

Sumário

6	Operação de Sistemas Interligados	1
6.1	Introdução	1
6.2	Malhas de Controle Associadas a Geradores Síncronos	1
6.3	Modelos Linearizados para Análise sem Controle Primário	4
6.3.1	Modelo de Gerador Isolado Alimentando Carga para Pequenas Perturbações	4
6.3.2	Caso de Duas Máquinas Interligadas	5
6.3.3	Caso Máquina - Barra Infinita	7
6.4	Características dos Reguladores de Velocidade	8
6.4.1	Regulador Isócrono	8
6.4.2	Regulador com Queda de Velocidade	10
6.5	Controle Primário de Velocidade	13
6.5.1	Sistema Isolado	14
6.5.2	Caso de Duas Máquinas Interligadas	19
6.6	Operação Interligada de Sistemas Elétricos	28
6.6.1	Conceito de Área de Controle	28
6.6.2	Controle Automático da Geração	39
6.6.3	Implementação do CAG	47
6.7	Intercâmbio Econômico Entre Empresas Interligadas	48
6.8	“Pools” de Energia	52

Capítulo 6

Operação de Sistemas Interligados

6.1 Introdução

Este capítulo tem por objetivo apresentar os métodos de controle de unidades geradoras necessários à implementação das estratégias de despacho e programação ótimos discutidos nos capítulos precedentes.

Inicialmente são revistas as principais malhas de controle associadas a geradores síncronos, com ênfase particular às malhas de controle de velocidade/frequência. Em seguida são apresentados os modelos utilizados para análise de controle de velocidade/frequência sem regulação primária. Após uma revisão das características dos reguladores de velocidade, é introduzido o controle primário de velocidade, implementado localmente nas usinas e responsável pelo restabelecimento do equilíbrio entre os torques mecânico e elétrico após variações da carga elétrica do sistema de potência. Será visto que as ações de controle resultantes em geral levam a desvios de frequência em relação à frequência nominal além de, no caso de sistemas interconectados, provocarem desvios nos fluxos de intercâmbio em relação aos valores programados.

As seções finais do capítulo são dedicadas à operação interligada. A Seção 6.6 tem por objetivos descrever e analisar a estrutura da malha suplementar de controle de velocidade conhecida como *Controle Automático de Geração*, implementado remotamente em um centro de controle. Ao final desta seção, tecem-se considerações sobre a alocação ótima de geração e sobre a implementação do Controle Automático de Geração. A Seção 6.7 enfoca as vantagens econômicas da operação interligada, enquanto que as associações de empresas conhecidas como “pools” são brevemente tratadas na Seção 6.8.

6.2 Malhas de Controle Associadas a Geradores Síncronos

São três os principais sistemas de controle que atuam sobre o gerador síncrono:

1. Controle primário de velocidade;
2. Controle suplementar de carga-frequência, ou Controle Automático de Geração;
3. Controle da Excitação.

A Fig.6.1 apresenta um diagrama de blocos simplificado com os principais sistemas de controle de um gerador síncrono.

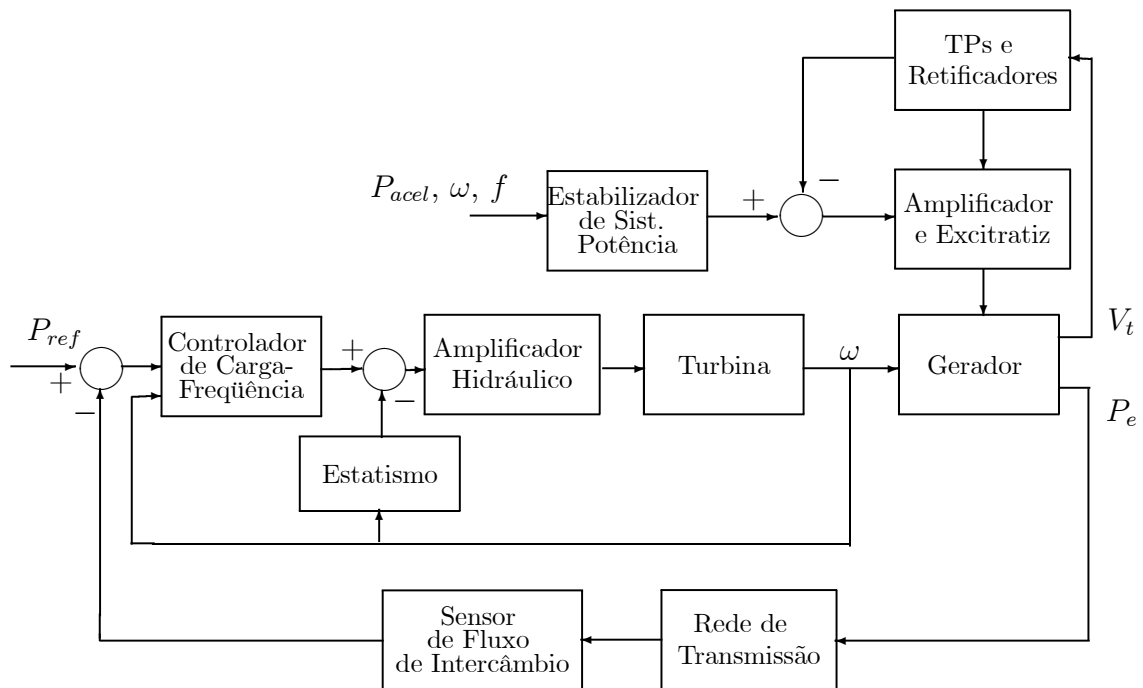


Figura 6.1: Principais malhas de controle associadas a um gerador síncrono.

O *Controle Primário* de velocidade, que é local, basicamente monitora a velocidade do eixo do conjunto turbina-gerador e controla o torque mecânico da turbina de modo a fazer com que a potência elétrica gerada pela unidade se adapte às variações de carga. As constantes de tempo do controle primário são de ordem de alguns segundos.

Como a atuação do controle primário normalmente resulta em desvios de freqüência, em decorrência da prática de se operar com estatismos diferentes de zero, é necessário que se conte com a atuação de um outro sistema de controle para restabelecer a freqüência ao seu valor nominal. Este sistema é chamado controle suplementar (ou *Controle Automático da Geração*) que, no caso de sistemas interligados, tem ainda a incumbência de manter o intercâmbio de potência entre concessionárias vizinhas tão próximo quanto possível dos valores previamente programados. Trata-se de um sistema de controle centralizado, executado no centro de operações das empresas, e cujas constantes de tempo são de ordem de minutos.

Finalmente, os objetivos de controle da excitação, que é local, podem ser sumarizados como: (a) manter a tensão terminal do gerador dentro de tolerâncias especificadas; (b) Regular o fluxo de reativo entre máquinas e (c) Amortecer as oscilações do rotor da máquina quando da ocorrência de perturbações no sistema. Esta última função de regulador de tensão advém do fato de que a tensão do campo do gerador pode afetar significativamente o torque elétrico da máquina, já que as constantes de tempo dos sistemas de controle de excitação modernos são da ordem de milissegundos. O

amortecimento de oscilações eletromecânicas é implementado a partir do *Estabilizador de Sistemas de Potência*, indicado na Fig.6.1.

Neste curso estaremos particularmente interessados na ação do controle primário e, sobretudo, do controle automático de geração.

O controle primário será analisado em detalhes na Seção 6.5. Entretanto, é conveniente apresentar desde logo a malha de controle a ele associada. A Fig. (6.2) apresenta esquematicamente os principais componentes desta malha. O regulador de velocidade para o conjunto turbina-gerador é composto genericamente de um transdutor de velocidade e amplificadores de deslocamento e força, referidos como *servomotor piloto* e *servomotor principal* na Fig. (6.2). A saída do sensor de velocidade é um deslocamento proporcional à velocidade do conjunto turbina-gerador. Tanto o deslocamento quanto a força produzidos pelo sensor são pequenos e necessitam ser amplificados, através de um ou mais estágios de amplificadores hidráulicos, que correspondem aos servomotores acima referidos. É a saída do servo-motor principal que atua sobre a válvula da turbina.

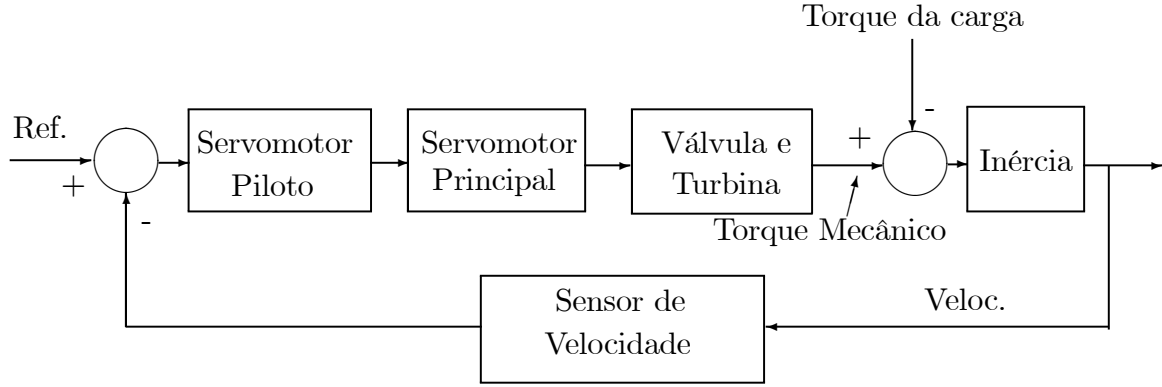


Figura 6.2: Malha de controle primário de velocidade

Nas seções seguintes, será importante considerar o mecanismo de balanço dos torques que atuam sobre as massas girantes da unidade geradora. Se ω é o desvio de velocidade em rad/s relativo à velocidade síncrona, P_m é a potência mecânica produzida pela turbina, em pu , e P_e é a potência elétrica gerada, também em pu , sabe-se que

$$\frac{H}{\pi f^0} \frac{d}{dt}(\omega_{rad/s}) = P_{m,pu} - P_{e,pu} \quad (6.1)$$

onde H é a constante de inércia da unidade e f^0 é a frequência nominal. Frequentemente a velocidade é expressa em pu da velocidade síncrona, caso em que a Eq. (6.1) assume a forma:

$$2H \frac{d}{dt}(\omega_{pu}) = P_{m,pu} - P_{e,pu} \quad (6.2)$$

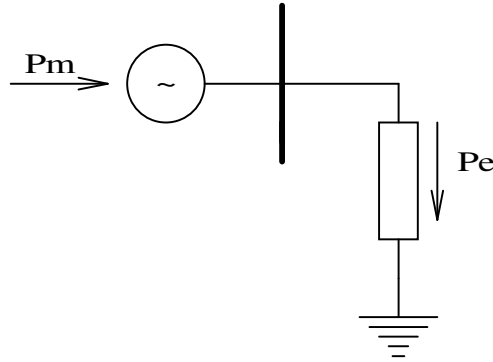


Figura 6.3: Gerador alimentando carga isolada.

6.3 Modelos Linearizados para Análise sem Controle Primário

6.3.1 Modelo de Gerador Isolado Alimentando Carga para Pequenas Perturbações

Em estudos de controle, trabalha-se em geral com a hipótese de pequenas perturbações com respeito a um ponto de operação. Considerando-se estas condições na Eq.(??) (o subscrito que indica sistema p.u. será, por conveniência, abandonado):

$$2H \frac{d}{dt}(w_0 + \Delta w) = P_m^0 + \Delta P_m - (P_e^0 + \Delta P_e) \quad (6.3)$$

onde o superescrito “0” significa que as variáveis correspondem ao ponto de operação com respeito ao qual é feita a linearização. Como w_0 é constante e supondo $P_m^0 = P_e^0$:

$$2H \frac{d}{dt}(\Delta w) = \Delta P_m - \Delta P_e \quad (6.4)$$

Examinemos agora os termos ΔP_m e ΔP_e . Dentro da faixa de variações de velocidade em que se tem interesse, será suposto que ΔP_m depende essencialmente de variações na posição das válvulas de admissão de vapor ou do distribuidor das turbinas, e assim independe de Δw .

Será também suposto que a potência elétrica da carga pode ser afetada por variações de frequência, sendo esta dependência expressa como:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D \times \Delta w \quad (6.5)$$

onde ΔP_L corresponde a variações da carga à frequência nominal e D é o coeficiente de variação da carga com a frequência. Em geral, as cargas industriais podem ser supostas como variando linearmente com a frequência, na forma dada pela Eq.(6.5) ¹. Para cargas puramente resistivas, $D = 0$.

¹Obviamente, isto se aplica apenas para pequenas perturbações.

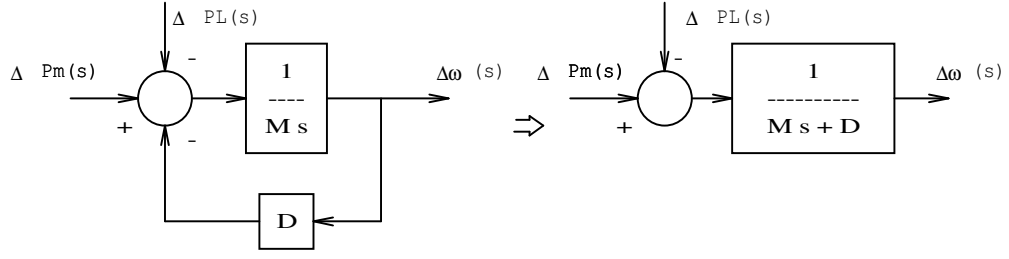


Figura 6.4: Diagramas de bloco para sistema gerador-carga isolada.

Substituindo-se (6.5) em (6.4):

$$2H \frac{d}{dt}(\Delta w) = \Delta P_m - \Delta P_L - D \Delta w \quad (6.6)$$

ou, aplicando a transformada de Laplace (com condições iniciais todas nulas):

$$2Hs \Delta w(s) = \Delta P_m(s) - \Delta P_L(s) - D \Delta w(s) \quad (6.7)$$

Se for redefinido $M = 2H$:

$$\Delta w(s) = \frac{1}{Ms} (\Delta P_m(s) - \Delta P_L(s) - D \Delta w(s)) \quad (6.8)$$

O diagrama de blocos para o sistema “gerador alimentando carga isolada” é dado na Fig. (6.4).

6.3.2 Caso de Duas Máquinas Interligadas

A Fig. (6.5) representa esquematicamente um sistema composto por dois geradores interligados através de uma linha de transmissão cuja resistência é desprezada. A potência transmitida P_{12} é dada por

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \sin \delta_{12} \quad (6.9)$$

onde $\delta_{12} \triangleq \delta_1 - \delta_2$.

Como estamos interessados na análise para pequenas perturbações, P_{12} deve ser linearizada com respeito a um dado ponto de operação:

$$P_{12} \approx P_{12}^0 + \left. \frac{\partial P_{12}}{\partial \delta_{12}} \right|_0 \Delta \delta_{12} \quad (6.10)$$

Se $\Delta P_{12} = P_{12} - P_{12}^0$, a Eq.(6.10) fornece:

$$\Delta P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \times \cos(\delta_{12}^0) \times \Delta \delta_{12} \quad (6.11)$$

Definindo-se o coeficiente de potência de sincronização como:

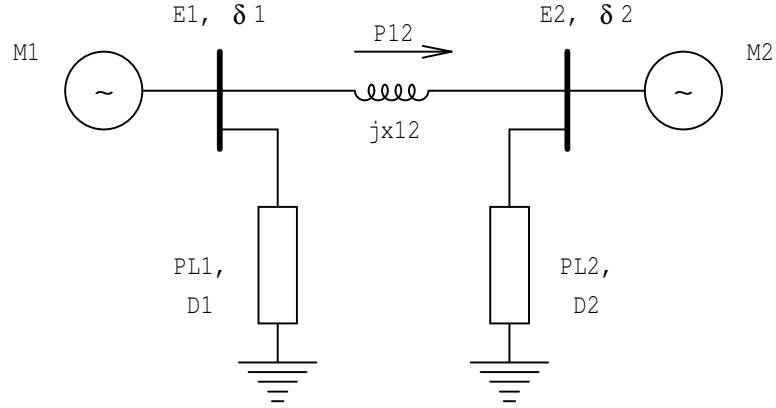


Figura 6.5: Sistema de duas máquinas interligadas.

$$\bar{T} = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \cos \delta_{12}^0 \quad (6.12)$$

as equações para as duas máquinas serão dadas por:

$$M_1 \frac{d}{dt}(\Delta w_1) = \Delta P_{m_1} - \Delta P_{L_1} - D_1 \Delta w_1 - \bar{T} \Delta \delta_{12} \quad (6.13)$$

$$M_2 \frac{d}{dt}(\Delta w_2) = \Delta P_{m_2} - \Delta P_{L_2} - D_2 \Delta w_2 + \bar{T} \Delta \delta_{12} \quad (6.14)$$

$$\Delta \delta_{12} = 2\pi f_0 \int_0^t (\Delta w_1 - \Delta w_2) dt \quad (6.15)$$

onde foram redefinidos:

$$M_1 = 2H_1$$

$$M_2 = 2H_2$$

Aplicando-se a transformada de Laplace às Eqs. (6.13)-(6.15):

$$\Delta w_1(s) = \frac{1}{M_1 s} (\Delta P_{m_1} - \Delta P_{L_1}(s) - D_1 \Delta w_1(s) - \bar{T} \Delta \delta_{12}(s)) \quad (6.16)$$

$$\Delta w_2(s) = \frac{1}{M_2 s} (\Delta P_{m_2} - \Delta P_{L_2}(s) - D_2 \Delta w_2(s) + \bar{T} \Delta \delta_{12}(s)) \quad (6.17)$$

$$\Delta \delta_{12}(s) = \frac{2\pi f_0}{s} (\Delta w_1(s) - \Delta w_2(s)) \quad (6.18)$$

O diagrama de blocos correspondente é dado na Fig. (6.6), onde a constante T é definida como:

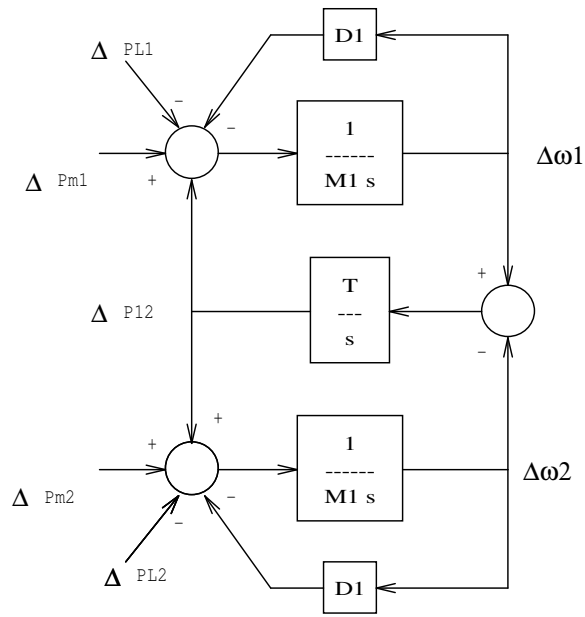


Figura 6.6: Diagrama de blocos para sistema de duas áreas interligadas.

