}$$

$$\Sigma f = 1619$$

– Chế độ tối ưu:

$$P_g = 0,1577 + 1,445 = 1,6027$$

$$P_L = 0,0417$$

$$f_1 = 163$$

$$f_2 = 1386$$

$$\Sigma f = 1549$$

Tổn thất truyền tải tăng so với chế độ làm việc cũ, tuy nhiên chi phí tổng giảm một lượng $1619 - 1549 = 70$ MBTU/h. Nếu giá nhiệt chung của hai nhà máy là 1,30 USD/MBTU thì tiết kiệm được 91 USD/h.

Trong thí dụ trên, phương pháp Newton-Raphson được dùng để giải hệ phương trình điều độ kinh tế (7.21)-(7.18). Một thuật toán lặp khác có thể sử dụng như sau:

1) Chọn một giá trị cho λ . Giá trị xấp xỉ ban đầu này có thể được lấy theo tiêu

chuẩn cân bằng suất tăng chi phí nhiên liệu của trường hợp bỏ qua tổn thất truyền tải, tức là xác định theo (7.13). Nhận xét rằng khi λ đã cho thì các phương trình (7.21) trở thành tuyến tính đối với các ẩn số còn lại, tức là công suất các nút nguồn P_{gk} nếu như ta đã xấp xỉ các hàm chi phí f_k và tổn thất P_L như hàm bậc hai, do đó đạo hàm của chúng tức là hàm suất tăng đều là hàm tuyến tính đối với P_{gk} .

Từ nhận xét vừa nêu ta thực hiện bước sau giải hệ tuyến tính này tương đối dễ dàng.

- 2) Giải hệ tuyến tính (7.21) cho các giá trị P_{gk}
- 3) Tính toán P_L theo P_{gk} từ quan hệ đã xấp xỉ (hàm bậc 2). Từ đó kiểm tra phương trình cân bằng công suất (7.18):

$$P_C = \sum P_{gk} - P_L$$

Nếu thoả mãn tức là đã thu được lời giải, nếu không thực hiện bước tiếp theo.

- 4) Hiệu chỉnh giá trị của λ :

$$\lambda^{(r+1)} = \lambda^{(r)} + \Delta\lambda^{(r)}$$

chẳng hạn dùng công thức [6]:

$$\Delta\lambda^{(r)} = \frac{\lambda^{(r)} - \lambda^{(r-1)}}{\sum P_{gk}^{(r)} - \sum P_{gk}^{(r-1)}} \left[P_C + P_L^{(r)} - \sum P_{gk}^{(r)} \right]$$

Quay trở lại bước 2.

Một ưu điểm của thuật toán này là sau mỗi lần thực hiện bước 2, các giá trị P_{gk} thu được tuy chưa phải là phân bố tối ưu đối với phụ tải P_C đã cho, nhưng chúng cũng là phân bố tối ưu đối với một mức phụ tải khác, chính bằng $\sum P_{gk} - P_L$ tức giá trị tính được ở bước 3 (vế phải của phương trình cân bằng công suất). Do đó kết quả này có thể được sử dụng về sau.

Thí dụ ở mục 7.7 sẽ sử dụng thuật toán này.

7.6 Phương pháp các hệ số tổn thất B

Như phân tích ở trên, bài toán điều độ kinh tế cổ điển là kết quả của việc mô hình hoá tổn thất truyền tải công suất tác dụng. Công việc này đã được thực hiện với nhiều công trình nghiên cứu trong những năm 1950. Trong đó mô hình sử dụng

các đại lượng quen gọi là các *hệ số tổn thất B* (*Loss Coefficients, B-coefficients*) [47] [49] cho phép biểu diễn tổn thất này như *hàm toàn phương* của công suất tác dụng của các nhà máy điện, dựa trên một số giả thiết gần đúng. Mô hình này đã và vẫn còn được áp dụng rộng rãi, đồng thời có nhiều sự phát triển và cải thiện khác trong việc lập mô hình tổn thất trên lưới.

7.6.1 Công thức tổn thất công suất

Trước hết chúng ta sẽ dẫn ra công thức cơ bản biểu diễn tổn thất trên lưới theo dòng điện nút ở tất cả các nút trong lưới. Gọi vector áp và dòng ở tất cả các nút của lưới điện, trừ nút trung tính (đất) là $\mathbf{U}$ và $\mathbf{I}$; ma trận tổng trở nút với *nút cơ sở điện áp là trung tính* là $\mathbf{Z}$. Khi đó ta có thể xác định tổn thất công suất toàn phần trên lưới như là tổng đại số của công suất các nút. Tức là ta có thể viết công thức ma trận sau đây:

$$S_L = P_L + jQ_L = \mathbf{U}^T \mathbf{I}^* \quad (7.23)$$

trong đó T và $*$ lần lượt kí hiệu chuyển vị và liên hợp phức. Từ đó:

$$S_L = P_L + jQ_L = \mathbf{U}^T \mathbf{I}^* = (\mathbf{Z} \mathbf{I})^T \mathbf{I}^* = \mathbf{I}^T \mathbf{Z}^* \mathbf{I}^*$$

Nếu lấy liên hợp và chuyển vị hai vế của biểu thức trên ta có:

$$(\mathbf{S}_L^*)^T = \mathbf{S}_L^* = P_L - jQ_L = (\mathbf{U}^{T*} \mathbf{I})^T = \mathbf{I}^T \mathbf{U}^* = \mathbf{I}^T \mathbf{Z}^* \mathbf{I}^*$$

Cộng hai biểu thức này ta rút ra phần tổn thất công suất tác dụng trên lưới là đại lượng được quan tâm:

$$P_L = \frac{1}{2} \mathbf{I}^T (\mathbf{Z} + \mathbf{Z}^*) \mathbf{I}^*$$

Nếu khai triển $\mathbf{Z}$ ra hai ma trận điện trở và điện kháng $\mathbf{Z} = \mathbf{R} + j\mathbf{X}$ thì ta có $\mathbf{Z} + \mathbf{Z}^* = (\mathbf{R} + j\mathbf{X}) + (\mathbf{R} - j\mathbf{X}) = 2\mathbf{R}$. Do đó ta đi đến công thức:

$$P_L = \mathbf{I}^T \mathbf{R} \mathbf{I}^* \quad (7.24)$$

Chú ý rằng các vector dòng điện ở vế phải là phức, nhưng kết quả vế trái P_L là đại lượng (vô hướng) thực. Thật vậy nếu đặt $\mathbf{I} = \mathbf{I}' + j\mathbf{I}''$ thay vào công thức trên và tiến hành các phép nhân, ta thu được biểu thức thực:

$$P_L = (\mathbf{I}')^T \mathbf{R} \mathbf{I}' + (\mathbf{I}'')^T \mathbf{R} \mathbf{I}'' \quad (7.25)$$

○ $\mathbf{I}'$ và $\mathbf{I}''$ lần lượt là vector dòng thực và dòng phản kháng tại nút.

7.6.2 Tính toán các hệ số B

Ta đã có công thức tính tổn thất công suất theo mọi dòng nút bao gồm cả nút tải và nút nguồn. Bây giờ ta sẽ chuyển công thức này (7.24) tới dạng hàm của riêng công suất các nhà máy điện, như yêu cầu của mô hình bài toán đang xét. Không mất tính tổng quát, giả thiết hệ thống điện gồm 4 nút và nút đất, trong đó hai nút số 1 và 2 là nhà máy điện.

Xét một điểm làm việc nào đó của hệ thống. Chúng ta sẽ biểu diễn dòng ở nút tải 3 và 4 theo dòng nút nguồn.

Trước hết mỗi dòng nút tải sẽ được viết như một tỉ số của dòng tải tổng $I_C = I_3 + I_4$, tức là:

$$I_3 = c_3 I_C \quad I_4 = c_4 I_C \quad (7.26)$$

Các hệ số tỉ lệ c_3, c_4 có thể là phức và phụ thuộc điểm làm việc. Ta cũng có $\sum c_k = 1$.

