Campus de São Carlos

ILHAS DE FREQUÊNCIA E EFEITOS DE
AMORTECIMENTO PROVOCADO POR CARGAS
DEPENDENTES DA FREQUÊNCIA EM ESTABILIDADE
TRANSITÓRIA

Autor: José Renato Borelli

Orientador: Prof. Dr. Newton Geraldo Bretas

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**ESCOLA DE ENGENHARIA
DE SÃO CARLOS**

ILHAS DE FREQUÊNCIA
E
EFEITOS DE AMORTECIMENTO PROVOCADO POR
CARGAS DEPENDENTES DA FREQUÊNCIA EM
ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

JOSÉ RENATO BORELLI

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Newton Geraldo Bretas

DEDALUS - Acervo - EESC

31100017454

São Carlos
1997

Class.	TESE
Cutt.	0872
Tombo	0197198

27/02/98

st 0984328

**Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca - EESC-USP**

B731i Borelli, José Renato
Ilhas de frequência e efeitos de amortecimento
provocado por cargas dependentes da frequência em
estabilidade transitória / José Renato Borelli. --
São Carlos, 1998.

Dissertação (Mestrado) -- Escola de Engenharia
de São Carlos-Universidade de São Paulo, 1998.
Área: Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Newton Geraldo Bretas.

1. Estabilidade. 2. Cargas dependentes da
frequência. 3. Amortecimento. 4. Ilhas de
frequência. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Candidato: Engenheiro **JOSÉ RENATO BORELLI**

Dissertação defendida e aprovada em 27-02-1998
pela Comissão Julgadora:

Prof. Titular **NEWTON GERALDO BRETAS (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo)

Prof. Titular **GERALDO CAIXETA GUIMARÃES**
(Universidade Federal de Uberlândia - UFU)

Prof. Doutor **SIGMAR MAURER DECKMANN**
(Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP)

Prof. Dr. **DENIS VINICIUS COURY**
Coordenador da Área de Engenharia Elétrica

JOSÉ CARLOS A. CINTRA
Presidente da Comissão de Pós-Graduação da EESC

AGRADECIMENTOS:

Ao Professor Newton Geraldo Bretas, pela excelente orientação fornecida durante a elaboração deste trabalho.

A Luís Fernando Costa Alberto, com quem divido a autoria deste trabalho, pela oportunidade de ter sido um dos seus primeiros alunos e me servir de todo o seu brilhantismo.

A todos os colegas, professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da EESC / USP pela colaboração.

A CAPES pela bolsa de estudo concedida.

LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABELAS	viii
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	ix
LISTA DE SÍMBOLOS	x
RESUMO	xiii
ABSTRACT	xiv
1- INTRODUÇÃO	1
2- MODELO MATEMÁTICO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA PARA ESTUDO DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	4
2.1- Modelo Matemático Clássico	13
2.2- Modelo de Estrutura Preservada	19
3- MODELOS DE CARGAS	23
3.1- Cargas Como Impedância Constante	26
3.2- Cargas Como Potência Constante	28
3.3- Cargas Como Corrente Constante	29
3.4- Modelo Polinomial (combinação das representações das cargas)	30
3.5- Cargas Variáveis Com a Frequência	31

4- DESENVOLVIMENTO COMPUTACIONAL	35
4.1- Determinação das Velocidades Angulares Instantâneas das Barras Não Geradoras Através do Método de Ruppert	38
4.2- Método da Média Aritmética das Frequências e Velocidade Angular do Centro de Angulo COA	47
4.3- Novo Método Proposto	51
 5- ILHAS DE FREQUÊNCIA	 61
 6- ANÁLISE DE ESTABILIDADE SOB A INFLUÊNCIA DO AMORTECIMENTO	 69
6.1- Simulações	71
 7. CONCLUSÕES	 83
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	 84
 APÊNDICE 1	 86
 APÊNDICE 2	 91

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1	Exemplo Genérico de Estabilidade	6
Fig. 2.2	Exemplo Genérico de Instabilidade	6
Fig. 2.3	Sistema Elétrico de Potência	11
Fig. 3.1	Composição Média das Cargas de Um Sistema Típico	24
Fig. 3.2	Representação Concentrada das Cargas Em Uma Barra, Modelo de Impedância Constante.....	26
Fig. 3.3	Representação Gráfica do Coeficiente de Amortecimento “D”	32
Fig. 4.1	Demonstração da Variação do Ângulo de Fase δ_K no tempo	41
Fig. 4.2	Frequência Angular - Simulação do Sistema Stagg Pelo Método de Ruppert	44
Fig. 4.3a	Frequência Angular - Simulação do Sistema Stagg Pelo Método da Média Aritmética	49
Fig. 4.3b	Frequência Angular - Simulação do Sistema Stagg Pelo Método da Média Aritmética das Frequências Ponderadas Pelo M. I.	50
Fig. 4.4	Frequência Angular - Simulação do Sistema Stagg Pelo Método de Ruppert	55
Fig. 4.5	Sistema Elétrico de Potência - Exemplo Genérico	56
Fig. 4.6	Sistema Elétrico de Potência - Exemplo Genérico	57
Fig. 4.7	Sistema Elétrico Genérico Reduzido	58

Fig. 4.8	Simulação Pelo Novo Método	60
Fig. 4.9	Simulação Pelo Novo Método	60
Fig. 5.1	Simulação do sistema CIGRE - Ilhas de Freqüência	62
Fig. 5.2	Simulação do sistema Quatro Geradores - Ilhas de Freqüência	66
Fig. 5.3	Simulação do sistema Quatro Geradores - Curvas de ângulos	66
Fig. 5.4	Simulação do sistema Quatro Geradores - Ilhas de Freqüência	67
Fig. 5.5	Simulação do sistema Quatro Geradores - Curvas de ângulos	67
Fig. 6.1a	Sistema Três Geradores Tornando-se Instável	73
Fig. 6.1b	Sistema Três Geradores Tornando-se Instável	73
Fig. 6.2a	Sistema Três Geradores - Amortecimento Retarda a Instabilidade ...	76
Fig. 6.2b	Sistema Três Geradores - Amortecimento Retarda a Instabilidade ...	76
Fig. 6.3a	Sistema Três Geradores - Amortecimento Evita a Instabilidade	77
Fig. 6.3b	Sistema Três Geradores - Amortecimento Evita a Instabilidade	77
Fig. 6.4a	Sistema Três Geradores Com Estabilidade Assegurada Pelo Amortecimento	78
Fig. 6.4b	Sistema Três Geradores Com Estabilidade Assegurada Pelo Amortecimento	78
Fig. 6.5a	Sistema Três Geradores - Condição Forçada	79
Fig. 6.5b	Sistema Três Geradores - Condição Forçada	79
Fig. 6.6a	Sistema Três Geradores - Tempo de Eliminação da Falta de 0.2 seg.	80
Fig. 6.6b	Sistema Três Geradores - Tempo de Eliminação da Falta de 0.2 seg.	80
Fig. 6.7	Sistema Quatro Geradores – Estável	82
Fig. 6.8	Sistema Quatro Geradores – Instável	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1	Valores de Acoplamento $ Zbus_{ik}^K $	63
Tabela 5.2	Índice de Coerência.....	63
Tabela 5.3	Valores de Acoplamento $ Zbus_{ik}^K $	68
Tabela 5.4	Índices de Coerência.....	68

LISTA DE SÍMBOLOS

- α - coeficiente de “aceleração” da convergência
- α_i - ângulo do rotor em relação a uma referência fixa
- φ_i - ângulo de fase da tensão da barra não geradora “i”
- δ_i - ângulo do rotor em relação a uma referência girante na velocidade síncrona
- Δf_i - desvio de frequência do gerador “i” em relação à frequência síncrona
- $W_{Ec,i}$ - energia cinética do rotor do gerador “i” em Mega Joule
- $W_{Ec,i}^0$ - energia cinética do gerador “i” na frequência síncrona
- $\omega_i(t)$ - velocidade angular do rotor do gerador “i”
- $\omega_0(t)$ - velocidade angular síncrona do sistema
- w_m - média aritmética das frequências das “n” barras geradoras
- ϕ_{ij} - ângulo da admitância Y_{ij}
- A_{pK} - coeficiente de potência ativa consumida pelo modelo de potência constante da carga na barra K
- A_{qK} - coeficiente de potência reativa consumida pelo modelo de potência constante da carga na barra K
- B_{ij} - susceptância, parte imaginária da admitância Y_{ij}
- B_{pK} - coeficiente de potência ativa consumida pelo modelo de corrente constante da carga na barra K

- B_{qK} - coeficiente de potência reativa consumida pelo modelo de corrente constante da carga na barra K
- C_{pK} - coeficiente de potência ativa consumida pelo modelo de impedância constante da carga na barra K
- C_{qK} - coeficiente de potência reativa consumida pelo modelo de impedância constante da carga na barra K
- D - “coeficiente de amortecimento”, expressa a variação da carga com a frequência
- E_i - fasor de tensão da fonte de tensão do gerador “i”, tendo como modulo de tensão $|E_i|$ e ângulo de fase δ_i
- f_i - frequência angular do rotor do gerador “i”
- f_0 - frequência síncrona
- G_{ij} - condutância, parte real da admitância Y_{ij}
- H_i - constante de inercia do gerador “i” em segundos
- I_{gi} - corrente injetada pelo gerador “i”
- M_i - constante de inercia do gerador “i” em segundos / radiano
- P_{Li} - potência ativa da carga na barra “i”
- P_{di} - potência de amortecimento do gerador “i”
- P_{mi} - potência mecânica de entrada, em MW, do gerador “i”
- P_{gi} - potência elétrica de saída, em MW, do gerador “i”
- Q_{Li} - potência reativa da carga na barra “i”

- t - tempo
- t_{ab} - tempo de eliminação da falta
- t_{cr} - tempo crítico para eliminação da falta
- Reg - índice de regulação do sistema
- S_{Li} - potência aparente, $P_{Li} + j Q_{Li}$, absorvida pela carga na barra “i”
- $|V_i|$ - modulo do fasor de tensão da barra não geradora “i”
- x_d' - reatância transitória
- y_t - submatriz de admitâncias transitórias dos geradores
- y_i - admitância da reatância transitória do gerador “i”
- Y_{Li} - admitância da carga na barra “i”
- Y_{BUS} - matriz de admitância nodal da rede
- $\tilde{Y}_{BUS}$ - matriz de admitância nodal com as admitâncias das cargas inseridas
- $\hat{Y}_{BUS}$ - matriz de admitância nodal com as admitâncias das reatâncias transitórias inseridas
- Y_{red} - matriz $\tilde{Y}_{BUS}$ do sistema reduzida às “n” barras geradoras do sistema
- Z_{BUS} - matriz de impedância nodal do sistema
- $Z_{bus_{iK}}$ - impedância de transferência entre a barra externa do gerador “i” e a barra “K”

RESUMO

A tendência de interconexão dos sistemas elétricos e a necessidade de oferecer melhores serviços aos consumidores tem aumentado. Os sistemas vêm operando mais próximos da capacidade de geração e limites de transmissão e, portanto, próximos dos limites de estabilidade. Portanto a implementação de análises de estabilidade com métodos computacionais eficientes tem sido um dos principais assuntos pesquisados nesta área. Os modelos utilizados até então, são bastante simples e efeitos amortecedores como a dependência da carga com a frequência têm sido desprezados. No sentido de incorporar estes amortecimentos nas análises, este trabalho propõe um modelo de cargas dependentes da frequência e mostra a importante influência do amortecimento sobre o tempo crítico de abertura nas análises de estabilidade em “swings” subsequentes ao primeiro. Tal modelo de carga requer a preservação da estrutura original do sistema e o conhecimento das frequências das barras não geradoras. Desenvolveu-se um programa segundo a proposta de Ruppert [5] que permite o cálculo destas frequências de forma considerada precisa, porém, esta metodologia se mostra muito lenta e revela a necessidade de métodos mais rápidos. Neste trabalho é proposto um novo método de se estimar as frequências das barras não geradoras baseando-se no acoplamento elétrico do sistema. Mostra-se, através de comparações com resultados obtidos com o método de Ruppert, que esta nova metodologia, ao contrário de metodologias propostas anteriormente, é razoavelmente precisa e bastante rápida.

ABSTRACT

The trend for interconnection of the electrical systems and the necessity to offer better services to the consumers have increased. The systems have operated more close to the generation capability and transmission limits, therefore, close to the stability frontiers. Then, the implementation of the stability analysis with efficient computing methods has been one of the main subjects searched in this area. The models used until then are simple and damping effects as frequency load dependency has been disregarded. Aiming to incorporate this damping effects in the analysis, this work suggest a frequency dependent load model and shows the important influence of these damping effects in the critical clearing time, specially in cases in which the system loses synchronism after the first swing. In order to implement this load model it is necessary to preserve the network structure and also to know the frequencies at the load buses. A program was developed following the Ruppert [5] proposal that permits the calculation of these frequencies in a way considered precise, however, this method shows itself too slow and reveals the requirement for faster methods. In this work a new, efficient and fast method to estimate the frequencies at the load buses is also proposed. The obtained results are encourageous, and the new method allows to determine the system frequency islands, extending the concept of coherence, already known for generators, to load buses.

1- INTRODUÇÃO

Desde a revolução industrial o consumo mundial de energia vem aumentando. A invenção do motor de indução por Nikola Tesla em 1888 assinalou a crescente importância da energia elétrica no mundo industrializado. Atualmente grande parte da necessidade da moderna sociedade por energia é suprida na forma de energia elétrica.