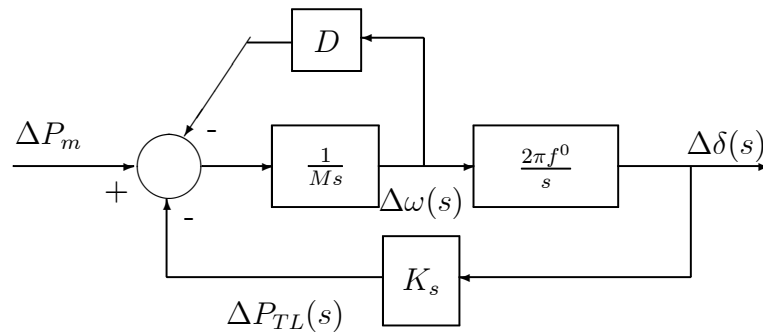


Figura 6.7: Sistema máquina-barra infinita

$$T = 2\pi f_0 \bar{T}$$

6.3.3 Caso Máquina - Barra Infinita

Este é um caso particular do caso anterior, considerando-se um dos sistemas (por exemplo, o sistema 2) como barra infinita ($\Delta w_2 = 0$). Obtem-se diagrama de blocos da Fig. (6.7). O coeficiente de potência de sincronização K_S é igual ao coeficiente $\bar{T}$ da Eq. (6.12), que neste caso é dado por:

$$K_S = \frac{EE_\infty}{x_e} \times \cos \delta_0 \quad (6.19)$$

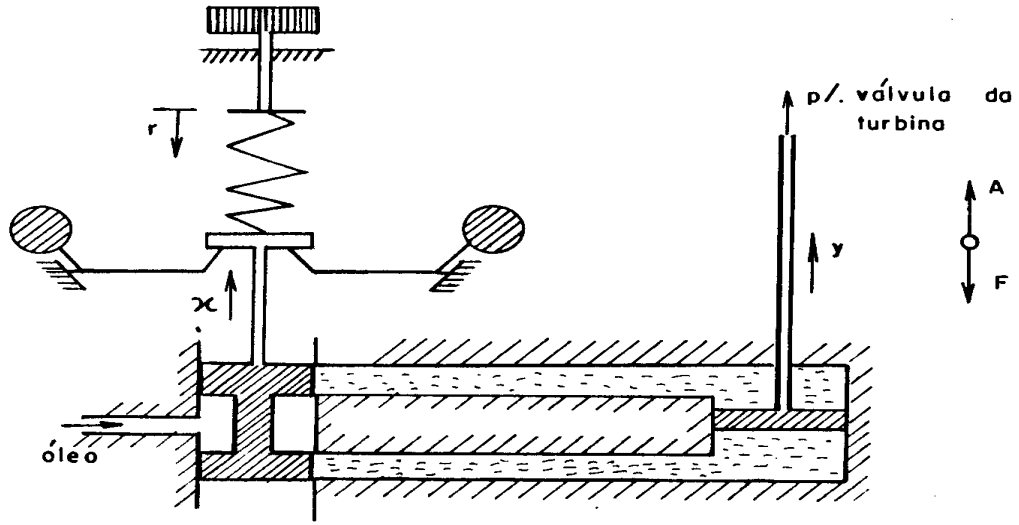


Figura 6.8: Regulador isócrono.

6.4 Características dos Reguladores de Velocidade

6.4.1 Regulador Isócrono

A Fig. (6.8) mostra o esquema de um regulador isócrono que utiliza um sensor centrífugo cujo deslocamento é amplificado por um amplificador hidráulico.

Desprezando-se as forças de reação de origem hidráulica, as forças que atuam sobre a válvula-carretel são a força devida à mola, F_m , e a força centrífuga, F_c , dadas por:

$$F_m = K_m(\Delta x + \Delta r) \quad (6.20)$$

$$F_c = K_c \Delta w \quad (6.21)$$

No equilíbrio, $F_m = F_c$, de modo que:

$$K_m \Delta x + K_m \Delta r = K_c \Delta w \quad (6.22)$$

Por outro lado, supondo a pressão do óleo aproximadamente constante, é possível se relacionar a vazão do óleo a Δx , para pequenos deslocamentos, por:

$$\Delta Q = K_Q \Delta x \quad (6.23)$$

Se ΔV é a variação de volume de óleo que exerce pressão na parte superior do pistão do servomotor:

$$\Delta Q = \frac{d(\Delta V)}{dt} = A \frac{d(-\Delta y)}{dt} \quad (6.24)$$

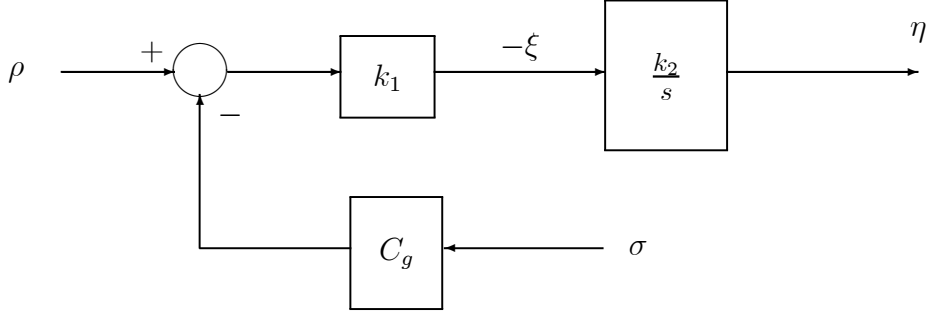


Figura 6.9: Diagrama de blocos preliminar para o regulador isócrono

onde o sinal negativo traduz as variações em sentidos opostos de Δx e Δy . De (6.23) e (6.24):

$$\frac{d(\Delta y)}{dt} = -K_y \Delta x \quad (6.25)$$

onde $K_y \triangleq K_Q/A$.

As equações (6.22) e (6.25) servem de base para o diagrama de blocos da Fig. (6.9), onde as variáveis Δr , Δx , Δy e Δw são substituídas por seus respectivos valores em p.u. de quantidades-base apropriadas ρ , ξ , η e σ , respectivamente. As constantes que aparecem no diagrama de blocos da Fig. (6.9) são definidas como:

$$C_g \triangleq \frac{K_c w_B}{K_m r_B} \quad (6.26)$$

$$k_1 \triangleq \frac{r_B}{x_B} \quad (6.27)$$

$$k_2 \triangleq \frac{K_y x_B}{y_B} \quad (6.28)$$

onde o índice B indica valores-base.

Definindo-se:

$$T_R \triangleq \frac{1}{k_1 k_2} = \frac{y_B}{K_y r_B} \quad (6.29)$$

o diagrama de blocos da Fig. (6.9) pode ser simplificado para a forma indicada na Fig. (6.10).

A presença do integrador em uma malha de controle de velocidade que utiliza um regulador isócrono faz com que a característica estática (*frequência $\times$ potência gerada*) seja plana, como mostrado na Fig. 6.11. Este tipo de característica não é apropriada para a operação em paralelo envolvendo vários geradores, caso pelo menos dois deles tenham sua velocidade controlada por regulador isócrono. Como indicado na Fig. 6.12, esta situação provocaria uma indefinição de ponto de operação do sistema, e portanto operação instável.

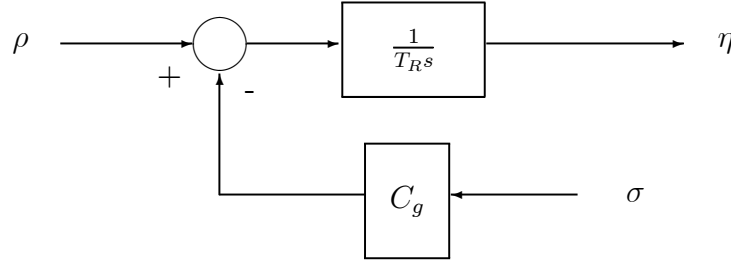


Figura 6.10: Diagrama de blocos para o regulador isócrono

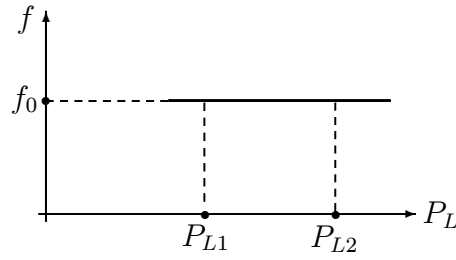


Figura 6.11: Característica estática de um regulador isócrono

6.4.2 Regulador com Queda de Velocidade

Para corrigir as características indesejáveis do regulador isócrono, introduz-se a conexão entre a haste do servopistão e o controle da válvula corretel, como mostrado na Fig. (6.13).

O efeito do conexão entre a haste do servopistão e o controle da válvula corretel é a introdução de um ganho de realimentação entre η e $-\xi$, conforme mostrado no diagrama de blocos da Fig. (6.14), em que o *estatismo permanente* R é definido como $R \triangleq 1/C_g$. O diagrama da Fig. (6.14) pode ser redesenhado como na Fig. (6.15), onde:

$$K_1 = K_1/K_3 \quad (6.30)$$

e

$$T_1 = 1/K_2 K_3 \quad (6.31)$$

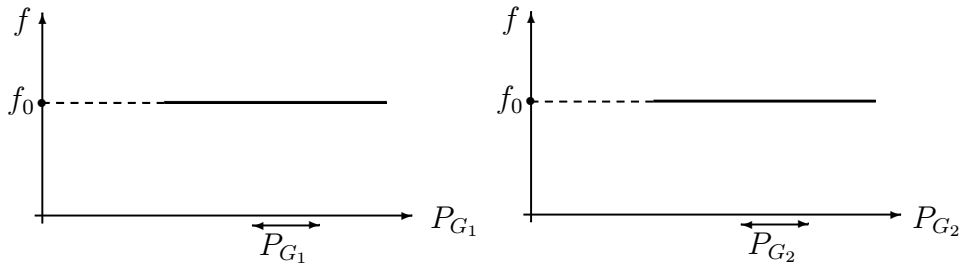


Figura 6.12: Indefinição do ponto de operação na operação em paralelo de unidades controladas por regulador isócrono.

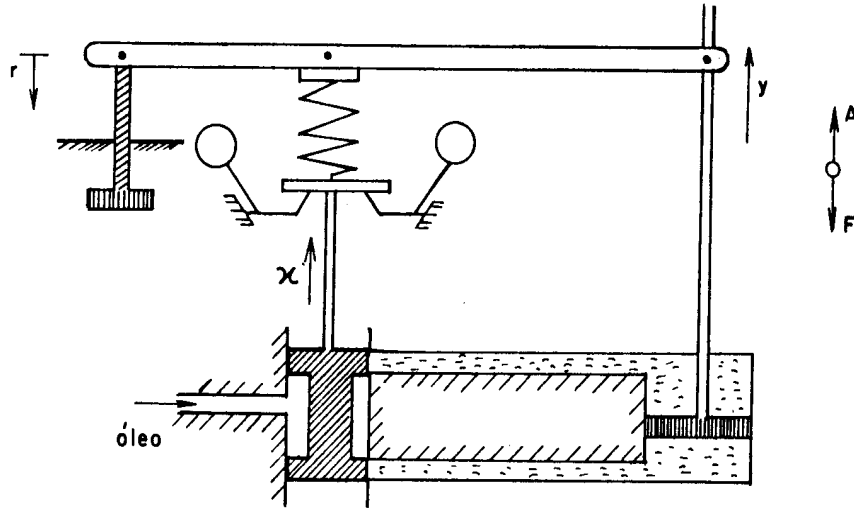


Figura 6.13: Regulador com queda de velocidade.

Vejamos agora como a variação na frequência, σ , se comporta frente a variações na carga ΔT_L . Considerando que a turbina pode ser representada por uma função de transferência de primeira ordem, como é típico das unidades térmicas sem reaquecimento, a malha de controle de velocidade utilizando um regulador com queda de velocidade é apresentada na Fig. 6.16.

Supondo referência constante, o diagrama de blocos da Fig. 6.16 pode ser redesenhado como na Fig. (6.17).

Assim,

$$\frac{\sigma(s)}{\Delta T_L(s)} = -\frac{(1 + T_1 s)(1 + T_c s)}{M s(1 + T_1 s)(1 + T_2 s) + 1/R} = F_{\sigma L}(s) \quad (6.32)$$

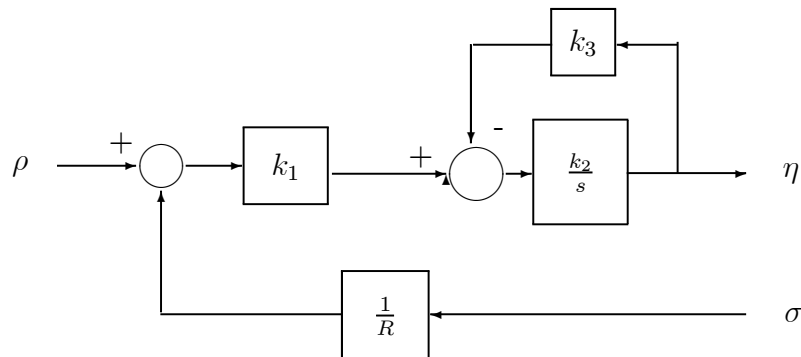


Figura 6.14: Diagrama de blocos de um regulador com queda de velocidade

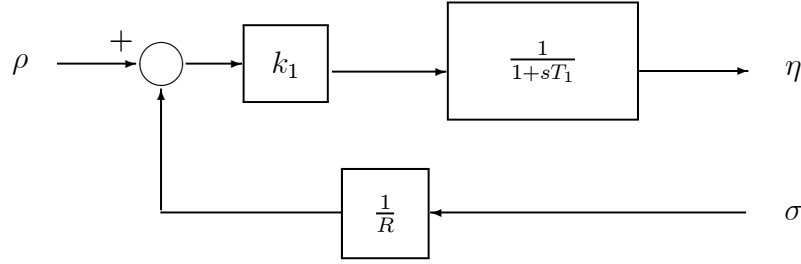


Figura 6.15: Diagrama de blocos simplificado de um regulador com queda de velocidade.

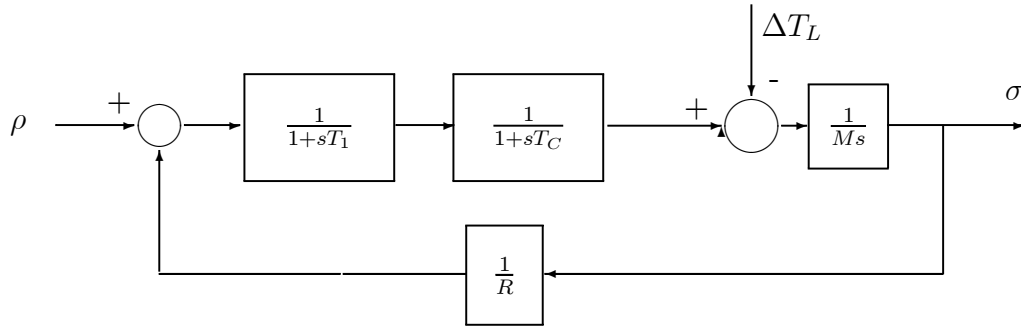


Figura 6.16: Controle primário usando regulador com queda de velocidade

Supondo uma variação em degrau na carga, $\Delta T_L(s) = \frac{L}{s}$ e usando o teorema do valor final, obtêm-se o desvio de frequência em regime:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \sigma(t) = \lim_{s \rightarrow 0} F_{\sigma L}(s) = -RL \quad (6.33)$$

A Fig. (6.18) mostra $\sigma(t)$ após uma variação em degrau em ΔT_L , para dois diferentes valores do estatismo, $R_2 > R_1$.

Em regime permanente, as variações da frequência com a carga são em geral representadas em um diagrama $f \times P_L$, conhecido como *característica de carga-frequência em regime permanente* (Fig. 6.19).

Nota-se que, com um regulador com queda de velocidade, e no caso de um sistema isolado, um aumento de carga provoca uma queda de frequência. Esta característica se contrapõe à do regulador isócrono, que é plana (isto é, em regime o erro de frequência é sempre nulo).

Com o regulador com queda de velocidade, a frequência é restabelecida ao seu valor nominal após uma variação de carga variando-se a referência do regulador (variador de velocidade). Isto tem o efeito de deslocar a característica paralelamente à posição anterior, conforme mostra a Fig. 6.19.

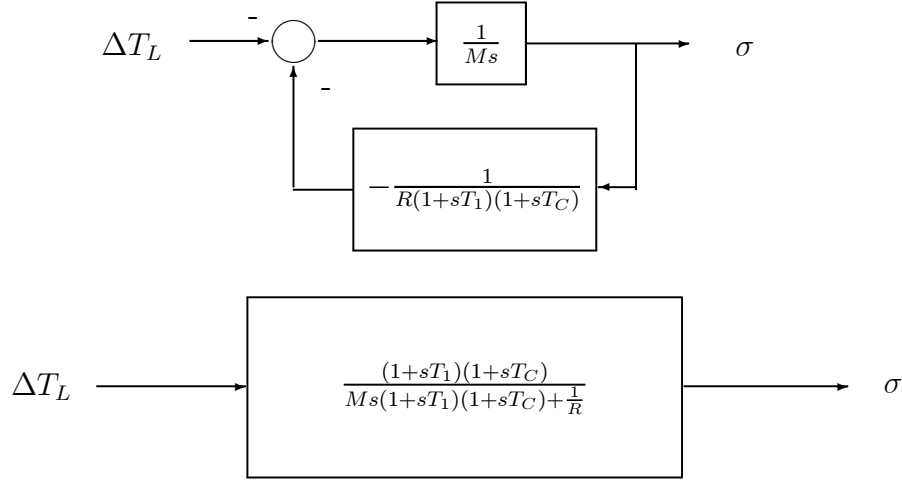


Figura 6.17: Diagrama de blocos anterior com ΔT_L como entrada.