Từ phương trình $U=ZI$ với nút cơ sở điện áp chọn là nút trung tính (đất) ta xét một phương trình, chẳng hạn đối với nút điều khiển điện áp 1:

$$\begin{aligned} u_1 &= Z_{11} i_1 + Z_{12} i_2 + Z_{13} i_3 + Z_{14} i_4 \\ &= Z_{11} i_1 + Z_{12} i_2 + c_3 Z_{13} I_C + c_4 Z_{14} I_C \end{aligned}$$

Suy ra:

$$\begin{aligned} I_C &= \frac{-Z_{11}}{c_3 Z_{13} + c_4 Z_{14}} i_1 + \frac{-Z_{12}}{c_3 Z_{13} + c_4 Z_{14}} i_2 + \frac{-Z_{11}}{c_3 Z_{13} + c_4 Z_{14}} I_{C0} \\ &= -t_1 i_1 - t_2 i_2 - t_1 I_{C0} \end{aligned}$$

trong đó $I_{C0} = -u_1 / Z_{11}$

$$t_1 := Z_{11} / (c_3 Z_{13} + c_4 Z_{14}); \quad t_2 := Z_{12} / (c_3 Z_{13} + c_4 Z_{14})$$

Bây giờ ta viết được:

$$i_3 = c_3 I_C = -c_3 t_1 i_1 - c_3 t_2 i_2 - c_3 t_1 I_{C0}$$

$$i_4 = c_4 I_C = -c_4 t_1 i_1 - c_4 t_2 i_2 - c_4 t_1 I_{C0}$$

Các phương trình này đã biểu diễn dòng tải theo dòng nguồn và dòng I_{C0} phụ thuộc điện áp. Ta viết lại dưới dạng ma trận như một phép đổi biến dòng nút:

$$\begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \end{pmatrix} = \left(\begin{array}{cc|c} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -c_3 t_1 & -c_3 t_2 & -c_3 t_1 \\ -c_4 t_1 & -c_4 t_2 & -c_4 t_1 \end{array} \right) \begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \\ I_{C0} \end{pmatrix} := (C_1 \quad C_0) \begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \\ I_{C0} \end{pmatrix} \quad (7.27)$$

trong đó C_0 là cột cuối của ma trận, C_1 là các cột đầu ứng với các nút nguồn. Phép biến đổi với ma trận $C := (C_1 \ C_0)$ này đã giảm kích thước vector dòng nút tới số nhỏ các nhà máy điện. Tiếp theo ta cần thay thế dòng bởi công suất tác dụng, là các biến điều khiển của bài toán tối ưu hoá.

Để biểu diễn dòng nút nguồn theo P_g chúng ta sẽ phải sử dụng hai thông số chế độ mới là điện áp và công suất phản kháng tại nút này, bởi vì ta có: $i_g = (P_g - jQ_g) / u_g^*$. Hai thông số này không phải là biến điều khiển của bài toán ED, do đó ta sẽ giả thiết điện áp không đổi quanh điểm làm việc P_g được tối ưu hoá (nhờ phương tiện điều chỉnh điện áp của nhà máy điện), còn Q_g sẽ biểu diễn theo P_g bởi một hàm tuyến tính đơn giản $Q_{gk} = s_k P_{gk} + Q_{0k}$, hoặc đơn giản hơn- tỉ lệ với P_{gk} , tức là xem hệ số công suất $\cos \varphi$ của nhà máy điện là không đổi: $Q_{gk} = P_{gk} \tan \varphi_k$. Trong trường hợp thứ nhất sẽ cần biết hai điểm làm việc để xác định hai tham số s_k và Q_{0k} đối với mỗi nhà máy điện. Vì trong điều độ kinh tế thời thực, chế độ hiện tại (cần tối ưu hoá) của hệ thống được biết sau khi tiến hành đánh giá trạng thái, do đó sẽ phải thực hiện đánh giá trạng thái hai lần để được hai điểm lân cận.

Tóm lại ta có thể xác định:

$$i_{gk} = \frac{(1 - js_k)}{u_{gk}^*} P_{gk} - j \frac{Q_{0k}}{u_{gk}^*} := \alpha_k P_{gk} + \beta_k \quad (7.28)$$

Biểu diễn ở dạng ma trận đối với lưới điện đang xét:

$$\begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \alpha_1 & \\ & \alpha_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \beta_1 \\ \beta_2 \end{pmatrix} \quad (7.29)$$

Viết gọn: $\mathbf{i}_g = \alpha \mathbf{P}_g + \beta$

Như vậy kết hợp với (7.27) ta có:

$$\begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_3 \\ i_4 \end{pmatrix} = C \begin{pmatrix} \alpha \mathbf{P}_g + \beta \\ I_{C0} \end{pmatrix} \quad (7.30)$$

Nhắc lại rằng α và β là ma trận và vector như ở công thức (7.29), $\mathbf{P}_g$ là vector công suất tác dụng của các nút nguồn.

Cuối cùng thay vào công thức tổn thất công suất (7.24) và thực hiện lần lượt các phép nhân ma trận, ta có:

$$\begin{aligned}
 P_L &= \begin{pmatrix} \alpha \mathbf{P}_g + \beta \\ I_{C0} \end{pmatrix}^T \mathbf{C}^T \mathbf{R} \mathbf{C}^* \begin{pmatrix} \alpha \mathbf{P}_g + \beta \\ I_{C0} \end{pmatrix}^* \\
 &= (\mathbf{P}_g^T \alpha + \beta^T \quad I_{C0}) \begin{pmatrix} \mathbf{C}_1^T \\ \mathbf{C}_0^T \end{pmatrix} \mathbf{R} (\mathbf{C}_1^* \quad \mathbf{C}_0^*) \begin{pmatrix} \alpha^* \mathbf{P}_g + \beta^* \\ I_{C0}^* \end{pmatrix} \\
 &= [(\mathbf{P}_g^T \alpha + \beta^T) \mathbf{C}_1^T + I_{C0} \mathbf{C}_0^T] \mathbf{R} [\mathbf{C}_1^* (\alpha^* \mathbf{P}_g + \beta^*) + \mathbf{C}_0^* I_{C0}^*] \\
 &= [\mathbf{P}_g^T \alpha \mathbf{C}_1^T + (\beta^T \mathbf{C}_1^T + I_{C0} \mathbf{C}_0^T)] \mathbf{R} [\mathbf{C}_1^* \alpha^* \mathbf{P}_g + (\mathbf{C}_1^* \beta^* + \mathbf{C}_0^* I_{C0}^*)] \\
 &= \mathbf{P}_g^T \alpha \mathbf{C}_1^T \mathbf{R} \mathbf{C}_1^* \alpha^* \mathbf{P}_g + \mathbf{P}_g^T \alpha \mathbf{C}_1^T \mathbf{R} (\mathbf{C}_1^* \beta^* + \mathbf{C}_0^* I_{C0}^*) + \\
 &\quad + (\beta^T \mathbf{C}_1^T + I_{C0} \mathbf{C}_0^T) \mathbf{R} \mathbf{C}_1^* \alpha^* \mathbf{P}_g + (\beta^T \mathbf{C}_1^T + I_{C0} \mathbf{C}_0^T) \mathbf{R} (\mathbf{C}_1^* \beta^* + \mathbf{C}_0^* I_{C0}^*)
 \end{aligned}$$

Nếu đặt các đại lượng phức:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{H} &= \alpha \mathbf{C}_1^T \mathbf{R} \mathbf{C}_1^* \alpha^* && \text{(ma trận vuông)} \\
 \mathbf{h} &= \alpha \mathbf{C}_1^T \mathbf{R} (\mathbf{C}_1^* \beta^* + \mathbf{C}_0^* I_{C0}^*) && \text{(vectơ cột)} \\
 H_{00} &= (\beta^T \mathbf{C}_1^T + I_{C0} \mathbf{C}_0^T) \mathbf{R} (\mathbf{C}_1^* \beta^* + \mathbf{C}_0^* I_{C0}^*) && \text{(một số)}
 \end{aligned} \tag{7.31}$$

ta viết được:

$$P_L = \mathbf{P}_g^T \mathbf{H} \mathbf{P}_g + \mathbf{P}_g^T \mathbf{h} + (\mathbf{h}^*)^T \mathbf{P}_g + H_{00} \tag{7.32}$$