Muitos sistemas de energia têm sido construídos de modo a satisfazer esta crescente demanda. Estes vastos empreendimentos para o suprimento de energia elétrica apresentam muitos problemas de engenharia proporcionando a nós, engenheiros, uma enorme variedade de desafios.

O planejamento, construção e operação de tais sistemas se tornam excessivamente complexos. No sentido de estar apto a prever e simular a performance de tais sistemas, nós engenheiros somos estimulados a sempre investigar novas e poderosas ferramentas de análise e operação.

Atualmente o consumo de energia e a interconexão entre sistemas como também a necessidade de oferecer melhores serviços aos consumidores tem aumentado. Como consequência a operação dos sistemas de potência tem se tornado cada vez mais complexa. Os sistemas vem operando mais próximos da capacidade de geração e limites de transmissão e, portanto, próximos também dos limites de

estabilidade. Os esquemas de proteção têm que ser mais eficientes e as análises de estabilidade devem ser mais rápidas e precisas. Portanto a implementação de análises de estabilidade em tempo real com métodos computacionais eficientes tornou-se um dos principais assuntos pesquisados nesta área.

As análises de estabilidade transitória através de métodos energéticos desenvolveram-se significativamente nos últimos 20 anos. Nestas análises, os modelos utilizados são bastantes simples e efeitos amortecedores, como a dependência da carga com a frequência, têm sido desprezados. Como consequência, os resultados obtidos nestas análises são muito conservativos.

Os efeitos amortecedores tem um papel importante à estabilidade dos sistemas. Algumas vantagens destes efeitos podem ser observadas no trabalho de Bretas & Alberto[1].

Seus efeitos na estabilidade de primeiro “swing” ou oscilação não são muito significativos, mas são de fundamental importância para análises de estabilidade em que o sistema perde a estabilidade em “swings” subseqüentes ao primeiro. Maiores detalhes sobre casos em que sistemas perdem estabilidade em swings subseqüentes ao primeiro podem ser encontrados no artigo de Llammas et al. [2].

No sentido de incorporar estes amortecimentos nas análises, este trabalho propõe um modelo de cargas dependentes da frequência, desta forma, a existência de soluções de equilíbrio em velocidades diferentes da velocidade síncrona torna-se possível [1] e, além disto, mostra-se neste trabalho a importante influência do amortecimento sobre o tempo crítico de abertura nas análises de estabilidade em “swings” subseqüentes ao primeiro. Tal modelo de carga implica em conservar a

estrutura original do sistema, ou seja, não é possível a sua redução e isto implica em desvantagens quando do processamento de sistema de grande porte.

Ao preservar a estrutura da rede, o comportamento do sistema dinâmico passa a ser descrito por um conjunto de equações diferenciais, resultantes do balanço de energia nas máquinas, mais um conjunto de equações algébricas provenientes do fluxo de carga [3, 4]. As equações diferenciais fornecem o ângulo e a frequência de cada máquina, enquanto que o fluxo de carga fornece as tensões e os ângulos de fase das barras não geradoras.

Para modelar as cargas dependentes da frequência é preciso conhecer a frequência das barras não geradoras. Portanto, desenvolveu-se um programa computacional segundo a proposta de Ruppert [5]. Os resultados deste programa são muito bons e bastante precisos, mas, o tempo de computação para sistema de grande porte é muito elevado inviabilizando a possibilidade de aplicações em tempo real.

Para evitar este inconveniente, algumas propostas de estimativa da frequência das barras não geradoras foram elaboradas. Algumas delas baseiam-se na média aritmética das frequências dos geradores, ponderada ou não pelo Momento de Inércia destes. Mostra-se que a frequência das barras não geradoras está intimamente ligada a características elétricas da rede e não a grandezas mecânicas, portanto as médias existentes apresentam um erro considerável.

Propõe-se um método de estimativa baseado em Z_{BUS} , matriz de impedância nodal do sistema elétrico. Além das estimativas serem muito mais precisas, torna-se possível determinar as ilhas de frequências do sistema de maneira simples e rápida.

2- MODELO MATEMÁTICO

A idéia intuitiva de estabilidade de um sistema físico é como segue. Considerando que o sistema esteja em algum estado de equilíbrio; se, na ocorrência de uma perturbação, o sistema retorna ao estado original, pode-se dizer que o sistema é estável. O sistema é também chamado estável se converge para outra posição de equilíbrio geralmente na proximidade do ponto de equilíbrio inicial [6].

O estado em que o sistema se comporta de tal forma que o valor de algumas variáveis aumentam, com o tempo tendendo para o infinito, é chamado instável. Estas idéias intuitivas são também aplicáveis aos sistemas de potência.

Suponha que, num dado tempo $t = t_0$, o sistema de potência esteja operando em equilíbrio de frequência e sincronismo, ou seja, os ângulos dos rotores das diferentes máquinas com relação a uma referência síncrona girante estão fixos e a frequência do sistema é constante. A ocorrência de uma perturbação tende a, momentaneamente, alterar este equilíbrio. Esta perturbação pode ser pequena ou grande e o sistema pode se tornar instável em qualquer um destes eventos, dependendo das condições de operação em $t = t_0$.

O estudo da estabilidade na presença de pequenas perturbações constitui o que é conhecido como análise da estabilidade dinâmica. O modelo matemático para tal estudo é um conjunto de equações diferenciais lineares e invariantes no tempo. Quando as perturbações são grandes, as não linearidades inerentes do sistema de

potência não podem ser desprezadas e o estudo da estabilidade sobre tais circunstâncias constitui o que é conhecido como análise da estabilidade transitória. O modelo matemático para tal estudo é um conjunto de equações diferenciais acoplado a um conjunto de equações algébricas não lineares.

Por estabilidade transitória, entende-se a tendência ou capacidade do sistema em manter sincronismo sobre situações de grandes impactos. Uma falta numa linha de transmissão ou a perda de uma grande unidade geradora, são exemplos de grandes perturbações. Uma grande perturbação basicamente cria um desbalanço entre geração e carga. Conseqüentemente o balanço de potência em cada unidade geradora, potência mecânica de entrada menos a potência elétrica de saída, será alterado consideravelmente. Alguns deles terão como resultante potências de aceleração, enquanto outros terão potências desacelerantes. Como consequência, os ângulos dos rotores das máquinas aceleram ou desaceleram além da velocidade angular síncrona após a ocorrência da perturbação. Isto é chamado oscilação do sistema e, se os ângulos dos rotores são plotados como função do tempo, há duas possibilidades:

i) Os ângulos dos rotores aumentam juntos e oscilam “harmoniosamente” e algum tempo depois se fixam em novos valores de ângulos. Desde que nenhuma das diferenças entre os ângulos dos rotores aumente indefinidamente, podemos dizer que o sistema é estável e o sincronismo é preservado. Um exemplo genérico é mostrado na Figura 2.1.

Fig. 2.1 - Exemplo Genérico de Estabilidade

ii) Um ou mais ângulos das máquinas aceleram mais rápido que o restante; mesmo algum tempo depois, os ângulos dos rotores do grupo que acelera mais rápido continuam a aumentar indefinidamente. A relação entre os ângulos dos rotores diverge. Tal tipo de comportamento é classificado como instável ou perdendo sincronismo. A Figura 2.2 apresenta um exemplo genérico.

Fig. 2.2 - Exemplo Genérico de Instabilidade

Se a falta é eliminada rapidamente, a tendência para a separação ou divergência entre os ângulos pode ser interrompida pela nova configuração da rede pós-falta através da redistribuição da energia adquirida pelo sistema durante o período de falta [6, 7]. O máximo tempo em que uma falta pode permanecer sem causar a perda de sincronismo é chamado tempo crítico t_{cr} .

Para se estudar a estabilidade transitória é necessário conhecer o comportamento dinâmico do sistema. As equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do sistema podem ser obtidas através do balanço de potência em cada uma de suas máquinas. Para um sistema de n máquinas temos:

$$\frac{d}{dt} (W_{Ec,i}) + P_{di} = P_{mi} - P_{gi} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (2.1)$$

onde, para a i -ésima máquina:

$W_{Ec,i}$ = Energia Cinética do rotor em Mega Joule;

P_{di} = Potência de amortecimento em MW;

P_{mi} = Potência Mecânica de entrada em MW;

P_{gi} = Potência Elétrica de saída em MW.

A equação (2.1) meramente afirma que a potência acelerante para cada máquina ($P_{mi} - P_{gi}$) é balanceada pelo aumento na Energia Cinética do rotor e da potência absorvida pelas forças de amortecimento. Denotando a frequência síncrona

por f_0 , a Energia Cinética é proporcional ao quadrado da frequência f_i de cada máquina. Portanto,

$$W_{Ec,i} = W_{Ec,i}^0 \left(\frac{f_i}{f_0} \right)^2$$

Onde $W_{Ec,i}^0$ é a Energia Cinética da i -ésima máquina na frequência síncrona f_0 e, sendo Δf_i o desvio de frequência do gerador “ i ” em relação a f_0 , tem-se :

$$W_{Ec,i} = W_{Ec,i}^0 \frac{(f_0 + \Delta f_i)^2}{f_0^2} \approx W_{Ec,i}^0 \left(1 + \frac{2\Delta f_i}{f_0} \right)$$

desde que f_i desvie pouco de f_0 durante o período transitório [7].

Seja α_i o ângulo do rotor com relação a uma referência fixa e δ_i o ângulo do rotor com relação a uma referência girante na velocidade síncrona, ambos em radianos elétricos. Assim,

$$\delta_i = \alpha_i - \omega_0 t$$

e

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \frac{d\alpha_i}{dt} - \omega_0 = 2\pi (f_i - f_0) = 2\pi \Delta f = \omega_i$$

É razoável supor que a Potência de Amortecimento P_{di} (damping power) seja proporcional ao desvio de frequência ω_i . Outra forma de amortecimento é

devido ao torque assíncrono entre as máquinas e é proporcional à diferença de velocidade entre as máquinas. Então escreve-se :

$$P_{di} = D_i \omega_i + \sum_{j=1}^n D_{ij} (\omega_i - \omega_j) = D_i \frac{d\delta_i}{dt} + \sum_{j=1}^n D_{ij} \left(\frac{d\delta_i}{dt} - \frac{d\delta_j}{dt} \right) \quad (2.2)$$

Desprezando-se a existência de P_{di} , isto é, sistema não amortecido, e substituindo-se a expressão de $W_{Ec,i}$ na eq. (2.1) e dividindo pela base em MVA, tem-se:

$$\frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{gi} \quad (2.3)$$

onde
$$H_i = \frac{W_{Ec,i}^0}{BaseMVA}$$

está em segundos, e P_{mi} e P_{gi} estão em pu.

Definindo $\frac{H_i}{\pi f_0} = M_i$, na literatura, H e M são ambos referidos como

Constantes de Inércia. Eles somente diferem nas unidades, H tem unidades em segundos e M tem unidades de segundos por radianos elétricos. M é conveniente no sentido de facilitar a notação, e portanto, será mais utilizado neste trabalho. Portanto, a equação de oscilação fica:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{gi} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (2.4)$$

P_{gi} , em geral, é uma expressão bastante complicada, que depende de equações diferenciais não lineares da parte elétrica de máquinas síncronas e equações algébricas da rede de transmissão do sistema. Felizmente, para o estudo de estabilidade transitória, não é necessária uma representação tão detalhada da máquina síncrona. Portanto, são admitidas as seguintes simplificações neste modelo:

1. Considera-se que o sistema elétrico esteja inicialmente em regime estável e senoidal. Isto implica que as constantes de tempo da rede de transmissão são desprezíveis quando comparados com a frequência mecânica de oscilação. Isto permite que a análise fasorial possa ser utilizada.

2. A máquina síncrona é representada por uma fonte com amplitude de tensão constante, com valor determinado em condições de estado estável existentes antes da falta (fluxo de carga pré-falta), em série com uma reatância que é normalmente chamada de reatância transitória de eixo direto.

3. O ângulo de fase da tensão interna do gerador (por detrás da reatância transitória) coincide com o ângulo do rotor da máquina.

4. A potência mecânica de entrada é considerada constante e igual ao valor pré-falta durante o intervalo de tempo de interesse, o qual é da ordem de 1 a 3 segundos.

Prosseguindo com estas considerações, a seguir é apresentado o desenvolvimento do modelo matemático para o sistema multimáquinas.

Seja a rede de transmissão do sistema elétrico que consiste de $n + m$ barras das quais os primeiros n barramentos são barras onde estão conectados os geradores

e nas outras m barras somente cargas estão conectadas, a Figura 2.3 representa genericamente o sistema. As barras dos geradores também podem ter cargas conectadas.

Fig. 2.3 - Sistema Elétrico de Potência.

A matriz de admitância nodal Y_{BUS} da rede é dada por:

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_1 & Y_2 \\ Y_3 & Y_4 \end{bmatrix} \begin{matrix} n \\ m \end{matrix} \quad (2.5)$$

Cada uma das barras geradoras é substituída pela representação do gerador, consistindo de uma fonte de tensão $E_i = |E_i| \angle \delta_i$ em série com a reatância transitória que deverá ser representada por sua admitância y_i . Os nós internos dos

geradores são numerados 1, 2, 3, ..., n e as barras da rede de transmissão são n+1,..., 2n+m.