Interpretação do Parâmetro R (Estatismo)

Considere o diagrama de blocos do controle primário utilizando regulador com queda de velocidade mostrado na Fig. (6.16). e suponha que $\rho = 0$ (referência mantida constante) e $\sigma(s) = \sigma_0/s$ (variação em degrau, de amplitude σ_0 , da velocidade). Aplicando-se o Teorema de valor final:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \eta(t) = \lim_{s \rightarrow 0} \left(-\frac{1}{R} \times \frac{1}{1 + T_1 s} \right) \times \frac{\sigma_0}{s} = -\frac{\sigma_0}{R} \quad (6.34)$$

Da Eq. (6.34) pode-se concluir que o valor em regime de desvio de velocidade expresso em p.u. que provocará uma variação na posição do êmbolo do servomotor de 1,0 p.u. é R . Como o valor de y_B normalmente usado é igual ao deslocamento do êmbolo da condição de vazio para plena carga, isto significa que, correspondentemente, a velocidade variará de seu valor em vazio para o valor a plena carga, este último sendo considerado o valor nominal base, w_B . Logo:

$$R = |\sigma_0| = \left| \frac{\Delta w}{w_B} \right| = \frac{w_{vazio} - w_B}{w_B} \quad (6.35)$$

Em razão do lado esquerdo da Eq. (6.35), o parâmetro R é alguma vezes referido como *regulação de velocidade*.

6.5 Controle Primário de Velocidade

Esta seção trata da malha mais interna associada ao controle de velocidade de geradores síncronos, que é implementada localmente, isto é, na própria usina de que faz parte o gerador.

O caso de um gerador isolado alimentando uma carga é inicialmente enfocado. Para situar o problema, um exemplo numérico ilustrativo é introduzido, a partir do

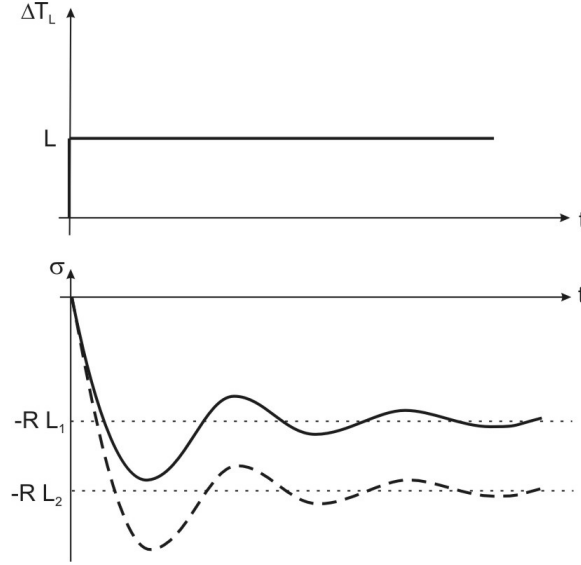


Figura 6.18: Resposta a um degrau de carga para dois valores distintos de estatismo, $R_2 > R_1$.

qual se procura comparar o comportamento do sistema com e sem regulador e analisar os fenômenos físicos envolvidos. Em seguida, são discutidos os efeitos da regulação primária após uma variação da carga para o caso de duas ou mais máquinas. Exemplos numéricos que buscam enfatizar a interpretação física do estatismo e determinar as contribuições individuais dos diversos geradores do sistema são fornecidos.

6.5.1 Sistema Isolado

Exemplo Numérico Ilustrativo

Considere o sistema isolado cujo diagrama de blocos está mostrado na Fig. (6.20), que é composto de um regulador com queda de velocidade associado a uma unidade a vapor sem rea aquecimento. Os dados para o sistema são os seguintes:

- Capacidade Nominal: $P_{nom} = 2.000 \text{ MW}$
- Carga nominal: $P_{D,nom} = 1000 \text{ MW}$
- Constante de inércia: $H = 5,0 \text{ seg}$
- Variação da carga com a frequência: 1% de variação da frequência $\Rightarrow$ 1% de variação da carga.

Para que os desvios de frequência sejam expressos em Hertz, a equação de oscilação deve ter seu lado esquerdo modificado, como mostrado abaixo:

$$2H \frac{d}{dt}(\Delta w_{pu}) = \frac{H}{\pi f^0} \frac{d}{dt}(\Delta w_{rad/s}) = \frac{2H}{f^0} \frac{d}{dt}(\Delta f_{Hz}) = \Delta P_{mec} - \Delta P_e$$

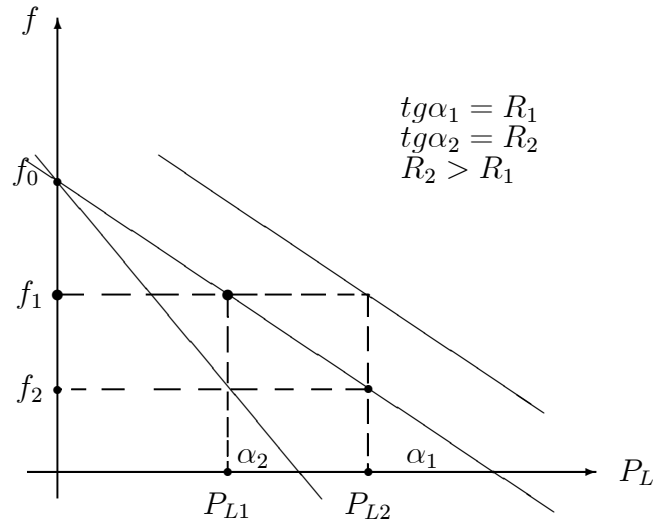


Figura 6.19: Característica carga-frequência em regime permanente

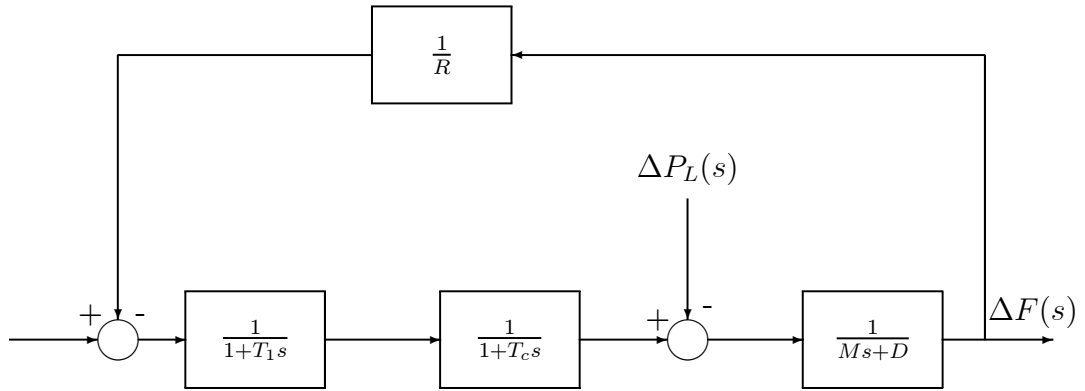


Figura 6.20: Sistema térmico sem rea aquecimento.

de modo que, para Δf expresso em Hz:

$$M = \frac{2H}{f^0} \quad (6.36)$$

Com os valores numéricos dados:

$$M = \frac{2 \times 5,0}{60} = \frac{1}{6}s$$

$$D = \frac{1000/2000}{60} pu \text{ MW/Hz} = \frac{1}{120} pu \text{ MW/Hz}$$

$$\frac{1}{Ms + D} = \frac{1/D}{1 + s(M/D)} = \frac{120}{1 + 20s}$$

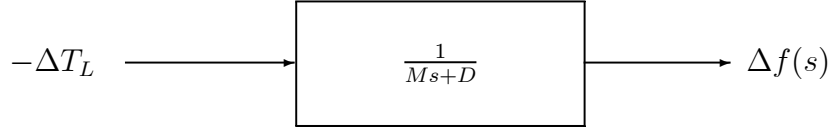


Figura 6.21: Unidade térmica com regulador bloqueado.

Desempenho com Regulador Bloqueado

Supondo regulador bloqueado, o diagrama de blocos da Fig. (6.20) reduz-se àquele mostrado na Fig. (6.21).

Para uma variação em degrau no torque da carga, de amplitude ΔL :

$$\Delta f(s) = -\frac{(1/D)}{1 + s(M/D)} \times \frac{\Delta L}{s}$$

ou

$$\Delta f(t) = -\frac{\Delta L}{D}(1 - e^{-t/(M/D)}) \quad (6.37)$$

Da equação Eq. (6.37), pode-se extrair as seguintes conclusões:

1. O desvio de frequência em regime permanente é dado por:

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\Delta L}{D} \quad (6.38)$$

Ou seja, o desvio de frequência é limitado apenas pela redução de carga com a queda de frequência;

2. O transitório é do tipo de primeira ordem, e a resposta fica confinada em uma faixa de 5% do valor de regime após um tempo dado por:

$$t_{r_{5\%}} = 3\tau = 3 \frac{M}{D}$$

3. Para os valores numéricos típicos dados e um incremento de carga de $20MW = 0,01 \text{ pu}$:

$$\Delta f(\infty) = -\frac{0,01}{(1/120)} = -1,2 \text{ Hz}$$

$$f(\infty) = 58,8 \text{ Hz}$$

$$t = \frac{M}{D} = 20 \text{ s}$$

$$t_{r_{5\%}} = 3 \times 20 = 60 \text{ s}$$

Desempenho com Regulação Primária

Por conveniência, será considerado inicialmente que a ação do conjunto turbina + regulador é “instantânea” comparada com o resto do sistema (T_c e T_1 são da ordem de 1,0 seg, enquanto que, no caso, $(M/D) = 20$ s).

Assim, considerando $T_1 = T_c = 0$ no diagrama de blocos da Fig. (6.20):

$$\frac{\Delta f(s)}{\Delta T_L(s)} = -\frac{\frac{1}{Ms+D}}{1 + \frac{1}{R} \times \frac{1}{Ms+D}} = -\frac{R}{RM s + (RD + 1)} = -\frac{1}{D + \frac{1}{R}} \times \frac{1}{1 + s(\frac{M}{D + \frac{1}{R}})}$$

O desvio de frequência provocada por um degrau de amplitude ΔL será dado portanto por:

$$\Delta f(t) = -\frac{\Delta L}{D + \frac{1}{R}} \times (1 - e^{-\frac{t}{M/(D + \frac{1}{R})}}) \quad (6.39)$$

Considerando-se $R = 4\%$, ou

$$R = 0,04 \text{ pu Hz/pu MW} = 0,04 \times 60 \text{ Hz/pu MW} = 2,4 \text{ Hz/pu MW}$$

e os dados da Subseção 3.1.1:

$$\Delta f(t) = -0,0235(1 - e^{-t/0,393})$$

Comparando-se a Eq. (6.37) com a Eq. (6.39), pode-se extrair as seguintes conclusões:

1. O desvio de frequência estática em malha fechada é:

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

Isto é, o desvio de frequência em malha fechada é limitado não só por D , nas também pelo inverso do estatismo permanente;

2. Com as aproximações feitas, o transitório de frequência é de primeira ordem, mas agora o tempo de resposta a 5% é:

$$t_{r_{5\%}} = 3\tau_{MF} = 3 \times \frac{M}{D + \frac{1}{R}},$$

onde τ_{MF} é a constante de tempo em malha fechada do sistema.

3. Para os valores numéricos dados:

$$\Delta f(\infty) = -0,0235 \text{ Hz}$$

$$f(\infty) = 59,9765 \text{ Hz}$$

$$t_{r_{5\%}} \approx 1,2 \text{ s}$$

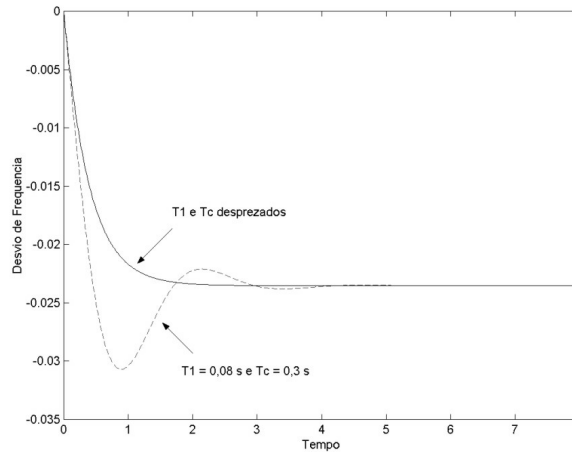


Figura 6.22: Desvio de frequência em função do tempo.

4. Da Eq. (6.39), nota-se que quanto menor o estatismo permanente R , menor serão a constante de tempo em malha fechada e o desvio estático de frequência. Há que se levar em conta, entretanto, a questão da estabilidade da malha de controle, que não é evidente de análise precedente porque foram desprezadas as dinâmicas do regulador e da turbina. Na prática, há um limite inferior para R (i. é, um limite superior para o ganho em malha aberta) para que não se ponha em risco a estabilidade da malha de controle.

A Fig. (6.22) apresenta o comportamento do desvio de frequência em função do tempo. Apresenta-se também o comportamento que se obteria se fossem consideradas dinâmicas realísticas do regulador e turbina.

Interpretação física Imediatamente após a aplicação do incremento de carga, a energia para satisfazê-lo é retirada das únicas fontes de armazenamento de energia do sistema, que são as massas girantes (que armazenam energia cinética). A taxa inicial de decréscimo da energia cinética é de 20 MJ/seg , e a desaceleração inicial é dada por:

$$\frac{\Delta f(\infty)}{\tau_{MF}} = \frac{0,0235}{0,393} = 0,06 \text{ Hz/s}$$

Com a queda de velocidade, dois novos fenômenos ocorrem: a entrada em ação do regulador, que sente esta queda de velocidade e age no sentido de aumentar a potência gerada, e a queda da carga com a frequência.

Assim, o suprimento do degrau de carga é composto de 3 componentes:

- a) A energia tomada emprestada da energia cinética das massas girantes do sistema;
- b) O aumento da geração, provocada pela ação do regulador;
- c) A redução da carga, por efeito da queda de frequência.

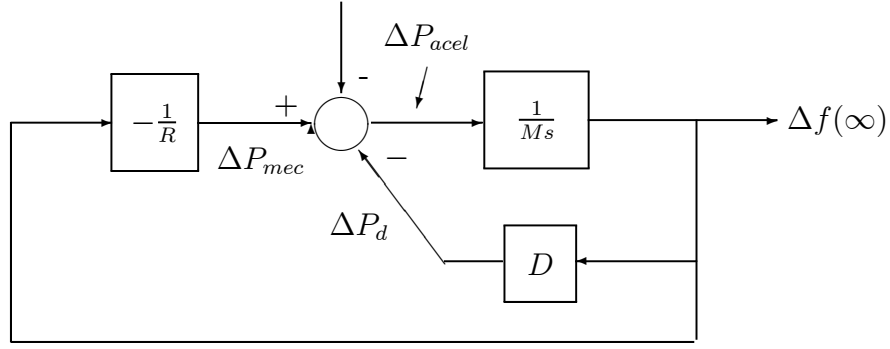


Figura 6.23: Malha de controle de velocidade em regime permanente

As parcelas (b) e (c) são inicialmente nulas, mas aumentam com o tempo, de modo que a contribuição de (a) diminui, e a velocidade finalmente se nivela em um novo valor final constante, quando então a contribuição (a) deixa de existir.

Para determinar as contribuições (b) e (c) em regime permanente, considere o diagrama de blocos da malha de controle de velocidade redesenhado como na Fig. (6.23).

Em regime:

$$\Delta f(\infty) = \text{constante} \quad e \quad \Delta P_{acel} = 0$$

Logo:

$$\Delta P_{mec}(\infty) - \Delta P_d(\infty) = \Delta L \quad (6.40)$$

Além disso:

$$\Delta P_{mec}(\infty) = -\frac{1}{R} \times \Delta f(\infty) = -\frac{1}{2,4} \times (-0,0235) \text{ pu MW} = \frac{0,0235 \times 2000}{2,4} \text{ MW} = 19,6 \text{ MW} \quad (6.41)$$

e

$$\Delta P_d(\infty) = D \times \Delta f(\infty) = 8,33 \times 10^{-3} \times (-0,0235) \times 2000 \text{ MW} = -0,4 \text{ MW} \quad (6.42)$$

Substituindo as Eqs. (6.42) e (6.41) na Eq. (6.40), verifica-se que:

$$19,6 - (-0,4) = 19,6 + 0,4 = 20 \text{ MW}$$

6.5.2 Caso de Duas Máquinas Interligadas

Desempenho com Reguladores Bloqueados

A Fig. (6.24) representa o diagrama de blocos de dois geradores interligados com os respectivos reguladores bloqueados.

