

UMA METODOLOGIA EFICIENTE PARA O CÁLCULO DE EQUIVALENTES DINÂMICOS BASEADOS EM COERÊNCIA

Eduardo J.S. Pires de Souza

Armando M. Leite da Silva

Departamento de Engenharia Elétrica
Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Rua Marquês de São Vicente, 225
22.453 - Rio de Janeiro - RJ

Resumo - Este trabalho apresenta uma nova metodologia para o cálculo de equivalentes dinâmicos. É proposto um método de simulação linear para a identificação de geradores coerentes, baseado no desvio médio da velocidade angular dos geradores, com duas alternativas de cálculo. O agrupamento dos geradores coerentes é feito através de um novo algoritmo que garante a unicidade da composição dos grupos formados. A formulação REI é aplicada para transferir os geradores de cada grupo para uma barra terminal comum e o método de Levenberg-Marquardt é utilizado na agregação dinâmica dos geradores coerentes. Os equivalentes dinâmicos são avaliados numa configuração do sistema sul-sudeste brasileiro com 421 barras, 717 linhas/transformadores e 40 geradores.

Abstract - This paper presents a new methodology for dynamic equivalents. Two alternative linear simulation methods are proposed for the identification of coherent generators. The measure of coherency for both methods is the angular speed average deviation of generators. The coherent generators are grouped using a new clustering algorithm that assures the uniqueness of the composed coherent groups. The REI-approach is applied to transfer the generators of each group to a common terminal busbar. The Levenberg-Marquardt method is used for the coherent generators dynamic aggregation. The dynamic equivalents are evaluated in a configuration of the south-southeast brazilian system with 421 busbars, 717 transmission lines/transformers and 40 generators.

1. INTRODUÇÃO

Os estudos de estabilidade transitória, amplamente realizados por simulação digital no domínio do tempo, apresentam a desvantagem de serem computacionalmente lentos. Esta dificuldade vem sendo contornada com os avanços na tecnologia dos computadores, a aplicação de métodos numéricos eficientes de solução, além do uso de equivalentes dinâmicos.

Uma representação dinâmica equivalente é uma representação reduzida do sistema, consistindo de um número menor de barras, linhas, transformadores, geradores e seus controles, que permite reproduzir, sem perda significativa de precisão, o comportamento dinâmico do sistema completo interligado.

Os métodos para cálculo de equivalentes dinâmicos baseiam-se fundamentalmente em análise modal (Nishida e Takeda, 1984) ou na propriedade de determinados geradores oscilarem de modo idêntico no período transitório, sendo denominados geradores coerentes (Podmore, 1978; Germond e Podmore, 1978).

Embora o principal objetivo deste trabalho seja o desenvolvimento de métodos eficientes para a identificação de geradores coerentes, visando melhorar a qualidade das informações obtidas e ao mesmo tempo reduzir o esforço de cálculo dos equivalentes dinâmicos, os problemas de eliminação de barras terminais de gerador e de agregação dinâmica dos geradores coerentes também serão analisados, visando a obtenção de soluções mais eficientes.

Na próxima seção serão desenvolvidas as formulações dos métodos propostos de identificação de geradores coerentes e serão mostrados alguns resultados obtidos com estes métodos. Em seguida serão tratados os problemas da agregação dinâmica dos geradores coerentes e do cálculo dos equivalentes dinâmicos para o sistema teste considerado. Finalmente serão apresentadas as conclusões obtidas.

2. IDENTIFICAÇÃO DE GERADORES COERENTES: TEORIA E DESEMPENHO

Dentre os métodos de identificação de geradores coerentes há os que não utilizam simulação, e por isso podem ser tratados como métodos diretos (Pires de Souza e Leite da Silva, 1984), e aqueles que requerem simulação de um modelo linear simplificado do sistema de potência (Podmore, 1978). Os primeiros permitem determinar a coerência dos geradores durante a 1ª oscilação, ou até 1,0 segundo do período transitório. Os outros podem investigar a coerência dos geradores durante todo o período transitório.

A seguir é apresentada uma lista de símbolos que se aplicam às formulações que serão desenvolvidas:

- i : Refere-se ao i-ésimo gerador
- M : Constante de inércia em segundos
- D : Coeficiente de amortecimento em pu

P_m : Potência mecânica de entrada em pu

P_g : Potência elétrica de saída em pu

δ : Ângulo do rotor em radianos

ω : Velocidade angular em pu

f_o : Frequência síncrona em Hertz

ω_o : Velocidade síncrona em radianos/segundo

$\alpha(t)$: Função genérica

$\dot{\alpha}$: Derivada de $\alpha(t)$

2.1. Modelo Dinâmico Linear do Sistema de Potência

O modelo linear se justifica porque a magnitude dos distúrbios e a quantidade de detalhes na representação dos geradores não influem fortemente na formação dos grupos de geradores coerentes. O efeito de uma falta é reproduzido considerando a rede sem falta com as potências mecânicas dos geradores aumentadas de degraus, correspondentes às potências de aceleração, por um tempo igual ao de eliminação da falta (Podmore, 1978).

Sejam as equações linearizadas do movimento do i -ésimo gerador:

$$M_i \Delta \dot{\omega}_i = \Delta P_{mi} - \Delta P_{gi} - D_i \Delta \omega_i \quad (1)$$

$$\Delta \dot{\delta}_i = \omega_o \Delta \omega_i \quad (2)$$

onde os desvios Δ são medidos com relação ao ponto de operação pré-falta do sistema.

As variações na potência elétrica ativa dos nós internos dos geradores e dos barramentos do sistema, ΔP_g e ΔP_l , respectivamente, podem ser expressas na forma matricial como segue:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{gg} & H_{gl} \\ H_{lg} & H_{ll} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \theta \end{bmatrix} \quad (3)$$

onde H_{gg} , H_{gl} , H_{lg} e H_{ll} são submatrizes de sensibilidade obtidas através das derivadas parciais das potências ativas P_g e P_l com relação aos ângulos internos dos geradores δ e aos ângulos das tensões dos barramentos θ .

2.2. Método de Identificação de Geradores Coerentes por Simulação

O método proposto é baseado no cálculo do desvio médio da velocidade angular dos geradores em cada intervalo de tempo da simulação. Duas alternativas de cálculo serão apresentadas (Pires de Souza, 1987):

Método de Simulação Linear: Alternativa I (MSL-I)

Considerando que a variação de uma função $\alpha(t)$ no intervalo de $t - \Delta t$ para t seja razoavelmente linear, as seguintes aproximações numéricas podem ser usadas:

$$\alpha(t - \Delta t/2) \sim [\alpha(t) + \alpha(t - \Delta t)]/2 \quad (4)$$

$$\dot{\alpha}(t - \Delta t/2) \sim [\alpha(t) - \alpha(t - \Delta t)]/\Delta t \quad (5)$$

A equação (1) no instante $t - \Delta t/2$, resulta:

$$M_i \Delta \dot{\omega}_i(t - \Delta t/2) = \Delta P_{mi}(t - \Delta t/2) - \Delta P_{gi}(t - \Delta t/2) - D_i \Delta \omega_i(t - \Delta t/2) \quad (6)$$

Aplicando as aproximações numéricas (4) e (5) na equação (6) e considerando ΔP_{mi} constante de $t - \Delta t$ para t , as variações ΔP_{gi} da potência elétrica de saída do gerador i podem ser expressas por:

$$\Delta P_{gi}(t) = F_i(t - \Delta t) - N_i \Delta \omega_i(t - \Delta t/2) \quad (7)$$

onde:

$$F_i(t - \Delta t) = [4M_i/\Delta t] \Delta \omega_i(t - \Delta t) + 2\Delta P_{mi}(t) - \Delta P_{gi}(t - \Delta t)$$

$$N_i = 4M_i/\Delta t + 2D_i$$

Derivando a equação (3) no instante $t - \Delta t/2$, resulta:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_g(t - \Delta t/2) \\ \Delta \dot{P}_l(t - \Delta t/2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{gg} & H_{gl} \\ H_{lg} & H_{ll} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta}(t - \Delta t/2) \\ \Delta \dot{\theta}(t - \Delta t/2) \end{bmatrix} \quad (8)$$

Substituindo a equação (2) na equação (8), aplicando a aproximação numérica (5) e finalmente eliminando $\Delta P_g(t)$ usando a equação (7), resulta:

$$\begin{bmatrix} E(t - \Delta t) \\ \Delta \dot{P}_l(t - \Delta t/2)/\omega_o \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{gg} + M_g & H_{gl} \\ H_{lg} & H_{ll} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega(t - \Delta t/2) \\ \Delta \dot{\theta}(t - \Delta t/2)/\omega_o \end{bmatrix} \quad (9)$$

onde E e M_g são um vetor ($n \times 1$) e uma matriz diagonal ($n \times n$), respectivamente, cujos componentes são dados por:

$$E_i(t - \Delta t) = [4M_i/\Delta t] \Delta \omega_i(t - \Delta t) + 2\Delta P_{mi}(t) - 2\Delta P_{gi}(t - \Delta t) / \omega_o \Delta t$$

$$M_{gi} = N_i/\omega_o \Delta t$$

Distúrbios causados por perda de carga ou geração, remoção de linha ou transformador podem ser modelados através de degraus de variação em ΔP_l , nas barras selecionadas e no tempo apropriado. Assim, o valor da derivada de ΔP_l no meio de cada intervalo de tempo é nulo, exceto naqueles intervalos onde ocorrerem as variações de ΔP_l . Como para o algoritmo interessam apenas os valores discretos de ΔP_l nos extremos desses intervalos, pode-se considerar, para efeito do cálculo da derivada, que ΔP_l varia linearmente. Assim, para um degrau ascendente de potência na barra j no intervalo $(t - \Delta t, t)$, aplicando a aproximação numérica (5), resulta:

$$\Delta \dot{P}_{lj}(t - \Delta t/2) = \Delta P_{lj}(t)/\Delta t \quad (10)$$

Aplicando a aproximação (5) a um degrau descendente de potência na barra j no intervalo $(t' - \Delta t, t')$, resulta:

$$\Delta \dot{P}_{lj}(t' - \Delta t/2) = -\Delta P_{lj}(t' - \Delta t)/\Delta t \quad (11)$$

O sistema linear da equação (9) é resolvido para se determinar $\Delta \omega(t - \Delta t/2)$ e $\Delta \dot{\theta}(t - \Delta t/2)$. Aplicando mais uma vez as aproximações numéricas (4) e (5), resultam:

$$\Delta w(t) = 2\Delta\omega(t - \Delta t/2) - \Delta\omega(t - \Delta t) \quad (12)$$

$$\Delta\theta(t) = \Delta\theta(t - \Delta t) + \Delta t \Delta\dot{\theta}(t - \Delta t/2) \quad (13)$$

A equação (9) representa o caso geral em que os vetores $\Delta\omega(t)$ e $\Delta\theta(t)$ são utilizados pelo algoritmo que calcula o equivalente dinâmico. O vetor $\Delta\omega(t)$ dos desvios de velocidade angular dos geradores é usado para determinar uma medida de coerência que identifica os grupos de geradores coerentes. A variação angular das tensões dos barramentos, descrita pelo vetor $\Delta\theta(t)$, pode ser usada para determinar a coerência das barras terminais de geração e das barras de carga.