Để đi đến phương trình của $\mathbf{P}_g$ với các hệ số thực, ta lấy liên hợp phức của biểu thức trên:

$$P_L^* = P_L = \mathbf{P}_g^T \mathbf{H}^* \mathbf{P}_g + \mathbf{P}_g^T \mathbf{h}^* + \mathbf{h}^T \mathbf{P}_g + H_{00}^*$$

Cộng hai biểu thức này ta rút ra:

$$P_L = \frac{1}{2} [\mathbf{P}_g^T (\mathbf{H} + \mathbf{H}^*) \mathbf{P}_g + \mathbf{P}_g^T (\mathbf{h} + \mathbf{h}^*) + (\mathbf{h} + \mathbf{h}^*)^T \mathbf{P}_g + (H_{00} + H_{00}^*)]$$

Bây giờ ta sẽ đặt các đại lượng thực:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{B} &= (\mathbf{H} + \mathbf{H}^*) / 2 = (\text{Re } \mathbf{H}) / 2 = \begin{pmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{pmatrix} \\
 \mathbf{b} &= (\mathbf{h} + \mathbf{h}^*) / 2 = (\text{Re } \mathbf{h}) / 2 = \begin{pmatrix} B_{10} \\ B_{20} \end{pmatrix} \\
 B_{00} &= (H_{00} + H_{00}^*) / 2 = \text{Re } H_{00} / 2
 \end{aligned} \tag{7.33}$$

“Re” kí hiệu phần thực của đại lượng phức. Các ma trận viết ở tận cùng bên

phải của công thức B và b là ứng với trường hợp lưới điện có 2 nhà máy điện như đang xét. Công thức trên đã cho các đại lượng được gọi là các *hệ số tổn thất B*. Sử dụng các đại lượng này ta viết được:

$$P_L = \mathbf{P}_g^T \mathbf{B} \mathbf{P}_g + 2 \mathbf{b}^T \mathbf{P}_g + B_{00} \quad (7.34)$$

Cũng cần nhận xét rằng $\mathbf{H}$ là một ma trận Hermit, tức là $\mathbf{H} = \mathbf{H}^{*T}$ (ma trận không đổi khi lấy liên hợp và chuyển vị), Tính chất này có thể kiểm tra bằng cách lấy chuyển vị liên hợp của biểu thức của $\mathbf{H}$ theo (7.31), lưu ý rằng α là ma trận đường chéo và $\mathbf{R}$ là ma trận thực đối xứng. Do tính chất này ta sẽ có $Re(H_{ij}) = Re(H_{ji})$ dẫn đến $\mathbf{B}$ là ma trận đối xứng: $B_{12} = B_{21} \dots$

Khai triển (7.34) cho lưới điện đang xét:

$$P_L = B_{11}P_1^2 + 2 B_{12}P_1P_2 + B_{22}P_2^2 + 2 B_{10}P_1 + 2 B_{20}P_2 + B_{00}$$

Như vậy (7.34) cho ta tổn thất truyền tải được biểu diễn như hàm toàn phương của công suất tác dụng của các nguồn. Các hệ số tổn thất B thật ra phụ thuộc điểm làm việc, do đó khi lấy là hằng số trong quan hệ hàm $P_L(P_g)$ sẽ phạm sai số. Vì thế trong các hệ thống EMS thời thực, xu hướng sẽ là xác định thời thực các hệ số B sau bước lập mô hình thời thực của hệ thống (xem mục 5.11). Trước đây các hệ số này được tính toán ngoại tuyến (off-line) cho nhiều mức phụ tải và được lưu trữ như một cơ sở dữ liệu cho tính toán ED. Ngoài ra mỗi sự kiện đặc biệt như thay đổi của cấu trúc lưới điện hay hư hỏng máy phát điện hoặc thay đổi trong công suất trao đổi liên vùng- trao đổi giữa các hệ thống điện... cũng yêu cầu bộ hệ số B riêng. Do đó khối lượng lưu trữ sẽ là khá nặng nề để bảo đảm hệ số sử dụng phản ánh đúng điều kiện vận hành hiện tại.

Từ hàm toàn phương biểu diễn tổn thất truyền tải sẽ dễ dàng xác định các suất tăng tổn thất và các hệ số phạt đối với mỗi nút nguồn.

7.6.3 Sử dụng lưới điện tương đương REI để tính các hệ số B

Một tiếp cận khác để xác định các hệ số B sử dụng một trong các phép biến đổi tương đương lưới điện được biết dưới tên gọi *tương đương REI* [50]. Phương pháp này chuyển đổi tương đương một số dòng nút trong lưới đến một nút giả duy nhất. Lưới tương đương được xây dựng như sau:

1. Chuyển dòng / công suất nút của các nút muốn rút gọn đến một nút giả R (gọi là nút REI), tức là nút này có công suất:

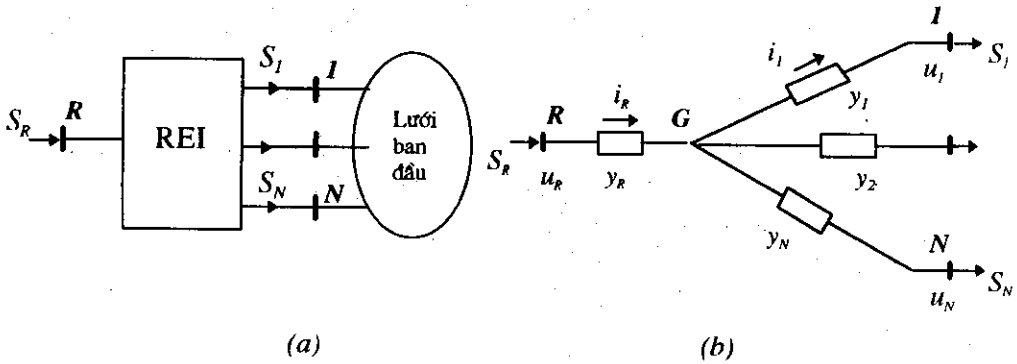
$$S_R = S_1 + S_2 + \dots + S_N \quad (7.35)$$

N là số nút muốn khử (ở đây ta sẽ lấy toàn bộ nút tải).

2. Trạng thái ban đầu của N nút này được bảo toàn bởi việc đưa vào giữa chúng và nút R một lưới thụ động giả, gọi là lưới REI (hình 7.2a).

Đến đây ta có thể nhận xét rằng trên lưới REI tổn thất công suất tổng bằng 0; đó là do điều kiện (7.35) và hình 7.2a. Do đó tổn thất tổng trên toàn bộ lưới tương đương vẫn bằng tổn thất trên lưới điện ban đầu (và sẽ tính bằng tổng công suất nút theo công thức (7.23)(7.24)).

Giả sử S_k, u_k là trạng thái ban đầu (giả thiết đã biết) ở các nút cần khử, thế thì lưới điện hình sao ở hình 7.2b sẽ thoả mãn điều kiện của một lưới REI với hằng điện áp nút G $u_G=0$ (ta cũng có thể gán một điện áp nào đó cho nút giả G) và các tổng dẫn nhánh cho bởi:



Hình 7.2

$$\begin{aligned} y_k &= -i_k / u_k = -S_k^* / |u_k|^2 \quad k = 1, \dots, N \\ y_R &= i_R / u_R = S_R^* / |u_R|^2 \end{aligned} \quad (7.36)$$

trong đó điện áp nút R :

$$u_R = S_R / i_R^* = \sum_k S_k / \sum_k i_k^* = \sum_k u_k i_k^* / \sum_k i_k^* \quad (7.37)$$

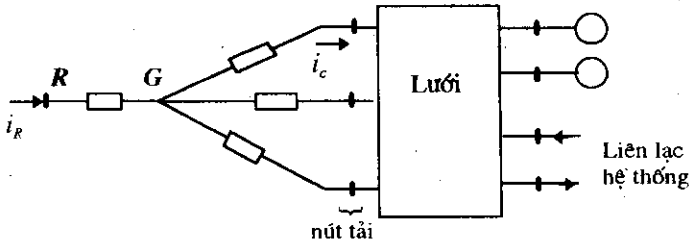
Các công thức (7.35) (7.37) cho ta thấy ý nghĩa vật lí của nút giả R .