$|E_i|$ e δ_i são calculados com os dados do período pré-falta através das tensões das barras externas dos geradores e da demanda de energia exigida pelas cargas. Denotando as admitâncias transitórias dos geradores pela submatriz y_t , tem-se uma nova rede de transmissão com 2n+m barras a qual possui a seguinte matriz de admitância nodal:

$$\hat{Y}_{BUS} = \begin{array}{c} \begin{array}{ccc} n & n & m \end{array} \\ \left[\begin{array}{ccc|c} y_t & -y_t & 0 & n \\ -y_t & Y_1 + y_t & Y_2 & n \\ 0 & Y_3 & Y_4 & m \end{array} \right] \end{array}$$

Até este ponto, todas as considerações e equacionamentos elaborados para a modelagem do sistema elétrico são genéricos e servirão como base para os dois casos distintos apresentados a seguir. No Modelo Clássico, as admitâncias das cargas são inseridas na matriz de admitâncias $\hat{Y}_{BUS}$ que é então reduzida de modo a facilitar o equacionamento, permitindo que uma expressão analítica para P_{gi} em termos de δ_i possa ser obtida. Neste modelo o sistema fica representado apenas por equações diferenciais, já num modelo que preserva a estrutura original da rede não se admite a redução da matriz, possibilitando assim trabalhar com modelos de cargas mais sofisticados.

2.1- Modelo Matemático Clássico

Como já mencionado, neste modelo não se considera nenhum tipo de amortecimento e, com a principal finalidade de agilizar o cálculo computacional, o modelo de carga adotado é o de impedância constante com as respectivas admitâncias inseridas em $\hat{Y}_{BUS}$ e sua posterior redução.

O próximo passo, após a construção de $\hat{Y}_{BUS}$, é inserir as admitâncias das cargas nesta matriz admitância, adicionando-se às barras numeradas por (n+1),..., (2n+m) as respectivas admitância constantes entre estes nós e a referência terra. O valor de cada admitância é dada pela expressão:

$$Y_{Li} = \frac{P_{Li} - jQ_{Li}}{|V_i|^2} \quad i = n+1, \dots, 2n+m \quad (2.6)$$

Onde $|V_i|$ é a magnitude do fasor de tensão na iésima barra, obtida do fluxo de carga pré-falta e $P_{Li} + jQ_{Li}$ é a potência da carga nesta mesma barra. Assim, a matriz que representa o sistema fica:

$$\tilde{Y}_{BUS} = \begin{array}{c|c|c} n & n & m \\ \hline y_t & -y_t & 0 \\ \hline -y_t & Y_1 + y_t + y_{lg} & Y_2 \\ \hline 0 & Y_3 & Y_4 + y_{ll} \end{array} \begin{array}{l} n \\ n \\ m \end{array} \quad (2.8)$$

A matriz de admitância da carga é denotada por:

$$\left[\begin{array}{c|c} y_{lg} & 0 \\ \hline 0 & y_{ll} \end{array} \right] = \text{Diag}(Y_{li}) \quad i = n+1, \dots, 2n+m \quad (2.9)$$

Por simplificação, é feita a redução da matriz $\tilde{Y}_{BUS}$ em 2.8 através da eliminação de todas as barras exceto das n primeiras (barras geradoras). Esta eliminação é justificada para este estudo uma vez que, do ponto de vista do estudo da estabilidade de frequência, o principal interesse está na variação dos ângulos dos geradores, δ_i 's, como uma função do tempo e não nas tensões das barras. A matriz

$\tilde{Y}_{BUS}$ em (2.8) é particionada, como mostrado a seguir; separando as barras internas, onde as fontes de tensão estão conectadas, do restante das barras onde não existem fontes de tensão conectadas.

$$\tilde{Y}_{BUS} = \left[\begin{array}{c|c} Y_A & Y_B \\ \hline Y_C & Y_D \end{array} \right] \begin{array}{l} n \\ n+m \end{array} \quad (2.10)$$

As equações da rede são:

$$\begin{bmatrix} I_A \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{Y}_{BUS} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_D \end{bmatrix}$$

A eliminação das (n+m) barras resulta na matriz Y_{red} , e pode-se escrever:

$$I_A = [Y_{red}] V_A, \text{ onde :}$$

$$Y_{red} = [Y_A - Y_B Y_D^{-1} Y_C] \quad (2.11)$$

$$V_A = [E_1, \dots, E_n]$$

Esta matriz Y_{red} relaciona apenas variáveis de corrente e tensão dos barramentos internos dos geradores e, apesar de mascarar ou não preservar a topologia original da rede, simplifica consideravelmente o tratamento matemático do problema, pois é possível obter-se uma expressão analítica para P_{gi} na equação 2.4 em termos de δ_i 's.

Sejam os elementos da matriz Y_{red} denotados por Y_{ij} . A expressão para a potência real gerada é:

$$P_{gi} = \text{Re}[E_i I_i^*] = \text{Re} \left[E_i \sum_{j=1}^n Y_{ij}^* E_j^* \right] \quad i = 1, 2, \dots, n.$$

sendo

$$E_i = |E_i| \angle \delta_i$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = |Y_{ij}| \angle \phi_{ij}$$

onde $G_{ij} = |Y_{ij}| \cos \phi_{ij}$ e

$B_{ij} = |Y_{ij}| \sin \phi_{ij}$ então

$$\begin{aligned}
 P_{gi} &= |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |E_i| |E_j| |Y_{ij}| \left[\cos(\phi_{ij} - (\delta_i - \delta_j)) \right] = \\
 &= |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |E_i| |E_j| |Y_{ij}| \left[\cos \phi_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) + \sin \phi_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) \right]
 \end{aligned} \tag{2.12}$$

definindo:

$$|E_i| |E_j| |Y_{ij}| \cos \phi_{ij} = |E_i| |E_j| G_{ij} = D_{ij}$$

$$|E_i| |E_j| |Y_{ij}| \sin \phi_{ij} = |E_i| |E_j| B_{ij} = C_{ij}$$

então

$$P_{gi} = |E_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left[C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + D_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \right] \tag{2.13}$$

Substituindo (2.13) em (2.4), resulta:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_i - P_{ei} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.14)$$

onde

$$P_i = P_{mi} - |E_i|^2 G_{ii} \quad e$$

$$P_{ei} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + D_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)]$$

A equação (2.14) é a forma básica da conhecida equação de oscilação para cada máquina. Antes da perturbação o sistema de potência está no estado estável, com δ_i assumindo valores constantes δ_i^0 e $\dot{\delta}_i = 0$ para todas as barras i .

No instante da falta, $t = 0^+$, estas condições iniciais são válidas desde que nem os ângulos dos rotores nem as frequências mudem instantaneamente. Existem dois grupos de equações diferenciais para $t > 0$, o primeiro para o estado em falta até $t = t_{ab}$ e o segundo grupo para $t > t_{ab}$, onde t_{ab} é o tempo de eliminação da falta. A diferença entre estes dois grupos de equações diferenciais está na configuração da rede de transmissão do sistema, isto sendo refletido nos parâmetros Y_{ij} da matriz reduzida Y_{red} que afetará somente os valores de P_{gi} . Então, simbolicamente pode ser escrito:

Estado em falta:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{gi}^f \quad 0 < t \leq t_{ab} \quad (2.15)$$

$$= P_i^f - P_{ei}^f \quad \delta_i(0) = \delta_i^0, \dot{\delta}_i(0) = 0$$

$$i = 1, 2, \dots, n.$$

Estado Pós Falta:

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = P_{mi} - P_{gi}^{pf} \quad t \geq t_{ab}, \delta_i(t_{ab}), \dot{\delta}_i(t_{ab}) \text{ condições}$$

$$= P_i^{pf} - P_{ei}^{pf} \quad \text{iniciais determinadas de (2.15)}$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

2.2- Modelo de Estrutura Preservada

Neste modelo matemático do sistema elétrico a estrutura da matriz que representa a rede elétrica, incluindo as barras internas dos geradores, é preservada; isto é, não há redução da matriz $\hat{Y}_{BUS}$ [3]. Esta configuração apresenta grandes desvantagens em relação à simplicidade do modelo e ao tempo computacional gasto para simulação, mas permite que modelos de carga mais elaborados sejam implementados.

O fato de não se reduzir o sistema possibilita total liberdade na escolha do modelo de carga, as quais podem ser dependentes da tensão e ou da frequência. Preservando-se a estrutura da matriz admitância $\hat{Y}_{BUS}$, o uso de qualquer modelo de carga torna-se possível.

Seja $E_i \angle \delta_i$ o fasor da tensão interna do gerador “i” e $V_i \angle \phi_i$ o fasor de tensão da barra não geradora “i”, incluindo as barras externas dos geradores. Os ângulos de fase são relacionados a uma referência girante na velocidade síncrona, neste modelo nenhuma máquina é adotada como referência, nem mesmo o centro dos ângulos. O equacionamento do sistema é baseado na diferença de ângulos entre as barras onde existe o fluxo de potência e no desvio das velocidades angulares dos geradores em relação à velocidade síncrona.

Nas “n” barras internas dos geradores a expressão para a potência real gerada é:

$$P_{gi} = \text{Re}[E_i I_i^*] = \text{Re}\left[E_i \angle \delta_i \left(\frac{E_i \angle \delta_i - V_i \angle \varphi_i}{jx_d'}\right)^*\right] =$$

$$= \frac{E_i V_i \sin(\delta_i - \varphi_i)}{x_d'} = f_i(\delta, E, \varphi, V) \quad (2.16)$$

onde $V_i \angle \varphi_i$ é o fasor da tensão externa do gerador “i” e seu valor, juntamente com todas as tensões e ângulos das barras não geradoras, é calculado a partir das expressões algébricas de fluxo de carga. O módulo da tensão interna dos geradores, E_i , é considerado constante durante toda a simulação e calculado a partir dos dados do fluxo de carga pré falta. Os ângulos das barras internas dos geradores são calculados a partir das equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico dos geradores.

Para as barras externas do sistema pode-se escrever as equações algébricas que expressam o fluxo de potência na rede, sendo:

$$E_i = |E_i| \angle \delta_i, \quad i = 1, \dots, n \quad \text{e} \quad E_i = 0, \quad i = n+1, \dots, n+m$$

$$V_i = |V_i| \angle \varphi_i, \quad i = 1, \dots, n+m$$

e tendo os elementos da matriz $\hat{Y}_{BUS_{ij}}$ denotados por Y_{ij} , com

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} = |Y_{ij}| \angle \phi_{ij}$$

onde $G_{ij} = |Y_{ij}| \cos \phi_{ij}$ e

$$B_{ij} = |Y_{ij}| \sin \phi_{ij}$$

Assim, as equações são escritas para os diferentes tipos de barras:

- Para as n barras externas dos geradores:

$$K = 1, \dots, n$$

$$\begin{aligned} P_{CK} &= g_K(\delta, \varphi, V) \\ &= |V_K| E_K |Y_{KK}| \cos(\phi_{KK} - (\varphi_K - \delta_K)) + |V_K|^2 G_{KK} + \\ &\quad + \sum_{\substack{i=n \\ i \neq K}}^{n+m} |V_K| |V_i| |Y_{(K+n)(i+n)}| \cos(\phi_{(K+n)(i+n)} - (\varphi_K - \varphi_i)) \end{aligned} \quad (2.17)$$

$$\begin{aligned} Q_{CK} &= h_K(\delta, \varphi, V) \\ &= -V_K E_K Y_{KK} \sin(\phi_{KK} - (\varphi_K - \delta_K)) - |V_K|^2 B_{KK} + \\ &\quad - \sum_{\substack{i=n \\ i \neq K}}^{n+m} |V_K| |V_i| |Y_{(K+n)(i+n)}| \sin(\phi_{(K+n)(i+n)} - (\varphi_K - \varphi_i)) \end{aligned} \quad (2.18)$$

- Para as m barras de carga (excluindo as barras externas dos geradores):

$$K = n+1, \dots, m.$$

$$\begin{aligned} P_{CK} &= g_K(\delta, \varphi, V) \\ &= |V_K|^2 G_{KK} + \sum_{\substack{i=n \\ i \neq K}}^{n+m} |V_K| |V_i| |Y_{(K+n)(i+n)}| \cos(\phi_{(K+n)(i+n)} - (\varphi_K - \varphi_i)) \end{aligned} \quad (2.19)$$

$$\begin{aligned} Q_{CK} &= h_K(\delta, \varphi, V) \\ &= -|V_K|^2 B_{KK} - \sum_{\substack{i=n \\ i \neq K}}^{n+m} |V_K| |V_i| |Y_{(K+n)(i+n)}| \sin(\phi_{(K+n)(i+n)} - (\varphi_K - \varphi_i)) \end{aligned} \quad (2.20)$$

Então pode-se reescrever o conjunto de equações que define o sistema de uma forma vetorial e mais compacta:

$$\dot{\delta} = 2\pi (f - f_0) = 2\pi \Delta f = \omega \quad (2.21)$$

$$M\dot{\omega} = P_m - D\omega - f(\delta, \varphi, V) \quad (2.22)$$

$$0 = P_C - g(\delta, \varphi, V) \quad (2.23a)$$

$$0 = Q_C - h(\delta, \varphi, V), \quad (2.23b)$$

sendo:

$$\dot{\delta} = [\dot{\delta}_1, \dots, \dot{\delta}_n]^T, f = [f_1, \dots, f_n]^T, \omega = [\omega_1, \dots, \omega_n]^T, P_m = [P_{m1}, \dots, P_{mn}]^T$$

$$M = [M_1, \dots, M_n]^T, D = [D_1, \dots, D_n]^T, f(\delta, \varphi, V) = [f_1(\delta, \varphi, V), \dots, f_n(\delta, \varphi, V)]^T$$

$$P_C = [P_{C1}, \dots, P_{CK}, \dots, P_{Cn+m}]^T, Q_C = [Q_{C1}, \dots, Q_{CK}, \dots, Q_{Cn+m}]^T$$

$$g(\delta, \varphi, V) = [g_1(\delta, \varphi, V), \dots, g_K(\delta, \varphi, V), \dots, g_{n+m}(\delta, \varphi, V)]^T$$

$$h(\delta, \varphi, V) = [h_1(\delta, \varphi, V), \dots, h_K(\delta, \varphi, V), \dots, h_{n+m}(\delta, \varphi, V)]^T$$

onde P_{CK} e Q_{CK} são as potências ativas e reativas consumidas pelas cargas na barra K.