Embora a formulação MSL-I seja baseada na formulação de Podmore (1978), apresentada no Apêndice 7.1, a medida de coerência calculada diretamente é o desvio de velocidade e não o desvio angular. Comparando-se as expressões de ambas as formulações pode-se afirmar que MSL-I é mais simples, o que será enfatizado pela comparação dos tempos computacionais dos dois algoritmos.

Método de Simulação Linear: Alternativa II (MSL-II)

Em geral, a informação sobre a coerência de geradores, obtida através dos desvios de velocidade angular ou dos desvios angulares de suas barras terminais, é basicamente a mesma. Por outro lado, como as barras de carga são geralmente reduzidas por eliminação Gaussiana, as curvas de oscilação dos ângulos dessas barras podem ser dispensadas. Portanto, para o cálculo do equivalente dinâmico proposto, é necessário apenas o vetor $\Delta\omega(t)$ para identificar os geradores coerentes. Assim, o algoritmo MSL-I é modificado, eliminando-se o vetor $\Delta\theta(t - \Delta t/2)$, para se obter a seguinte equação linear:

$$E(t - \Delta t) - \Delta E = [H_{gg}^r + M_g] \Delta\omega(t - \Delta t/2) \quad (14)$$

onde:

$$\Delta E = [H_{gj} H_{jj}^{-1} \Delta P_i(t - \Delta t/2)] / \omega_0$$

$$H_{gg}^r = H_{gg} - H_{gj} H_{jj}^{-1} H_{jg}$$

O vetor ΔE é não-nulo apenas nos intervalos de tempo nos quais ocorram distúrbios tais como perda de carga, remoção de linha ou transformador. Se nenhum desses distúrbios está sendo considerado na análise, então ΔE é um vetor nulo. H_{gg}^r é a matriz Jacobiana de potência ativa reduzida aos nós internos dos geradores. Tanto o vetor ΔE como a matriz H_{gg}^r são obtidas usando programação esparsa e técnicas de bifatoração na submatriz H_{jj} . As características especiais de esparsidade das submatrizes H_{gj} e H_{jg} devem ser também consideradas.

A solução da equação (14) é obtida sem a fatoração da matriz, através de uma matriz inversa aproximada cujo cálculo é apresentado a seguir.

Da equação (14) resulta:

$$\Delta\omega(t - \Delta t/2) = [M_g^{-1} H_{gg}^r + I]^{-1} G(t - \Delta t) \quad (15)$$

onde:

$$G(t - \Delta t) = M_g^{-1} [E(t - \Delta t) - \Delta E]$$

I = Matriz identidade

Como os elementos da matriz diagonal M_g são muito maiores que os elementos de H_{gg}^r , então a seguinte aproximação numérica é válida, conforme demonstrado no Apêndice 7.2:

$$[M_g^{-1} H_{gg}^r + I]^{-1} \approx I - M_g^{-1} H_{gg}^r \quad (16)$$

Aplicando a aproximação (16) na equação (15) resulta:

$$\Delta\omega(t - \Delta t/2) = [I - M_g^{-1} H_{gg}^r] G(t - \Delta t) \quad (17)$$

A solução da equação (17) é obtida basicamente a partir da fatoração da matriz H_{jj} .

2.3. Medida de Coerência e Algoritmo de Agrupamento

De modo a formar consistentemente os grupos de geradores coerentes, a diferença dos desvios de velocidade angular para cada par de geradores deve ser calculada em cada instante de tempo da simulação linear. Embora $(n^2 - n)/2$ diferenças sejam calculadas para todos os instantes de tempo, este procedimento assegura uma comparação confiável entre todas as trajetórias no tempo das velocidades angulares dos geradores. Como essas trajetórias são relativamente bem comportadas, a máxima diferença das velocidades no período de estudo $[0, T]$ é considerada uma boa medida de coerência. Portanto, o grau de coerência entre o i -ésimo e o j -ésimo geradores é medido pelo índice de frequência C_{ij} , em Hertz, como segue:

$$C_{ij} = \text{Max}_{t \in [0, T]} |\Delta w_i(t) - \Delta w_j(t)| f_0 \quad (18)$$

$i = 1, 2, \dots, n-1$
 $j = i+1, i+2, \dots, n$

No final do processo de simulação é obtida uma lista de medidas de coerência C_{ij} representando o máximo desvio de frequência entre cada par de geradores i e j . Esta lista é então ordenada da menor para a maior medida, isto é, do par de geradores mais coerente para o par menos coerente. A ordem das medidas determina, para o algoritmo de agrupamento, a prioridade de agrupar determinados geradores, o que garante a unicidade da composição dos grupos coerentes. As medidas de coerência da lista são processadas, até uma tolerância especificada ϵ , de acordo com a seguinte regra: o gerador k pertencerá a um grupo G já estabelecido, se ele for coerente com todos os geradores deste grupo, isto é:

$$C_{kj} \leq \epsilon, \forall j \in G \quad (19)$$

Um aspecto importante do algoritmo é a definição da tolerância. Espera-se que a tolerância escolhida possa refletir a qualidade esperada da coerência dos grupos formados. O valor absoluto de uma tolerância, que garanta resultados de qualidade, em geral varia de um sistema para outro e mesmo num dado sistema, nas simulações de diferentes faltas. Definiu-se, então, um índice de qualidade q que pudesse ser aplicado em qualquer situação, conforme indicado a seguir:

$$q = (C_{ij}^{\text{Max}} - C_{ij}) / (C_{ij}^{\text{Max}} - C_{ij}^{\text{Min}}) \quad (20)$$

onde C_{ij}^{Max} e C_{ij}^{Min} são a maior e a menor medidas de coerência, respectivamente, sendo

$$q = 0 \quad \text{se} \quad C_{ij} = C_{ij}^{\text{Max}}$$

$$q = 1 \quad \text{se} \quad C_{ij} = C_{ij}^{\text{Min}}$$

O valor de C_{ij} que define a tolerância em Hertz e garante uma qualidade q na coerência dos grupos formados é dado por:

$$C_{ij}^{TOL} = qC_{ij}^{Min} + (1 - q)C_{ij}^{Max} \quad (21)$$

É uma prática usual em engenharia se adotar tolerâncias em torno de 10%. No sistema teste analisado foram considerados valores para q entre 0,88 e 0,95. O engenheiro, ao realizar estudos de estabilidade com equivalente num dado sistema, pode definir o valor adequado de q para seus estudos através da inspeção, em alguns casos, das curvas de oscilação aproximadas de cada grupo de geradores coerentes definido pelo algoritmo. Por outro lado, para modo automático de cálculo do equivalente, recomenda-se especificar $q = 0,95$ pois este valor sempre assegurou uma correta identificação dos geradores coerentes sem que os resultados fossem demasiadamente conservativos.

2.4. Resultados

O sistema teste considerado é uma configuração do sistema sudeste brasileiro com 421 barras, 717 linhas e transformadores e 40 geradores (barras de geração).

Pelos resultados obtidos pelos métodos de simulação verificou-se que o desvio de velocidade angular é uma medida mais adequada que o desvio angular na identificação de geradores coerentes para um dado critério de tolerância. Geradores não coerentes, apresentando oscilações distintas no período transitório, são mais facilmente detectados quando se utiliza o desvio de velocidade. Por exemplo, para um curto-circuito trifásico na barra Furnas-345 KV com eliminação do defeito em 100 ms através do desligamento de uma das linhas Furnas-Itutinga 345 KV, quando se utilizam os desvios angulares como medidas de coerência, para $q = 0,89$ ocorre a incorporação do gerador 9 no grupo (7, 8). Observando a Figura 2.1. constata-se que embora as diferenças angulares possam satisfazer uma certa tolerância, são evidentes as diferenças de oscilação do gerador 9, não podendo portanto ser considerado coerente com os geradores 7 e 8. Por outro lado, para que o gerador 9 seja incluído no grupo (7, 8) pelas medidas de desvio de velocidade, é necessário considerar índices de qualidade baixos de 0,82 e 0,81, respectivamente, no algoritmo de agrupamento de MSL-I e MSL-II.

As medidas de coerência obtidas com os algoritmos MSL-I e MSL-II são praticamente idênticas, validando, assim, a aproximação numérica (16) utilizada pelo algoritmo MSL-II. O segundo algoritmo, dependendo do sistema e do número k de intervalos de

tempo da simulação linear, pode ser bastante vantajoso computacionalmente. Verificou-se ser necessário $k > 2n$, sendo n o número de geradores, para este ganho existir.

A Tabela 1 apresenta os tempos de execução (CPU) em segundos, num computador CDC - CYBER 170/835, dos algoritmos correspondentes às formulações propostas MSL-I, MSL-II e à formulação de Podmore (1978), indicada por FP, para uma simulação com duração de 5,0 segundos e intervalos de tempo de 3 ciclos ($T_{max} / \Delta t = 100$). Como previsto na Seção 2.2., esta tabela confirma que a formulação MSL-I é um pouco mais eficiente que a formulação proposta por Podmore (1978). Fica constatado também que a aproximação numérica (16) conduz a uma redução significativa do tempo de execução da simulação.

Tabela 1. Tempos de execução (CPU) dos algoritmos de simulação linear.

	Métodos de Simulação		
	MSL-I	MSL-II	FP
Tempo (s)	7,325	5,890	7,774
Relação com FP (%)	94,2	75,8	100,0

3. AGREGAÇÃO DINÂMICA DE GERADORES COERENTES

A agregação dinâmica de unidades geradoras coerentes, agrupadas em uma mesma barra, consiste na determinação dos parâmetros de uma ou mais unidades geradoras equivalentes, que apresentem o mesmo comportamento dinâmico das unidades originais, durante qualquer perturbação em que estas unidades permaneçam coerentes.

Neste trabalho, o problema da agregação dinâmica de modelos de máquina síncrona e de sistema de excitação foi tratado de acordo com a metodologia proposta por Germond e Podmore (1978), baseada no ajuste de parâmetros de funções de transferência a partir da resposta em frequência. Os parâmetros lineares dos modelos equivalentes, no entanto, foram ajustados numericamente através do método de Levenberg-Marquardt (1944, 1963), apresentado no Apêndice 7.3, que de acordo com Bard (1970), na resolução de

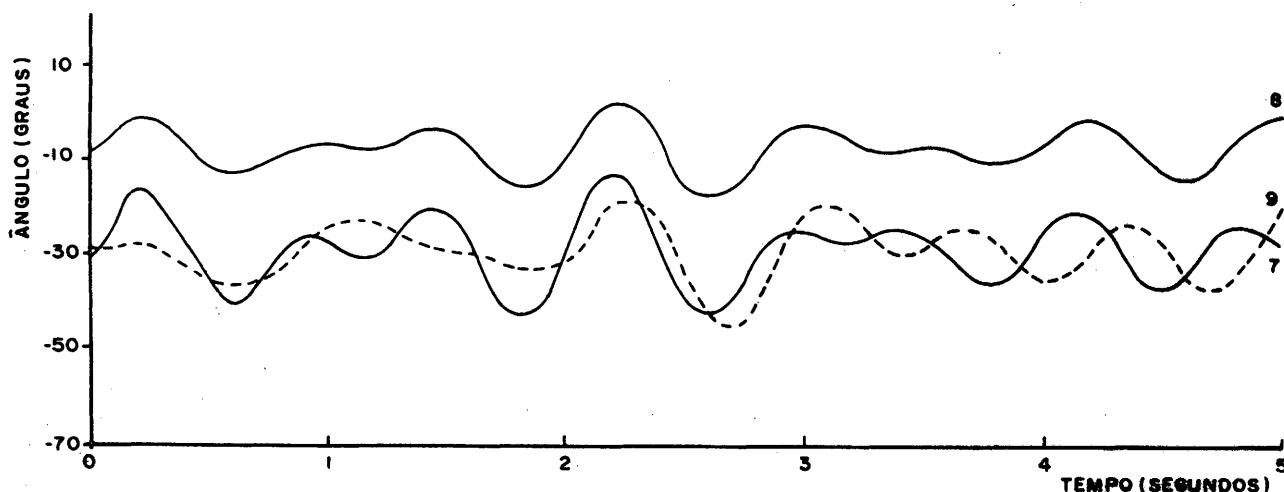


Figura 2.1. Curvas de oscilação do grupo de geradores (7, 8, 9) para CC-3 ϕ na barra Furnas - 345 KV.

problemas de mínimos quadrados, é superior ao método de direções conjugadas (Powell, 1970) considerado por Germond e Podmore (1978).