Deseja-se determinar a resposta a uma variação ΔP_{L_1} da carga na área 1. A partir dos diagramas de blocos da Fig. (6.24), tem-se:

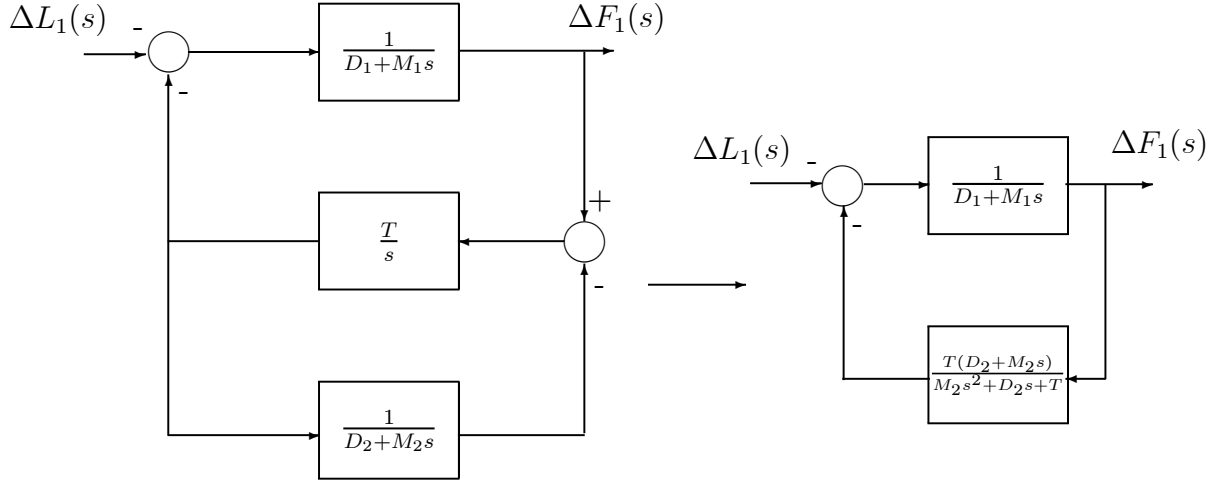


Figura 6.24: Sistema de duas máquinas com reguladores bloqueados

$$G(s) = \frac{\Delta F_1(s)}{\Delta P_{L_1}(s)} = \frac{-(M_2 s^2 + D_2 s + T)}{(M_1 s + D_1)(M_2 s^2 + D_2 s + T) + T(M_2 s + D_2)} \quad (6.43)$$

Em regime permanente:

$$\Delta f(\infty) = \lim_{s \rightarrow 0} s G(s) \frac{\Delta P_{L_1}}{s} = G(0) \times \Delta P_{L_1} = -\frac{\Delta P_{L_1}}{D_1 + D_2} \quad (6.44)$$

e

$$\Delta P_{TL_{12}}(\infty) = \frac{T D_2}{T} \Delta f(\infty) = -\frac{D_2 \Delta P_{L_1}}{D_1 + D_2} \quad (6.45)$$

Se a variação de carga for na área 2, tem-se:

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\Delta P_{L_2}}{D_1 + D_2} \quad (6.46)$$

e

$$\Delta P_{TL_{12}}(\infty) = \frac{D_1 \Delta P_{L_2}}{D_1 + D_2} \quad (6.47)$$

Estes resultados podem ser obtidos a partir do diagrama de blocos da Fig. (6.6). Por exemplo, utilizando-se a função de transferência:

$$\frac{\Delta F_2(s)}{\Delta P_{L_2}(s)} = \frac{-(M s^2 + D_1 s + T)}{(M_1 s^2 + D_1 s + T)(M_2 s + D_2) + T(M_1 s + D_1)} \quad (6.48)$$

obtida daquele diagrama de blocos, verifica-se facilmente que:

$$\Delta f_2(\infty) = \Delta f(\infty) = \frac{T}{-T D_2 - T D_1} \Delta P_{L_2} = -\frac{\Delta P_{L_2}}{D_1 + D_2} \quad (6.49)$$

Consequentemente, do mesmo diagrama é fácil se concluir que:

$$\Delta P_{TL_{12}}(\infty) = \frac{-T D_1}{T} \Delta f(\infty) = \frac{D_1 \Delta P_{L_2}}{D_1 + D_2} \quad (6.50)$$

Sistema De Duas Máquinas com Regulação Primária

Supondo-se $T_1 = T_2 \approx 0$, $T_{c_1} = T_{c_2} \approx 0$ e, adicionalmente, considerando-se a hipótese de que as áreas são iguais, obtêm-se expressões similares às equações anteriores para os desvios de frequência e de potência de intercâmbio em regime permanente, com a única diferença de que D é substituído por $D + (1/R)$. Assim, teremos os seguintes casos:

Variação de carga $\Delta P_{L_1} = \Delta P_L$ na área 1 ($\Delta P_{L_2} = 0$) Frequência em regime permanente na área 1:

$$\Delta f_1(\infty) = \Delta f(\infty) = \frac{-\Delta P_L}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.51)$$

Frequência em regime permanente na área 2:

$$\Delta f_2(\infty) = \Delta f_1(\infty) = \Delta f \quad (6.52)$$

Potência de Intercâmbio:

$$\Delta P_{TL_{12}} = -\frac{\Delta P_L(D_2 + \frac{1}{R_2})}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.53)$$

Variação de carga $\Delta P_{L_2} = \Delta P_L$ na área 2 ($\Delta P_{L_1} = 0$): Frequência em regime permanente na área 1:

$$\Delta f_1(\infty) = \Delta f(\infty) = \frac{-\Delta P_L}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.54)$$

Frequência em regime permanente na área 2:

$$\Delta f_2(\infty) = \Delta f(\infty) = -\frac{\Delta P_L}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.55)$$

Potência de Intercâmbio:

$$\Delta P_{TL_{12}} = \frac{\Delta P_L(D_1 + \frac{1}{R_1})}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.56)$$

Todas as relações acima são derivadas do sistema de equações em regime permanente, obtido do diagrama de blocos para as duas máquinas interligadas com regulação primária mostrado na Fig. (6.25). Este sistema de equações é dado abaixo, onde se considera que todas as relações são válidas em regime permanente, e portanto se omite o argumento (∞) .

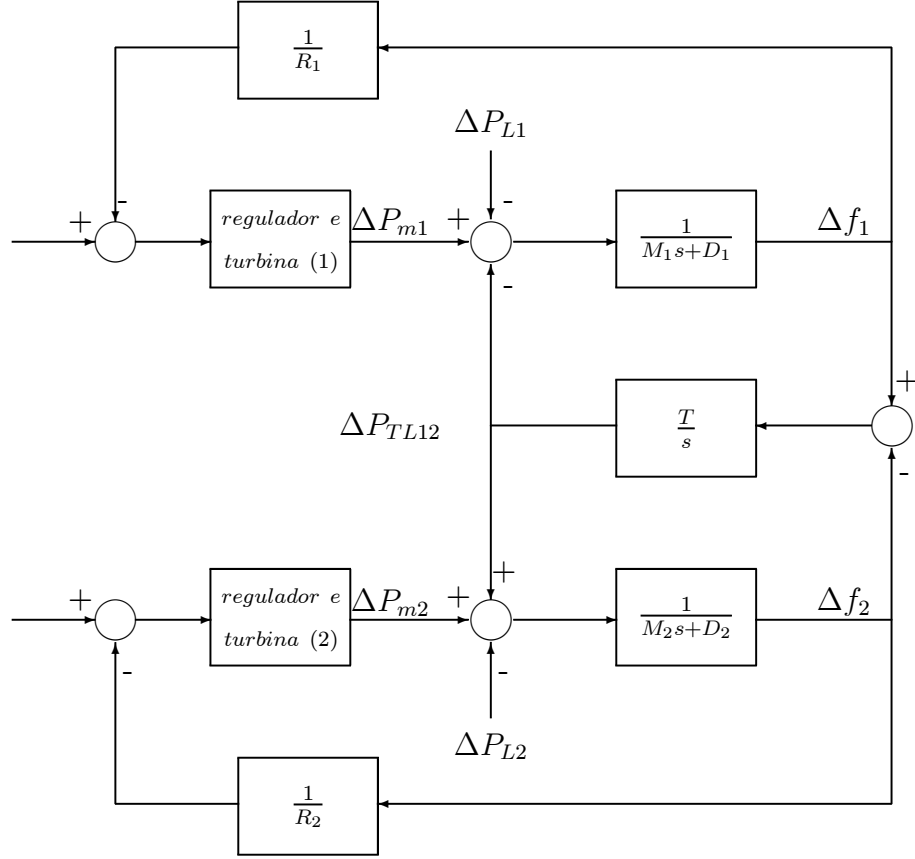


Figura 6.25: Sistema de duas máquinas com regulação primária.

$$\Delta f_1 = \Delta f_2 = \Delta f \quad (6.57)$$

$$\Delta P_{m1} - \Delta P_{TL12} - \Delta P_{L1} = D_1 \Delta f_1 \quad (6.58)$$

$$\Delta P_{m2} - \Delta P_{L2} + \Delta P_{TL12} = D_2 \Delta f_2 \quad (6.59)$$

$$\Delta P_{m1} = -\frac{\Delta f_1}{R_1} \quad (6.60)$$

$$\Delta P_{m2} = -\frac{\Delta f_2}{R_2} \quad (6.61)$$

Expressões gerais para Δf e ΔP_{TL12} em regime permanente podem ser obtidas das equações acima. Por exemplo, é fácil verificar que o sistema de equações pode ser re-escrito como:

$$-\frac{\Delta f_1}{R_1} - \Delta P_{TL12} - \Delta P_{L1} = D_1 \Delta f_1 \quad (6.62)$$

$$-\frac{\Delta f_2}{R_2} - \Delta P_{L2} - \Delta P_{TL12} = D_2 \Delta f_2 \quad (6.63)$$

ou ainda:

$$-\Delta P_{TL_{12}} - \Delta P_{L_1} = \Delta f_1(D_1 + \frac{1}{R_1}) \quad (6.64)$$

$$\Delta P_{TL_{12}} - \Delta P_{L_2} = \Delta f_2(D_2 + \frac{1}{R_2}) \quad (6.65)$$

Usando o fato de que os desvios de frequência são iguais em regime:

$$-\Delta P_{TL_{12}} - \Delta P_{L_1} = \Delta f(D_1 + \frac{1}{R_1}) \quad (6.66)$$

$$\Delta P_{TL_{12}} - \Delta P_{L_2} = \Delta f(D_2 + \frac{1}{R_2}) \quad (6.67)$$

$$(6.68)$$

e somando as equações acima, obtêm-se:

$$\Delta f(\infty) = \frac{-\Delta P_{L_1} - \Delta P_{L_2}}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.69)$$

De (6.63):

$$\Delta P_{TL_{12}}(\infty) = \Delta P_{L_2} + \frac{(-\Delta P_{L_1} - \Delta P_{L_2})(D_2 + \frac{1}{R_2})}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.70)$$

Supondo uma variação de carga na área 1, $\Delta P_{L_1} = \Delta P_L$ e $\Delta P_{L_2} = 0$, têm-se, da Eq. (6.69):

$$\Delta f(\infty) = \frac{-\Delta P_L}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.71)$$

e da Eq. (6.70):

$$\Delta P_{TL_{12}}(\infty) = -\frac{\Delta P_L(D_2 + \frac{1}{R_2})}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.72)$$

Supondo agora uma variação na área 2, $\Delta P_{L_2} = \Delta P_L$, com $\Delta P_{L_1} = 0$ tem-se:

$$\Delta f(\infty) = \frac{-\Delta P_L}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.73)$$

e

$$\Delta P_{TL_{12}}(\infty) = \frac{\Delta P_L(D_1 + \frac{1}{R_1})}{D_1 + \frac{1}{R_1} + D_2 + \frac{1}{R_2}} \quad (6.74)$$

Observação - Supondo $D_1 = D_2 = D$ e $R_1 = R_2 = R$, para um aumento de carga $\Delta P_{L_1} = \Delta P_L$ na área 1 a variação de frequência é:

$$\Delta f_1(\infty) = \frac{-\Delta P_L}{2(D + \frac{1}{R})} \quad (6.75)$$

e o desvio de frequência em regime permanente é a metade do desvio obtido se a área 1 estivesse isolada.

A variação de potência na interligação é:

$$\Delta P_{TL_{12}} = -\frac{\Delta P_L(D + \frac{1}{R})}{2(D + \frac{1}{R})} = -\frac{\Delta P_L}{2} \quad (6.76)$$

de modo que a metade da potência adicional para suprir o aumento de carga na área 1 será fornecida pela área 2.

Exemplo 6.1 *Comportamento Estático de um Sistema Composto por Três Máquinas - Seja um sistema de potência é composto de 3 unidades geradoras:*

- Unidade 1: *Potência nominal = 300 MW, $R=5\%$ na base da máquina, ajustada para fornecer 200 MW à frequência nominal;*
- Unidade 2: *Potência nominal = 220 MW, $R = 5\%$, ajustada para fornecer 150 MW à frequência nominal;*
- Unidade 3: *Potência nominal = 100 MW, $R=5\%$, fornece 50 MW à frequência nominal.*

O sistema alimenta uma carga constante e invariável com a frequência de 400 MW (ver Fig. (6.26)). Para um súbito aumento de carga de 80 MW, determinar:

1. *Quanto cada máquina alocará para este aumento de demanda;*
2. *A nova frequência a ser atingida, considerando que o sistema é dotado apenas de regulação primária.*

Solução:

1. Expressão dos estatismos em base comum (100 MVA).

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{pu} = \frac{\Delta P_G, pu \text{ MW}}{\Delta f, pu \text{ Hz}}$$

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{pu}^{(1)} = \left(\frac{1}{R}\right)_{pu} \times \frac{S_B}{S_B^{(1)}}$$

Aplicando-se a expressão acima às três máquinas:

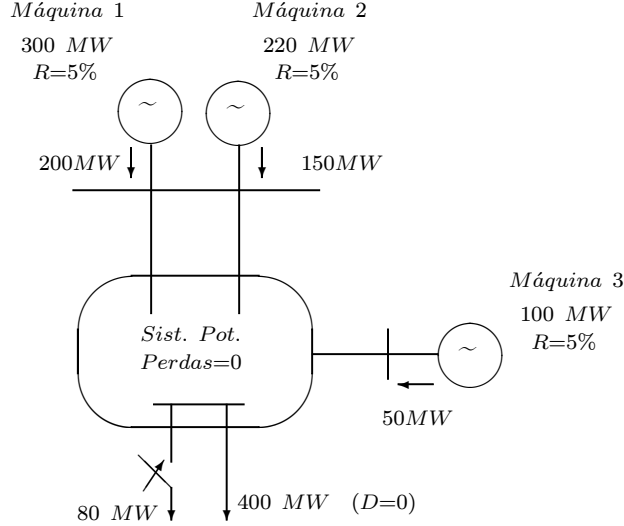


Figura 6.26: Sistema de 3 máquinas para exemplo resolvido.

$$\begin{aligned} \left(\frac{1}{R_1}\right)_{pu,base100} &= \frac{1}{0.05} \times \frac{300}{100} = 60 \text{ pu} \Rightarrow R_1 = 0.0167 \text{ pu} \\ \left(\frac{1}{R_2}\right)_{pu,base100} &= \frac{1}{0.05} \times \frac{220}{100} = 44 \text{ pu} \Rightarrow R_2 = 0.0227 \text{ pu} \\ \left(\frac{1}{R_3}\right)_{pu,base100} &= \frac{1}{0.05} \times \frac{100}{100} = 20 \text{ pu} \Rightarrow R_3 = 0.05 \text{ pu} \end{aligned}$$

2. Cálculo do desvio de frequência.

As frequências das máquinas a vazio são dadas por (ver Fig. (6.27)).

$$\begin{aligned} R_1 &= \frac{f_{v1} - 1}{2.0} \Rightarrow f_{v1} = 1.0334 \text{ pu} \\ R_2 &= \frac{f_{v2} - 1}{1.5} \Rightarrow f_{v2} = 1.034 \text{ pu} \\ R_3 &= \frac{f_{v3} - 1}{0.5} \Rightarrow f_{v3} = 1.025 \text{ pu} \end{aligned}$$

Como não há controle suplementar, um aumento de carga implicará em uma queda de frequência. Por outro lado, para suprir o aumento de carga passaremos a ter $P_{G1} + P_{G2} + P_{G3} = 480 \text{ MW}$ (4,8 p.u.). A partir da Fig. (6.28), têm-se:

$$\left. \begin{aligned} 1/R_1 &= \Delta P_{G1}/\Delta f(\infty) \\ 1/R_2 &= \Delta P_{G2}/\Delta f(\infty) \\ 1/R_3 &= \Delta P_{G3}/\Delta f(\infty) \end{aligned} \right\} \Rightarrow \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} = \frac{\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \Delta P_{G3}}{\Delta f(\infty)}$$

Mas $\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} + \Delta P_{G3} = \Delta P_L$. Logo, por analogia com o caso de uma máquina (com $D = 0$):

$$\Delta f(\infty) = \frac{\Delta P_L}{1/R_{eq}}$$

onde

$$\frac{1}{R_{eq}} \triangleq \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3}$$

Para o problema em questão:

$$\Delta f(\infty) = 0,8/(60. + 44. + 20.) = 0.00645 \text{ p.u.}$$

ou

$$\Delta f(\infty) = 0.00645 \times 60 = 0.387 \text{ Hz}$$

e

$$f_1 = f - \Delta f(\infty) = 59.613 \text{ Hz}$$

3. Cálculo das contribuições de potência de cada máquina.

As contribuições de cada máquina serão dadas por:

$$\Delta P_{G1} = \frac{1}{R_1} \times \Delta f(\infty) = 60. \times 0.00645 = 0.387 \text{ p.u.} = 38.7 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{G2} = \frac{1}{R_2} \times \Delta f(\infty) = 44. \times 0.00645 = 0.283 \text{ p.u.} = 28.3 \text{ MW}$$

$$\Delta P_{G3} = \frac{1}{R_3} \times \Delta f(\infty) = 20. \times 0.00645 = 0.13 \text{ p.u.} = 13.0 \text{ MW}$$

Verifica-se portanto que, com estatismos ajustados em um mesmo valor em p.u., a carga se distribui entre as máquinas de acordo com as suas capacidades nominais. Isto é, a máquina de maior capacidade nominal assume a maior parcela da carga, e assim por diante.