Pode-se observar com clareza que estes termos da expressão algébrica (2.23 a,b) não possuem nenhuma limitação quanto a sua representação ou cálculo, proporcionando ao modelo total liberdade neste sentido.

Veja a seguir o capítulo sobre as várias possibilidades de se representar as cargas de um Sistema Elétrico de Potência.

3- MODELOS DE CARGAS

Desde que a Westinghouse produziu o primeiro grande programa de estabilidade em 1935, consideráveis refinamentos foram acrescentados às técnicas de análise transitória de sistemas elétricos de potência.

Como exemplos, pode-se citar o desenvolvimento da matriz admitância do sistema e o aperfeiçoamento de algoritmos que tornaram a simulação para estudo de estabilidade transitória um processo de solução simultânea de dois tipos de equações, ou seja, a integração das equações diferenciais que representam o comportamento das máquinas elétricas e a resolução das equações algébricas que descrevem a rede elétrica externa e que acopla os geradores.

Paralelamente, inúmeros detalhes foram acrescentados aos modelos dos componentes dos sistemas de potência. A representação de cargas, entretanto, em estudos típicos de estabilidade, está limitada aos modelos estáticos: representação por Potência Constante, Corrente Constante, Impedância Constante ou combinação destes modelos [8].

O pequeno desenvolvimento dos modelos de cargas em estudos de estabilidade deveu-se às seguintes causas :

1. O efeito das cargas era considerado secundário.

2. O aperfeiçoamento dos modelos introduzem dificuldades matemáticas que podem aumentar drasticamente os tempos de simulação.

3. A difícil estimação das características das cargas de um sistema elétrico de potência em um determinado instante ou mesmo num intervalo de tempo.

Uma justificativa razoável para o modelo de carga com a dependência da frequência é a grande parcela de cargas rotativas de natureza indutiva, que apresentam este comportamento, nos sistemas elétricos de potências. A Figura 3.1 mostra a composição média das cargas de um sistema típico, segundo Concordia e Ihara [8]:

Fig. 3.1- Composição média das cargas de um sistema típico.

A configuração de carga apresentada na Figura 3.1 não é rígida, as cargas em um sistema elétrico de potência variam durante todo tempo e de uma região para outra. Mas as proporções geralmente se conservam e nos dá uma idéia da grande participação das cargas indutivas na demanda por energia elétrica.

Neste trabalho é dada ênfase à representação das cargas como função da tensão e da frequência. Este modelo apresenta melhoras significativas na precisão dos resultados obtidos nas simulações, permite a avaliação da contribuição do comportamento das cargas (dependentes da frequência) no amortecimento do sistema e viabiliza a análise da estabilidade, não apenas análise de sincronismo, no senso de Lyapunov, resolvendo o problema estrutural da modelagem do sistema [1].

Os modelos de cargas que levam em conta as variações da frequência e suas influências trazem uma dificuldade adicional que é a determinação das velocidades angulares nas barras onde as cargas estão conectadas.

Esta representação das cargas é construída a partir de atribuições de características isoladas ou combinadas dos modelos de potência, corrente ou impedância constantes. Com estas características monta-se um polinômio cujos coeficientes são determinados pelo grau da sua participação no modelo da carga em questão. Após a elaboração do polinômio, a sensibilidade da carga com a variação da frequência deve ser expressa e isto pode ser feito considerando apenas um grau de sensibilidade para todo o polinômio que representa a carga ou discriminando cada parcela deste.

Os três tipos básicos de representação de cargas são baseados nas seguintes suposições [5]:

1. No caso em que a potência absorvida pela carga apresenta grande sensibilidade com a variação da tensão, varia com o quadrado desta, usa-se o modelo de cargas como impedância constante.

2. Quando a potência absorvida pela carga apresenta pequena sensibilidade com relação às variações no nível de tensão em sua barra, utiliza-se o modelo da carga como potência constante.

3. Se potência elétrica absorvida pela carga é função linear da tensão, a carga deve ser representada segundo o modelo de corrente constante.

A seguir discute-se as representações por Impedância Constante (Z), Potência Constante (S) e Corrente Constante (I).

3.1- Cargas Como Impedância Constante

A Figura 3.2 mostra a carga (concentrada) de uma barra representada por suas potências ativa e reativa absorvida pela impedância ou pela admitância equivalente para a terra.

Fig. 3.2 - Representação concentrada das cargas em uma barra, modelo de impedância constante.

A impedância Z_K ou a admitância Y_K para a terra que absorve os fluxos de potência ativa e reativa equivalentes à potência elétrica das cargas concentradas na barra, são dadas por :

$$Z_{LK0} = \frac{|V_{K0}|^2}{P_{LK0} - jQ_{LK0}} = R_{LK0} + jX_{LK0} \quad (3.1)$$

$$\begin{aligned} Y_{LK0} &= \frac{1}{|Z_{LK0}|} \cos \phi_{LK0} - j \frac{1}{|Z_{LK0}|} \sin \phi_{LK0} \\ &= G_{LK0} - jB_{LK0} \end{aligned} \quad (3.2)$$

onde,

V_{K0} - tensão da barra K nas condições de potência (ativa e reativa) especificadas;

P_{LK0} e Q_{LK0} - respectivamente potências ativa e reativa especificadas da carga;

ϕ_{LK0} - ângulo de impedância Z_{LK} ;

G_{LK0} - condutância da carga;

B_{LK0} - susceptância da carga.

Quando a carga concentrada da barra for matematicamente tratada por meio da impedância Z_{LK0} , ou por meio da admitância Y_{LK0} , tem-se o modelo de carga definido como Impedância Constante ou Admitância Constante, respectivamente.

Neste caso, se a tensão da barra não for constante, tem-se aplicado sobre a impedância Z_{LK} uma tensão V_K , resultando fluxos de potência ativa e reativa que variam com o quadrado do valor da tensão aplicada:

$$\begin{aligned} S_{LK} = P_{LK} + jQ_{LK} &= \frac{|V_K|^2}{Z_{LK0}^*} = |V_K|^2 \frac{1}{R_{LK0} - jX_{LK0}} = \\ &= |V_K|^2 Y_{LK0}^* = |V_K|^2 (G_{LK0} + jB_{LK0}) \end{aligned} \quad (3.3)$$

Quando a carga é definida como impedância constante e se deseja expressá-la em função das potências P_{LK} e Q_{LK} , o modelo matemático de carga é:

$$S_{LK} = P_{LK} + jQ_{LK} = \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right)^2 (P_{LK0} + jQ_{LK0}) \quad (3.4)$$

As equivalências entre a eq. (3.4) e eq. (3.3) são óbvias.

3.2- Cargas como Potência Constante

Suponha-se que a tensão V_{K0} da Figura 3.2 seja constante ou que a carga em questão não apresente sensibilidade às variações desta, dentro de uma determinada faixa de valor. A equação (3.4) se reduz a:

$$S_K = P_{LK} + jQ_{LK} = P_{LK0} + jQ_{LK0}$$

Nesse caso a carga é definida como Potência Constante.

3.3- Cargas como Corrente Constante

Algumas concessionárias norte-americanas de energia elétrica adotam a regra prática de que 1% de variação na tensão acarreta 1% de variação na potência total consumida pelas cargas, dentro de uma faixa limitada de variação [5, 7].

O modelo matemático de carga que corresponde a essa regra prática é o de “corrente constante”, isto é, a potência da carga varia linearmente com a tensão:

$$S_{LK} = \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right) (P_{LK0} + jQ_{LK0}) \quad (3.5)$$

Em termos de R_{LK0} e X_{LK0} da figura 3.2, a equação (3.5) é escrita como:

$$S_{LK} = |V_K| |V_{K0}| (G_{LK0} + jB_{LK0}) \quad (3.6)$$

Quando há interesse, a corrente constante I_{LK0} que representa a carga é dada por:

$$I_{LK0} = \frac{P_{LK0} - jQ_{LK0}}{V_{K0}^*} \quad (3.7)$$

Desde que a regulação da tensão na carga seja pequena, há pouca diferença entre os modelos de Corrente Constante e Potência Constante. A porcentagem da diferença é proporcional à porcentagem da regulação da tensão [5].

Seja S_1 , com o modelo de Potência Constante,

$$S_1 = S_{LK0}$$

e seja S_2 , com o modelo de Corrente Constante,

$$S_2 = S_{LK0} \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right)$$

$$R_{eg} = \left(|V_K| / |V_{K0}| \right) - 1$$

$$\Delta S_{LK} = S_1 - S_2 = S_{LK0} (|V_K| / |V_{K0}| - 1) = S_{LK0} R_{eg}$$

O modelo de corrente constante, para pequenas variações de tensão, serve como um indicador da regulação do sistema.

Em relação ao modelo de impedância constante, se $|V_K| \approx |V_{K0}|$, a equação (3.6) pode ser considerada igual a eq. (3.3).

Como conclusão, pode-se verificar que para variações moderadas de tensão, é praticamente indiferente a escolha dos modelos estáticos de carga analisados.

3.4- Modelo Polinomial (combinação das representações das cargas)

O modelo Polinomial é constituído pela combinação das representações de cargas na seguinte expressão:

$$P_{LK} = P_{LK} \left[A_{pK} + B_{pK} \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right) + C_{pK} \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right)^2 \right]$$

$$Q_{LK} = Q_{LK} \left[A_{qK} + B_{qK} \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right) + C_{qK} \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right)^2 \right]$$

As constantes A, B e C são parâmetros determinados empírica ou teoricamente, e são conhecidos como “fatores de combinação da carga”. Quando todos estes fatores são positivos, eles representam as respectivas frações de potência, corrente e impedância constantes da potência absorvida pela carga.

Para que o balanço da potência da carga seja mantido, as seguintes relações devem ser observadas:

$$A_{pK} + B_{pK} + C_{pK} = 1$$

$$A_{qK} + B_{qK} + C_{qK} = 1$$

3.5- Cargas Variáveis com a Frequência

Todos os modelos de carga comentados são ordinariamente supostos como tendo fator de potência constante, isto é, suas potências ativas e reativas variam da mesma maneira em relação às flutuações de tensão.

Entretanto, só se pode falar de potência, corrente e impedância constantes, se a frequência do sistema for considerada constante, pois do contrário haverá variações nos parâmetros da representação equivalente da carga.

As cargas do sistema também variam com a frequência. Este fato demonstra que o sistema tem uma capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio, ou de auto regular-se.

A característica inerente ao sistema de se auto regular é denominada Regulação Própria do Sistema e se expressa através de um parâmetro chamado Coeficiente de Amortecimento (D) [9].

Portanto, $D = \frac{\Delta P_C}{\Delta f}$ onde:

ΔP_C = variação da carga;

Δf = variação da frequência;

D = variação da carga com a frequência.

O coeficiente “D” pode ser representado graficamente da seguinte forma:

Fig. 3.3- Representação Gráfica do Coeficiente de Amortecimento “D”.

Quando o efeito da frequência é levado em conta, a expressão da potência da carga tem a seguinte forma:

$$P_K = g(|V_K|, f_K),$$

onde f_K é a frequência instantânea da barra na qual a carga está conectada.

Para representar esta dependência simultânea da carga com a tensão e com a frequência o que se encontra na literatura são critérios de variação simultânea da carga com a tensão e com a frequência. Estes critérios são basicamente os seguintes:

- Somente uma fração da carga varia com a frequência [5] :

$$P_{LK} = P_{LK0} \left[A_{pK} + B_{pK} \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right) + C_{pK} \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right)^2 + E_{pK} (1 + D_{pK} \Delta f_K) \right]$$

onde,

$$A_{pK} + B_{pK} + C_{pK} + E_{pK} = 1 \quad \text{e}$$

D_{pK} indica a variação em p.u. da carga para a variação da frequência.

- Toda a carga varia com a frequência:

$$P_{LK} = P_{LK0} \left[A_{pK} + B_{pK} \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right) + C_{pK} \left(\frac{|V_K|}{|V_{K0}|} \right)^2 \right] (1 + D_{pK} \Delta f_K)$$

onde, novamente, D_{pK} indica a variação em p.u. da carga para variação da frequência (grau de dependência).

Nos modelos de carga variáveis com a frequência, além da determinação dos fatores de combinação, têm-se uma tarefa adicional que é a determinação das

freqüências instantâneas das barras nas quais as cargas estão conectadas. O capítulo seguinte trata deste assunto.

4- DESENVOLVIMENTO COMPUTACIONAL

Este trabalho propõe um modelo de cargas dependentes da frequência de modo a evidenciar a importante influência do amortecimento sobre o tempo crítico de abertura nas análises de estabilidade em “swings” subsequentes ao primeiro [3, 4] e na solução de problemas estruturais relacionados com a modelagem matemática do sistema [1]. Tal modelo implica em preservar a estrutura original do sistema.