O ajuste de parâmetros de funções de transferência a partir da resposta em frequência, que caracteriza um problema de otimização multivariável, é uma técnica que, além de teoricamente consistente, apresenta um custo computacional reduzido em relação ao custo total do equivalente nos sistemas de potência de grande porte.

4. CÁLCULO DE EQUIVALENTES DINÂMICOS

Para se realizar estudos de estabilidade transitória num sistema de energia elétrica interligado utilizando um equivalente dinâmico, deve-se considerar o sistema completo constituído de um sistema em estudo (sistema interno e fronteiras) e de um sistema externo a ser representado pelo equivalente. O sistema interno, onde as faltas ocorrem, é de interesse específico e neste trabalho é definido arbitrariamente. As curvas de oscilação dos geradores do sistema em estudo obtidas com o equivalente devem ser similares àquelas obtidas com a simulação do sistema completo.

Os equivalentes dinâmicos baseados em coerência são constituídos por dados de rede e de geradores equivalentes, para serem utilizados em programas convencionais de estabilidade transitória. Conhecidos os grupos de geradores coerentes para um dado distúrbio, pode-se proceder, paralelamente, a redução da rede e a agregação dinâmica dos geradores de cada grupo. A agregação dinâmica, tratada na seção anterior, fornece os dados dos geradores equivalentes. A redução da rede, que consiste na eliminação de barras terminais de geradores e de barras de carga, fornece os dados da rede equivalente.

Antes de se iniciar o procedimento de eliminação de barras é necessário transferir os geradores de cada grupo coerente para uma barra terminal comum. Neste trabalho, esta transferência é realizada utilizando-se a formulação REI (Tinney e Powell, 1977), apresentada no Apêndice 7.4.

4.1. Desempenho do Equivalente

O equivalente dinâmico proposto será avaliado numa configuração do sistema sul-sudeste brasileiro que é uma representação reduzida das companhias FURNAS, CEMIG, LIGHT, ELETROPAULO, CESP, CELG, COPEL, CELESC, ELETROSUL e CEEE com 421 barras, 717 linhas e transformadores, 40 geradores. A área de interesse específico para os estudos de estabilidade, contendo os geradores 1 a 9, é a companhia FURNAS, que passa a constituir o sistema interno. O sistema em estudo fica definido com a inclusão das linhas que conectam FURNAS com a CEMIG, ELETROPAULO, CESP, CELG e ELETROSUL, cujas barras terminais não pertencentes a FURNAS, são definidas como barras de fronteira. Na interligação com a LIGHT, as barras de FURNAS são consideradas fronteiras. Devido à retenção de algumas barras pelo procedimento de redução da rede, para preservação de esparsidade, o número de fronteiras pode variar a depender da composição dos grupos de geradores coerentes. Nos casos estudados, este número varia de 41 a 45.

Dentre as faltas simuladas neste sistema teste serão apresentados os resultados obtidos de duas delas, selecionadas entre as mais severas. Serão mostradas as curvas de oscilação obtidas com o sistema completo e com os equivalentes para curto-circuito trifásico nas barras Cachoeira Paulista - 500 KV e Furnas - 345 KV por 100 ms, seguido de perda de linha.

Para a falta na barra Cachoeira Paulista - 500 KV, eliminada com o desligamento da linha Cachoeira Paulista - Poços, o algoritmo MSL-II, para $q = 0,95$, indica os seguintes grupos coerentes: (34, 35), (31, 32, 30), (37, 40, 39, 33), (28, 36, 29), (23, 24, 25, 22), (14,

16), (19, 20). Assim, para esta falta, o sistema externo reduzido é constituído de 7 geradores equivalentes, representando os grupos coerentes, e de 11 geradores não-coerentes (10, 11, 12, 13, 15, 17, 18, 21, 26, 27, 38).

A Figura 4.1 apresenta a localização desta barra em falta e da linha que é desligada para a eliminação do defeito. Os grupos de geradores coerentes do sistema externo também estão indicados.

As Figuras 4.2 a 4.9 apresentam as curvas de oscilação dos geradores do sistema interno para esta falta, relativas ao gerador 4, obtidas com o sistema completo e com o equivalente proposto.

Para a falta na barra Furnas - 345 KV, eliminada com o desligamento de uma das linhas Furnas - Itutinga, o algoritmo MSL-II, para $q = 0,88$, indica os seguintes grupos coerentes: (34, 35, 31, 32, 30, 28, 36, 29), (37, 40, 33, 39), (23, 24, 25, 26, 22), (19, 20), (15, 18). Para esta falta, o sistema externo reduzido é constituído de 5 geradores equivalentes, representando os grupos coerentes, e de 10 geradores não-coerentes (10, 11, 12, 13, 14, 16, 17, 21, 27, 38).

A Figura 4.10 apresenta a localização da barra em falta e da linha que é desligada para a eliminação do defeito. Os grupos de geradores coerentes do sistema externo também estão indicados.

As Figuras 4.11 a 4.18 apresentam as curvas de oscilação dos geradores do sistema interno para esta falta, relativas ao gerador 4, obtidas com o sistema completo e com o equivalente proposto.

A Tabela 2 apresenta as dimensões do sistema equivalente obtido para a falta na barra Furnas - 345 KV. Os valores indicados entre parênteses correspondem ao sistema interno.

As Tabelas 3 e 4 apresentam os tempos em segundos, obtidos com o computador já indicado, gastos no cálculo do equivalente e nas simulações de 5,0 segundos no programa de estabilidade transitória, para a falta na barra Furnas - 345 KV. Os valores entre parênteses na Tabela 3 são porcentagens do tempo total de cálculo do equivalente.

Tabela 2. Comparação das dimensões dos sistemas completo e equivalente para falta na barra Furnas - 345 KV.

	Barras	Linhas	Geradores
Sistema completo (a)	421 (81)	717 (157)	40 (9)
Sistema equivalente (b)	141	263	24
Relação b/a	0,33	0,37	0,60

Tabela 3. Tempos das etapas de cálculo do equivalente para falta na barra Furnas - 345 KV.

Identificação dos geradores coerentes	23,326	(60,9%)
Redução da rede e fluxo de carga do sistema reduzido	12,936	(33,7%)
Agregação dinâmica	2,063	(5,4%)
Total	38,325	(100,0%)

Tabela 4. Comparação dos tempos do equivalente e do sistema completo para falta na barra Furnas - 345 KV.

Equivalente			Sistema Completo	Relação
Cálculo	Simulação	Total (b)	Simulação (a)	b/a
38,325	81,137	119,462	154,293	0,774

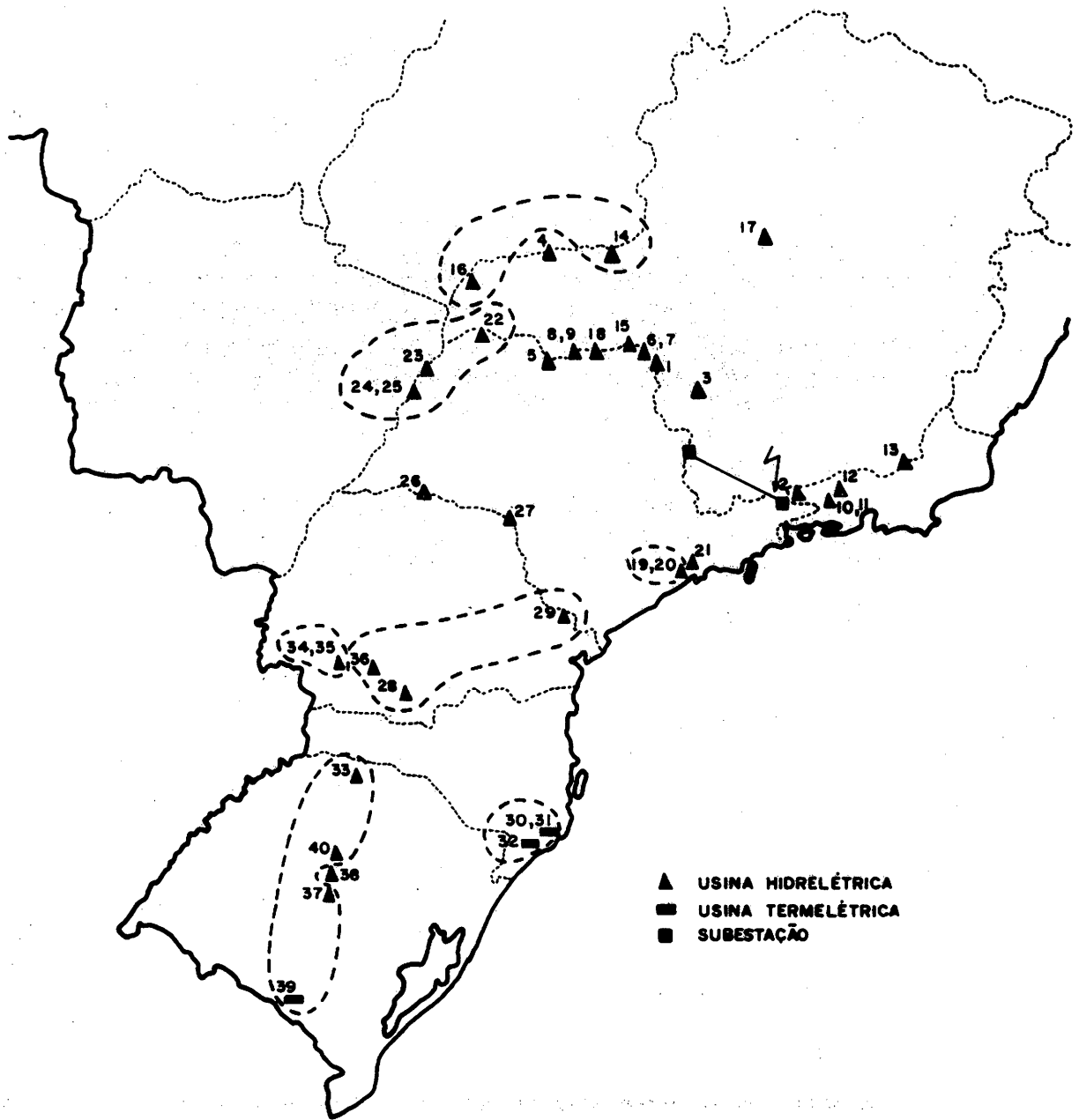


Figura 4.1. Grupos de geradores coerentes para uma falta em Cachoeira Paulista - 500 KV.