Bây giờ trên lưới điện tương đương, N nút nối trên có dòng nút bằng 0 có thể được khử bởi phương pháp khử Gauss.

Để áp dụng cho bài toán đang xét (tính toán các hệ số B), ta sẽ xây dựng tương đương REI cho tất cả các nút phụ tải (kí hiệu i_c) để khử các nút này. Các nút giữ lại

gồm nhà máy điện hoặc nút trao đổi công suất với hệ thống điện ngoài (kí hiệu i_g). Quá trình gồm các giai đoạn như sau.

Lưới REI được ghép vào các nút tải cho ta lưới mới như hình 7.3. Lưới này ứng với một điểm làm việc đã biết của hệ thống. Phương trình nút của lưới được phân khối như sau:



Hình 7.3

$$\begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u_c \\ u_G \\ u_g \\ u_R \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ i_g \\ i_R \end{pmatrix} \quad (7.38)$$

Khử các nút tải và nút G có dòng bằng 0 (như ở mục 2.5), ta có:

$$\underbrace{(Y_{22} - Y_{21} Y_{11}^{-1} Y_{12})}_{Y_r} \begin{pmatrix} u_g \\ u_R \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_g \\ i_R \end{pmatrix} \quad (7.39)$$

trong đó đã gọi Y_r là ma trận tổng dẫn nút của lưới tương đương gồm các nút g và nút REI.

Như đã nhận xét tổn thất trong lưới này vẫn bằng tổn thất trong lưới ban đầu, do đó ta tính theo các công thức (7.23), (7.24):

$$P_L = \text{Re} \left[\begin{pmatrix} u_g^T & u_R \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_g^* \\ i_R^* \end{pmatrix} \right] = \begin{pmatrix} i_g^T & i_R \end{pmatrix} R_r \begin{pmatrix} i_g^* \\ i_R^* \end{pmatrix} \quad (7.40)$$

với R_r là phần thực của ma trận $Z_r = Y_r^{-1}$. Từ công thức này dễ dàng suy ra các hệ

số B theo các phần tử của ma trận R_r . Trước hết ta có thể xác định Y_r theo (7.39) trong đó phải nghịch đảo ma trận Y_{11} có kích thước bằng số nút tải (lớn) nhưng rất thưa. Tiếp theo phải nghịch đảo ma trận (đầy) Y_r có kích thước nhỏ để xác định Z_r và R_r . Mặt khác nếu gọi Z là ma trận tổng trở nút của lưới điện hình 7.3, được phân khối tương tự như Y trong (7.38), thì ta có thể chứng minh được ma trận con Z_{22} của Z chính bằng Z_r :

$$Z_{22} = Y_r^{-1} = Z_r \quad (7.41)$$

Do đó nếu tính được ma trận tổng trở nút của lưới mở rộng hình 7.3 thì ma trận con ứng với các nút nguồn và nút R sẽ chính bằng ma trận tổng trở nút của lưới điện rút gọn.

Cuối cùng cần nhắc lại rằng lưới điện rút gọn tương đương phụ thuộc vào điểm làm việc của hệ thống.

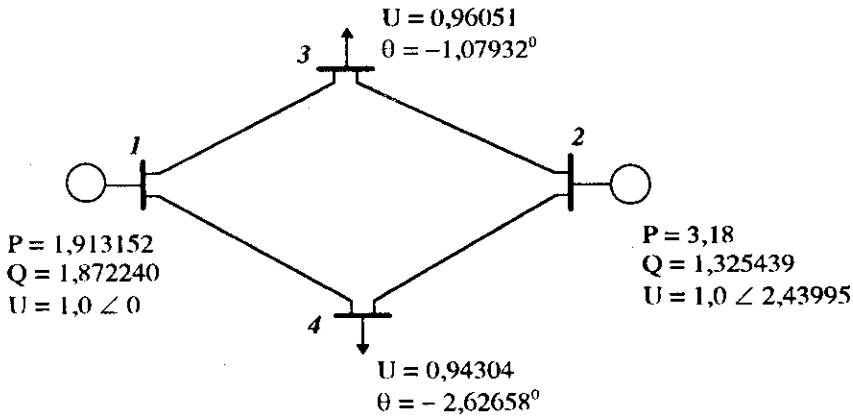
7.7 Thí dụ ⁽¹⁾

Hệ thống điện 4 nút (hình 7.4) có thông số nút - nhánh cho ở bảng sau đây trong đơn vị tương đối với cơ sở 230 KV, 100 MVA.

Đường dây	R	X	Sun B	Nút	Phát		Tải	
					P	$U \angle \theta$	P	Q
1 - 3	0,01008	0,0504	0,1025	1		$1 \angle 0$		
1 - 4	0,00744	0,0372	0,0775	2	3,18	1		
2 - 3	0,00744	0,0372	0,0775	3			2,20	1,3634
2 - 4	0,01272	0,0636	0,1275	4			2,80	1,7352

Kết quả giải tích chế độ cho trên hình 7.4 gồm điện áp và công suất nút (trong đơn vị tương đối nói trên).

⁽¹⁾ Thí dụ dựa theo [6]



Hình 7.4

Tính toán các hệ số B:

Ta sẽ dùng phương pháp ở mục 7.6.2 để tính các hệ số này.

Biểu diễn mỗi đường dây bởi sơ đồ hình Pi với tổng trở dọc và sun điện dung nối đất, ta lập được ma trận tổng trở nút với nút cơ sở là đất:

$$R = \begin{pmatrix} 2,911963 & -1,786620 & -0,795044 & -0,072159 \\ & 2,932995 & -0,072159 & -1,300878 \\ & & 2,911963 & -1,786620 \\ \text{đối xứng} & & & 2,932995 \end{pmatrix} 10^{-3}$$

$$X = \begin{pmatrix} -2,582884 & -2,606321 & -2,601379 & -2,597783 \\ & -2,582784 & -2,597783 & -2,603899 \\ & & -2,582884 & -2,606321 \\ & & & -2,582784 \end{pmatrix}$$

Chế độ làm việc đang xét có:

$$I_3 = \frac{P_3 - jQ_3}{U_3^*} = \frac{-2,2 + j1,3634}{0,9605 \angle 1,07932} = 2,694641 \angle 147,1331^\circ$$

$$I_4 = \frac{P_4 - jQ_4}{U_4^*} = \frac{-2,8 + j1,7352}{0,94304 \angle 2,62658} = 3,493043 \angle 145,5863^\circ$$

Từ đó xác định các hệ số tải và các đại lượng t_1 t_2 :

$$c_3 = I_3 / (I_3 + I_4) = 0,435473 + j0,006637$$

$$c_4 = I_4 / (I_3 + I_4) = 0,564527 - j0,006637$$

$$t_1 = Z_{11} / (c_3 Z_{13} + c_4 Z_{14}) = 0,993664 + j0,001259$$

$$t_2 = Z_{12} / (c_3 Z_{13} + c_4 Z_{14}) = 1,002681 - j0,000547$$

Ma trận **C** theo (7.27):

$$C = (C_1 \ C_0) =$$

$$= \left(\begin{array}{cc|cc} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ -0,432705 - j0,007143 & -0,436644 - j0,006416 & -0,432705 - j0,007143 & \\ -0,560958 + j0,005884 & -0,566037 + j0,006964 & -0,560958 + j0,005884 & \end{array} \right)$$

(C_1 là ma trận kích thước 4×2 , cột ứng với nhà máy điện, C_0 là cột 4 phân tử).

$$I_{C0} = -U_1 / Z_{11} = (1,0 + j0,0) / (0,002912 - j2,582884) = -0,000436 - j0,387164$$