■

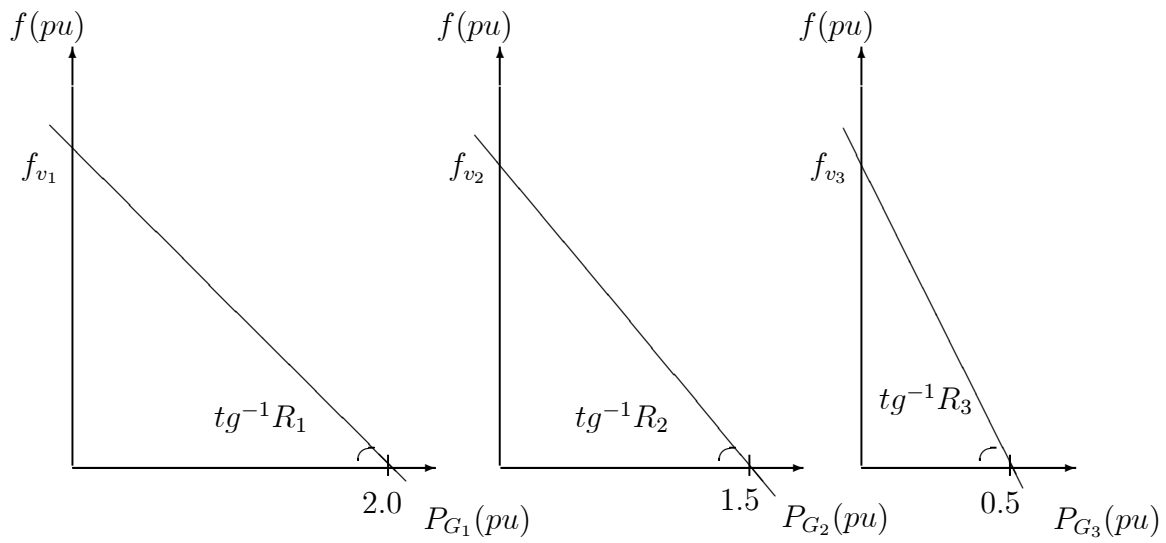


Figura 6.27: Características carga-freqüência individuais das máquinas

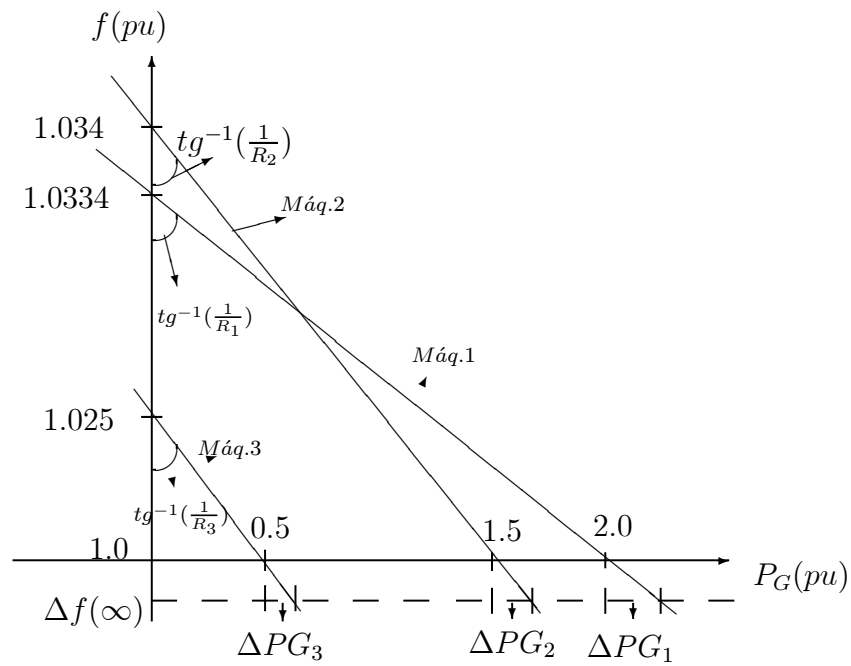


Figura 6.28: Características carga-freqüência das máquinas representadas em um mesmo par de eixos.

6.6 Operação Interligada de Sistemas Elétricos

Além do controle primário de velocidade visto no capítulo anterior, os geradores de um sistema elétrico interligado estão em geral sujeitos a uma outra malha de controle de velocidade, conhecida como *controle suplementar*, ou *controle secundário*, ou ainda *controle automático de geração*. Como foi visto nas seções anteriores, a ação do controle primário é responsável pela variação da potência gerada pela unidade de modo a igualar a demanda, após uma variação de carga. Isto entretanto se dá às custas de uma variação da frequência do sistema. No caso de sistemas interligados, também foi visto que variações de carga provocam adicionalmente desvios nas potências de intercâmbio entre geradores interligados.

O controle suplementar tem a função de restabelecer tanto a frequência quanto a potência de intercâmbio para seus valores nominal e programado, respectivamente. Isto é feito através do deslocamento da referência dos reguladores de velocidade dos geradores. Portanto, o controle suplementar pode vir a ter que atuar sobre vários geradores de um dado sistema, e não apenas um só. Deste modo, e diferentemente do controle primário, que é local, o controle suplementar é *centralizado*. Isto é, o cálculo dos erros e as ações de controle são definidas no centro de operações do sistema e os sinais de controle são daí enviados para os diversos geradores do sistema selecionados para atuarem sob o controle suplementar.

A Seção 4.1 introduz o importante conceito de “área de controle”, ilustrando-o com exemplos do Sistema Interligado Brasileiro e exemplos numéricos. A estrutura dos esquemas usuais de controle automático de geração é discutida na Seção 4.2, onde é também introduzida a definição dos coeficientes de polarização de área. Os efeitos das diversas variantes do controle suplementar (controle com polarização de frequência, controle rígido de frequência e controle rígido de intercâmbio) são investigados.

6.6.1 Conceito de Área de Controle

Considera-se como área de controle uma parte de um sistema de potência na qual os grupos de unidades geradores são responsáveis pelo suprimento das variações da carga contida nesta parte do sistema. Em geral, as fronteiras de uma área de controle coincidem com as fronteiras elétricas de uma concessionária que possua uma razoável capacidade de geração e carga significativa. É desejável que:

- As áreas de controle sejam balanceadas em termos de carga-geração;
- As linhas de interligação entre áreas devem trabalhar com folgas suficientes para garantir intercâmbios de auxílio, intercâmbios de emergência, etc.
- As unidades geradoras de uma área sejam tão coerentes quanto possível, do ponto de vista dinâmico.

O sistema interligado Sul-Sudeste do Brasil, por exemplo, dispõe atualmente de 6 áreas de controle (ver Fig. (6.29)). Nem sempre há necessidade que uma empresa seja obrigatoriamente área de controle. Se a mesma não dispuser de recursos próprios de geração para efetuar o controle de sua carga a cada instante, ela deverá operar

sob a área de controle de outra empresa que a auxilie nesta função (caso da Celesc e Eletrosul). A primeira é dita “não-controladora” e a segunda é chamada “controladora de área”.

Supondo-se que as máquinas em uma área são razoavelmente coerentes, o modelo de uma unidade geradora do capítulo anterior pode ser usado para uma área de controle. Para isso, representa-se as máquinas da área como uma máquina equivalente. Assim, conforme visto no Capítulo 3, o desvio de frequência em regime permanente devido a um incremento de carga em uma área é dado por:

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\Delta P_L}{D + \frac{1}{R_{eq}}} \quad (6.77)$$

onde D representa a característica de variação da carga com a frequência e R_{eq} é o estatismo equivalente para o conjunto de geradores da área. Define-se

$$\beta = D + \frac{1}{R_{eq}} \quad (6.78)$$

como a *característica natural da área de controle*.

Exemplo 6.2 *Uma área de controle dispõe de duas unidades geradoras, de 100 e 300 MW, para suprir uma carga de 200 MW. Sabe-se que $D = 0,5$ p.u. (na base de 100 MVA, 60 Hz) e que os estatismos das duas unidades são iguais a 5% na base de cada máquina. Sabe-se que a máquina 1 é ajustada para fornecer 50 MW à frequência nominal, enquanto que a máquina 2 supre 150 MW. Considerando-se um súbito aumento de carga de 50 MW, encontre:*

1. *Desvio de frequência em regime;*
2. *Acréscimo de geração em cada unidade.*

Solução: Inicialmente, as características naturais das unidades geradoras serão escritas na base comum de 100 MW :

$$\begin{aligned} \frac{1}{R_1} &= \frac{1}{0,05} = 20 \text{ p.u.} \\ \frac{1}{R_2} &= \left(\frac{1}{R_2} \right)_{300} \times \frac{300}{100} = 60 \text{ p.u.} \\ \frac{1}{R_{eq}} &= 20 + 60 = 80 \text{ p.u.} \Rightarrow R_{eq} = 0,0125 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

Torna-se agora possível traçar no mesmo gráfico as características da unidade equivalente e da carga, conforme mostrado na Fig. (6.30). O desvio de frequência em regime e as contribuições da sensibilidade da carga à frequência e do aumento de geração para suprir o degrau de carga são dados por:

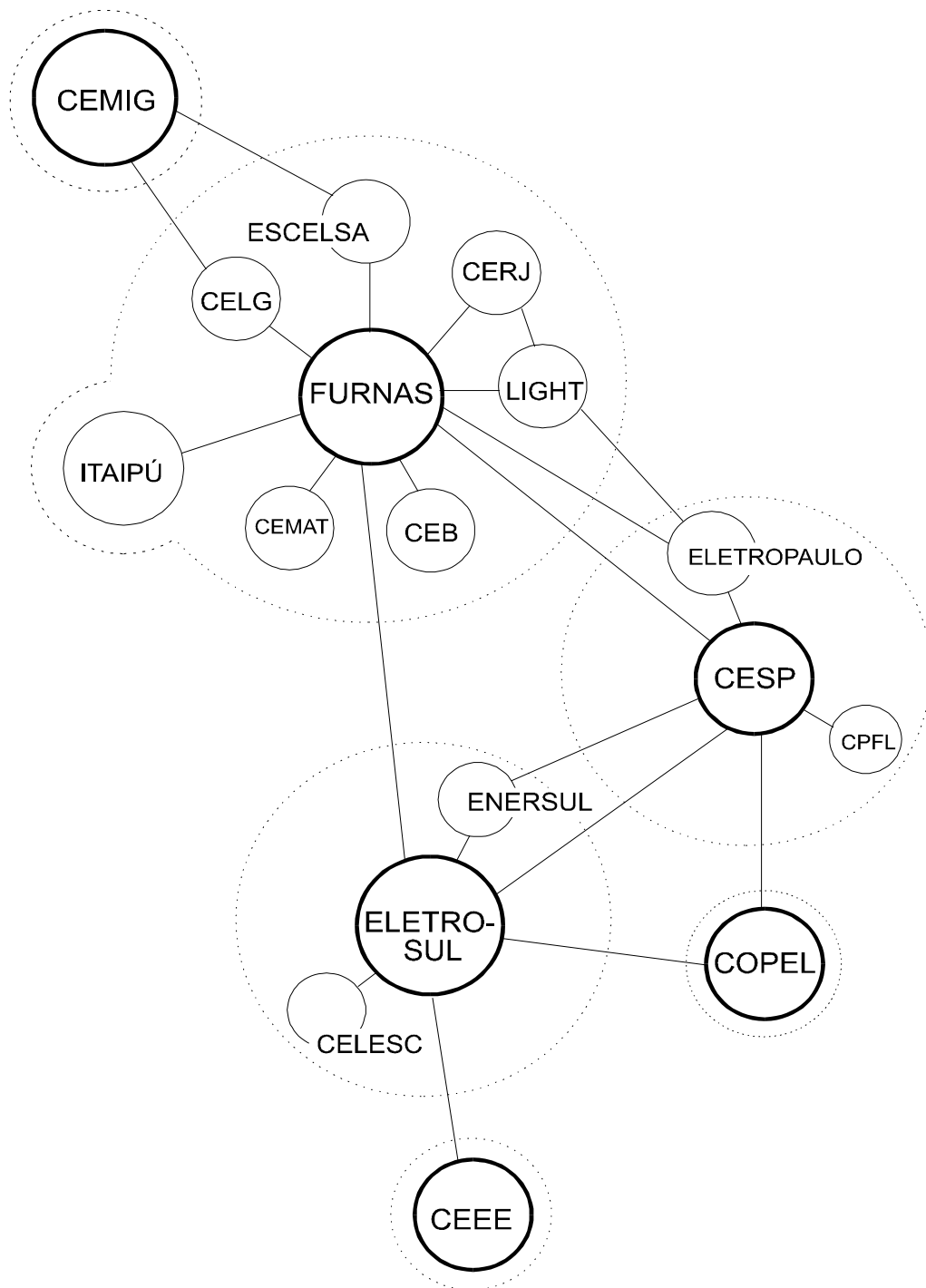


Figura 6.29: Áreas de controle do sistema Sul-Sudeste Brasileiro.

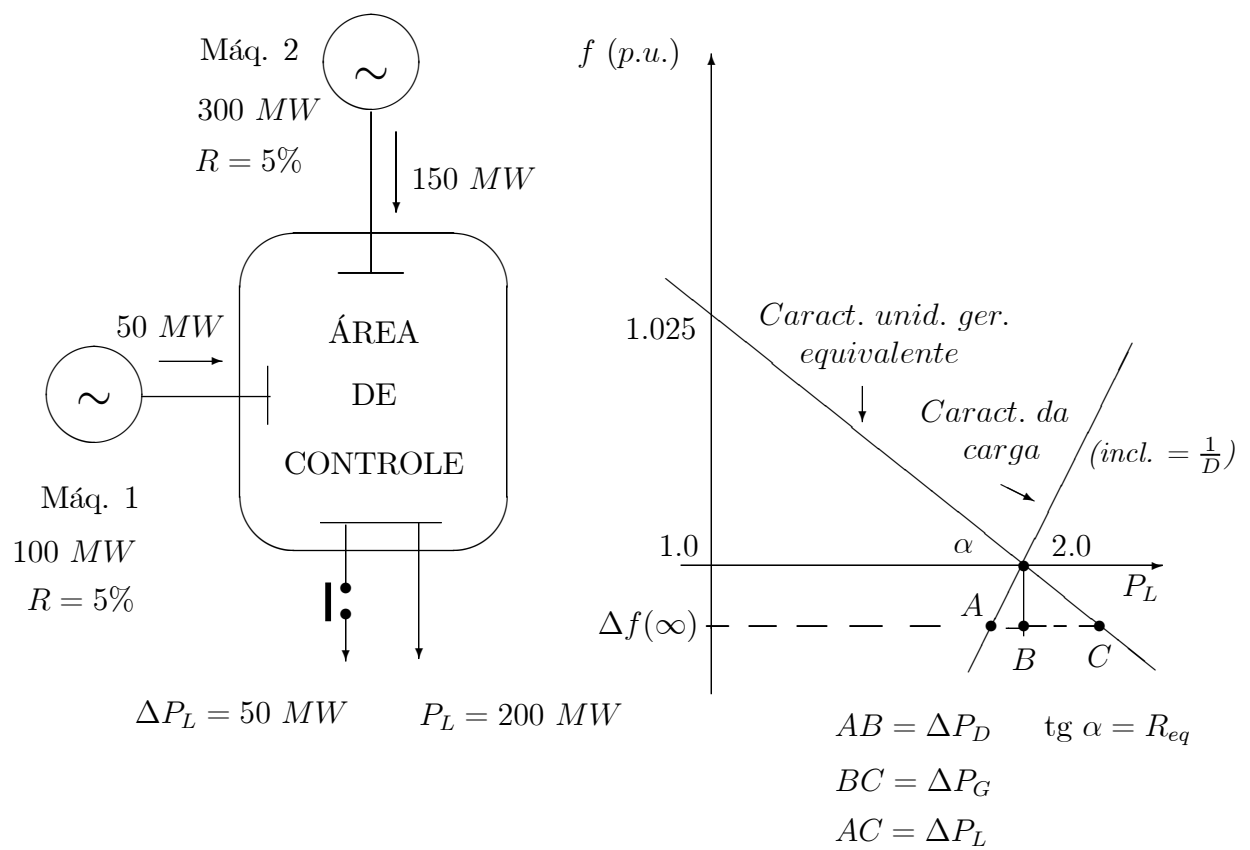


Figura 6.30: Sistema de duas unidades geradoras para o Exemplo 6.2 e característica de carga-frequência da unidade equivalente.

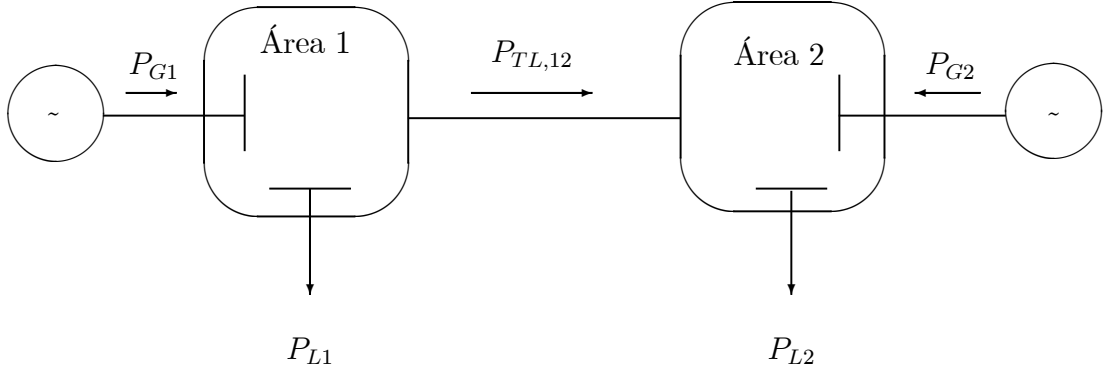


Figura 6.31: Sistema de duas áreas interligadas.

$$\begin{aligned}\Delta f(\infty) &= -\frac{0,5}{0,5 + 80} = -0,00621 \text{ p.u. } (= -0,3726 \text{ Hz}) \\ \Delta P_D &= D \times \Delta f(\infty) = 0,5 \times 0,00621 = 0,003105 \text{ p.u. } (= 0,3 \text{ MW}) \\ \Delta P_G &= \frac{1}{R_{eq}} \times \Delta f(\infty) = 80 \times 0,00621 = 0,497 \text{ p.u. } (= 49,7 \text{ MW})\end{aligned}$$

As contribuições individuais dos aumentos de geração de cada área são:

$$\begin{aligned}\Delta P_{G_1} &= \frac{1}{R_1} \times \Delta f(\infty) = 20 \times 0,00621 = 0,1242 \text{ p.u. } (= 12,4 \text{ MW}) \\ \Delta P_{G_2} &= \frac{1}{R_2} \times \Delta f(\infty) = 60 \times 0,00621 = 0,373 \text{ p.u. } (= 37,3 \text{ MW})\end{aligned}$$

Finalmente, verifica-se que:

$$\Delta P_{G_1} + \Delta P_{G_2} = \Delta P_G$$

Nota-se que, para altos valores de $1/R$, β também terá valores altos, o que implicará em menor desvio de frequência em regime. ■

Caso de Duas Áreas Interligadas Sem Controle Suplementar

Considere a Fig. (6.31), que representa duas áreas interligadas. Se parâmetros equivalentes para cada área são utilizados, o mesmo diagrama visto na Seção 6.5.2 para duas máquinas interligadas pode ser usado para representar o sistema interligado (Fig. (6.32)).