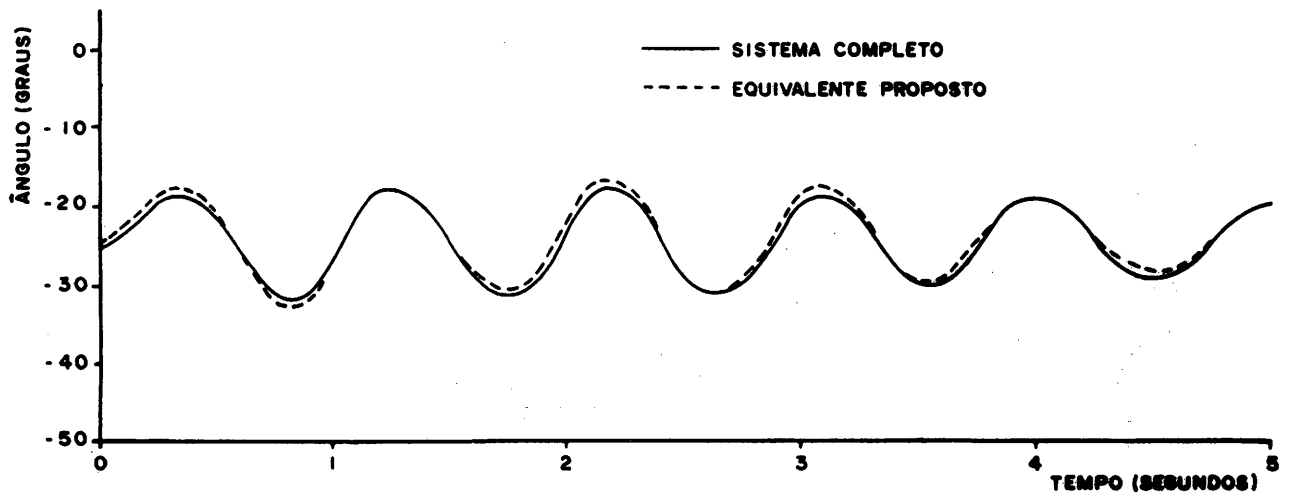


Figura 4.2. Curvas de oscilação do gerador 1 para CC-3 ϕ na barra Cachoeira Paulista - 500 KV.

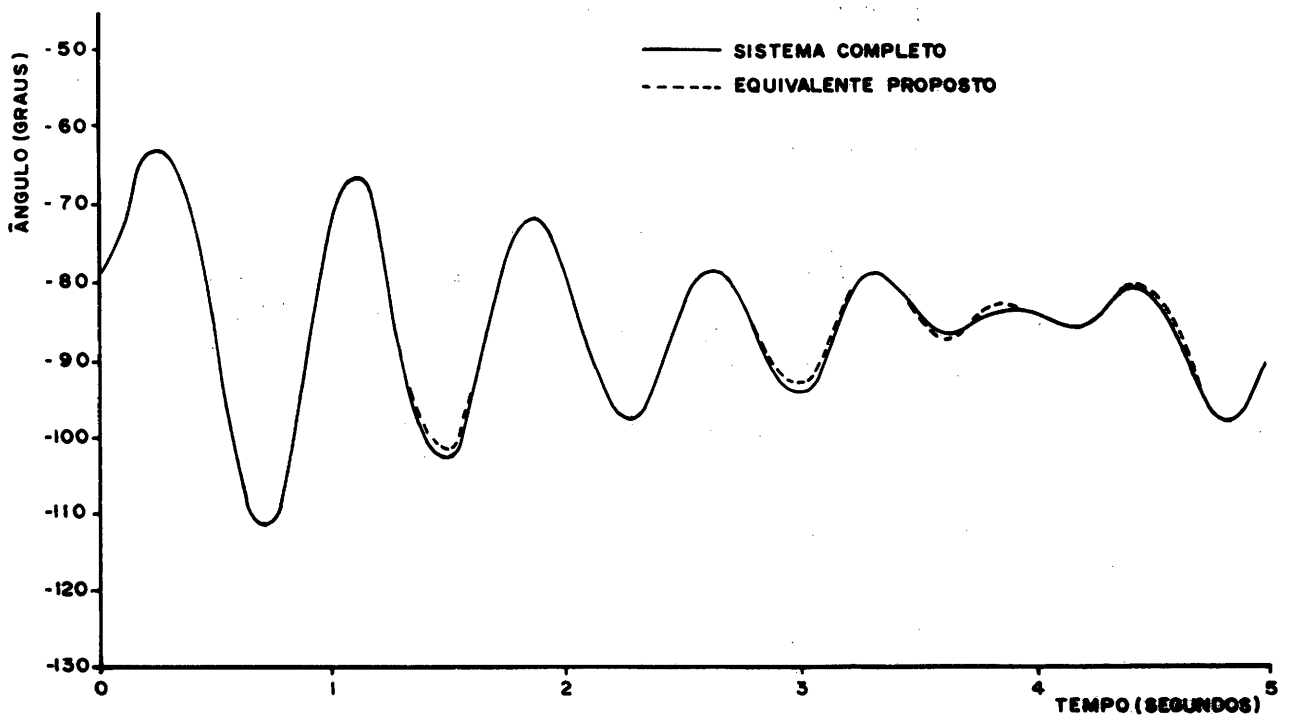


Figura 4.3. Curvas de oscilação do gerador 2 para CC-3 ϕ na barra Cachoeira Paulista - 500 KV.

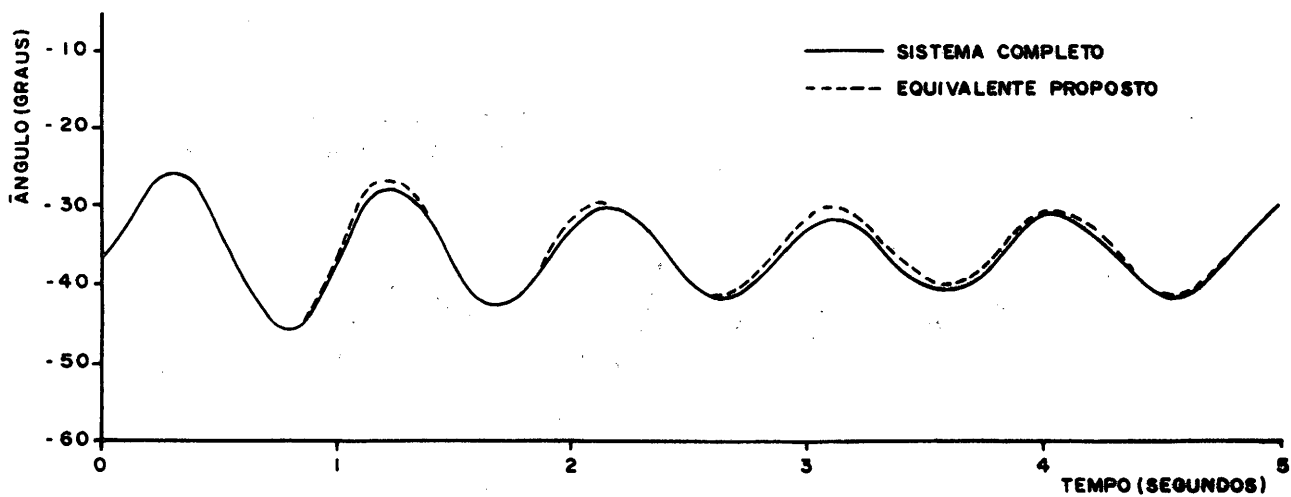


Figura 4.4. Curvas de oscilação do gerador 3 para CC-3 ϕ na barra Cachoeira Paulista - 500 KV.

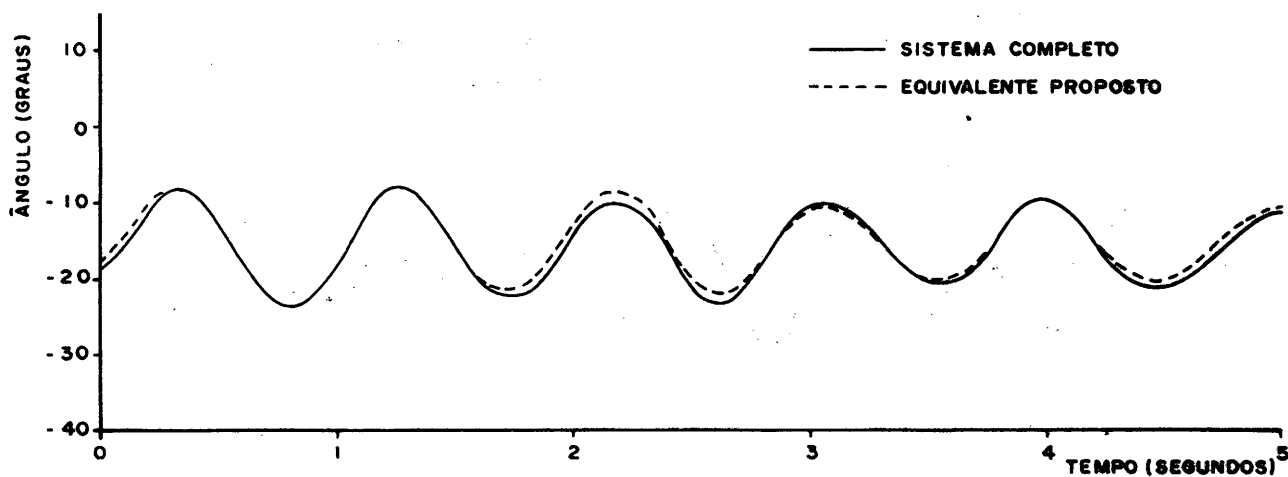


Figura 4.5. Curvas de oscilação do gerador 5 para CC-3 ϕ na barra Cachoeira Paulista - 500 KV.

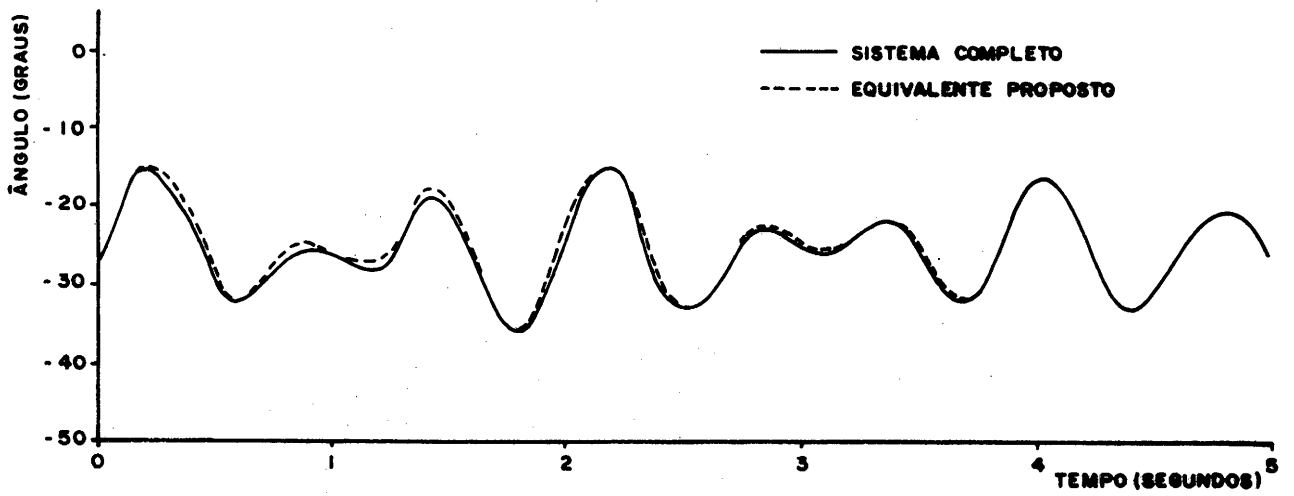


Figura 4.6. Curvas de oscilação do gerador 6 para CC-3 ϕ na barra Cachoeira Paulista - 500 KV.