Giả thiết rằng $\cos \varphi$ của các nhà máy điện là không đổi, ta tính các hệ số α theo (7.28) còn $\beta=0$:

$$s_1 = \operatorname{tg} \varphi_1 = Q_1 / P_1 = 1,872240 / 1,913152 = 0,978615$$

$$s_2 = \operatorname{tg} \varphi_2 = Q_2 / P_2 = 1,325439 / 3,18 = 0,416805$$

$$\alpha_1 = (1 - js_1) / U_1^* = 1,0 - j0,978615$$

$$\alpha_2 = (1 - js_2) / U_2^* = 1,016836 - j0,373855$$

Bây giờ ta có thể tính ma trận **H** như sau: Trước tiên thực hiện các phép nhân ma trận để có:

$$C_1^T R C_1^* = \begin{pmatrix} 4,282185 & -0,030982 - j0,010638 \\ -0,030982 + j0,010638 & 5,080886 \end{pmatrix} 10^{-3}$$

(ma trận Hermit, do đó chỉ cần tính toán một phần tam giác trên hoặc dưới).

$$\mathbf{C}_1^T \mathbf{R} \mathbf{C}_0^* = \begin{pmatrix} 0,985724 - j0,005255 \\ 1,367642 + j0,006039 \end{pmatrix}$$

$$\mathbf{C}_0^T \mathbf{R} \mathbf{C}_0^* = 0,601225$$

Từ đó $\mathbf{H}$ tính theo (7.31):

$$\begin{aligned} \mathbf{H} &= \begin{pmatrix} \alpha_1 \\ \alpha_2 \end{pmatrix} \mathbf{C}_1^T \mathbf{R} \mathbf{C}_1^* \begin{pmatrix} \alpha_1^* \\ \alpha_2^* \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} 8,383183 & -0,049448 + j0,004538 \\ -0,049448 - j0,004538 & 5,963568 \end{pmatrix} 10^{-3} \end{aligned}$$

(ma trận Hermit)

Vectơ $\mathbf{h}$ và phần tử H_{00} tính theo công thức:

$$\mathbf{h} = \alpha (\mathbf{C}_1^T \mathbf{R} \mathbf{C}_0^*) I_{C_0}^* = \begin{pmatrix} 0,375082 + j0,380069 \\ 0,194971 + j0,539511 \end{pmatrix} 10^{-3}$$

$$H_{00} = I_{C_0} (\mathbf{C}_0^T \mathbf{R} \mathbf{C}_0^*) I_{C_0}^* = 0,090121$$

Sau cùng các hệ số tổn thất $\mathbf{B}$ xác định theo phần thực của $\mathbf{H}$, $\mathbf{h}$ và H_{00} bởi (7.33). Ta xếp các hệ số này trong ma trận đối xứng sau:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{B} & \mathbf{b} \\ \mathbf{b}^T & B_{00} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 8,383183 & -0,049448 & 0,375082 \\ & 5,963568 & 0,194971 \\ & & 0,090121 \end{pmatrix} 10^{-3}$$

Các hệ số này là chính xác đối với điểm làm việc đang xét; ta có thể kiểm tra bằng cách tính tổn thất truyền tải theo (7.34) và so sánh với kết quả giải tích chế độ (hay đánh giá trạng thái) đã cho:

$$P_L = (1,913152 \quad 3,18) \begin{pmatrix} B_{11} & B_{12} \\ B_{21} & B_{22} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1,913152 \\ 3,18 \end{pmatrix} + 2(B_{10} \quad B_{20}) \begin{pmatrix} 1,913152 \\ 3,18 \end{pmatrix} + B_{00} = 0,09315$$

Giá trị này trùng với giá trị tổn thất tính theo công suất nút $P_L = \sum P_k = P_1 + P_2 - P_3 - P_4$ trong đó P_3, P_4 đã cho, P_1, P_2 là kết quả của giải tích chế độ.

Tính toán phân bố tối ưu công suất :

Bây giờ sử dụng thuật toán đã cho ở cuối mục 7.5, chúng ta sẽ xác định phân bố công suất tối ưu tại điểm làm việc đang xét, tức là với phụ tải tổng $P_C = 2,20 +$

2,80 = 5,00 = 500 MW. Biết rằng đặc tính suất tăng chi phí nhiên liệu của hai nhà máy điện được cho như sau:

$$\lambda_1 = df_1/dP_1 = 0,0080 P_1 + 8,0 \quad (\text{USD/MWh})$$

$$\lambda_2 = df_2/dP_2 = 0,0096 P_2 + 6,4 \quad (\text{USD/MWh})$$

tức là như trong thí dụ ở cuối mục 7.4.

Bước 1: Lấy một xấp xỉ cho λ : Dựa theo tính toán phân bố tối ưu khi không xét tổn thất truyền tải ở cuối mục 7.4 tại giá trị $P_C = 500$ MW, ta lấy $\lambda^{(1)} = 9,454545$.

Bước 2: Lập hệ phương trình tuyến tính (7. 21):

$$\frac{df_k / dP_k}{\lambda} = 1 - \partial P_L / \partial P_k \quad k = 1, 2$$

$$\partial P_L / \partial P_1 = 2B_{11}P_1 + 2B_{12}P_2 + 2B_{10}$$

$$\partial P_L / \partial P_2 = 2B_{22}P_2 + 2B_{21}P_1 + 2B_{20}$$

$$df_1/dP_1 = a_1P_1 + b_1$$

$$df_2/dP_2 = a_2P_2 + b_2$$

do đó phương trình đối với nhà máy 1 có dạng:

$$(a_1P_1 + b_1) / \lambda = 1 - 2B_{11}P_1 - 2B_{12}P_2 - 2B_{10}$$

hay:

$$\left(\frac{a_1}{\lambda} + 2B_{11} \right) P_1 + 2B_{12}P_2 = 1 - 2B_{10} - \frac{b_1}{\lambda} \quad (7.42)$$

Tương tự có phương trình cho nhà máy 2.

Thay số chú ý rằng nếu P tính theo đơn vị tương đối thì a_1 và a_2 cũng phải qui đổi theo:

$$\begin{aligned} \left(\frac{0,8}{\lambda} + 2 \times 8,383183 \times 10^{-3} \right) P_1 - 2 \times 0,049448 \times 10^{-3} P_2 &= 1 - 2 \times 0,375082 \times 10^{-3} - \frac{8}{\lambda}; \\ -2 \times 0,049448 \times 10^{-3} P_1 + \left(\frac{0,96}{\lambda} + 2 \times 5,963568 \times 10^{-3} \right) P_2 &= 1 - 2 \times 0,194971 \times 10^{-3} - \frac{6,4}{\lambda} \end{aligned}$$

Lưu ý rằng hệ phương trình tuyến tính (7.42) có ma trận đối xứng và chỉ có λ thay đổi trong quá trình lặp:

$$\begin{pmatrix} \frac{0,8}{\lambda} + 16,766366 \times 10^{-3} & -0,098896 \times 10^{-3} \\ -0,098896 \times 10^{-3} & \frac{0,96}{\lambda} + 11,927136 \times 10^{-3} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,999250 - \frac{8}{\lambda} \\ 0,999610 - \frac{6,4}{\lambda} \end{pmatrix} \quad (7.43)$$

Giải hệ phương trình này dẫn đến:

$$P_1^{(1)} = 1,512870 \quad P_2^{(1)} = 2,845238$$

Bước 3: Thay xấp xỉ vừa tính của P_1 và P_2 vào hàm toàn phương của P_L , tính được $P_L^{(1)} = 0,069373$

Kiểm tra điều kiện cân bằng công suất:

$$P_C + P_L^{(1)} - (P_1^{(1)} + P_2^{(1)}) = 5,069373 - 4,358108 = 0,711265 > \varepsilon = 10^{-6}$$

Bước 4: Hiệu chỉnh λ theo:

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{\lambda^{(1)} - \lambda^{(0)}}{(P_1^{(1)} + P_2^{(1)}) - (P_1^{(0)} + P_2^{(0)})} [P_C + P_L^{(1)} - P_1^{(1)} - P_2^{(1)}]$$

Tại bước lặp đầu tiên này xem $\lambda^{(0)} = 0$ và $P_1^{(0)} = P_2^{(0)} = 0$ ta có:

$$\Delta\lambda^{(1)} = \frac{9,454545}{4,358108} 0,711265 = 1,543035$$

$$\lambda^{(2)} = \lambda^{(1)} + \Delta\lambda^{(1)} = 10,99758$$

Trở lại giải hệ phương trình (7.43) với $\lambda^{(2)}$.