Preservando a estrutura original da rede, o estudo da estabilidade transitória de um Sistema Elétrico de Potência, sistema dinâmico, consiste em obter soluções, a cada incremento de tempo, de um conjunto de equações não-lineares algébrico-diferenciais. Estas equações representam matematicamente dois comportamentos básicos e distintos do sistema elétrico.

As equações algébricas representam o problema do fluxo de carga a cada instante, isto é, a cada nova configuração da rede ou novo estado das variáveis de ângulo das tensões das barras internas dos geradores. Estas equações permitem resolver o problema de se determinar os fasores de tensão nas demais barras da rede do sistema elétrico.

O conjunto de equações dinâmicas representam o comportamento dinâmico dos elementos ativos do sistema, ou seja, o comportamento das máquinas geradoras e, neste trabalho, o comportamento das cargas com dependência da frequência. Este

comportamento se deve basicamente à aceleração do eixo da máquina causada pelo desbalanço entre a potência gerada e a consumida no sistema. Como consequência desta aceleração há a determinação, a cada instante, de novos valores para as variáveis de ângulo das tensões das máquinas geradoras e portanto uma nova configuração do estado das variáveis do sistema como um todo que deve ser resolvido pelo fluxo de carga, ou seja, pelo conjunto de equações algébricas, atualizando-se previamente os valores das cargas em cada barra através dos novos valores de frequência (devido a aceleração dos geradores).

Com o objetivo de simular o comportamento do sistema ao longo do tempo através destas representações matemáticas são necessárias algumas ferramentas matemático computacionais de forma a resolver os conjuntos de equações.

Entre os vários métodos existentes que permitem a solução de um sistema de equações diferenciais, para este trabalho, foi escolhido o método Runge Kutta 4^o que satisfaz as exigências de rapidez e precisão para a simulação, portanto não foi necessária a implementação de nenhum outro método para esta tarefa.

Na solução do sistema de equações algébricas foram utilizados dois métodos, os métodos de Gauss-Seidel e o de Newton-Raphson. Apesar de requerer memória adicional para armazenar a matriz Jacobiana, o método Newton-Raphson foi escolhido por necessitar de menor número de iterações para convergir à solução.

Para modelar as cargas dependentes da frequência é necessário conhecer a frequência das barras não geradoras onde as cargas estão conectadas. Portanto, desenvolveu-se um programa computacional segundo a proposta de Ruppert [5], com a diferença de que neste trabalho as barras externas dos geradores são consideradas barras externas do sistema (não geradora) e, portanto, com frequência diferente da

frequência da barra interna. Os resultados obtidos com este método são bastante precisos, mas o tempo computacional gasto é muito elevado inviabilizando a possibilidade de aplicações em tempo real ou para grandes sistemas. Com o propósito de se evitar este inconveniente, algumas propostas de estimativa de frequência das barras não geradoras foram feitas. Estas baseiam-se nas médias das frequências dos geradores, ponderadas ou não pelos respectivos Momentos de Inércia.

A seguir, todo o desenvolvimento da proposta de Ruppert é apresentada. Resultados de simulações de diferentes sistemas, com a utilização do programa que calcula as frequências das barras não geradoras por este método, também são apresentados, destacando a sua precisão, porém, deixando evidente o longo tempo computacional consumido.

Algumas das propostas de se estimar as frequências das barras não geradoras, de modo a minimizar o tempo computacional, são computacionalmente implementadas e, comparando os resultados com os obtidos através do método de Ruppert, mostra-se que todos os métodos de estimação das frequências das barras não geradoras, propostos até então, são bastante imprecisos.

Finalmente mostra-se que, através de simulações com o método de Ruppert, as frequências das barras não geradoras estão intimamente ligadas às características elétricas da rede e não a grandezas mecânicas. Este fato justifica a proposta de um novo método para a estimativa das frequências das barras não geradoras, baseado na média das frequências dos geradores ponderada pelas impedâncias da rede que definem o acoplamento elétrico de cada barra não geradora, isoladamente, com as respectivas barras geradoras.

Para se implementar este novo método, a matriz de impedância nodal do sistema, Z_{BUS} , é utilizada. Novamente comparando-se os resultados com os obtidos pelo método de Ruppert [5], mostra-se que as estimativas são bastante precisas. Além disto, mostra-se que este método permite determinar individualmente as freqüências nas barras externas e, baseando-se na configuração da matriz Z_{BUS} , é possível determinar ilhas de freqüência que reúnem barras possuindo comportamentos de freqüência parecidos ou dentro de limites estabelecidos.

4.1- Determinação das Velocidades Angulares Instantâneas das Barras Não Geradoras Através do Método de Ruppert [5]

As velocidades angulares das tensões das barras geradoras são determinadas a cada passo de integração das equações diferenciais (4.1) que representam a dinâmica das máquinas ligadas ao sistema.

Sejam as equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico das máquinas :

$$\frac{dw_i(t)}{dt} = M_i (P_{mi}(t) - P_{gi}(t)) \quad (4.1)$$

$$\frac{d\delta_i(t)}{dt} = w_i(t) - w_0 \quad (4.2)$$

onde,

$w_i(t)$ = velocidade angular da máquina;

$\frac{d\delta_i(t)}{dt}$ = velocidade angular do fasor de tensão da barra interna do gerador i;

$w_0(t)$ = velocidade angular síncrona do sistema.

Os ângulos $\delta_i(t)$ são obtidos pela integração de (4.2) usando $w_i(t)$ obtido em (4.1). Nas barras não geradoras a situação é diferente, os ângulos $\delta_K(t)$ das tensões nas barras são atualizados a cada passo de integração das equações diferenciais (Runge Kutta 4^o ordem) através da resolução das equações algébricas que representam o sistema (Fluxo de Carga - Newton Raphson), e a partir destes ângulos é que se utiliza o método para o cálculo das velocidades angulares das respectivas barras.

Não há dúvida de que, na operação em regime permanente, a velocidade angular da tensão em cada barra é a velocidade angular síncrona. Então a tensão da barra é dada por:

$$V_K(t) = \sqrt{2} V_{K0} \sin(w_0 t + \delta_{K0}) \quad (4.3)$$

V_{K0} e δ_{K0} são variáveis estáticas que representam o estado da barra (variáveis de estado da barra) em regime permanente. Onde δ_{K0} é o valor constante da diferença de ângulo entre a referência síncrona e o fasor de tensão $V_K(t)$.

Durante uma perturbação no sistema, estas variáveis se alteram. Neste caso V_{K0} e δ_{K0} passam a ser variáveis dinâmicas de estado da barra, cujos valores, discretizados pelo método numérico de solução de equações diferenciais, são revistos a cada passo de integração que coincide com a resolução das equações algébricas do sistema (Fluxo de Carga); tudo se passa como se o processo dinâmico fosse constituído de uma seqüência de estados de equilíbrio, onde as tensões nas barras são dadas por:

$$V_K(t) = \sqrt{2} V_K \sin(w_K \cdot t) \quad (4.5)$$

sendo $w_K = w_0 + \Delta w_K$ e, por simplicidade, a diferença de ângulo inicial, em regime permanente ou estável, entre o fasor de tensão e a referência síncrona, δ_{K0} , é considerada nula.

A velocidade angular w_K passa a ser uma variável dinâmica de estado da barra, pois Δw_K varia a cada passo de integração. Portanto, varia também a diferença de ângulo entre o fasor de tensão $V_K(t)$ e a referência síncrona, δ_K e, por consequência, a diferença de ângulo de fase entre $V_K(t)$ e $V_K(t + \Delta t)$, igual a $\Delta \delta_K(t)$.

Sendo $V_K(t)$ e $V_K(t+\Delta t)$ respectivamente, as tensões de uma barra não geradora, obtidas da solução do fluxo de carga nos instantes t e $t+\Delta t$, pode-se escrever:

$$V_K(t) = \sqrt{2} V_K \sin(w_0 t + \Delta w_K t)$$

$$V_K(t+\Delta t) = \sqrt{2} V_K \sin(w_0(t+\Delta t) + \Delta w_K(t+\Delta t)), \text{ veja a Fig. 4.1 :}$$

Fig. 4.1 Demonstração da variação do ângulo de fase δ_K no tempo, $\Delta\delta_K(t)$, com a referência síncrona fixa.

Então, considerando a referência síncrona fixa no tempo, pode-se expressar:

$$\Delta\delta_K(t) = \Delta w_K(t+\Delta t) - \Delta w_K t = \Delta w_K \Delta t \quad (4.6)$$

As velocidades angulares nas barras não geradoras devem ser calculadas pelas taxas de variação dos ângulos das tensões nestas barras:

$$w_K(t) = \frac{d\delta_K(t)}{dt} + w_0 \quad (4.7)$$

$$\frac{d\delta_K(t)}{dt} = \Delta w_K = \frac{\Delta\delta_K(t)}{\Delta t} \quad (4.8)$$

Δt = passo de integração das equações diferenciais.

A expressão (4.8), proveniente da formula de Euler para calcular derivadas, evidentemente é válida para incrementos pequenos de tempo, Δt . A seguir mostra-se o algoritmo do programa no qual foi implementada esta metodologia para o cálculo das velocidades angulares instantâneas das barras não geradoras, a partir dos valores dos ângulos das tensões destas mesmas barras, obtidos nas soluções das equações algébricas do sistema. Deve-se notar neste algoritmo que w_K é calculado por meio de um processo iterativo de ajustes estado - parâmetros do sistema. A expressão (4.7) fornece estimativas de w_K para a atualização dos valores de grandezas que variam com a frequência, e que realimentam, dentro de um mesmo passo de integração, as equações diferenciais e algébricas, de modo a garantir a convergência não só das variáveis V_K e δ_K (como se faz tradicionalmente), mas também de w_K . Este procedimento evita a ocorrência de desajustes estado - parâmetros no sistema. Os parâmetros dependentes da frequência que, neste trabalho, devem ser ajustados são as cargas.

O processo de ajuste estado-parâmetros só se encerra após as três convergências acima e, somente depois, o tempo de integração é avançado de Δt .

A seguir é fornecida toda a seqüência de passos necessária para a correta utilização deste método.

Algoritmo do Método de Ruppert

- I. Cálculo do fluxo de carga pré-perturbação.
- II. Simulação da perturbação.
- III. Incremento do contador de iterações “p” do ajuste estado-parâmetros.
- IV. Resolução das equações algébricas (convergência de V_K e δ_K).
- V. Integração das equações diferenciais.
- VI. Cálculo das velocidades angulares w_K^p das tensões das barras não geradoras a cada iteração .

$$w_K^p = \frac{\delta_K^p - \delta_K^0}{\Delta t} + w_0$$

- VII. Atualização das potências consumidas pelas cargas que dependem da frequência, através do novo valor de frequência.
- VIII. Repetição dos passos III, IV, V e VI.
- IX. Teste de convergência de w_K^p :

$$|w_K^p - w_K^{p-1}| \leq E_w \text{ (tolerância especificada).}$$

Caso não, incrementar w_K^p através da seguinte expressão:

$$w_K^p = w_K^{p-1} + (w_K^p - w_K^{p-1})\alpha$$

Volta ao passo VII.

Caso sim:

- Verificar se o tempo final de simulação não foi ultrapassado.
- Incrementar o tempo de integração de Δt .
- Zerar o contador de iterações ($p = 0$) . Voltar ao passo III.

A fig. 4.2 apresenta os resultados obtidos com a simulação, pelo método de Ruppert, do sistema Stagg, com o curto ocorrendo na barra 4 e a eliminação da falta em $t_{ab} = 0.1$ segundos. Os dados deste sistema de 2 geradores e 5 barras estão disponíveis no Apêndice 1.

Fig. 4.2 Frequência Angular - Simulação do Sistema Stagg Pelo Método de Ruppert.

Com o desbalanço entre a potência mecânica de entrada e a consumida pelo sistema, a frequência do gerador nº 2 oscila em maior amplitude em torno da frequência síncrona, devido a seu baixo valor de Momento de Inércia.

O gerador nº 1, por ter maior Momento de Inércia, oscila menos. Observe que as velocidades angulares das barras não geradoras e das barras externas dos geradores ficam mais próximas da velocidade angular do gerador nº 1. Isto ocorre porque existe um maior acoplamento elétrico entre estas barras e a barra interna do gerador nº 1, justificando a sua maior influência. Visualmente é fácil perceber que a velocidade angular das barras externas dos geradores são bastante diferentes

daquelas das barras internas, esta diferença é causada pelos valores consideráveis de reatância transitória entre as barras interna e externa de cada gerador. Originalmente o método de Ruppert propõe que a frequência das barras externas dos geradores sejam iguais as das barras internas, portanto esta aproximação não é boa para estudos em períodos transitórios. Foram feitas as modificações necessárias no método de Ruppert de forma a se evitar tais aproximações que só teriam sentido no caso de estudo de estabilidade dinâmica onde o valor das reatâncias dos geradores já não é mais o transitório.

A questão do acoplamento elétrico, entre barras não geradoras e geradoras, determinar a influência de uma barra geradora no comportamento da velocidade angular de uma barra não geradora, partiu de observações como estas e serviu como base para o novo método de estimação das velocidades angulares, que será discutido no final deste capítulo.