Supõe-se que os ganhos estáticos dos conjuntos regulador + turbina são unitários, e que $\rho_1 = \rho_2 = 0$. Abaixo são apresentadas as relações em regime permanente para acréscimos simultâneos de carga, ΔP_{L1} e ΔP_{L2} , nas duas áreas:

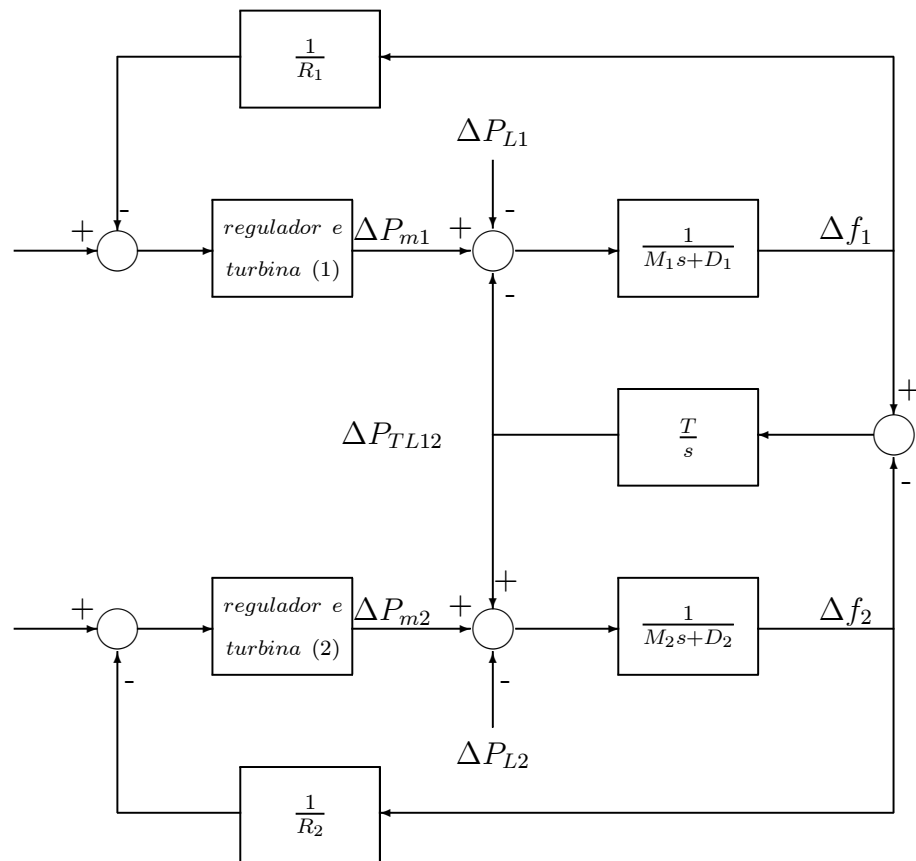


Figura 6.32: Diagrama de blocos para sistema de duas áreas interligadas.

$$\Delta f_1(\infty) = \Delta f_2(\infty) = \Delta f(\infty) \quad (6.79)$$

$$-\frac{1}{R_1}\Delta f(\infty) - \Delta P_{L1} - \Delta P_{TL_{12}} = D_1\Delta f(\infty) \quad (6.80)$$

$$-\frac{1}{R_2}\Delta f(\infty) - \Delta P_{L2} + \Delta P_{TL_{21}} = D_2\Delta f(\infty) \quad (6.81)$$

Somando-se as Eqs. (6.80) e (6.81) e redefinindo termos:

$$\left[\left(D_1 + \frac{1}{R_1} \right) + \left(D_2 + \frac{1}{R_2} \right) \right] \Delta f(\infty) = -(\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}) \quad (6.82)$$

ou

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (6.83)$$

onde:

$$\beta_1 \triangleq D_1 + \frac{1}{R_1}$$

e

$$\beta_2 \triangleq D_2 + \frac{1}{R_2}$$

Da Eq. (6.81) com $\Delta P_{TL_{12}} = -\Delta P_{TL_{21}}$:

$$\Delta P_{TL_{12}} = \Delta P_{L2} + \beta_2\Delta f(\infty) = \Delta P_{L2} - \frac{\beta_2\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} - \frac{\beta_2\Delta P_{L2}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (6.84)$$

o que fornece:

$$\Delta P_{TL_{12}} = \frac{\beta_1\Delta P_{L2} - \beta_2\Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2} \quad (6.85)$$

Caso de Mais de Duas Áreas Interligadas

Neste caso, é conveniente não se considerar o intercâmbio entre uma área e outra isoladamente, mais sim os *intercâmbios líquidos globais* entre as diversas áreas (ver Fig. (6.33)).

As equações de balanceamento tornam-se:

$$\begin{aligned} -\frac{1}{R_1}\Delta f(\infty) - \Delta P_{L1} - (\Delta T_1)_{LG} &= D_1\Delta f(\infty) \\ -\frac{1}{R_2}\Delta f(\infty) - \Delta P_{L2} - (\Delta T_2)_{LG} &= D_2\Delta f(\infty) \\ -\frac{1}{R_3}\Delta f(\infty) - \Delta P_{L3} - (\Delta T_3)_{LG} &= D_3\Delta f(\infty) \end{aligned} \quad (6.86)$$

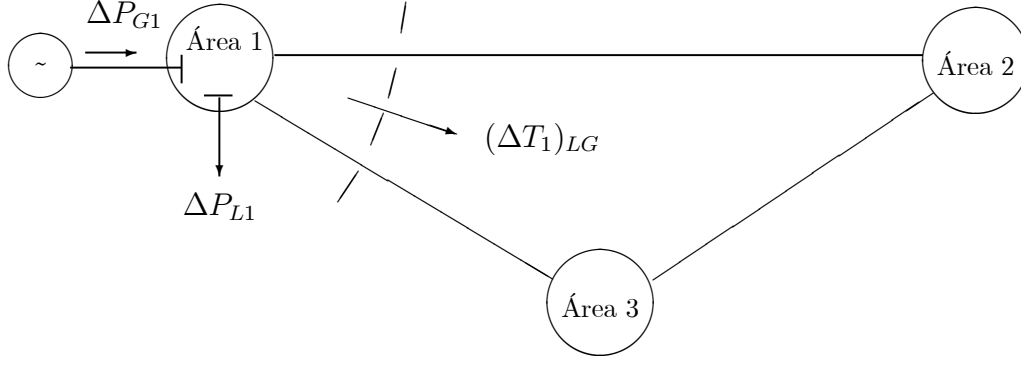


Figura 6.33: sistema de 3 áreas interligadas.

Somando-se termo a termo:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} \right) \Delta f(\infty) - (\Delta P_{L_1} + \Delta P_{L_2} + \Delta P_{L_3}) \\ & - [(\Delta T_1)_{LG} + (\Delta T_2)_{LG} + (\Delta T_3)_{LG}] = \\ & (D_1 + D_2 + D_3) \Delta f(\infty) \end{aligned} \quad (6.87)$$

Porém, como:

$$(\Delta T_1)_{LG} + (\Delta T_2)_{LG} + (\Delta T_3)_{LG} = 0$$

obtêm-se, da Eq. (6.88):

$$\left[\left(D_1 + \frac{1}{R_1} \right) + \left(D_2 + \frac{1}{R_2} \right) + \left(D_3 + \frac{1}{R_3} \right) \right] \times \Delta f(\infty) = -(\Delta P_{L_1} + \Delta P_{L_2} + \Delta P_{L_3})$$

ou

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\sum_{i=1}^3 \Delta P_{L_i}}{\beta_s} \quad (6.88)$$

onde a *característica natural do sistema*, β_s , é dada por:

$$\beta_s \triangleq \beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = \left(D_1 + \frac{1}{R_1} \right) + \left(D_2 + \frac{1}{R_2} \right) + \left(D_3 + \frac{1}{R_3} \right) \quad (6.89)$$

As variações nos intercâmbios líquidos globais podem ser obtidas substituindo-se as Eqs. (6.88) e (6.89) em (6.87).

$$(\Delta T_j)_{LG} = \frac{\beta_j \sum_{i=1}^3 \Delta P_{L_i} - \beta_s \Delta P_{L_j}}{\beta_s}, \quad j = 1, 2, 3. \quad (6.90)$$

Exemplo 6.3 Supor 3 áreas interconectadas, com as características abaixo:

$$\begin{aligned}\beta_1 &= 200 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz} \\ \beta_2 &= 330 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz} \\ \beta_3 &= 90 \text{ MW}/0,1 \text{ Hz}\end{aligned}$$

e $D_i = 0, i = 1, 2, 3$.

Se ocorrem simultaneamente acréscimos de carga nas áreas 1 e 3 de 200 MW e 100 MW, respectivamente, calcular;

1. Nova frequência de equilíbrio;
2. Variações em $(\Delta T_j)_{LG}$, $j = 1, 2, 3$.
3. Aumento de geração necessário em cada área, supondo desprezível a variação da carga com a frequência.
4. Supor que o incremento de 100 MW ocorre na área 2, ao invés de na área 3. Quais serão os novos resultados?

Solução:

1. Cálculo da nova frequência de equilíbrio:

$$\begin{aligned}\beta_s &= 200 + 330 + 90 = 620 \text{ MW}/dHz = 6200 \text{ MW}/Hz \\ \sum_i \Delta P_{Li} &= 300 \text{ MW} \\ \Delta f(\infty) &= -\frac{300}{6200} = -0,0484 \text{ Hz} \\ f_1 &= 60 - 0,0484 = 59,9516 \text{ Hz}\end{aligned}$$

2. Desvios nos intercâmbios líquidos:

$$\begin{aligned}(\Delta T_1)_{LG} &= (2000 \times 300 - 6200 \times 200)/6200 = -103,2 \text{ MW} \\ (\Delta T_2)_{LG} &= (3300 \times 300 - 0)/6200 = 159,7 \text{ MW} \\ (\Delta T_3)_{LG} &= (900 \times 300 - 6200 \times 100)/6200 = -56,5 \text{ MW}\end{aligned}$$

3. Como $D_i = 0, i = 1, 2, 3$, os aumentos de geração são dados por:

$$\Delta P_{Gi} = -\frac{\Delta f(\infty)}{R_i} = \Delta P_{Li} + (\Delta T_i)_{LG}$$

e portanto,

$$\begin{aligned}\Delta P_{G1} &= 200 - 103,2 = 96,8 \text{ MW} \\ \Delta P_{G2} &= 159,7 \text{ MW} \\ \Delta P_{G3} &= 100 - 56,5 = 43,5 \text{ MW} \\ \sum_i P_{Gi} &= 300 \text{ MW} = \sum_i P_{Li}\end{aligned}$$

Observações:

- a) A área 2, que possui a maior característica natural, é a que mais elevou sua geração, *muito embora não tenha ocorrido nenhuma variação de carga em seu interior.*
- b) Como o termo $1/R$ é maior quanto maior for a capacidade de geração de uma dada área, *as áreas que mais contribuem para regulação primária do sistema interligado são as de maiores parques geradores.*
- c) Fica desde já claro que algo mais precisa ser efetuado em termos de controle do sistema, por 2 razões:
 - c.1) Não se admite operar com frequência reduzida no novo regime permanente;
 - c.2) A área 2 não pode continuar suprimindo indefinidamente aumentos de carga ocorridos em outras áreas. Isto é, a geração da área 2 deve ser utilizada para atender suas próprias variações de carga, e não as de outras áreas. (A não ser que seja estabelecido um contrato entre as áreas, com intercâmbios programados).

4. Neste caso, os incrementos de carga são:

$$\begin{aligned}\Delta P_{L1} &= 200 \text{ MW} \\ \Delta P_{L2} &= 100 \text{ MW} \\ \Delta P_{L3} &= 0 \text{ MW}\end{aligned}$$

O desvio de frequência $\Delta f(\infty)$ será o mesmo do caso anterior. Os intercâmbios líquidos e as potências geradas são obtidos conforme os cálculos abaixo:

$$\begin{aligned}(\Delta T_1)_{LG} &= (200 \times 300 - 6200 \times 200)/6200 = -103,2 \text{ MW} \\ &\Rightarrow \Delta P_{G1} = 200 - 103,2 = 96,8 \text{ MW} \\ (\Delta T_2)_{LG} &= (3300 \times 300 - 6200 \times 100)/620 = 59,7 \text{ MW} \\ &\Rightarrow \Delta P_{G2} = 100 + 59,7 = 159,7 \text{ MW} \\ (\Delta T_3)_{LG} &= (900 \times 300 - 0)/620 = 43,5 \text{ MW} \\ &\Rightarrow \Delta P_{G3} = 43,5 \text{ MW}\end{aligned}$$

Observa-se que os ΔP_G são os mesmos do item (3), isto é, as três áreas elevam suas gerações do mesmo valor, independentemente de onde ocorrem as variações de demanda.

■

Casos Particulares da Regulação Primária

Para investigar os efeitos da variação das características naturais das máquinas sobre as potências geradas, considere o caso de duas máquinas conectadas a um mesmo barramento, representadas na Fig. (6.34).

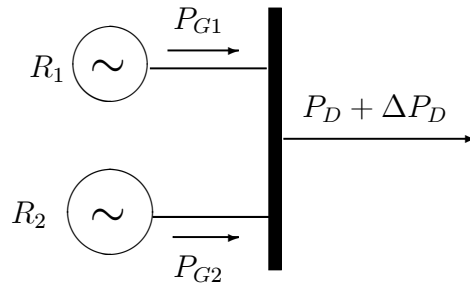


Figura 6.34: Duas máquinas conectadas a um mesmo barramento com estatismos diferentes.

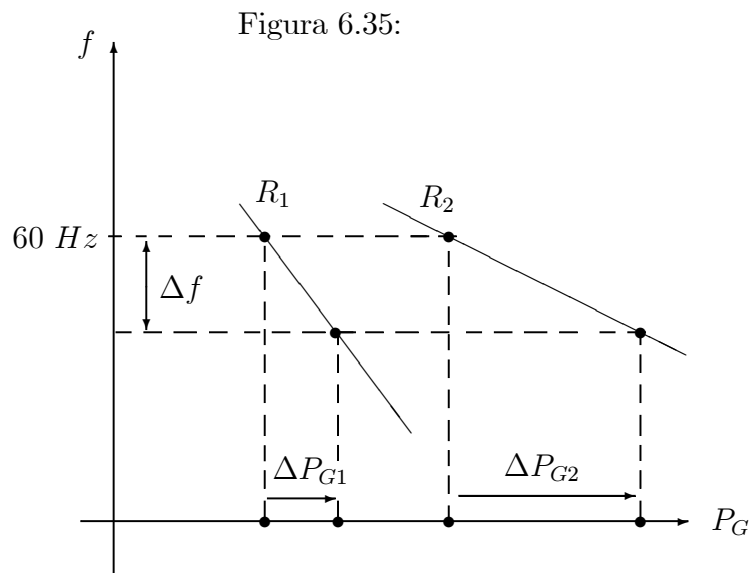


Figura 6.36: Características de duas máquinas para $(1/R_1) < (1/R_2)$.

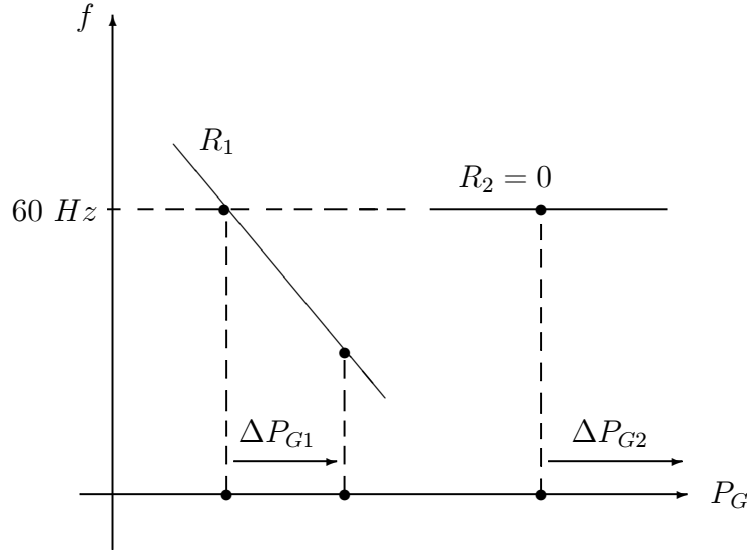


Figura 6.37: Caso em que $R_2 = 0$.

- a) $R_1 > R_2$, ou $(1/R_1) < (1/R_2)$.

Este caso está representado na Fig. (6.36), na qual se verifica que $\Delta P_{G2} > \Delta P_{G1}$. Portanto, à máquina de maior relação $1/R$ será atribuída a maior parcela da carga.

- b) $R_2 = 0$.

Este é o caso representado na Fig. (6.37). Vê-se que $\Delta P_{G2} \gg \Delta P_{G1}$ (Na verdade, ΔP_{G1} é desprezível face a ΔP_{G2}). A máquina 2 assumirá toda a variação de carga.

- c) $R_1 = R_2 = 0$.

Neste caso, não há repartição de carga pré-determinada na fase de regulação primária. A unidade com regulador mais rápido absorveria toda a variação de carga, mas o sistema tende à instabilidade dinâmica.

- d) $R_2 = \infty$.

Neste caso, representado na Fig. (6.38) a unidade com $R = \infty$ não assumirá carga adicional na regulação primária (máquinas com muito pouca margem de regulação disponível, ou máquinas como as de certas usinas nucleares, onde se deseja evitar a qualquer custo flutuação na potência gerada).

6.6.2 Controle Automático da Geração

Introdução

Nas seções anteriores, verificou-se que embora a regulação primária propicie o atendimento da demanda, isto se dá às custas de uma queda na frequência do sistema. O

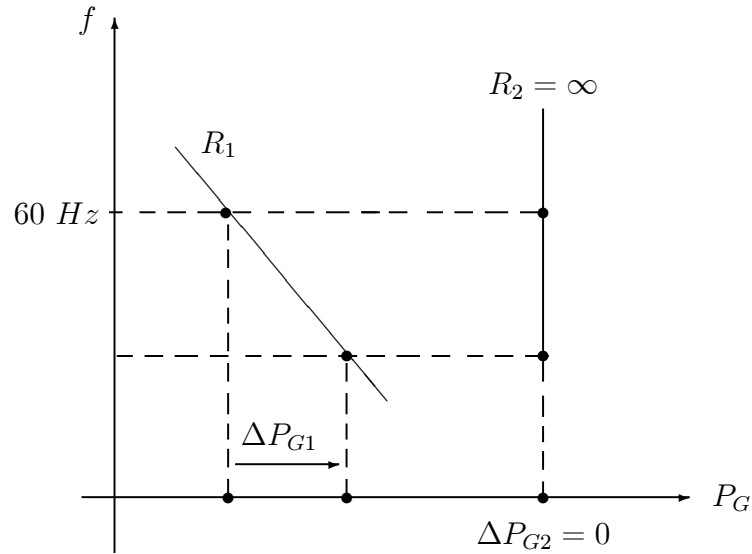


Figura 6.38: Caso em que uma das máquinas tem estatismo infinito.

valor do desvio estático de frequência, embora limitado, é inaceitável, uma vez que há uma série de restrições à operação com subfrequência.