Quá trình lặp hội tụ với độ chính xác yêu cầu rất cao $\varepsilon = 10^{-6}$, kết quả là:

$$\lambda = 9,839863 \quad \text{USD/MWh}$$

$$P_1 = 190,2204 \quad \text{MW}$$

$$P_2 = 319,1015 \quad \text{MW}$$

$$P_L = 9,321914 \quad \text{MW}$$

Tại chế độ tối ưu ta có thể tính suất tăng chi phí riêng của mỗi nhà máy là:

$$\lambda_1 = df_1/dP_1 = 9,521763 \quad \text{USD/MWh}$$

$$\lambda_2 = df_2/dP_2 = 9,463374 \quad \text{USD/MWh}$$

Suất tăng tổn thất truyền tải:

$$\partial P_L / \partial P_1 = 0,032328$$

$$\partial P_L / \partial P_2 = 0,038261$$

Tuy suất tăng chi phí ở nhà máy 2 vẫn còn nhỏ hơn, nhưng suất tăng tổn thất truyền tải đối với nhà máy này lại lớn hơn, tức là hệ số phạt L_2 lớn, do đó nó không được chia thêm phụ tải nữa (ta có tại điểm tối ưu $L_1\lambda_1 = L_2\lambda_2$).

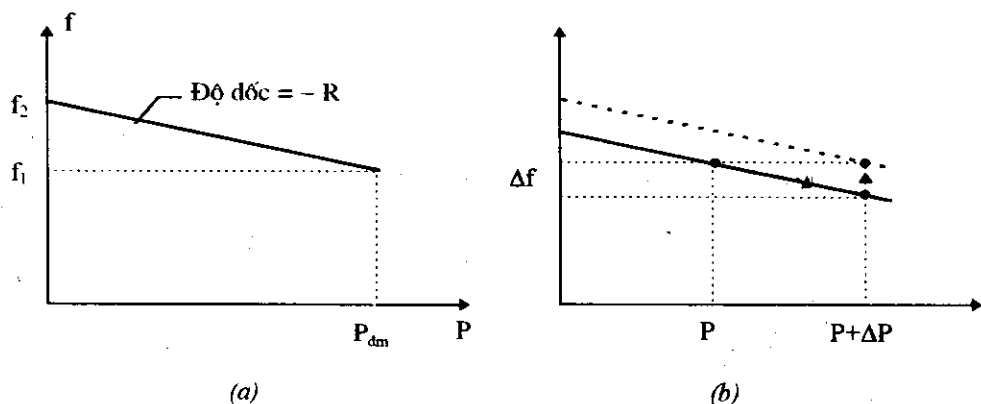
Như đã nhận xét về thuật toán này, giá trị phân bố công suất xác định ở giai đoạn 2 của mỗi bước lặp là phân bố tối ưu đối với một mức tải nào đó, có thể xác định từ phương trình cân bằng công suất. Cụ thể ở bước lặp đầu tiên, phân bố công suất $P_1 = 151,287$ MW và $P_2 = 284,5238$ MW là tối ưu đối với mức tải $P_C = P_1 + P_2 - P_L = 428,8735$ MW.

7.8 Hệ thống tự động điều khiển phát điện (AGC)

Chức năng điều độ kinh tế hay OPF sẽ được thực hiện thông qua *hệ thống tự động điều khiển phát điện (AGC: Automatic Generation Control)*. Trong mục này sẽ giới thiệu về các cấp độ điều khiển công suất phát trong hệ thống này.

7.8.1 Đặc tính điều tốc của các máy phát điện

Mức điều khiển công suất sơ cấp nhất được thực hiện riêng rẽ đối với mỗi tổ máy phát điện bởi *thiết bị điều tốc (Speed Governor)* gắn với turbine-máy phát.



Hình 7.5

Thiết bị này điều chỉnh liên tục cửa hơi hoặc nước cung cấp cho turbine để điều chỉnh công suất tổ máy theo sự thay đổi tốc độ-tần số của hệ thống. Mục tiêu là giữ tốc độ-tần số ở một mức ổn định nào đó khi có sự thay đổi phụ tải điện. Đặc tính điều chỉnh tốc độ-công suất của bộ điều tốc tổ máy như ở trên hình 7.5a, tức là có một sự sụt tốc độ-tần số nào đó khi phụ tải tăng.

Độ dốc của đường đặc tính đo bởi độ sụt tần số khi phụ tải tăng từ 0 tới định mức:

$$R = \frac{f_2 - f_1}{P_{dm}} \quad (\text{Hz} / \text{MW}) \quad (7.44)$$

Nếu sử dụng đơn vị tương đối cho tần số và công suất, ta có độ dốc đặc tính điều chỉnh trong đơn vị tương đối:

$$R_u = \frac{(f_2 - f_1) / f_R}{P_{dm} / S_R} \quad (\text{p.u}) \quad (7.45)$$

trong đó kí hiệu f_R và S_R là tần số cơ sở và công suất cơ sở.

Với giả thiết độ dốc của đặc tính điều chỉnh là không đổi, ta có thể xác định số gia tần số Δf đối với một số gia công suất ΔP :

$$\Delta f = -R \cdot \Delta P = -\left(R_u \frac{f_R}{S_R}\right) \Delta P \quad (\text{Hz}) \quad (7.46)$$

Khi có nhiều máy phát làm việc song song, một số gia phụ tải tổng ΔP sẽ dẫn đến một số gia tần số duy nhất trong hệ thống và độ dốc đặc tính điều chỉnh của mỗi máy phát k sẽ xác định phần đóng góp của nó vào ΔP :

$$\Delta P_k = -\frac{\Delta f}{R_k} = -\frac{S_{Rk}}{R_{uk}} \cdot \frac{\Delta f}{f_R} \quad (7.47)$$

Để xác định Δf theo ΔP , ta viết:

$$\Delta P = \sum \Delta P_k = -\left(\sum \frac{1}{R_k}\right) \Delta f = -\left(\frac{S_{Rk}}{R_{uk}}\right) \frac{\Delta f}{f_R}$$

do đó độ thay đổi tần số hệ thống là:

$$\Delta f = - \frac{\Delta P}{\sum \frac{1}{R_k}} \quad (\text{Hz})$$

$$\frac{\Delta f}{f_R} = - \frac{\Delta P}{\sum \frac{S_{Rk}}{R_{uk}}} \quad (\text{p.u.}) \quad (7.48)$$

và ta có từ (7.47):