Tanto na resolução das equações algébricas de fluxo de carga como na integração das equações diferenciais, para se obter resultados confiáveis é necessária a adoção de incrementos de tempo da ordem de milésimos de segundos. Este mesmo valor de incremento deve ser adotado também para o cálculo de w_k , conforme o passo VI do algoritmo já apresentado. O fato deste incremento de tempo estar no denominador da expressão para o cálculo w_k e ser o seu valor pequeno, pode tornar o processo de cálculo de w_k bastante sensível a discrepância de valores de δ_k fornecidos pela solução das equações algébricas do fluxo de carga. Esta sensibilidade pode provocar resultados errados, ou mesmo impossibilitar o processo de convergência de w_k . No sentido de se evitar esta sensibilidade foi criado um artifício, descrito no passo IX do algoritmo, que consiste em multiplicar a diferença

entre w_K^p e w_K^{p-1} por uma constante, α , sempre menor do que a unidade e somar o resultado a w_K^{p-1} . Isto permite desconsiderar valores absurdos do novo w_K e possibilita a convergência do processo.

Este artifício acaba sendo fundamental para que o método funcione, porém, faz com que o tempo computacional gasto para simulação seja ainda mais elevado. Quanto maior a precisão desejada, menor deve ser o valor do incremento de tempo adotado e, por consequência, menor deve ser o valor de α , elevando assim o tempo de computação do método.

Os resultados conseguidos com o método parecem ser bastante razoáveis e acredita-se que retratam com certa fidelidade o comportamento do sistema. Porém, o tempo necessário para sua simulação é bastante elevado, a ponto de impossibilitar a análise de comportamento de grandes sistemas e aplicações em tempo real.

Na tentativa de resolver-se este problema de morosidade, alguns métodos de estimativa das frequências das barras não geradoras foram propostos. A seguir é apresentado um método que reúne duas das alternativas mais utilizadas para este fim. Estes métodos baseiam-se na simples média das frequências dos geradores ou na média ponderada pelo Momento de Inércia de cada máquina e, como será mostrado, resolvem o problema do tempo mas são bastante imprecisos.

4.2- Método da Média Aritmética das Frequências e Velocidade Angular do Centro de Ângulo COA

Este método é bastante simples e faz a estimativa das velocidades angulares das barras não geradoras através da média aritmética das velocidades angulares das barras geradoras, ponderada ou não pelos Momentos de Inércia das máquinas.

O algoritmo que resume os passos necessários para a execução deste método vem logo a seguir.

Algoritmo do Método da Média Aritmética

- I. Cálculo do fluxo de carga pré-perturbação.**
- II. Simulação da perturbação.**
- III. Incremento do contador de iterações “p” do ajuste estado-parâmetros.**
- IV. Resolução das equações algébricas (convergência de V_K e δ_K).**
- V. Integração das equações diferenciais.**

Determinação de novos valores de δ_i e w_i , ou seja, ângulo de fase e velocidade angular do gerador i.
- VI. Cálculo da estimativa das velocidades angulares das tensões das barras não geradoras através da média aritmética das frequências das n barras geradoras, w_m .**

Utilizando-se Média Simples:

$$w_m^p = \frac{\sum_{i=1}^n w_i}{n}$$

Utilizando-se Média Ponderada no Momento de Inércia de Cada Gerador:

$$w_m^p = \frac{\sum_{i=1}^n (w_i M_i)}{\sum_{i=1}^n M_i} \quad \text{onde } M_i \text{ é o Momento de Inércia do gerador } i.$$

VII. Atualização das potências consumidas pelas cargas que dependem da frequência, através do novo valor desta última.

VIII. Repetição dos passos III, IV, V e VI.

IX. Teste de Convergência de w_m^p :

$$|w_m^p - w_m^{p-1}| \leq E_w$$

Caso não, voltar ao passo VII.

Caso sim:

- Verificar se o tempo final de simulação não foi ultrapassado.
- Incrementar o tempo de integração de Δt .
- Zerar o contador de iterações ($p = 0$). Voltar ao passo III.

Veja agora a Figura 4.3a que mostra a simulação do mesmo sistema Stagg para as mesmas condições de falta, porém utilizando-se o método baseado na média das frequência das barras dos geradores.

Fig. 4.3a- Frequência Angular - Simulação do Sistema Stagg Pelo Método da Média Aritmética das Frequências dos Geradores

Perceba que este método possui a peculiaridade de assumir que todas as barras externas do sistema têm a mesma frequência, ou seja, a média das frequências dos geradores. Isto elimina qualquer possibilidade de se representar, em sistemas grandes, a existência de ilhas de frequência (este conceito será visto mais adiante). Não bastasse isto, o método também está sujeito a cometer erros grosseiros de estimação, como na simulação em questão, onde a média chega a oscilar com amplitude duas vezes maior que os resultados obtidos pelo método de Ruppert e considerados corretos.

Quando esta média é ponderada com o Momento de Inércia dos geradores, tem-se na verdade a velocidade angular do centro de ângulo do sistema (mais conhecido como COA). Esta velocidade angular tende a acompanhar mais o

comportamento das velocidades dos geradores de maior Momento de Inércia, não levando em conta o importante papel do acoplamento elétrico na influência de cada gerador na frequência das barras não geradoras. A Figura 4.3b apresenta os resultados da simulação do sistema Stagg na mesma configuração e condições de falta da simulação mostrada na Figura 4.3a, porém com a utilização da ponderação pelo Momento de Inércia de cada gerador. Veja a figura:

Fig. 4.3b- Frequência Angular - Simulação do Sistema Stagg Pelo Método da Média Aritmética das Frequências dos Geradores Ponderada Pelo M. I.

Fazendo uma comparação visual com a Figura 4.2, simulação pelo método de Ruppert, podemos perceber que o resultado obtido também apresenta uma estimativa da frequência das barras não geradoras distante dos valores considerados corretos.

Possivelmente, dependendo das características do sistema, os resultados obtidos com a utilização da média ponderada no Momento de Inércia podem vir a ser melhores que utilizando a simples média. Isto ocorre porque, na prática, quanto maior o Momento de Inércia das máquinas menor é o valor de sua reatância

transitória e portanto maior o seu acoplamento elétrico com o sistema. Mas observe que neste caso simulado na Figura 4.3b o erro continua elevado.

A maior desvantagem deste método, porém, é o fato de considerar que todas as barras externas do sistema apresentam o mesmo valor de frequência. Para sistemas grandes ou até mesmo sistemas pequenos, dependendo de sua configuração, pode-se mostrar, através de simulações pelo método de Ruppert, que o comportamento das frequências das barras geradoras é “regional”, isto é, depende basicamente dos geradores que possuem forte acoplamento elétrico com estas barras. Portanto, o fato do método ser baseado em uma média para o sistema todo, já impossibilita uma boa estimativa.

A seguir é apresentado um método que leva em consideração a importância do acoplamento elétrico entre cada barra não geradora e cada gerador, de forma a estimar a frequência de cada barra individualmente, de acordo com o seu “posicionamento elétrico” dentro do sistema.

4.3- Novo Método Proposto

Em seguida, é apresentado um resumo dos passos necessários para o cálculo da estimativa das frequências das barras não geradoras do sistema, através da média das frequências das barras geradoras, ponderada pelo acoplamento elétrico de cada barra geradora com a barra não geradora a qual será referida a estimativa de frequência.

Para tanto, é utilizada a matriz de impedância do sistema elétrico em questão, Z_{bus} . Observe que Z_{bus} apresenta o “mapa” da disposição das impedâncias na rede e seus respectivos valores; o acoplamento elétrico entre barras é determinado pelo valor destas impedâncias entre elas. Sendo o acoplamento elétrico, entre uma barra geradora e as diversas barras não geradoras do sistema, provavelmente diferente, pode-se concluir que deve haver uma estimativa de frequência para cada barra não geradora. Veja o algoritmo.

Algoritmo do Novo Método

- I. Cálculo do fluxo de carga pré-perturbação.
- II. Simulação da perturbação.
- III. Incremento do contador de iterações “p” do ajuste estado-parâmetros.
- IV. Resolução das equações algébricas (convergência de V_K e δ_K).
- V. Integração das equações diferenciais.

Determinação de novos valores de δ_i e w_i , ou seja, ângulo de fase e velocidade angular do gerador i.

- VI. Cálculo da estimativa da velocidade angular da barra não geradora K através da média aritmética das frequências das n barras geradoras ponderada pelo acoplamento elétrico entre a barra K e a i-ésima barra geradora .

$$w_K^p = \frac{\sum_{i=1}^n (w_i I_{g_i} Z_{bus_{iK}})}{\sum_{i=1}^n (I_{g_i} Z_{bus_{iK}})}$$

onde : w_i é a frequência do gerador i ;

I_{g_i} é a corrente injetada pelo gerador i ;

$Z_{bus_{iK}}$ representa a impedância de transferência entre a barra externa do gerador i e a barra K .

VII. Atualização das potências consumidas pelas cargas que dependem da frequência, através do novo valor desta última.

VIII. Repetição dos passos III, IV, V e VI.

IX. Teste de Convergência de w_K^p :

$$|w_K^p - w_K^{p-1}| \leq E_w$$

Caso não, voltar ao passo VII.

Caso sim:

- Verificar se o tempo final de simulação não foi ultrapassado.
- Incrementar o tempo de integração de Δt .
- Zerar o contador de iterações ($p = 0$). Voltar ao passo III.

A melhor maneira de se descrever o novo método é mostrando a maneira como ele foi inspirado. Observe a Figura 4.2, como já explicado, as velocidades angulares das barras não geradoras no método de Ruppert são determinadas através da variação dos seus respectivos ângulos. Porém é fácil perceber que estas frequências são resultados das influências das barras geradoras e estas influências dependem logicamente do acoplamento elétrico entre cada barra não geradora, isoladamente, com as respectivas barras geradoras. É bastante notório que a reatância transitória de cada gerador, pelos seus altos valores, quando comparados com as reatâncias de linha, tem grande participação neste acoplamento elétrico.

Pode-se então fazer uma outra simulação do sistema Stagg (Apêndice 1), pelo método de Ruppert nas mesmas condições de falta que levaram aos resultados da Figura 4.2, porém com as reatâncias transitórias trocadas. Então o gerador $n^0 2$ passa a ficar com reatância transitória de 0.25pu, ou seja, uma reatância bem menor que na simulação anterior (1.5 pu). Desta maneira o acoplamento elétrico do gerador $n^0 2$ com todas as outras barras do sistema fica muito mais forte, então é de se esperar que a sua influência nas velocidades angulares das outras barras seja mais efetiva. No caso do gerador $n^0 1$ a reatância passa a ser de 1.5pu fazendo com que o acoplamento desta barra geradora com as outras barras do sistema fique mais fraco, diminuindo sua influência sobre as velocidades das barras não geradoras. Veja a Figura 4.4 e, comparando com a Figura 4.2, confira como as frequências das barras não geradoras acompanham mais o comportamento da frequência do gerador $n^0 2$.

Fig. 4.4- Frequência Angular - Simulação do Sistema Stagg
Pelo Método de Ruppert, trocando-se as reatâncias transitórias.

Como se pode verificar, existe uma forte indicação de que uma estimativa das velocidades angulares das barras não geradoras, levando-se em consideração o acoplamento elétrico de cada barra com os geradores do sistema, pode substituir o seu cálculo pelo método de Ruppert de forma significativamente mais precisa que os outros métodos de estimação e com a mesma economia de tempo.

A matriz de impedância nodal do sistema (Z_{bus}) guarda, nos seus elementos fora da diagonal principal, a informação que quantifica o acoplamento elétrico entre barras. Este valor é chamado Impedância de Transferência e pode ser calculado através da seguinte expressão:

$$Z_{bus_{ij}} = \frac{V_i}{I_j} \Big|_{I_k=0}, \text{ onde } K \text{ assume todos os valores até o número total de barras, com}$$

exceção do índice “j”.

Para se conhecer o acoplamento elétrico de uma barra geradora “j” com outra barra não geradora “i” deve-se colocar em curto circuito todos os outros geradores e então o valor de $Z_{bus_{ij}}$ será o valor da tensão na barra “i” quando no lugar do gerador “j” colocar-se uma fonte de corrente de 1 pu. Então pode-se calcular a impedância de transferência entre uma barra geradora “j” e uma barra não geradora “i” através da seguinte expressão:

$$Z_{bus_{ij}} = \frac{V_i}{I_{g_j}} \Big|_{I_{g_K}=0} \quad \text{onde , neste caso, o índice K assume todos os valores até o número total de geradores, com exceção do índice “j”}.$$

Veja o seguinte exemplo, onde é apresentado um sistema de dois geradores e se deseja saber o acoplamento entre a barra geradora 1 e a sua barra externa 1ex:

Fig. 4.5 Sistema Elétrico de Potência - Exemplo Genérico.

Pela definição e estendendo para o caso em que a corrente injetada é diferente de 1pu, temos que o valor de $Z_{bus_{11ex}}$ é igual a tensão na barra 1ex dividida pelo valor da corrente injetada pela barra geradora 1 quando todos os outros geradores, no caso o gerador 2, estão em curto circuito. Então tem-se a expressão:

$V_{lex} = I_{g1} Z_{bus1lex}$, onde $Z_{bus1lex}$ é a impedância de transferência entre o gerador 1 e sua barra externa 1ex e V_{lex} é a tensão na barra 1ex devido a injeção de I_{g1} com todos os outros geradores em curto.

Perceba que a reatância transitória do gerador 1 não está incluída no valor determinado pela $Z_{bus1lex}$, isto porque a RT_1 não está aterrada e sim conectada à fonte de tensão que representa o gerador 1 e é radial ao sistema, isto é, não há nenhuma impedância em paralelo com RT_1 que leve a outro ponto do sistema diferente da barra 1ex. Na verdade todas as impedâncias da rede que estiverem no mesmo ramo radial que a reatância transitória do gerador, no caminho entre este e a barra com a qual se deseja quantificar o acoplamento, não são consideradas no valor do elemento de Z_{bus} que representa o acoplamento entre o gerador e a barra.