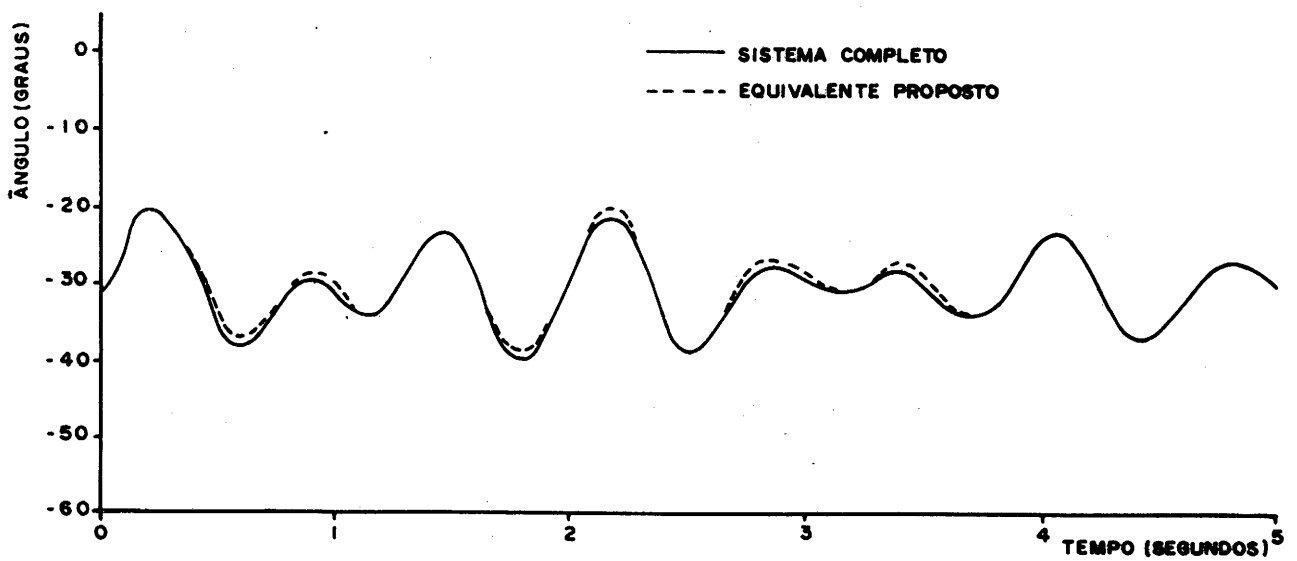


Figura 4.7. Curvas de oscilação do gerador 7 para CC-3 ϕ na barra Cachoeira Paulista - 500KV.

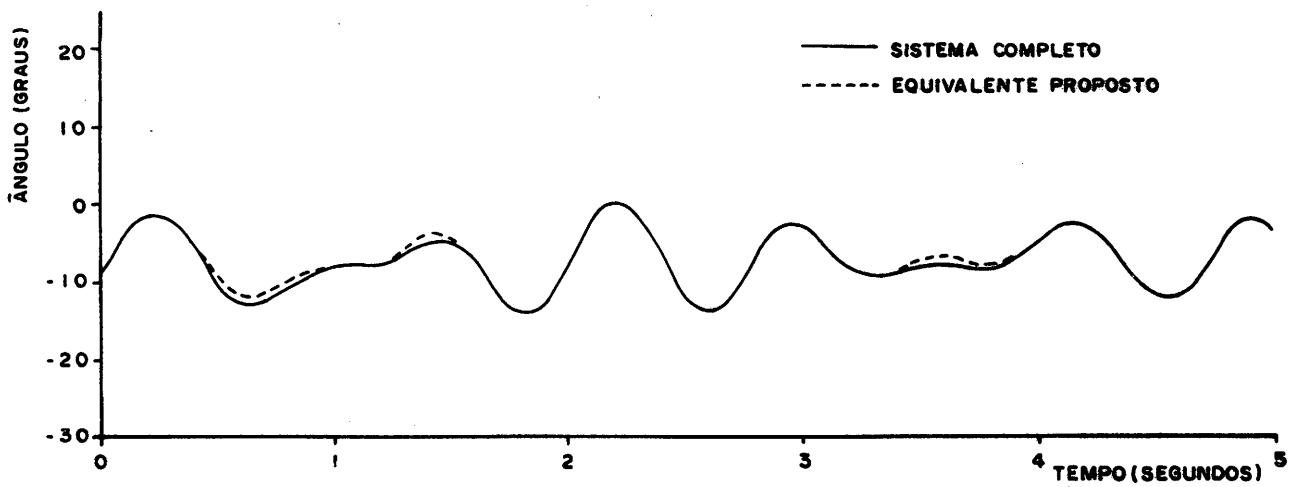


Figura 4.8. Curvas de oscilação do gerador 8 para CC-3 ϕ na barra Cachoeira Paulista - 500 KV.

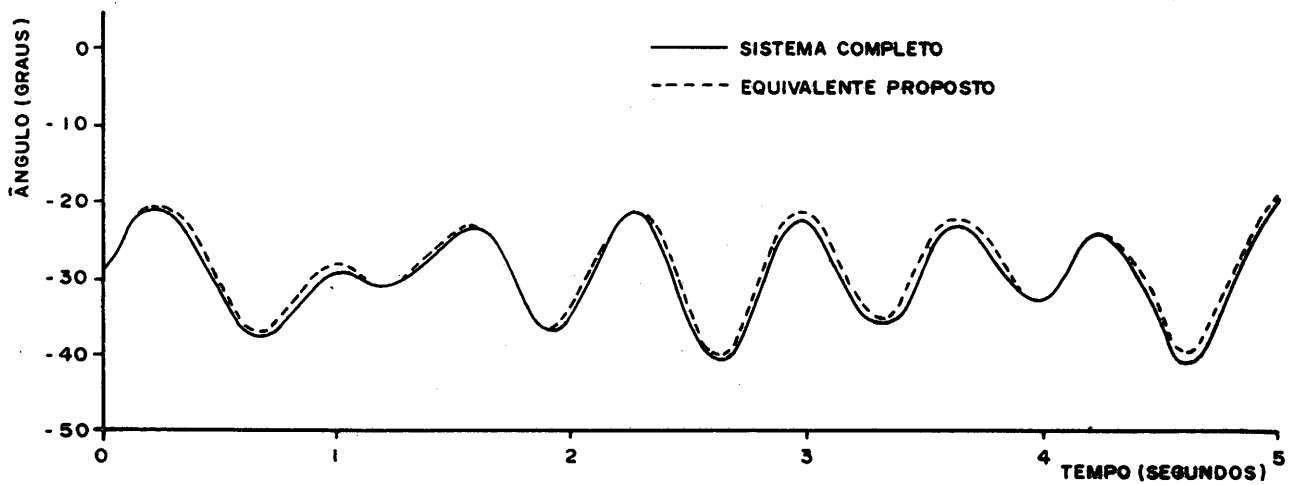


Figura 4.9. Curvas de oscilação do gerador 9 para CC-3 ϕ na barra Cachoeira Paulista - 500KV.

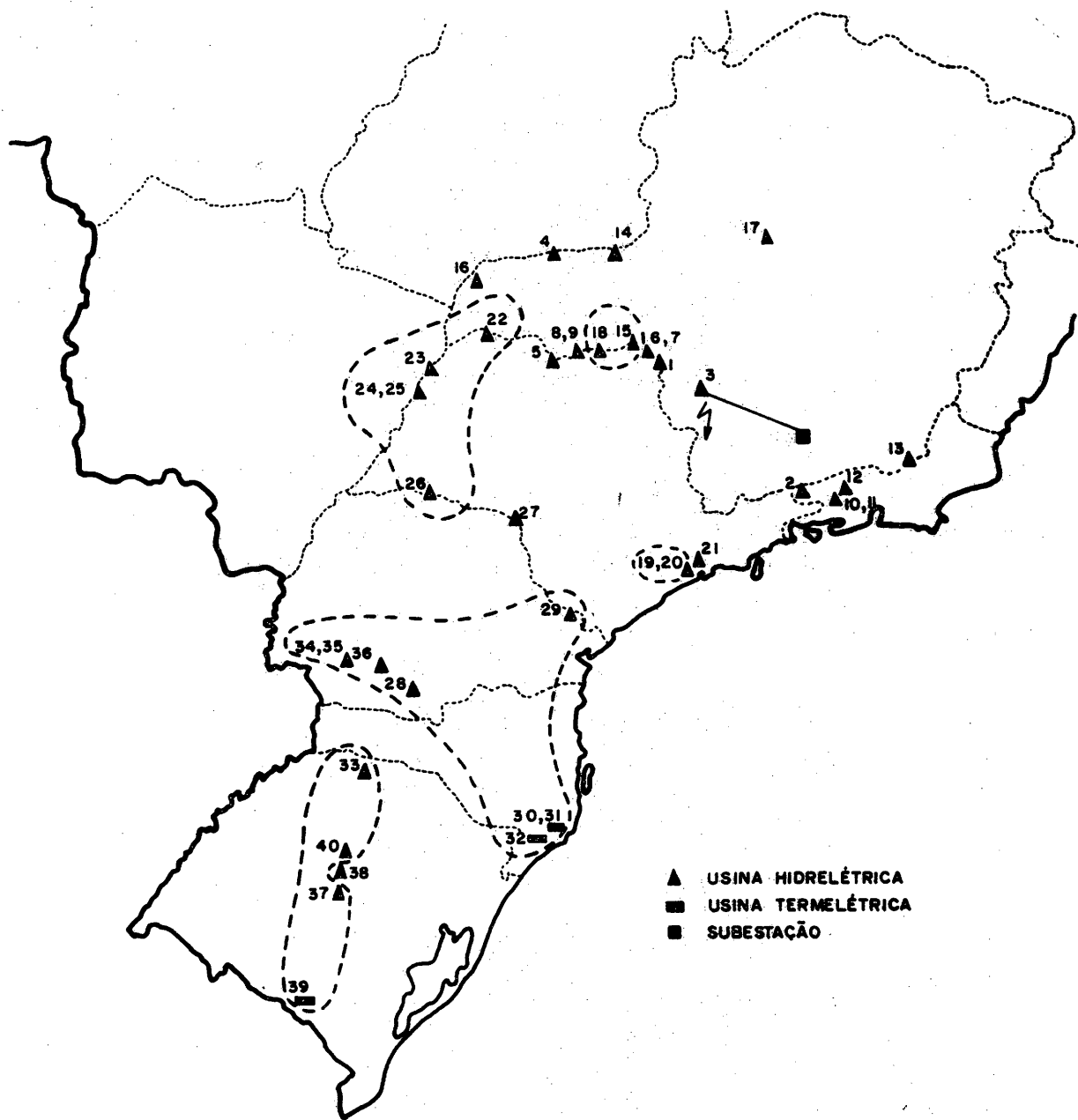


Figura 4.10. Grupos de geradores coerentes para uma falta em Furnas - 345 KV.