$$\Delta P_k = \frac{1/R_k}{\sum 1/R_k} \Delta P$$

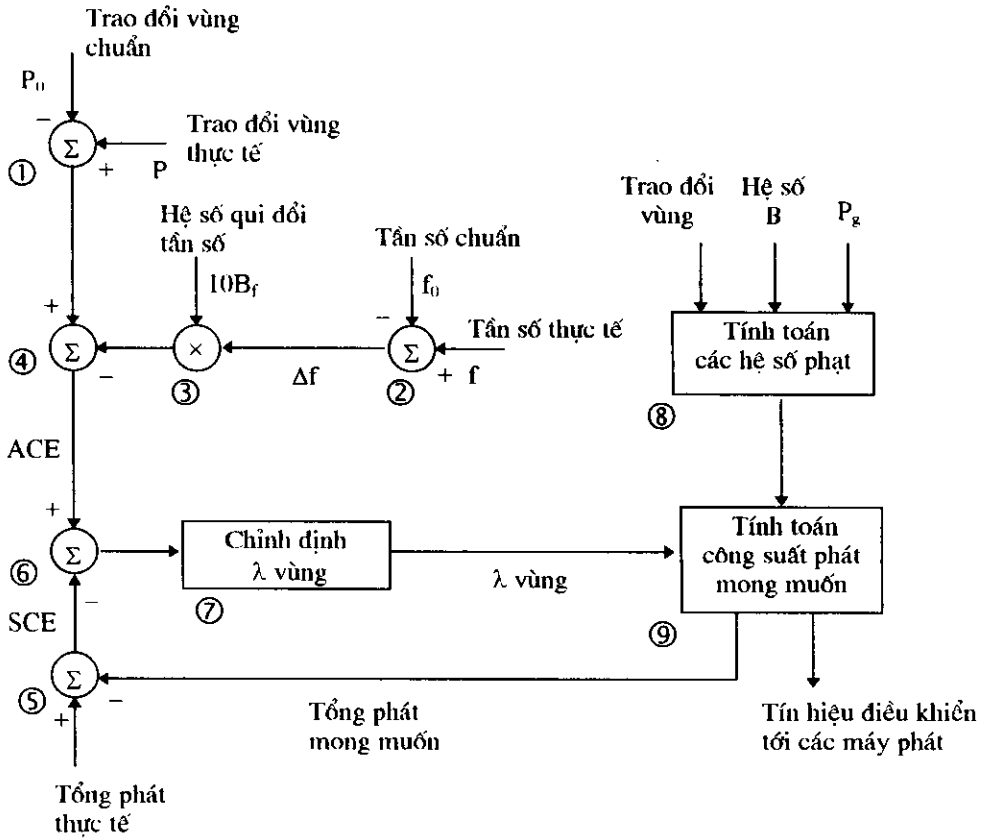
$$\Delta P_k = \frac{S_{Rk} / R_{uk}}{\sum S_{Rk} / R_{uk}} \Delta P \quad (7.49)$$

Như vậy bộ điều tốc của các máy phát giúp ổn định tần số hệ thống, tuy nhiên không thể duy trì được tần số không đổi khi phụ tải thay đổi. Để làm việc này, một tác động *điều khiển phối hợp* sẽ được cung cấp bởi hệ thống AGC từ trung tâm điều khiển hệ thống tối thiểu cả hay một số máy phát để *thay đổi điểm đặt* của bộ điều tốc, do đó tiếp tục thay đổi công suất các tổ máy. Việc thay đổi này có thể minh họa như việc dịch chuyển đường đặc tính tốc độ-công suất như trên hình 7.5b. Thông qua tác động điều khiển của AGC, tần số trong hệ thống sẽ được khôi phục, đồng thời các máy phát cũng được phân tải theo mong muốn.

7.8.2 Hệ thống AGC

Ta biết rằng các hệ thống điện thường được hợp nhất thông qua các đường dây liên lạc, gọi là đường dây liên vùng hay liên hệ thống (tie-line interconnections). Vai trò của các đường dây này là để cho phép các hệ thống điện lân cận phối hợp với nhau bảo đảm sự làm việc kinh tế trong chế độ bình thường và hỗ trợ lẫn nhau trong trường hợp xảy ra sự cố. Việc phối hợp này được thực hiện bởi mỗi trung tâm điều khiển vùng ứng với mỗi hệ thống điện, thường cũng được coi là một *vùng điều khiển (control area)*. Mỗi vùng như vậy ngoài trách nhiệm bảo đảm đáp ứng cho phụ tải trong vùng, thực tế thay đổi thường xuyên, còn phải cố gắng duy trì sự trao đổi công suất-năng lượng đã được hoạch định trước với các vùng láng giềng. Điều đó dẫn đến hai thông số cần phải kiểm soát bởi các trung tâm điều khiển (ECC: Energy Control Center) là tần số hệ thống và dòng công suất trao đổi liên vùng. Một thông số tổng hợp gọi là *sai số điều khiển vùng (ACE: Area Control Error)* biểu diễn phối hợp độ lệch tần số và độ lệch công suất trao đổi liên vùng so với giá trị qui định. Chính hệ thống AGC của vùng sẽ có trách nhiệm khử sai số ACE bởi một chiến lược điều khiển tối ưu nào đó đối với các máy phát thuộc vùng.

Từ các trình bày ở trên, ta có thể khái quát các chức năng của hệ thống AGC như sau:



Hình 7.6

- Hấp thụ các thay đổi của phụ tải riêng của vùng
- Duy trì trao đổi liên vùng đã hoạch định
- Bảo đảm điều độ kinh tế các nguồn của vùng
- Phối hợp bảo đảm tần số của hệ thống hợp nhất

Hình 7.6 biểu diễn một sơ đồ nguyên lý chính của hệ thống AGC [6]. Sơ đồ này sẽ mô tả logic của quá trình điều khiển thời thực của hệ thống, mà những nguyên tắc điều khiển đã được trình bày trong các phần trên.

Sai số điều khiển vùng thu được ở đầu ra của khâu số 4 theo biểu thức:

$$ACE = (P - P_0) - 10 B_f (f - f_0) \quad (\text{MW}) \quad (7.50)$$

trong đó P và P_0 là tổng công suất trao đổi vùng thực tế và chuẩn (theo kế hoạch), f và f_0 là tần số thực tế và chuẩn (ví dụ tần số định mức 50 Hz), B_f là một hệ số qui đổi độ lệch tần số, thứ nguyên MW/0,1 Hz và có giá trị âm; nó nhân với $10 \Delta f$ để cho đại lượng thứ nguyên công suất $10 B_f \Delta f$ là độ lệch tần số qui đổi (*Frequency Bias*). Ghi nhận rằng giá trị của ACE tổng hợp độ lệch trao đổi vùng và độ lệch tần số. Giá trị của P và P_0 lấy dấu dương khi tổng công suất trao đổi là đi ra khỏi vùng (bán điện). Kết hợp với hệ số $B_f < 0$ nên ta thấy chẳng hạn giá trị ACE sẽ càng âm khi càng có $P < P_0$ (xuất thiếu) và $f < f_0$ (tần số thấp); hai yếu tố này được cộng với nhau một cách hợp lí và trị số ACE sẽ qui định tác động điều khiển cần thực hiện.

Vì ACE biểu diễn một tình trạng “mất cân bằng công suất” của vùng, ta sẽ dùng nó để chỉnh định đại lượng λ vùng như trong thuật toán điều độ kinh tế nêu ở cuối mục 7.5 và ở thí dụ 7.7. Các khâu 8,9 là tính toán điều độ kinh tế trên cơ sở định hướng điều khiển đã xác định bởi ACE và khâu 7.

Khâu số 5 tính toán đại lượng SCE (Station Control Error) đặc trưng cho độ sai lệch / chậm trễ giữa quyết định điều khiển và thực tế thực hiện. Đại lượng này được trừ vào trị số ACE như là một tác động cản dọi dao động điều khiển.

Đầu ra của hệ thống cho các tín hiệu tăng/giảm công suất gửi đến mỗi máy phát được điều khiển của vùng.