Veja a Figura 4.6 que mostra um caso onde, além de RT , outras impedâncias não são consideradas no valor de Z_{bus} entre o gerador 1 e a barra 7.

Fig 4.6- Sistema Elétrico de Potência - Exemplo Genérico

Colocando-se o gerador 2 em curto, pode-se calcular o valor de Z_{bus17} , impedância de transferência entre a barra geradora 1 e a barra externa 7, através da seguinte expressão:

$$Z_{bus17} = \frac{V_7}{I_{g1}}$$

Agora veja o seguinte circuito equivalente do sistema com o gerador 2 em curto e todas as barras externas suprimidas com exceção da barra 7 :

Fig. 4.7- Sistema Elétrico Genérico Reduzido

A impedância Z_{34} está no mesmo ramo que RT_1 e radial ao sistema no caminho entre a barra geradora 1 e a barra externa 7. A corrente I_{g1} passa por estas duas impedâncias, porém a queda de tensão provocada por estas não contribuem para o valor de V_7 , portanto, estas impedâncias não podem ser consideradas como parcelas de Z_{bus17} . Mas, como já visto nas simulações pelo método de Ruppert, estas impedâncias têm grande importância na determinação da influência de uma barra geradora nas frequências das barras externas e devem ser consideradas para a estimação de alguma maneira.

Então, com o objetivo de se levar em consideração os valores das impedâncias transitórias de cada gerador e as impedâncias da rede localizadas no mesmo ramo radial, na determinação de seu acoplamento elétrico com outras barras e também levar em consideração a capacidade de geração de cada máquina através do valor de E_g , optou-se por ponderar a média das frequências das barras geradoras,

para cada barra não geradora, através do valor $Ig_i Z_{bus_{ik}}$, onde Ig_i permite que o valor da reatância transitória do gerador i e as impedâncias do mesmo ramo radial sejam consideradas no acoplamento¹. Portanto, apesar de ser referenciado como sendo baseado na ponderação pelo acoplamento elétrico, o método considera também o valor de Ig_i para a ponderação.

A seguir são apresentados resultados de simulação do sistema Stagg através deste novo método. A Figura 4.8 apresenta os resultados para o sistema Stagg nas mesmas condições de falta e configuração da rede quando simulado para a Figura 4.2 (método de Ruppert), ou seja, $RT_1 = 0.25pu$ e $RT_2 = 1.5pu$. O mesmo pode-se dizer da Figura 4.9 com relação à Figura 4.4, observando que neste caso $RT_1 = 1.5pu$ e $RT_2 = 0.25pu$.

Veja as figuras e compare com os respectivos resultados obtidos através do método de Ruppert. É fácil perceber que os resultados são bastante próximos, tornando possível a substituição do cálculo, através do método de Ruppert, das frequências das barras não geradoras por esta nova metodologia de estimação. Veja as figuras 4.8 e 4.9 comparando com as figuras 4.2 e 4.4 respectivamente.

¹ Quanto maior a reatância transitória “i” menor será o valor de Ig_i e, por consequência, menor o valor do acoplamento.

Fig. 4.8- Simulação pelo Novo Método - comparar com Fig. 4.2

Fig. 4.9- Simulação pelo Novo Método - comparar com Fig. 4.4

5- ILHAS DE FREQUÊNCIA.

Diferentes áreas de um grande sistema de energia elétrica podem ter as frequências de suas barras não geradoras determinadas pela influência de diferentes geradores, isto é, um gerador pertencente a uma região distante influenciará muito pouco, devido ao “fraco” acoplamento elétrico, sobre a frequência das barras não geradoras. Desta forma, dependendo da configuração do sistema e de seu tamanho, provavelmente existirão regiões ou ilhas de frequências e a principal característica deste “zoneamento” é que os geradores pertencentes a uma região tem pouca influência sobre as frequências das barras não geradoras de outras regiões.

Como mencionado anteriormente, o novo método proposto para a estimação das frequências das barras não geradoras apresenta resultados individuais para cada barra, permitindo comprovar a existência de ilhas de frequência. Na verdade, há uma afinidade muito grande entre o novo método proposto e a existência de ilhas de frequência, pois se baseiam no mesmo princípio do acoplamento elétrico como fator determinante na influência dos geradores nas frequências das barras não geradoras.

A importância da consideração de ilhas de frequência está na possibilidade de tornar o novo método de estimação ainda mais rápido através da atribuição de um único valor médio de frequência para cada grupo de barras pertencentes à mesma ilha (esta possibilidade não foi implementada neste trabalho). Outras aplicações como a

determinação de áreas mais sensíveis à instabilidade e até mesmo a extensão da idéia de coerência, já existente para geradores, às barras de carga, poderiam ser exploradas.

Na Figura 5.1 apresenta-se os resultados da simulação, pelo novo método proposto, de um sistema de 10 barras e 7 geradores extraído do trabalho de Gupta e El-Abiad [13], aqui referenciado como sistema CIGRE; para maiores detalhes, ver o Apêndice 1.

Simula-se o comportamento do sistema após um curto circuito na barra 6, o curto é isolado pela eliminação da linha de transmissão 4-6. O sistema apresenta um comportamento estável, mas é possível perceber a presença de grupos de barras com frequências distintas. As frequências das barras externas dos geradores G_1 , G_2 , G_3 , G_4 , G_5 e as barras 9 e 10 oscilam todas juntas no centro. As barras externas dos geradores G_6 , G_7 e a barra 8 pertencem a um outro grupo com nível de oscilação da frequência diferente.

Fig. 5.1 - Simulação do sistema CIGRE - Ilhas de frequência.

Seja a Tabela 5.1 onde estão apresentados os valores de acoplamento $|Z_{bus}^k_{ik}|$ deste sistema. Cada linha k é um vetor que contém a informação do acoplamento elétrico entre a barra de carga k e os geradores. Normalizando estes vetores e calculando o produto escalar entre eles pode-se localizar as ilhas de frequência.

O resultado dos produtos escalares está apresentado na Tabela 5.2. Estes números são índices que expressam a “coerência” entre as barras. Observe que os índices de “coerência” entre as barras 6,7 e 8 e as demais são pequenos, enquanto que, entre elas próprias, o índice é grande. Isto confirma o resultado da simulação anterior.

Geradores							
Carga	1	2	3	4	5	6	7
1	0,0408	0,0095	0,0178	0,0138	0,0114	0,0034	0,0030
2	0,0097	0,0696	0,0144	0,0111	0,0091	0,0027	0,0024
3	0,0177	0,0142	0,0352	0,0119	0,0098	0,0060	0,0054
4	0,0146	0,0115	0,0126	0,0253	0,0208	0,0031	0,0028
5	0,0114	0,0089	0,0098	0,0197	0,0410	0,0024	0,0022
6	0,0018	0,0014	0,0032	0,0015	0,0013	0,1436	0,0038
7	0,0017	0,0014	0,0030	0,0015	0,0012	0,0412	0,1456
8	0,0035	0,0027	0,0061	0,0030	0,0025	0,0832	0,0742
9	0,0135	0,0107	0,0238	0,0118	0,0097	0,0180	0,0161
10	0,0118	0,0399	0,0132	0,0177	0,0146	0,0028	0,0026

Tabela 5.1 - Valores de acoplamento $|Z_{bus}^k_{ik}|$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	0,441	1							
3	0,806	0,577	1						
4	0,782	0,550	0,775	1					
5	0,616	0,412	0,603	0,901	1				
6	0,096	0,055	0,165	0,105	0,071	1			
7	0,100	0,058	0,177	0,112	0,075	0,298	1		
8	0,155	0,093	0,251	0,168	0,118	0,763	0,843	1	
9	0,724	0,508	0,892	0,746	0,595	0,474	0,519	0,648	1
10	0,627	0,945	0,724	0,792	0,653	0,081	0,087	0,134	0,662

Tabela 5.2 - Índices de Coerência

O sistema CIGRE possui um certo grau de complexidade, observe a barra 9, esta barra possui índices de coerência bastante próximos. Isto faz com que as ilhas de frequência não fiquem bem definidas visualmente.

Para exemplificar melhor a existência de ilhas de frequência, a Figura 5.2 mostra os resultados obtidos com a simulação de um sistema mais simples que o anterior, porém, igualmente conveniente. O sistema foi extraído do trabalho de Bretas e Phadke [14] e apresenta uma configuração de seis barras e quatro geradores, portanto, será aqui referenciado como sistema Quatro Geradores; maiores detalhes sobre o sistema estão expostos no Apêndice 1.

Através do novo método proposto, simula-se o comportamento do sistema após um curto na barra 2; o curto circuito é extinto com a eliminação da linha de transmissão 1-2, após 0.2 segundos. Observando a Figura 5.2 é fácil perceber a existência de dois grupos de barras com comportamentos distintos de frequência angular.

No primeiro grupo estão as barras internas e externas dos geradores 1 e 3 e a barra 5. Observe a tabela de índices de coerência entre as barra de carga do sistema, Tabela 5.4, e note que estes valores são bastante elevados entre as barras 1, 3 e 5 provando a semelhança de comportamento de frequência destas barras. O mesmo ocorre com as barras do segundo grupo, barras 2, 4 (internas e externas) e barra 6. Note que, por exemplo, o índice de coerência entre a barra externa 1 e a barra 5 é 1, possuem, portanto, a mesma frequência, enquanto o mesmo índice entre a barra 1 e a barra 6 vale 0,0149, informando quantitativamente o que está evidente na Figura 5.2, isto é, as barras 1 e 5 pertencem ao mesmo grupo ou ilha de comportamento de frequência; a barra 6 possui comportamento distinto e pertence a um outro grupo.

Analizando o comportamento das barras do segundo grupo, de mais fácil visualização, pode-se perceber que os geradores 2 e 4 trocam energia entre si. Isto ocorre devido ao forte acoplamento entre estas máquinas, por outro lado, o fluxo de potência entre estas barras e as barras pertencentes ao primeiro grupo é relativamente pequeno, consequência do fraco acoplamento elétrico existente entre estes grupos.

Baseando-se nestas observações, pode-se dizer que as barras pertencentes a uma ilha de freqüência, por possuírem forte acoplamento elétrico entre si e fraco acoplamento com o restante das barras, se comportam como um sistema quase isolado, ou melhor, se comportam como um subsistema apresentando pouca interação com o sistema principal, que acaba se constituindo de vários subsistemas cujas barras são determinadas pelas ilhas de freqüência.

As curvas de ângulo em função do tempo para o sistema Quatro Geradores estão apresentadas na Figura 5.3 de forma a permitir observar que, apesar da evidente separação de dois grupos de geradores, em cada grupo, os ângulos das máquinas não divergem entre si, dando indícios da existência de dois grupos estáveis de geradores.

Por este princípio, ter-se-ia que analisar o sincronismo de cada subgrupo do sistema para se afirmar algo sobre a sua estabilidade. As Figuras 5.4 e 5.5 apresentam os resultados de simulação do mesmo sistema, obtidos com tempo de duração da falta um pouco maior, 0.22s, o que representaria um comportamento realmente instável do sistema. Observe que os ângulos das barras dos geradores pertencentes ao mesmo grupo, mais especificamente os geradores 2 e 4, divergem, configurando a instabilidade deste subsistema.

Fig. 5.2 - Simulação do sistema Quatro Geradores - Ilhas de Frequência.

Fig. 5.3 - Simulação do sistema Quatro Geradores - Curvas de ângulos.

Fig. 5.4 - Simulação do sistema Quatro Geradores - Ilhas de Freqüência.

Fig. 5.5 - Simulação do sistema Quatro Geradores - Curvas de ângulos.

Geradores

	1	2	3	4
1	0.01370	0.00006	0.00699	0.00036
2	0.00005	0.02030	0.00012	0.00564
3	0.00650	0.00014	0.01504	0.00077
4	0.00024	0.00470	0.00055	0.02521
5	0.01289	0.00006	0.00657	0.00033
6	0.00005	0.01907	0.00012	0.00531

Tabela 5.3 - Valores de acoplamento $|Z_{bus_{ik}}^k|$

	1	2	3	4	5
2	0,0147	1			
3	0,7706	0,0272	1		
4	0,0416	0,4398	0,0710	1	
5	1,0000	0,0152	0,7704	0,0416	1
6	0,0149	1,0000	0,0273	0,4404	0,0153

Tabela 5.4 - Índices de Coerência

6- ANÁLISE DE ESTABILIDADE SOB A INFLUÊNCIA DO AMORTECIMENTO.

O capítulo 4 aborda a eficiência do novo método proposto, Média Ponderada em Ig Zbus, na determinação das frequências das barras não geradoras.

Neste capítulo, o modelo de carga dependente da frequência, estudado no capítulo 3, é implementado num programa utilizando-se a estrutura original da rede, como no capítulo 2.2, e as frequências das barras não geradoras são determinadas segundo este novo método proposto.

Este programa permite a análise dos efeitos do amortecimento, imposto pelo modelo de carga dependente da frequência, na estabilidade transitória de Sistemas Elétricos de Potência.