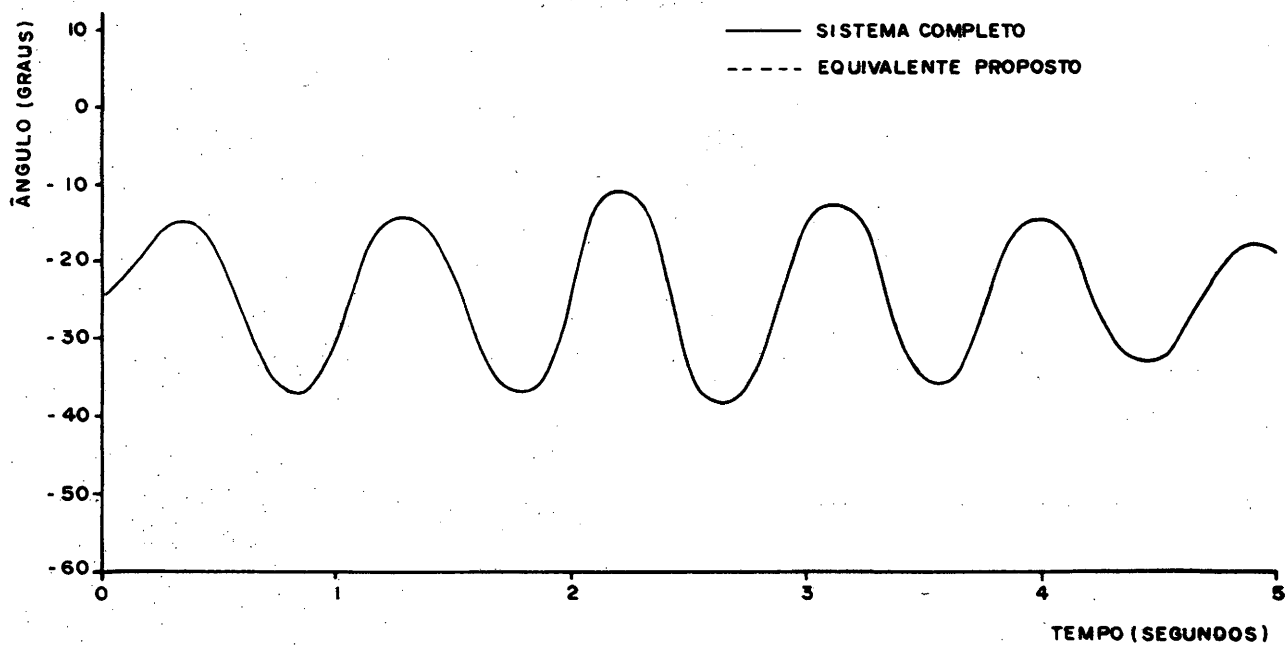
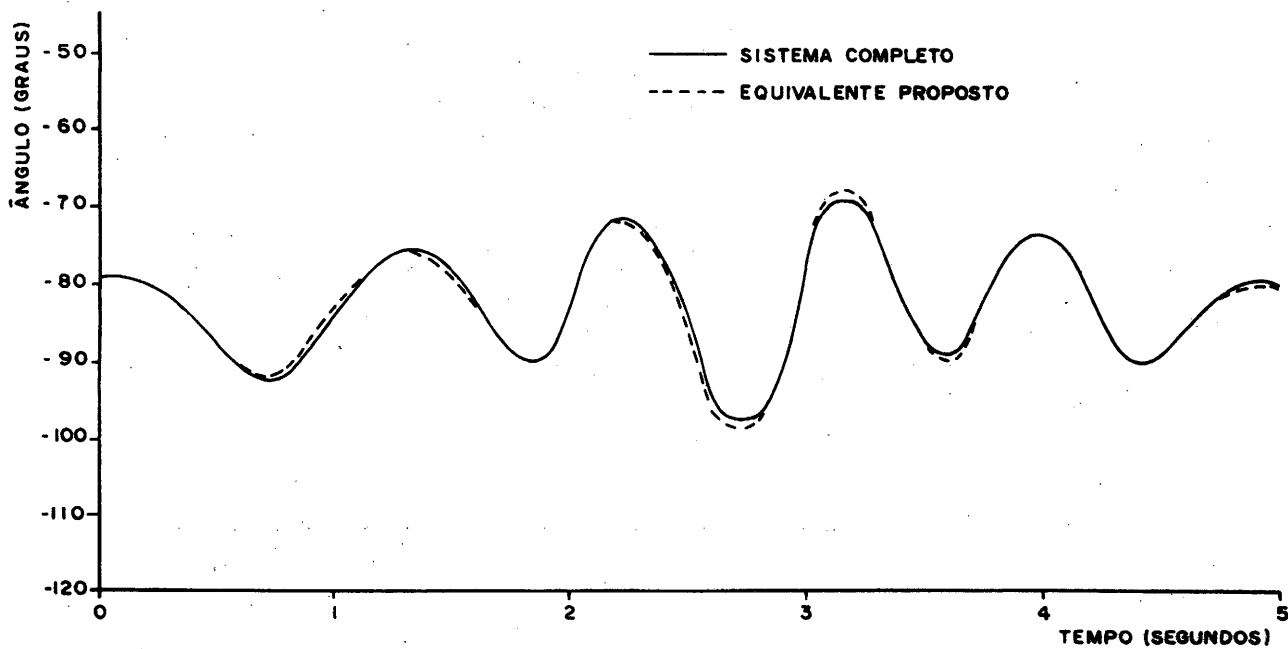


Figura 4.11. Curvas de oscilação do gerador 1 para CC-3 ϕ na barra Furnas - 345 KV.



4.12. Curvas de oscilação do gerador 2 para CC-3 ϕ na barra Furnas - 345 KV.

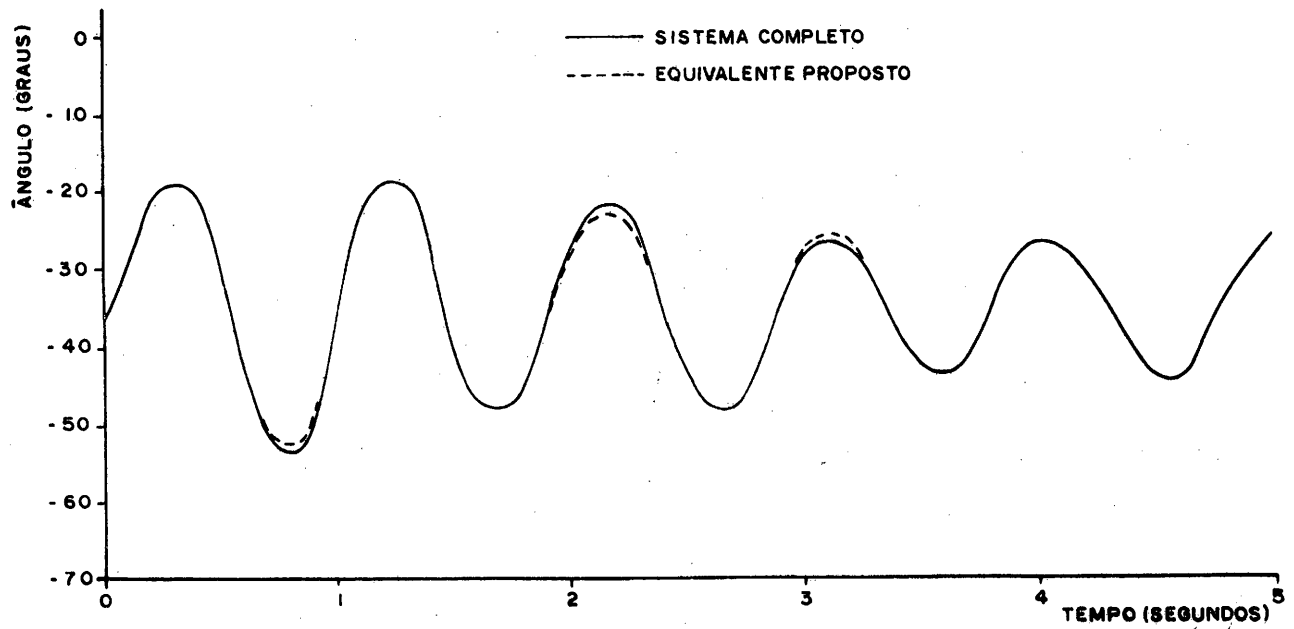
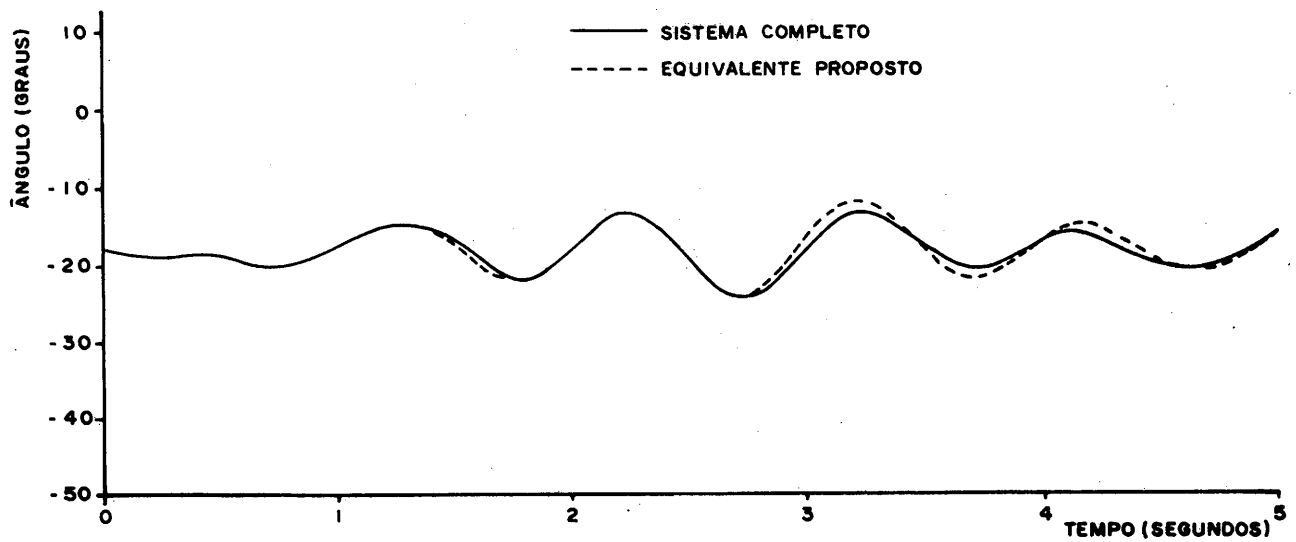


Figura 4.13. Curvas de oscilação do gerador 3 para CC-3 ϕ na barra Furnas - 345 KV.