Tài liệu tham khảo

1. Y. WALLACH, *Calculations and Programs for System Networks*, Prentice Hall, Inc. 1986
2. GEORGE L. KUSIC, *Computer- Aided Power Systems Analysis*, Prentice Hall, 1986
3. J. ARRILLAGA, C. P. ARNOLD, B. J. HARKER, *Computer Modeling of Electrical Power Systems*, John Wiley & Sons Ltd., 1983
4. G.T. HEYDT, *Computer Analysis Methods for Power Systems*, Macmillan Publishing Company, Collier Macmillan Publishers, 1986
5. ALLEN J. WOOD, BRUCE F. WOLLENBERG, *Power Generation, Operation and Control*, John Wiley & Sons, 1984.
6. JOHN J. GRAINGER, WILLIAM D. STEVENSON JR., *Power System Analysis*, Mc Graw - Hill, 1994
7. ĐẶNG NGỌC DINH, NGÔ HỒNG QUANG, TRỊNH HÙNG THÁM, TRẦN BÁCH, NGUYỄN HỮU KHÁI, *Hệ thống điện*, NXB Đại học và Trung học chuyên nghiệp, 1982.
8. J. STOER, R. BULIRSCH, *Introduction to Numerical Analysis*, Springer Verlag 1980
9. P. LASCAUX, R. THEODOR, *Analyse Numerique Matricielle Appliquee a l'Art de l'Ingenieur*, Masson 1986
10. M. SIBONY, J-C MARDON, *Systemes Lineaires et Non Lineaires*, Hermann 1982
11. VINCENT DEL TORO, *Principles of Electrical Engineering*, Prentice Hall of India, 1977
12. V.H. QUINTANA, N. MULLER, *Studies of Load flow Methods in Polar & Rectangular Coordinates*, Electric Power Systems Research, 20 (1991) 225 - 235

13. L. HOLTEN, A. GJELSVIK, S. AAM, FELIX F. WU, WEN-HSIUNG E. LIU, *Comparison of Different Methods for State Estimation*, IEEE Trans on Power Systems, Vol 3, No 4, 11/1988
14. A. BOSE, KEVIN A. CLEMENT, *Real - Time Modelling of Power Networks*, Proc of the IEEE Vol. 75, No 12, 12/1987
15. R. KIDNER, A. BOSE, *Effects on State Estimation of Time Skew Errors in Inter-Utility Data Exchange*, Electric Power Systems Research, 22 (1991) 165 - 171
16. K.L. LO, M.M. SALEM, R.D. MC COLL, A.M. MOFFATT, *Two- Level State Estimation for Large Power System*, IEE Proc. Vol 135, Pt. C, No 4 7/1988
17. LOUIS S. VANSLYCK, JOHN J. ALLEMONG, *Operating Experience with the AEP State Estimator*, IEEE Trans. on P.S Vol 3, No 2, 5/1988
18. A. MONTICELLI, FELIX F. WU, *Observability Analysis for Orthogonal Transformation Based State Estimation*, IEEE Trans on P.S, Vol.1, No1, 2/1986
19. N. SINGH, H. GLAVITSCH, *Detection and Identification of Topological Errors in On-Line Power System Analysis*, IEEE Trans on P.S, Vol.1, No1, 2/1991
20. M. HANMANDLU, G.DURGA PRASAD, S.C. TRIPATHY, *Decoupled Internal State Estimation Using External System Equivalents*, Electrical Power and Energy Systems Vol 9 No1 1/1987
21. SAROSH N.TALUKDAR, FELIX F.WU, *Computer Aided Dispatch for Electric Power Systems*, Proc. of the IEEE Vol 69, No 10, 10/1981
22. F.C. SCHWEPPE, J. WILDES, *Power System Static State Estimation, Part I : Exact Model*, IEEE Trans. on PAS, Vol. 89, No 1, 1/1970
23. R.D. MASIELLO, F.C. SCHWEPPE, *A Tracking Static State Estimator*, IEEE Trans. on PAS, Vol 90, 5-6 /1971
24. HYDE M. MERRILL, F.C. SCHWEPPE, *Bad Data Suppression in Power Static State Estimation*, IEEE Trans. on PAS, 11-12/1971
25. E. HANDSCHIN, F.C. SCHWEPPE, J. KOHLAS, A. FIECHTER, *Bad Data Analysis for Power System State Estimations*, IEEE Trans. on PAS, Vol. 94, No 2 3-4/1975
26. A.MONTICELLI, A. GARCIA, *Reliable Bad Data Processing for Real Time State Estimation*, IEEE Trans. on PAS, Vol. 102, No. 5, 5/1983
27. *Equivalents Exterieurs Statiques et Dynamiques*, Rapport de Synthese, Groupe de Travail 02 du Comite d'Etude 38, Electra No. 134 2/1991, No. 135 4/1991

28. S. DECKMANN, A. PIZZOLANTE, A. MONTICELLI, B. STOTT, O. ALSAC, *Studies on Power System Load Flow Equivalencing*, IEEE Trans. on PAS, Vol. 99, No.6, 11-12/1980
29. F.F. WU, A. MONTICELLI, *Critical Review of External Network Modeling for On-Line Security Analysis*, Elect. Power & Energ. Syst., 10/1983
30. A. BOSE, *Modeling of External Network for On-Line Security Analysis*, IEEE Trans. on PAS, Vol.103, No.8, 8/1984
31. A. BOSE, *The Effects of External Modeling Errors on On-Line Security Analysis*, IEEE Trans. on PS, Vol.1, No.1, 2/1986
32. P. SANDERSON, R. CURTIS, D. ATHOW, C.N. LU, K.C. LIU, C. LETTER, *Real Time Complete Model Estimation for Contingency Study: Field Experience*, IEEE Trans. on PS, Vol.6, No.4, 11/1991
33. B. STOTT, O. ALSAC, A. MONTICELLI, *Security Analysis and Optimization*, IEEE Proc., Vol.75, No.2, 12/1987
34. J. CARPENTIER, G. COTTO, *Modern Concepts for Security Control in Electric Power Systems*, CIGRE-IFAC Symposium 39-83, 1983
35. M. BENAHMED, *Analyse de Securite des Reseaux Electriques par la Methode des Indices de Performance. Application au Reseau Francais Tres Haute Tension*, These de Docteur INPG, 1991
36. M. HUNEAULT, F.D. GALIANA, *A Survey of the Optimal Power Flow Literature*, IEEE Trans. on PS, Vol.6, No.2, 5/1991
37. W.F. TINNEY, J.W. WALKER, *Direct Solutions of Sparse Network Equations by Optimally Ordered Triangular Factorization*, Proc. IEEE, Vol. 55, No11, Nov 1967
38. J.B. WARD, *Equivalent Circuit for Power Flow Studies*, AIEE Trans. Vol. 68, 1949
39. STOTT, *Decoupled Newton Load Flow*, IEEE Trans. Power Apparatus and System, PAS-91, 9-10/1972.
40. STOTT AND O. ALSAC, *Fast Decoupled Load Flow*, IEEE Trans. Power Apparatus and System, PAS-93, 5-6/1974.
41. T.E. DY LIACCO, *The adaptive reliability control system*, IEEE Trans. on PAS, Vol. 86, 5/1967.
42. SCHLUETER, J.E. SEKERKE, A.G. COSTI, *Improved Contingency Measures for Operation & Planning Application*, IEEE Trans. on PAS, Vol. 4, No. 4, 10/1989.

43. R.G. WASLEY, M. DANESHDOOT, *Identification & Ranking of Critical Contingencies in Dependant Variable Space*, IEEE Trans. on PAS, Vol. 102, No. 4, 4/1983.
44. J. CARPENTIER, *Contribution à l'étude du dispatching économique*, Bull. Soc. Française Electriciens, Vol. 3, 8/1962
45. H.W. DOMMEL, W.F. TINNEY, *Optimal Power Flow Solutions*, IEEE Trans. on PAS, Vol. 87, 10/1968
46. M.J STEINBERG, T.H. SMITH, *Economy Loading of Power Plants & Electric Syatems*, Newyork, 1943.
47. L.K. KIRCHMAYER, *Economic Control of Interconnected Systems*, NewYork, 1959.
48. A.F. GLIMN, L.K. KIRCHMAYER, G.W. STAGG, *Analysis of Losses in Interconnected Systems*, AIEE Trans. , Vol.71, 1952.
49. H.W. HALE, *Power Losses in Interconnected Transmission Networks*, AIEE Trans. , Vol.71, 1952.
50. P. DIMO, *Analyse nodale des reseaux d'énergie*, Eyrolles, 1971.

Chịu trách nhiệm xuất bản: PGs.PTs. TÔ ĐĂNG HẢI

Biên tập: NGUYỄN ĐĂNG, NGỌC KHUÊ

Sửa bản in: VĂN CẨM, XUÂN KHÔI

Vẽ bìa: HƯƠNG LAN

In 1500 cuốn tại Công ty in Hàng không

Giấy phép xuất bản số 451-74-9/8/2000

In xong và nộp lưu chiểu tháng 9/2000