- aumenta na fadiga das unidades geradoras com perda de vida útil.
- cargas controladas por processos síncronos, ou dependentes de relógios síncronos (computadores, com tolerâncias de $\pm 0,5 \text{ Hz}$), estações de TV a cores com fontes de no mínimo $59,94 \text{ Hz}$, equipamento de radar em aeroportos com desvios de $\pm 1,5 \text{ Hz}$, estações de rádio, relógios elétricos, etc.
- Capacitores conectados à rede fornecem menos reativo, os reatores absorvem mais corrente reativa e a carga reativa do sistema aumenta devido a corrente de excitação.

É necessário, portanto, a existência de um controle suplementar que faça a frequência retornar ao valor original. Este controle atua na referência dos reguladores de velocidade, com o objetivo de corrigir o desvio de frequência que resulta quando apenas o controle primário atua.

Uma estratégia de controle suplementar deve ter os seguintes requisitos:

- a malha de controle resultante deve ser suficientemente estável;
- após uma variação em degrau da carga, o desvio de frequência Δf deve voltar a zero, sendo a magnitude do desvio transitório de frequência a mínima possível.

Regulação Suplementar para Área Isolada

Para anular o erro em regime permanente, um controle integral é usado para comandar a referência do regulador de velocidade:

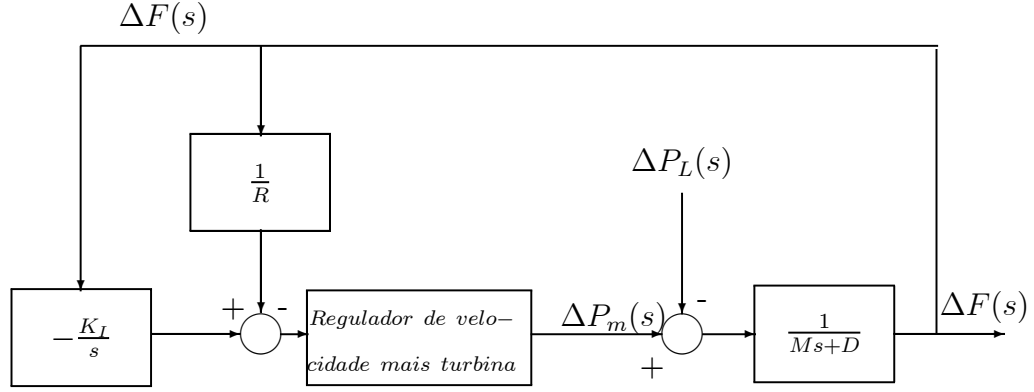


Figura 6.39: Controle suplementar para área isolada.

$$\Delta r = -K_I \int_0^t \Delta f \, dt \quad (6.91)$$

onde o sinal "-" significa que um erro positivo de frequência deve dar origem a um comando no sentido de reduzir o valor de r .

Considerando que todas as máquinas da área de controle tenham regulação secundária, tem-se o diagrama de blocos da Fig. (6.39) para um sistema térmico. No caso de uma única área de controle, a entrada do controlador integral, que é a grandeza cujo desvio deve ser anulado, é o desvio de frequência.

Define-se o erro de controle de área (ECA) como o sinal injetado no bloco de integração. Portanto, neste caso:

$$ECA = \Delta f \quad (6.92)$$

O regime permanente é atingido quando $ECA = 0$.

Desprezando-se as constantes de tempo do regulador e da turbina ($T_1 = T_c = 0$), tem-se, do diagrama de blocos da Fig. (6.39):

$$\frac{\Delta F(s)}{\Delta P_L(s)} = \frac{-\frac{1}{Ms+D}}{1 + \frac{1}{Ms+D}(\frac{K_I}{s} + \frac{1}{R})} = \frac{-sR}{sR(Ms+D) + RK_I + s} \quad (6.93)$$

ou

$$\Delta F(s) = -\frac{1}{M} \frac{s\Delta P_L}{[s^2 + (\frac{D}{M} + \frac{1}{RM})s + \frac{K_I}{M}]} \quad (6.94)$$

Considerando uma variação em degrau em ΔP_L e aplicando-se o Teorema do Valor Final, é fácil concluir de 6.94 que:

$$\Delta f(\infty) = 0$$

Sistema de duas Áreas Interligadas com Controle Suplementar

No caso do sistema interligado, exige-se, além dos requisitos em termos da resposta em regime permanente e resposta transitória da frequência, que os desvios de potência nas linhas de interligação sejam iguais a zero em regime permanente. Isto basicamente requer que cada área procure cumprir os valores programados de intercâmbio de potência.

Portanto, os erros de controle de área (que devem ser anulados pelo controle integral) são:

$$ECA_1 = \Delta P_{TL_{12}} + B_1 \Delta f_1 \quad (6.95)$$

$$ECA_2 = \Delta P_{TL_{21}} + B_2 \Delta f_2 \quad (6.96)$$

onde B é um fator de polarização da frequência ("frequency bias"). Com as definições acima, o controle suplementar do tipo integral será da forma:

$$\Delta r_1 = -K_{I_1} \int (\Delta P_{TL_{12}} + B_1 \Delta f_1) dt \quad (6.97)$$

$$\Delta r_2 = -K_{I_2} \int (\Delta P_{TL_{21}} + B_2 \Delta f_2) dt \quad (6.98)$$

Esta estratégia de controle está ilustrada na Fig. (6.40).

Resposta em Regime Permanente Suponha que a perturbação na carga é em forma de degrau. Um novo ponto de equilíbrio só será atingido quando tanto Δr_1 quanto Δr_2 tornarem-se constantes. Pelas equações acima, isto só acontecerá quando:

$$\Delta P_{TL_{12}} + B_1 \Delta f_1 = 0 \quad (6.99)$$

$$\Delta P_{TL_{21}} + B_2 \Delta f_2 = 0 \quad (6.100)$$

Como $\Delta P_{TL_{12}} = -\Delta P_{TL_{21}}$ e $\Delta f_1 = \Delta f_2$ em regime permanente, segue que as condições para cumprimento das igualdades acima para quaisquer valores não simultaneamente nulos de B_1 e B_2 são:

$$\Delta f(\infty) = 0$$

$$\Delta P_{TL_{12}} = \Delta P_{TL_{21}} = 0$$

Escolha do Coeficiente de Polarização B

1. Classicamente, o ajuste do coeficiente de polarização B tem se baseado no princípio de que cada área tem condições de atender às suas próprias variações de carga. Sendo assim, o controle suplementar em uma dada área deveria corrigir somente variações de carga naquela área, sem ocasionar variações de geração em outras

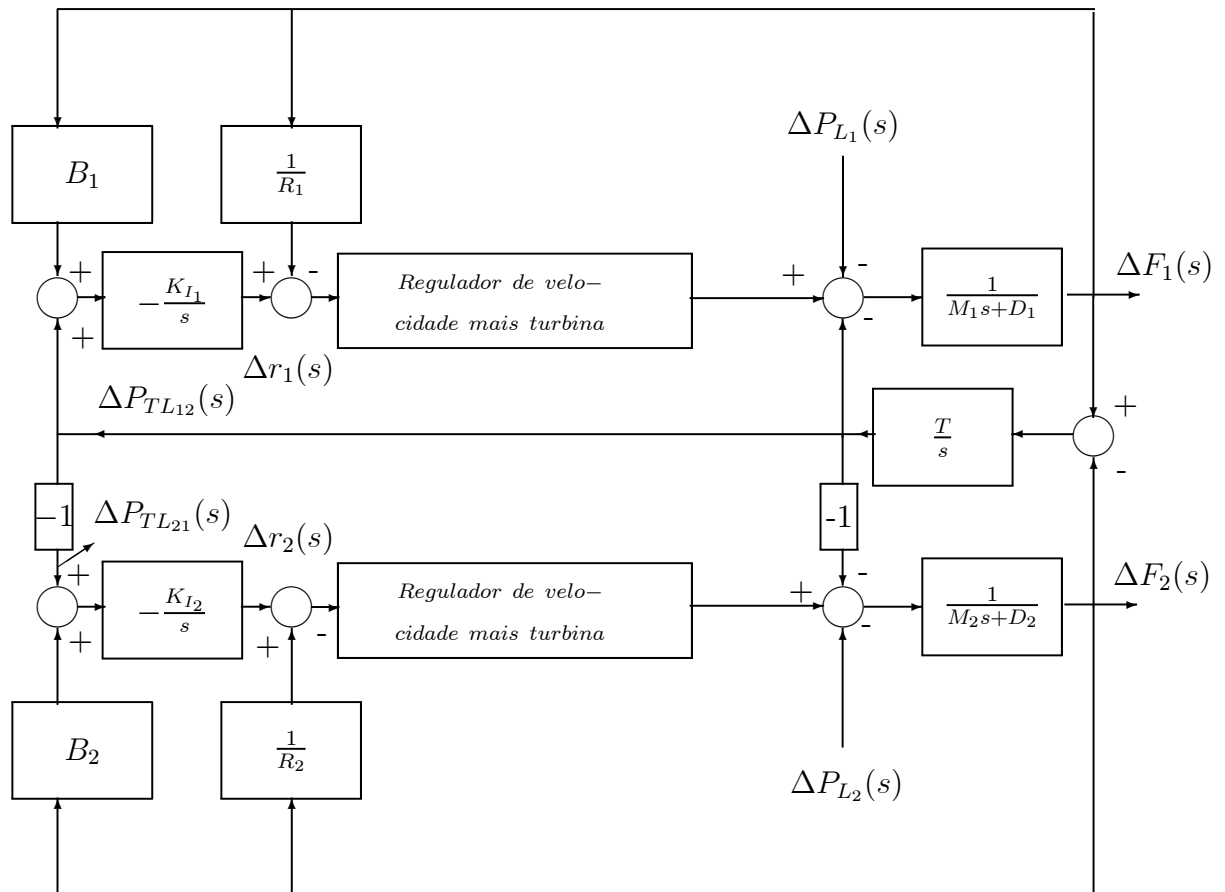


Figura 6.40: Controle suplementar para duas áreas interligadas.

áreas. Em outras palavras, é desejável que, se a alteração de carga for na área 1, não haja ação de controle em outras áreas, mas apenas na área 1.

Baseando-se neste princípio, o procedimento tradicional é o de se considerar os seguintes ajustes para os coeficientes de polarização:

$$B_i = \beta_i, i = 1, N \quad (6.101)$$

sendo N o número de áreas de controle. Isto é, *o coeficiente de polarização da área i deve ser igual à característica natural da área i .*

Para investigar as conseqüências desta escolha, considere o caso de duas áreas interligadas. Já foi visto que, sem o controle secundário:

$$\Delta f(\infty) = -\frac{\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2}}{\beta_1 + \beta_2}$$

e

$$\Delta P_{TL12} = \frac{\beta_1 \Delta P_{L2} - \beta_2 \Delta P_{L1}}{\beta_1 + \beta_2}$$

Suponha que:

$$\begin{aligned} B_1 &= \beta_1 & \Delta P_{L1} &= 0 \\ B_2 &= \beta_2 & \Delta P_{L2} &= \Delta L \end{aligned}$$

Assim, logo após a ação da regulação primária:

$$\begin{aligned} \Delta f(\infty) &= -\frac{\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \\ \Delta P_{TL12} &= \frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \end{aligned}$$

Para investigar a ação da regulação suplementar, calculemos os erros de controle de área para as duas áreas:

$$\begin{aligned} ECA_1 &= \Delta P_{TL12}(\infty) + B_1 \Delta f(\infty) = \frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_1 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = 0 \\ ECA_2 &= \Delta P_{TL21}(\infty) + B_2 \Delta f(\infty) = -\frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_2 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = -\Delta L \end{aligned}$$

Ou seja, na área 1, onde não houve impacto de carga, não haveria nenhuma ação suplementar, mantendo-se apenas o acréscimo de carga ΔP_{G1} da regulação primária de modo a garantir a assistência à área 2 enquanto sua regulação secundária não agir. Na área 2, como $ECA_2 < 0$, a ação do controle suplementar será a de elevar sua geração para absorver sua própria variação de carga. As situações antes da variação de carga (1), após a ação do controle primário (2) e após a ação do controle suplementar (3) estão ilustradas na Fig. (6.41).

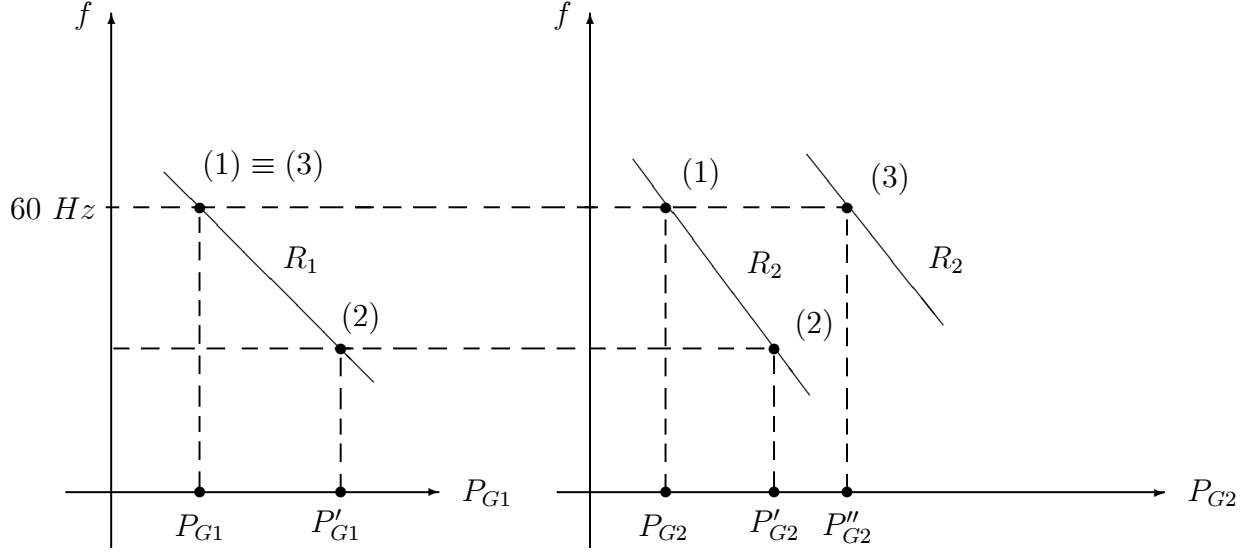


Figura 6.41: Ilustração da ação do controle suplementar quando $B_i = \beta_i$.

Em conclusão, verifica-se que, para $B_i = \beta_i$, a tendência é não haver elevação de geração em uma determinada área na fase de regulação secundária quando o aumento de carga ocorre em outra área. Esta estratégia é chamada *controle com polarização de frequência* (“tie line bias control”), ou *controle em TLB*.

Da mesma forma, poder-se-ia mostrar que:

- a) Se $B_i < \beta_i$, haveria *redução* de geração na fase de regulação suplementar, quando o aumento de carga ocorrer em outra área (isto é, $ECA_i > 0$ nestas condições). Este ajuste é aconselhável para áreas com pequena disponibilidade de geração com respeito à própria carga.
 - b) Se $B_i > \beta_i$, haverá aumento de geração na fase de regulação secundária, mesmo quando o aumento de carga se dá em outra área (isto é, $ECA_i < 0$). Este ajuste pode ser usado para áreas com excesso de geração com respeito à própria carga, garantindo desta forma maior socorro a áreas vizinhas com carência de geração.
2. Suponha agora que $B_1 = \beta_1$ e $B_2 = 0$. Supondo novamente variação de carga apenas na área 2, obtêm-se os seguintes valores para os erros de controle de área:

$$ECA_1 = \Delta P_{TL_{12}}(\infty) + B_1 \Delta f(\infty) = \frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + \beta_1 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = 0$$

$$ECA_2 = \Delta P_{TL_{21}}(\infty) + B_2 \Delta f(\infty) = -\frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2} + 0 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} = -\frac{\beta_1 \Delta L}{\beta_1 + \beta_2}$$

Verifica-se portanto que:

- (a) Não há ação do controle suplementar na área 1, e

- (b) A área 2 fará *aumentar* sua geração de $\beta_1 \Delta L / (\beta_1 + \beta_2)$ por efeito da regulação secundária apenas devido ao erro em $P_{TL_{12}}$, sem se importar com os desvios de frequência. Na área 2, a preocupação é manter sua potência de intercâmbio constante. Esta estratégia é chamada *controle rígido de intercâmbio* (“flat tie line control”) ou *controle em FTL*.
3. Finalmente, consideremos o caso em que $B_1 = \beta_1$ e $B_2 = \infty$. Verifica-se neste caso que:

$$\begin{aligned} ECA_1 &= \Delta P_{TL_{12}}(\infty) + B_1 \Delta f(\infty) = 0 \\ ECA_2 &= B_2 \Delta f(\infty) = \beta_2 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \end{aligned}$$

A tendência da área 2 é portanto provocar um aumento máximo de geração, no sentido de que seja corrigido de imediato todo o desvio de frequência. Esta estratégia é chamada *controle rígido de frequência* (“flat frequency control”), ou *controle FF*.

4. Sejam agora $B_1 = \infty$ e $B_2 = 0$. Os erros de controle de área são, neste caso:

$$\begin{aligned} ECA_1 &= B_1 \Delta f(\infty) \rightarrow \infty \\ ECA_2 &= \Delta P_{TL_{21}} = -\beta_1 \times \frac{-\Delta L}{\beta_1 + \beta_2} \end{aligned}$$

Ambas as áreas têm portanto a tendência de aumentar suas gerações, mas a predominância é da área 1, que corrige a frequência. Haverá um grande número de atuações do controle suplementar para se obtenha $ECA_1 = ECA_2 = 0$.