4.14. Curvas de oscilação do gerador 5 para CC-3 ϕ na barra Furnas - 345 KV.

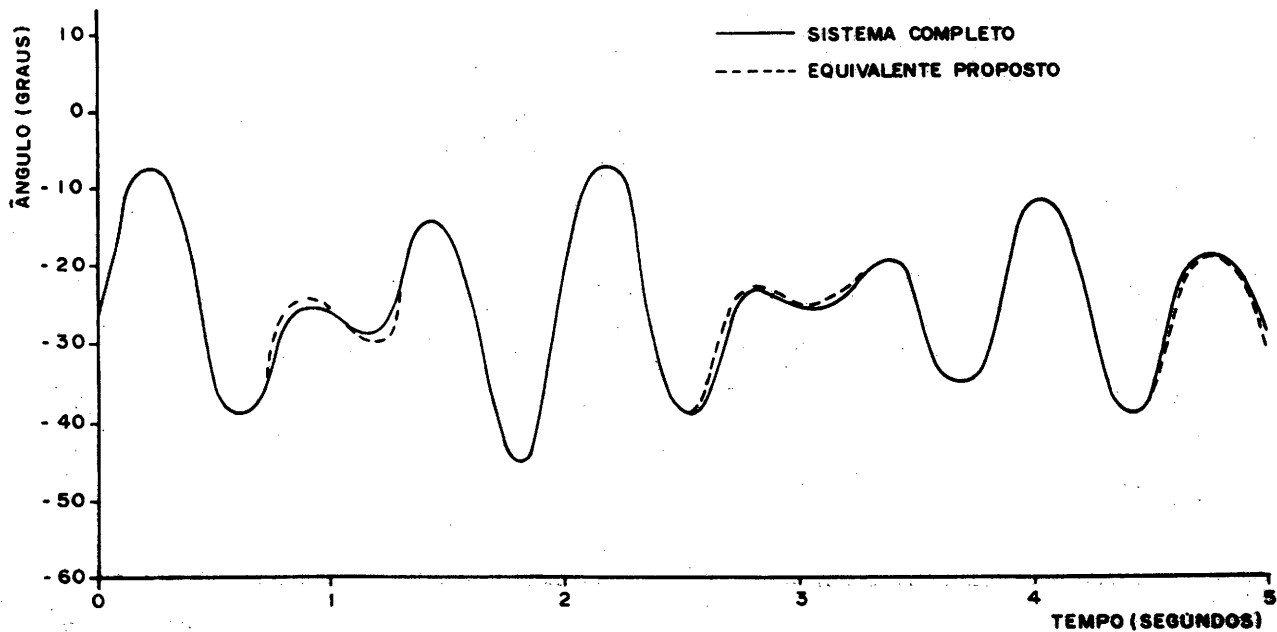
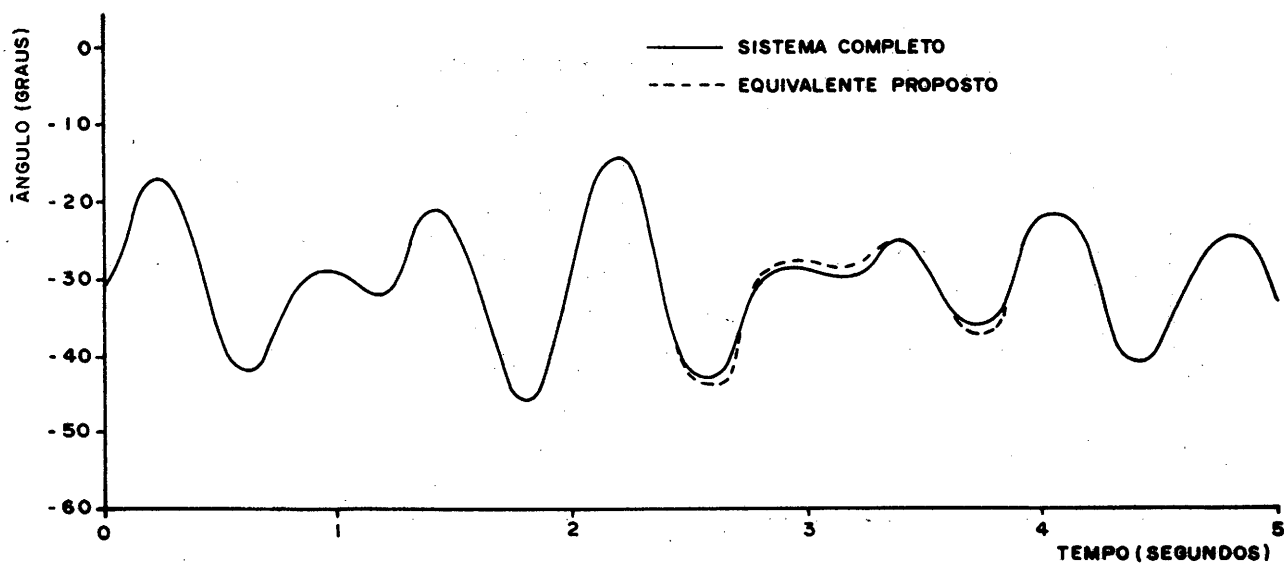


Figura 4.15. Curvas de oscilação do gerador 6 para CC-3 ϕ na barra Furnas - 345 KV.



4.16. Curvas de oscilação do gerador 7 para CC-3 ϕ na barra Furnas - 345 KV.

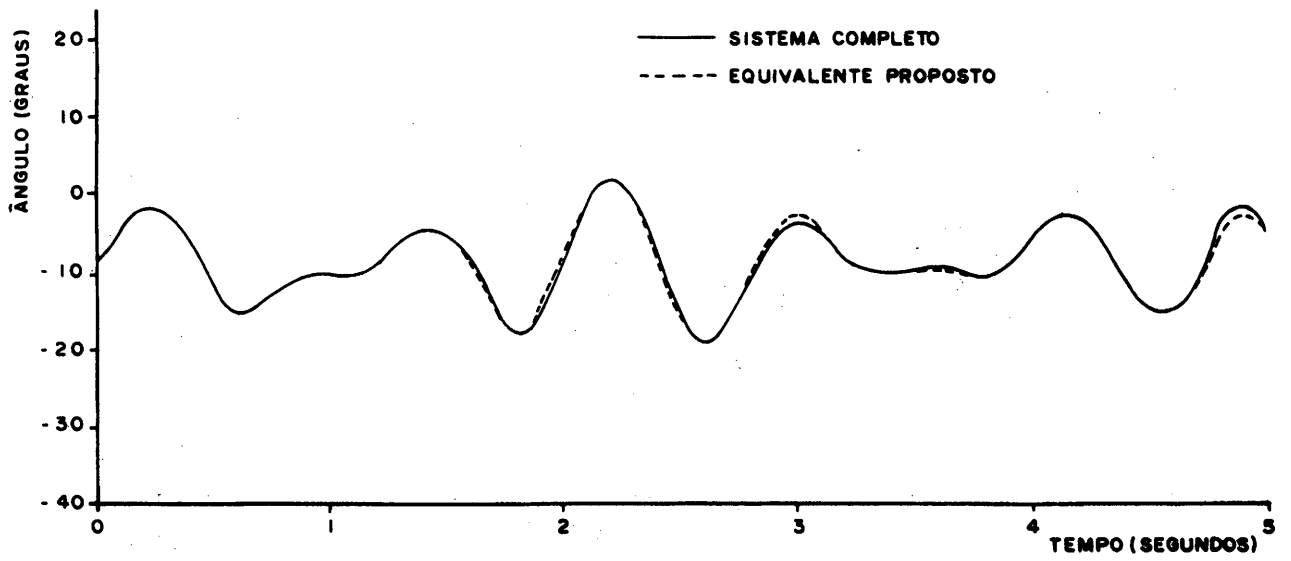
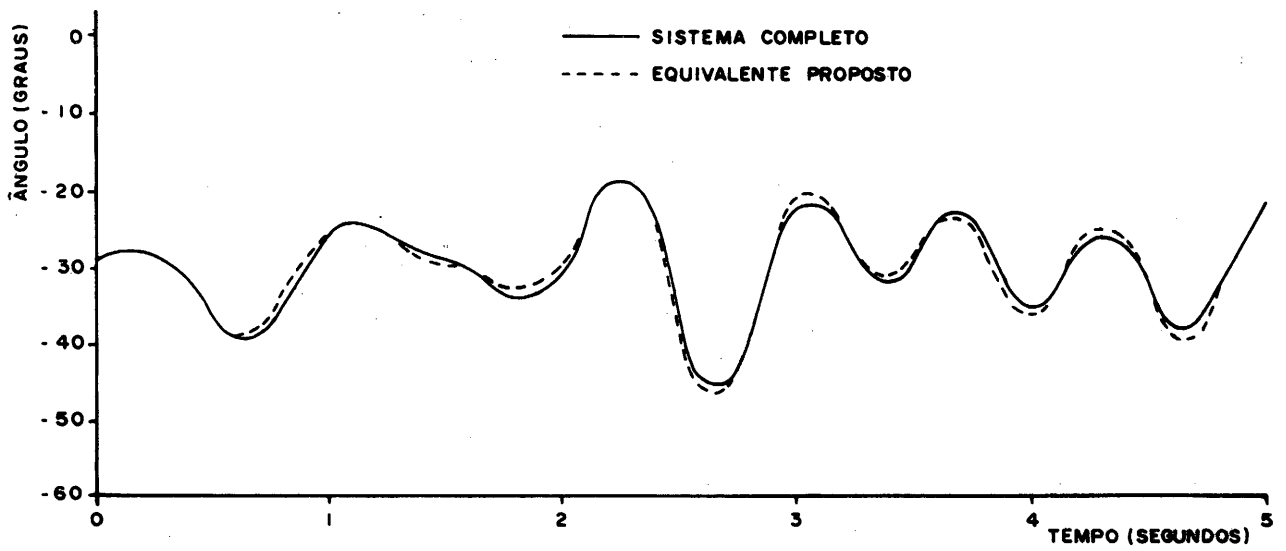


Figura 4.17. Curvas de oscilação do gerador 8 para CC-3 ϕ na barra Furnas - 345 KV.



4.18. Curvas de oscilação do gerador 9 para CC-3 ϕ na barra Furnas - 345 KV.

5. CONCLUSÕES

Com relação à etapa de identificação de geradores coerentes, este trabalho propôs um método eficiente de simulação linear, baseado no desvio médio da velocidade angular, com duas alternativas de cálculo. O desvio de velocidade mostrou-se uma medida mais eficaz que o desvio angular para identificar geradores coerentes, especialmente naqueles casos em que os geradores apresentam oscilações com frequências diferentes e pequenas diferenças de amplitude.

Na etapa de agrupamento dos geradores coerentes foi proposto um novo algoritmo que processa as medidas de coerência ordenadas até uma dada tolerância, previamente calculada em função de um índice de qualidade e da menor e maior medidas. O procedimento adotado neste algoritmo garante a unicidade da composição dos grupos coerentes formados.

O processo de transferência dos geradores de cada grupo coerente para uma barra terminal comum foi realizado utilizando-se formulação REI, evitando-se, assim, o uso de transformadores defasadores, cuja representação nos programas convencionais de estabilidade transitória apresenta, em geral, restrições.