Alocação da Geração

Se cada área de controle tivesse uma única unidade geradora, o CAG, conforme descrito nas seções anteriores, bastaria para propiciar frequência e intercâmbio estáveis.

Como isto não é em geral verdadeiro, as potências geradas pelas unidades geradoras de uma mesma área devem ser determinadas a partir do Despacho Econômico. Isto é, devemos acoplar um cálculo do DE ao mecanismo de controle de f e P_{ij} .

Para isto, deve-se considerar que a carga está sempre variando, e que o DE é na prática determinado em intervalos de 1 a vários minutos. Como a alocação da geração deve ser feita instantaneamente logo que a geração total da área varia, torna-se necessário se dispor de meios para determinar as potências geradas também para pontos de operação que não correspondam exatamente aos valores usados no DE.

Esta alocação das potências geradas individuais para cada gerador é feita usando-se os pontos de operação base determinados pelo DE e os *fatores de participação*, que

forneçam a taxa de variação da geração de cada unidade com respeito a uma variação na geração total de área. Assim:

$$P_{i,desej} = P_{i,base} + (FP)_i \times \Delta P_{Total}$$

onde

$$\Delta P_{Total} = P_{novo\ total} - \sum P_{i,base}$$

6.6.3 Implementação do CAG

Para a implementação do CAG no centro de controle de uma empresa geradora, as seguintes informações devem ser obtidas a partir do sistema de aquisição de dados (sistema *SCADA*):

- Potência gerada por cada unidade em operação;
- Potência de intercâmbio, em MW, para cada interconexão com sistemas vizinhos;
- Frequência do sistema.

O resultado do CAG deve ser transmitido para cada unidade geradora. Isto é feito sob a forma de pulsos de largura variável, enviados a cada unidade. A largura dos pulsos é codificada na forma de bits de uma palavra digital e transmitida pelo sistema *SCADA*. A malha de controle básica *para uma unidade* (sem considerar o CAG) está representada na Fig. 6.42.

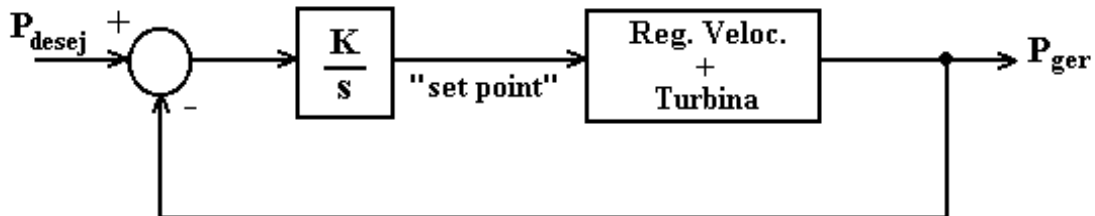


Figura 6.42: Malha de controle básica para uma unidade geradora.

O laço de controle da Fig. 6.42 é implementado na prática conforme mostrado na Fig (6.43). A potência desejada, P_{desej} , é uma função de Δf , ΔP_{12} , ΔP_{Gi} .

A síntese do ECA é mostrada na Fig 6.44. O ECA indica quando a geração total de uma área de controle deve ser aumentada ou reduzida. Contudo, o ECA não é o único erro que aciona o controlador. As unidades individuais podem ter que se desviar de sua geração mais econômica de acordo com o determinado pelo ponto-base e pelos fatores de participação.

A lógica de controle do CAG deve portanto levar em conta os erros na geração da unidade para forçá-la a obedecer o DE. Assim, a soma dos erros individuais de geração

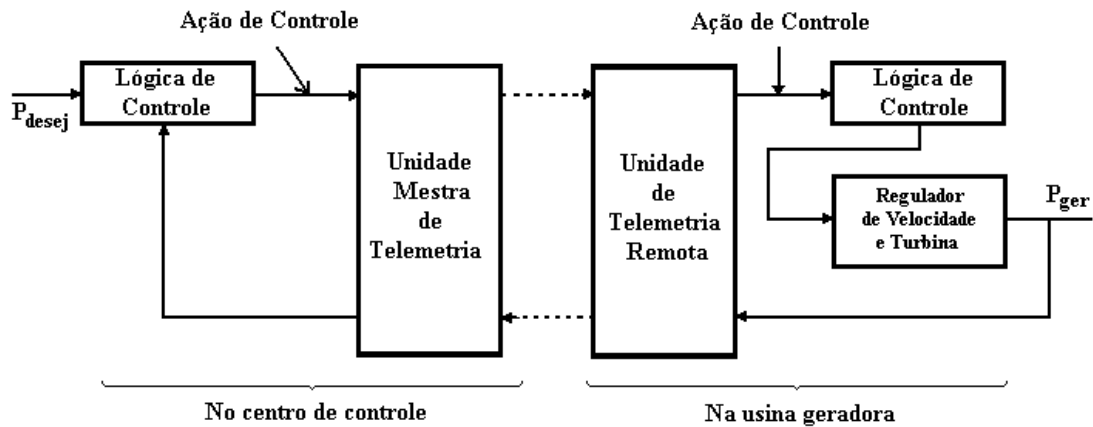


Figura 6.43: Controle de geração via telemetria.

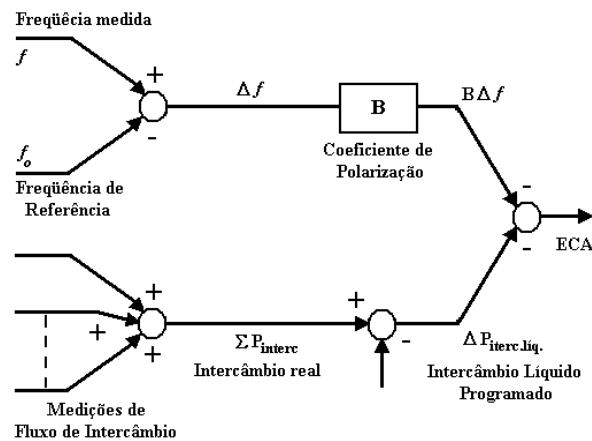


Figura 6.44: Síntese do erro de controle de área (ECA).

da cada unidade é adicionada ao ECA de modo a formar um sinal de erro composto que acionará o sistema de controle. A Fig 6.45 sumariza o cálculo do ECA, o cálculo de alocação da geração e o laço de controle das unidades.

6.7 Intercâmbio Econômico Entre Empresas Interligadas

A operação interligada de sistemas elétricos de potência traz várias vantagens, tais como:

- *Maior confiabilidade:* perda de geração em uma área pode ser compensada pela reserva girante de todo o sistema interconectado. Em um sistema isolado, unidades

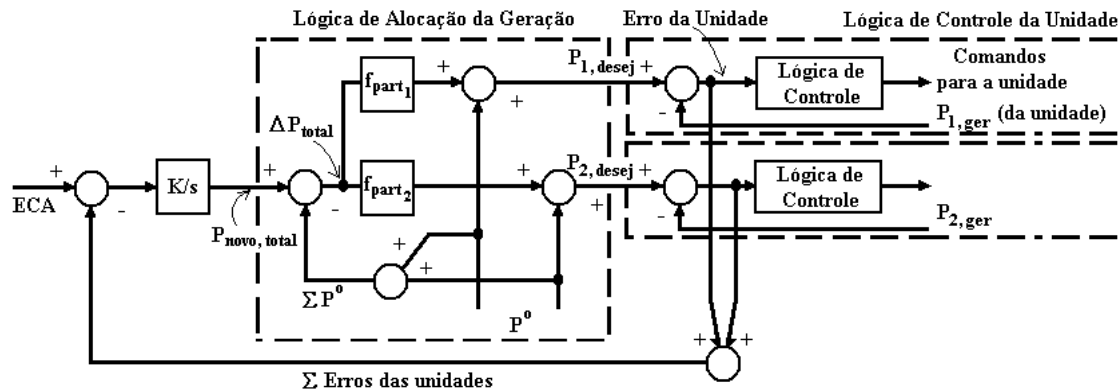


Figura 6.45: Representação esquemática da lógica do CAG.

extras teriam de estar em operação como reserva girante, o que implicaria em custos adicionais de operação.

- *Melhor característica de regulação*, devida à maior inércia do sistema interconectado.
- *Menor custo de operação*: Sempre que dois sistemas de potência operam a custos incrementais distintos há oportunidade de melhorar a economia de operação.

Para ilustrar este último ponto, considere a situação descrita a seguir. Uma empresa A está gerando a um custo incremental menor do que o da empresa B. Se a empresa B pudesse comprar o próximo MW de potência para alimentar sua própria carga da empresa A a custo menor do que o de sua própria geração, isto representaria uma economia para a empresa B. Por outro lado, a empresa A se beneficiaria economicamente da venda de potência para a empresa B, contanto que B se disponha a pagar um preço maior do que o custo de geração de A para o bloco de potência em questão. A questão chave nestas transações é o estabelecimento de um preço justo para ambas as partes.

Exemplo 6.4 *Seja o caso de duas empresas cujas áreas de controle são mostradas na Fig. 6.46 e cujos os dados são apresentados na Tabela 6.1. As perdas de transmissão são desprezadas. Calcule o despacho econômico considerando que os sistemas das duas empresas são despachados (1) separadamente, e (2) de forma interligada. A partir destes resultados, avalie as vantagens da operação interligada.*

Solução:

1. Considerando que as empresas operam independentemente - Os resultados dos dois DEs independentes são fornecidos abaixo.

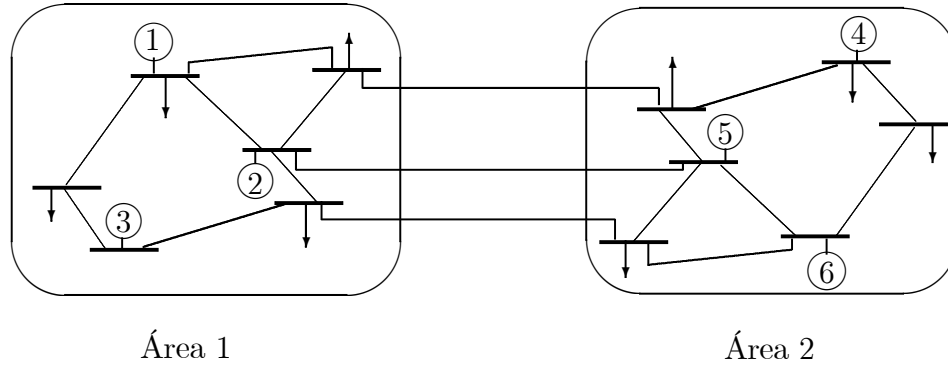


Figura 6.46: Sistema de duas áreas interconectadas para exemplo 6.4

Tabela 6.1: Dados para Exemplo 6.4

Dados das Unidades:						
$F_i(P_i) = f_i \times (c_{0,i} + c_i P_i + q_i P_i^2)$						
$\underline{P}_i \leq P_i \leq \overline{P}_i$						
Unid.	f_i	Coefs. de custo			Limites de Geração	
		$c_{0,i}$	c_i	q_i	$\underline{P}_i$ (MW)	$\overline{P}_i$ (MW)
1	2,0	561	7,92	0,00156	150	600
2	2,0	310	7,85	0,00194	100	400
3	2,0	78	7,97	0,00482	50	200
4	1,9	500	7,06	0,00139	140	590
5	1,9	295	7,46	0,00184	110	440
6	1,9	295	7,46	0,00184	110	440
Área 1:						
				Carga	=	700
				Ger. total máx.	=	1200
				Ger. total mín.	=	300
Área 2:						
				Carga	=	1100
				Ger. total máx.	=	1470
				Ger. total mín.	=	360

Área 1:

$$\begin{aligned}
 & \left. \begin{aligned} P_1 &= 322,7 \text{ MW} \\ P_2 &= 277,9 \text{ MW} \\ P_3 &= 99,4 \text{ MW} \end{aligned} \right\} \text{Geração total} = 700 \text{ MW} \\
 & \lambda = 17,856 \text{ \$/MWh} \\
 & \text{Custo de operação} = 13.677,21 \text{ \$/h}
 \end{aligned}$$

Área 2:

$$\begin{aligned}
 & \left. \begin{aligned} P_4 &= 524,7 \text{ MW} \\ P_5 &= 287,7 \text{ MW} \\ P_6 &= 287,7 \text{ MW} \end{aligned} \right\} \text{Geração total} = 1100 \text{ MW} \\
 & \lambda = 16,185 \text{ \$/MWh} \\
 & \text{Custo de operação} = 18.569,23 \text{ \$/h}
 \end{aligned}$$

Custo de operação total das duas áreas = $13.677,21 + 18.569,23 = 32.246,44\$/h$

2. Operação Interligada - Suponhamos agora que as duas áreas são interconectadas através de vários circuitos de transmissão, conforme indicado na Fig. 6.46. Neste caso, tudo se passa como se as duas áreas constituíssem um único sistema. Calculando portanto o despacho para um único sistema de seis geradores, obtemos:

$$\left. \begin{array}{l} P_1 = 184,0 \text{ MW} \\ P_2 = 166,2 \text{ MW} \\ P_3 = 54,4 \text{ MW} \\ P_4 = 590,0 \text{ MW} \\ P_5 = 402,7 \text{ MW} \\ P_6 = 402,7 \text{ MW} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Geração total da área 1} = 404,6 \text{ MW} \\ \\ \\ \text{Geração total da área 2} = 1395,4 \text{ MW} \\ \\ \text{Geração total do sistema} = 1800 \text{ MW} \end{array}$$

$$\lambda = 16,990 \text{ \$/MWh}$$

$$\text{Custo de operação Área 1} = 8530,93 \text{ \$/h}$$

$$\text{Custo de operação Área 2} = 23.453,89 \text{ \$/h}$$

$$\text{Custo de operação total} = 31.984,82 \text{ \$/h}$$

$$\text{Intercâmbio} = 295,4 \text{ MW, da Área 2 para a Área 1.}$$

3. Avaliação dos Benefícios da Operação Interligada - Observe que:

- (a) $(\text{Geração Área 1})_{isol} > (\text{Geração Área 1})_{interlig}$;
 $(\text{Geração Área 2})_{isol} < (\text{Geração Área 2})_{interlig}$.
- (b) Variação da geração da Área 1 = $404,6 - 700 = -295,4 \text{ MW}$;
 Variação da geração da Área 2 = $1395,4 - 1100 = 295,4 \text{ MW}$
 Intercâmbio da Área 2 para Área 1 = $295,4 \text{ MW}$
- (c) $(\text{Custo de operação})_{interlig} < \sum (\text{Custo de operação})_{isol}$;
- (d) Como:

$$\begin{aligned} &(\text{Custo de operação Área 1})_{interlig} < (\text{Custo de operação Área 1})_{isol}, \text{ e} \\ &(\text{Custo de operação Área 2})_{interlig} > (\text{Custo de operação Área 2})_{isol}, \end{aligned}$$

a área 1 deve obviamente pagar à área 2 pelo intercâmbio. Surge portanto a questão: quanto deve ser pago? Dependendo da interpretação de cada uma das partes envolvidas, a resposta a esta pergunta poderá ser diferente. Para analisar mais de perto o caso, considere que o intercâmbio é realizado por 1 hora. Neste caso:

Custos da Área 1:	sem intercâmbio:	13.677,21
	com intercâmbio:	8.530,93
	Economia para Área 1:	5.146,28
Custos da Área 2:	sem intercâmbio:	18.569,23
	com intercâmbio:	23.453,89
	Sobrecusto para Área 2:	4.884,66

Pode-se antever duas abordagens distintas para a questão da repartição de custos. Do ponto de vista da Área 1, poderia ser argumentado que, como a Área 2 teve aumento de custo de \$ 4.884,66, esta quantia deve corresponder ao pagamento pelo intercâmbio. Neste caso, teríamos que o balanço de custos da Área 2 seria nulo e que

$$\text{Lucro líquido Área 1} = 5.146,28 - 4.884,66 = \$ 261,62$$

Por outro lado, a Área 2 poderia argumentar que, como a Área 1 teve decréscimo de custo de \$ 5.146,28, este valor deveria corresponder ao pagamento pelo intercâmbio. Neste caso, é a Área 1 que teria um balanço nulo enquanto que, para a Área 2

$$\text{Redução líquida de custos da Área 2} = -4.884,66 + 5.146,28 = \$261,62$$

Em ambos os casos, uma parte fica com todos os benefícios econômicos e a outra não auferir nenhuma vantagem do intercâmbio.

A prática comum nestes casos é estabelecer o preço de venda como o custo de geração mais a metade da economia dos custos de operação do comprador. Isto significa ratear a economia entre as duas partes. Aplicando este procedimento para o exemplo, teríamos:

$$\begin{array}{llll} \text{Pagamento da Área 1 à Área 2} & = & 4886,66 + (261,62)/2 & = \$ 5015,47 \\ \text{Redução de custos de operação} & = & (261,62)/2 & = \$ 130,81 \quad \blacksquare \\ \text{para ambas as áreas} & & & \end{array}$$

6.8 “Pools” de Energia

Em situações em que um sistema está interligado a muitos sistemas vizinhos, o processo de estabelecer transações pode consumir muito tempo e dificilmente resultará em uma estratégia ótima. Neste caso, várias empresas podem se juntar em um “pool” que incorpora um escritório central de despacho e apresenta as seguintes características:

- É administrado de um único centro de operações;
- Estabelece intercâmbio entre seus membros;
- Realiza outras tarefas administrativas comuns.

Os membros do “pool” abrem mão de certas responsabilidades, com o objetivo de obter uma melhor economia de operação. Além das já mencionadas, são funções específicas do “pool”:

- Coordenação da alocação ótima de unidades;
- Coordenação de escalas de manutenção;
- Avaliação centralizada da segurança.

Algumas das vantagens da operação de várias empresas sob a forma de “pool” são:

1. A minimização dos custos globais de operação;
2. A realização da alocação ótima de unidades para todo o sistema;
3. A minimização da reserva girante;
4. A coordenação de escalas de manutenção para minimizar custos e maximizar confiabilidade, através do compartilhamento da reserva girante durante os períodos de manutenção;
5. A maximização dos benefícios de procedimentos de emergência.

A premissa básica para que o “pool” seja vantajoso para as empresas que o constituem é que nenhum membro do “pool” deve ter despesas de produção de geração maiores do que as que resultariam se a empresa despachasse sua própria geração para alimentar sua carga.