Na agregação dinâmica dos geradores coerentes utilizou-se o método de Levenberg-Marquardt que é mais eficiente na resolução de problemas de mínimos quadrados que o método das direções conjugadas.

Ganhos computacionais foram obtidos tanto na etapa de identificação como na de agregação dinâmica dos geradores coerentes. Com relação à melhoria do desempenho do equivalente, cabe ressaltar a importância da correta identificação dos grupos de geradores coerentes.

6. REFERÊNCIAS

- BARD, Y. (1970), Comparison of Gradient Methods for the Solution of Nonlinear Parameter Estimation Problems, *SIAM Journal on Numerical Analysis*, Vol. 7, N° 1: 157-186.
- GERMOND, A.J.; PODMORE, R. (1978), Dynamic Aggregation of Generating Unit Models, *IEEE Trans. on Power App. Syst.*, Vol. PAS-97: 1060-1069.
- LEVENBERG, K. (1944), A Method for the Solution of Certain Nonlinear Problems in Least Squares, *Quarterly of Applied Mathematics*, Vol. II, N° 2: 164-168.
- MARQUARDT, D.W. (1963), An Algorithm for Least Squares Estimation on Nonlinear Parameters, *SIAM Journal on Numerical Analysis*, Vol. 2, N° 11: 431-441.
- NISHIDA, S.; TAKEDA, S. (1984), Derivation of Equivalents for Dynamic Security Assessment, *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 6, N° 1: 15-23.
- PIRES DE SOUZA, E.J.S.; LEITE DA SILVA, A.M. (1984), Identificação de Geradores Coerentes e Cálculo de Equivalente para Estudos de Estabilidade Transitória, *Anais do 5° Congresso Brasileiro de Automática*, Vol. 1: 201-206.
- PIRES DE SOUZA, E.J.S. (1987), Identificação de Geradores Coerentes e Cálculo de Equivalentes Dinâmicos, Tese de Doutorado, COPPE/UFRJ.
- PODMORE, R. (1978), Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents, *IEEE Trans. on Power App. Syst.*, Vol. PAS-97: 1344-1354.
- POWELL, M.J.D. (1970), A Survey of Numerical Methods for Unconstrained Optimization, *SIAM Review*, Vol. 12, N° 1: 79-97.
- TINNEY, W.F.; POWELL, W.L. (1977), The REI Approach to Power Network Equivalents, *Proc. PICA Conf.*: 314-320.

7. APÊNDICES

7.1. Cálculo dos Desvios Angulares dos Geradores

De acordo com Podmore (1978), aplicando a técnica de integração trapezoidal às equações linearizadas de oscilação, as seguintes variáveis são calculadas para cada gerador após o início do processo numérico:

$$A_i(t - \Delta t) = L_i \Delta \omega_i(t - \Delta t) - [\Delta t / 2 M_i] \Delta P_{g_i}(t - \Delta t) + [\Delta t / M_i] \Delta P_{m_i}(t)$$

$$B_i(t - \Delta t) = [\omega_o / 2] \Delta t \Delta \omega_i(t - \Delta t) + \Delta \delta_i(t - \Delta t)$$

$$C_i(t - \Delta t) = [2 M_i / \Delta t] A_i(t - \Delta t) + M_{g_i} B_i(t - \Delta t)$$

onde

$$L_i = 1 - D_i \Delta t / 2 M_i \text{ e } M_{g_i} \text{ como previamente definido}$$

$$C_i = \text{Componentes do vetor } C(t - \Delta t)$$

O seguinte conjunto de equações lineares é, então, resolvido de modo a se obter os desvios angulares dos geradores $\Delta \delta(t)$ e os desvios angulares das tensões dos barramentos $\Delta \theta(t)$.

$$\begin{bmatrix} C(t - \Delta t) \\ \Delta P_i(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{gg} + M_g H_{gj} \\ H_{ig} & H_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta(t) \\ \Delta \theta(t) \end{bmatrix}$$

Finalmente, os desvios de potência elétrica ΔP_{g_i} e de velocidade angular $\Delta \omega_i$ dos geradores são calculados por:

$$\Delta P_{g_i}(t) = [2 M_i / \Delta t] A_i(t - \Delta t) - M_{g_i} [\Delta \delta_i(t) - B_i(t - \Delta t)]$$

$$\Delta \omega_i(t) = 2 [\Delta \delta_i(t) - B_i(t - \Delta t)] / \omega_o \Delta t$$

7.2. Demonstração da Aproximação Numérica (16)

Como os elementos da matriz diagonal M_g são muito maiores que os elementos de H_{gg}^r , então $M_g^{-1} H_{gg}^r$ é igual a uma matriz R, diagonal dominante, com elementos $r_{ij} \ll 1$.

$$r_{ij} = H_{gg}^r(i,j) / M_{g_i}$$

onde

$$H_{gg}^r(i,j): \text{Elemento } ij \text{ da matriz } H_{gg}^r$$

$$M_{g_i}: i\text{-ésimo elemento da matriz diagonal } M_g$$

A equação (15) pode, então, ser escrita da forma

$$[I + R] X = b \quad (7.2.1)$$

onde

$$X = \Delta \omega(t - \Delta t / 2)$$

$$b = G(t - \Delta t)$$

e cuja solução exata é dada por:

$$X = [I + R]^{-1} b$$

Considerando uma solução aproximada da forma

$$X \sim [I - R] b$$

e substituindo na equação (7.2.1), temos:

$$[I - R^2] b \sim b$$

Como R é uma matriz resíduo,

$$I - R^2 \sim I$$

e a solução aproximada proposta satisfaz a equação (7.2.1). Logo,

$$[I + R]^{-1} \sim I - R$$

Exemplo (caso escalar): $1/(1+r) \sim 1 - r$

$$r = 0,1 : 0,909 \sim 0,900$$

$$r = 0,05 : 0,952 \sim 0,950$$

7.3. Método de Levenberg-Marquardt

Seja uma função F(x) a ser minimizada dada pela soma dos quadrados de funções não-lineares, como indicado abaixo, onde o fator 1/2 foi incluído para evitar o surgimento de um fator 2 nas derivadas:

$$F(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m f_i^2(x) \quad (7.3.1)$$

Uma aproximação quadrática para esta função objetivo, avaliada na estimativa corrente x_k da solução, é dada por:

$$F(x_k + p) \approx F_k + g_k^T p + \frac{1}{2} p^T G_k p \quad (7.3.2)$$

onde:

p: Vetor passo para o mínimo

g: Gradiente de F (∇F)

G: Matriz Hessiana de F ($\nabla^2 F$)

O valor mínimo do lado direito da equação (7.3.2) será atingido quando p_k minimizar a seguinte função quadrática:

$$\Phi(p) = g_k^T p + \frac{1}{2} p^T G_k p \quad (7.3.3)$$

Determinando um ponto estacionário p_k da equação (7.3.3), isto é, $\nabla \Phi(p_k) = 0$, verifica-se que este ponto satisfaz o seguinte sistema linear:

$$G_k p_k = -g_k \quad (7.3.4)$$

Sejam J(x) e G(x) a matriz Jacobiana de dimensão mxn da função vetorial f(x) e a matriz Hessiana de dimensão nxn de $f_i(x)$, respectivamente. Então, da equação (7.3.1), resulta:

$$g(x) = J^T(x) f(x) \quad (7.3.5)$$

$$G(x) = J^T(x) J(x) + Q(x) \quad (7.3.6)$$

onde

$$f(x) = [f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x)]^T$$

$$Q(x) = \sum_{i=1}^m f_i(x) G_i(x)$$

Substituindo as equações (7.3.5) e (7.3.6) na equação (7.3.4) resulta:

$$(J_k^T J_k + Q_k) p_k = -J_k^T f_k \quad (7.3.7)$$

A direção de busca do método de Levenberg-Marquardt é definida como a solução da equação.

$$(J_k^T J_k + \lambda_k I) p_k = -J_k^T f_k \quad (7.3.8)$$

onde λ_k é um escalar positivo e I é a matriz identidade. As estimativas da solução são obtidas por:

$$x_{k+1} = x_k + p_k \quad (7.3.9)$$

Embora neste método seja necessário calcular e inverter uma aproximação da matriz Hessiana de dimensão $n \times n$ a cada iteração, para n pequeno o esforço computacional é reduzido.

7.4. Formulação REI

O equivalente REI, com estrutura radial (R), equivalente (E) em um nó e independente (I) do restante da rede, substitui as injeções de um grupo de nós ativos por uma injeção total equivalente num só fictício R. O nó R é conectado ao grupo de nós ativos através de

uma malha fictícia sem conexão para a terra, conforme ilustrado na Figura 7.1. As injeções de potência e as tensões dos nós são obtidas da solução da rede original. A tensão do nó passivo interno G pode assumir um valor arbitrário. A malha REI não deve apresentar perdas de potência ativa e reativa e não deve alterar a condição elétrica da rede original no ponto de operação. Como o nó G e os nós de conexão são passivos, podem ser eliminados sem afetar os nós remanescentes.

Cada injeção de corrente I_i , a corrente I_R e a potência complexa S_R que entra no nó R são dadas, respectivamente, por:

$$I_i = S_i^* / V_i^*$$

$$I_R = \sum_{i=1}^n I_i$$

$$S_R = \sum_{i=1}^n S_i$$

A tensão V_R é dada por:

$$V_R = S_R / I_R^*$$

isto é, V_R é uma média ponderada das n tensões dos nós. Embora o nó R seja fictício, o equivalente REI fornece um valor fisicamente significativo para V_R .

Considerando $V_G = 0$, os braços de admitância da malha REI são dados por:

$$Y_i = -S_i^* / |V_i|^2$$

$$Y_R = S_R^* / |V_R|^2$$

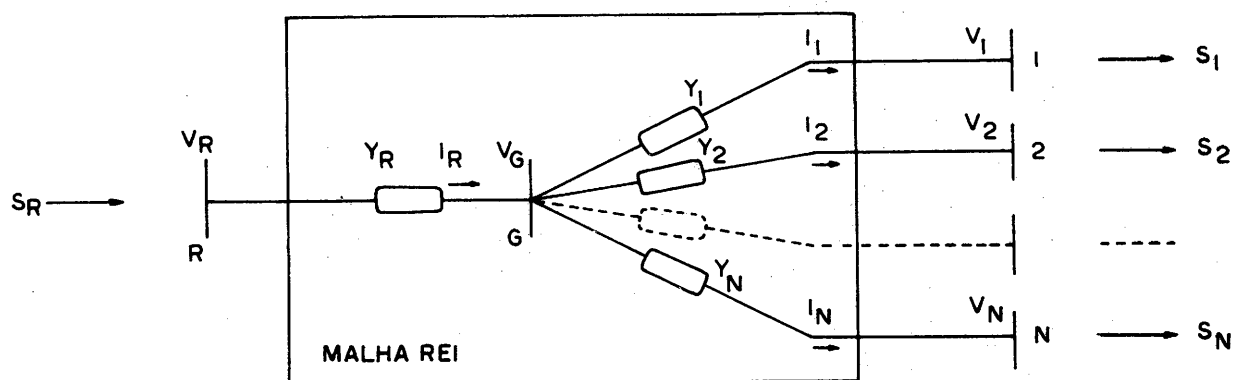


Figura 7.1. Malha REI com configuração em estrela.