A partir de simulações de alguns sistemas através deste programa, pode-se comprovar a importante influência do amortecimento sobre o tempo crítico de abertura nas análises de estabilidade em “swings” subsequentes ao primeiro. Mostra-se também que, nos casos considerados estáveis, a existência de soluções de equilíbrio em velocidades diferentes da velocidade síncrona torna-se possível. Para tanto, algumas figuras são apresentadas como resultados das simulações de sistemas elétricos através deste programa.

O algoritmo do programa aqui utilizado, é o mesmo apresentado no capítulo 4.3 para o novo método (Média Ponderada em Ig Zbus), porém, neste

capítulo, faz-se a dependência das cargas com a frequência diferente de zero, de forma a permitir a avaliação desta dependência no comportamento transitório do sistema elétrico em simulação. A variável que determina esta sensibilidade da carga com a frequência é chamada Coeficiente de Amortecimento (D), e expressa a característica inerente do sistema de se auto regular denominada Regulação Própria do Sistema ou Controle Natural, como explicado no capítulo 3. Portanto, é suposto que estas variações das cargas com a frequência sejam instantâneas de modo a se permitir a sua representação em estudos durante períodos transitórios de tempo.

O Coeficiente de Amortecimento (D) é sempre maior ou igual a zero e, dependendo da característica das cargas, pode chegar a um valor igual a $0.05 \frac{MW_{pu}}{Hz}$ considerado alto e aplicado apenas para regiões bastante industrializadas. Mas, de forma a viabilizar algumas explicações a respeito da influência deste amortecimento, o limite de $0.05 \frac{MW_{pu}}{Hz}$ é extrapolado cometendo-se o exagero de simular sistemas com o valor de $D = 0.1 \frac{MW_{pu}}{Hz}$. Desta forma, torna-se possível mostrar efeitos do amortecimento que somente seriam visualmente observáveis para um longo período de simulação; cita-se, como exemplo, o afunilamento das frequências de todas as barras em torno de uma frequência final, ou seja, a solução no caso em que o sistema fica estável e possivelmente diferente da síncrona.

Para maiores detalhes a respeito do programa, veja o Apêndice 2.

6.1- Simulações:

As Figuras 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 e 6.5 apresentam resultados de simulações de um sistema elétrico de três barras e três geradores apresentado em detalhes no Apêndice1. Este sistema, devido a suas características, é referenciado no texto como sistema Três Geradores.

A Figura 6.1 mostra os resultados da simulação quando o tempo de eliminação da falta imposta ao sistema é 0.001 segundos maior que o tempo crítico para a estabilidade (0.194 seg.), com a barra 2 em curto e eliminando-se a falta com a linha 1 - 2. Neste caso o valor de “D” é fixado em zero para todas as barras de carga.

A pesar da pequena diferença entre o tempo crítico de eliminação da falta e o tempo utilizado de fato para a sua abertura, o sistema acaba se comportando como um sistema instável, a partir de $t = 2.0$ segundos, com a aceleração mais acentuada do gerador 1 e a conseqüente perda de sincronismo.

Observe que estão representadas as freqüências de todas as barras do sistema, incluindo as freqüências das barras internas dos geradores.

Deste ponto em diante, para estas cinco primeiras figuras, são comparados os tempos em que o sistema começa a ficar instável a partir da imposição da mesma configuração de falta e mesma duração de tempo, porém, com diferentes valores de “D”. Mas, primeiramente, faz-se necessário estabelecer um critério que determine esta condição de instabilidade.

Como já explicado na introdução do capítulo 2, o sistema é considerado em vias de ficar instável quando uma ou mais máquinas aceleram mais rápido que o

restante, ou seja, a relação entre os ângulos das barras geradoras diverge com o tempo.

Mas, a instabilidade de fato, somente ocorre quando há a perda de sincronismo entre as máquinas geradoras do sistema. Esta perda de sincronismo é sempre apontada como consequência de uma elevada diferença entre os ângulos de quaisquer geradores do sistema de forma a configurar a impossibilidade de interação entre eles. Quando um ou mais geradores “saltam um polo” em avanço com relação às máquinas restantes do sistema, pode-se dizer que está manifesta a instabilidade de fato e, portanto, a estabilidade é irrecuperável.

Pode-se entretanto, por simplicidade de comparação, admitir que o sistema tem a sua instabilidade determinada visualmente no instante em que o ângulo de um ou mais geradores do sistema aceleram distintamente em relação ao restante.

Observando a Figura 6.1a nota-se que a velocidade angular do gerador nº 1 assume um comportamento diferente a partir de $t = 2$ segundos e acaba se separando do conjunto de curvas com uma inclinação bem maior e definitivamente positiva, configurando um excesso de aceleração com relação ao conjunto e a perda de sincronismo. A Figura 6.1b apresenta o comportamento dos ângulos das barras em função do tempo, percebe-se que o ângulo da barra interna do gerador nº 1 aumenta mais rapidamente de forma a promover uma crescente diferença entre este e os ângulos dos geradores 1 e 2. Os ângulos das barras externas dos geradores, neste caso, acompanham os respectivos ângulos das barras internas devido aos baixos valores das reatâncias transitórias (forte acoplamento elétrico entre barras internas e externas); mas, para a análise em questão, o comportamento das barras não geradoras

tem pouca importância, a não ser pela estimação de suas frequências para o modelo de carga.

Sistema Três Geradores $D = 0$

Fig. 6.1a Sistema Três Geradores Tornando-se Instável.

Sistema Três Geradores $D = 0$

Fig. 6.1b Sistema Três Geradores Tornando-se Instável.

No caso da Figura 6.1a e Figura 6.1b não há nenhum amortecimento, isto é, $D = 0$. As próximas figuras mostram os resultados obtidos de simulações do mesmo sistema com a mesma configuração e condições de falta, porém, a cada simulação, é atribuído um valor para o Coeficiente de Amortecimento, positivo e diferente de zero. Comparando estas figuras, é possível observar que à medida em que o valor de “D” é aumentado mais estável fica o sistema, ou seja, o sistema fica menos suscetível à instabilidade.

A partir da Figura 6.3, com valor de $D = 0.01 \frac{MW_{pu}}{Hz}$, o sistema já não atinge mais a instabilidade e este efeito se deve única e exclusivamente à existência de amortecimento.

Como mencionado anteriormente, na simulação referente à Figura 6.5 comete-se o exagero de se assumir $D = 0.1 \frac{MW_{pu}}{Hz}$, possibilitando evidenciar os efeitos do amortecimento durante o curto espaço de tempo através da comparação de casos extremos. Compare as figuras 6.1 e 6.5, observe primeiramente que, na Figura 6.1a, mesmo antes de atingir a instabilidade, todos os geradores aceleram em conjunto. Esta aceleração é facilmente observada através da inclinação positiva das curva de velocidade angular dos geradores e sinaliza a sensibilidade do sistema à perturbação e sua predisposição à instabilidade.

Com o aumento do valor do Coeficiente de Amortecimento, “D”, pode-se notar a considerável diminuição desta inclinação, até o caso extremo da Figura 6.5 onde as curvas estão quase que horizontais; o que vem justamente comprovar o fato de que o amortecimento torna o sistema menos suscetível à instabilidade.

O segundo efeito a se observar na Figura 6.5 é o “afunilamento” das frequências em direção a uma nova frequência, resultante da solução do sistema em regime estável. Esta nova frequência é resultado da solução de equilíbrio imposta pelo amortecimento. Bretas e Alberto [1] mostram em seu trabalho que, para sistemas “multimáquinas”, somente existe solução de equilíbrio caso exista algum tipo de amortecimento e este amortecimento permite caracterizar a estabilidade do sistema no senso de Lyapunov, resolvendo alguns problemas estruturais relacionados com o seu modelo matemático de representação.

Pode-se então concluir que esta tendência das frequências dos geradores convergirem para uma mesma frequência ao longo do tempo vem confirmar os resultados estabelecidos por Bretas e Alberto[1] e habilita o modelo de carga com dependência da frequência a ser utilizado para se obter amortecimento em simulações com finalidades de estudos similares.

Concluindo este capítulo, observe a Figura 6.6 e note que o mesmo sistema permaneceu estável durante a simulação, a pesar do tempo para a eliminação da falta ser maior, $t = 0.2$ segundos. Isto ocorre porque o sistema foi simulado para

$D=0.1 \frac{MW_{pu}}{Hz}$ comprovando mais uma vez que o amortecimento promove a

estabilidade do sistema. Baseado nesta figura, pode-se dizer que o valor do tempo crítico de abertura da falta, $t = 0.195$ seg., obtido para simulação deste mesmo sistema sem amortecimento, é menor que o valor de tempo crítico obtido quando, aproximando-se mais da realidade, simula-se o sistema amortecido, ou seja, sem o amortecimento o valor do tempo crítico é bastante conservativo.

Fig. 6.2a Sistema Três Geradores - Amortecimento Retarda a Instabilidade.

Fig. 6.2b Sistema Três Geradores - Amortecimento Retarda a Instabilidade.

Fig. 6.3a Sistema Três Geradores - Amortecimento Evita a Instabilidade.

Fig.6.3b Sistema Três Geradores - Amortecimento Evita a Instabilidade.

Fig. 6.4a Sistema Três Geradores Com Estabilidade Assegurada Pelo Amortecimento.

Fig. 6.4b Sistema Três Geradores Com Estabilidade Assegurada Pelo Amortecimento.

Fig. 6.5a Sistema Três Geradores - Condição Forçada.

Fig. 6.5b Sistema Três Geradores - Condição Forçada.

Fig. 6.6a Sistema Três Geradores - Tempo de Eliminação da Falta Igual a 0.2 seg.

Fig. 6.6b Sistema Três Geradores - Tempo de Eliminação da Falta Igual a 0.2 seg.

A princípio, a idéia de que a dependência da carga com a frequência amortece a resposta do sistema a uma perturbação, tornando-o estável, é perfeitamente natural. Porém, é preciso estar atento a alguns casos que acabam apresentando resultados completamente contrários, não permitindo a generalização de todas as afirmações feitas anteriormente a respeito dos efeitos do amortecimento imposto pelas cargas dependentes da frequência no comportamento do sistema.

Como exemplo, pode-se apresentar o sistema Quatro Geradores, já utilizado no capítulo de Ilhas de Frequência, quando um curto-circuito é aplicado na barra nº 2 e a falta eliminada com a retirada da linha 1 – 2.

Neste caso, devido a esta configuração em particular, o sistema torna-se instável quando o coeficiente de amortecimento, dependência da carga com a frequência, é aumentado. Veja as figuras 6.7 e 6.8, estes casos acontecem em função da configuração do sistema, do ponto em que é aplicada a falta, da linha eliminada e das disposições das cargas dependentes da frequência.

Fig. 6.7 Sistema Quatro Geradores - Estável

Fig. 6.8 Sistema Quatro Geradores - Instável

CONCLUSÕES

A proposta inicial deste trabalho foi a implementação de um modelo de carga dependente da frequência e, desta forma, a consideração do amortecimento proporcionado por este modelo nas análises de estabilidade transitória.

Com a finalidade de viabilizar tal modelo de carga, foram feitos estudos sobre as várias representações de cargas e chegou-se a uma representação polinomial que permite considerar as várias características das cargas e suas dependências com a frequência.

O problema de se determinar as frequências das barras não geradoras de uma maneira rápida, porém confiável, foi plenamente solucionado e o novo método proposto para esta tarefa deve ser notado como a contribuição mais importante e original deste trabalho ao estudo da estabilidade transitória.

Simulações feitas com este modelo de carga dependente da frequência, para diferentes valores do Coeficiente de Amortecimento, mostram o importante papel do amortecimento no sentido da estabilização do sistema e a sua influência na determinação do tempo crítico para eliminação da falta. Além disto, mostrou-se a tendência das frequências dos geradores de convergirem para uma nova frequência, resultante da solução do sistema em regime estável, confirmando os resultados estabelecidos por Bretas e Alberto [1]. Finalmente, mostra-se que a presença de cargas com dependência da frequência nem sempre provoca efeitos positivos no ponto de vista da estabilidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. (1997). Some Consideration About Power System Modeling Concerning Transient Stability Analysis. *IMACS/IFAC Symposium (2nd), Mathematical Modelling, MATHMOD '2*, Technical University Vienna, febr.
- [2] LLAMAS, A.; LOPEZ, J. DE L.R.; MILI, L.; PHADKE, A. G.; THORP, J. S. (1995). Clarifications of the BCU Method for Transient Stability Analysis. *IEEE trans. on Power Systems*, v.10, n.1, febr.
- [3] TSOLAS, N.A.; ARAPOSTATHIS, A.; VARAYA, P.P. (1985). A Structure Preserving Energy Function for Power System Transient Stability Analysis. *IEEE Trans. on Circuits and Systems*, CAS-32, n.10, oct.
- [4] BERGER, A.R.; HILL, D.J. (1981). A Structure Preserving Model for Power System Stability Analysis. *IEEE trans. on PAS*, v. PAS-100, n.1, jan.
- [5] RUPPERT, E.; SALES, C.H.S. (1986). Estabilidade de Sistemas de Energia Elétrica: Um Algoritmo Para Determinação da Velocidade Angular Instantânea da Tensão Nas Barras Não Geradoras. *6^o Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte*, jan.
- [6] PAI, M.A. (1981). *Power System Stability: Analysis by the Direct Method of Lyapunov*. Amsterdam, New York, Oxford, North-Holland Publishing Company.
- [7] FOUAD, A.A.; ANDERSON, P.M. (1997). *Power System Control and Stability*. New York, New York, The Iowa State University Press.
- [8] CONCORDIA, C.; IHARA, S. (1982). Load Representation in Power System Stability Studies. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-101, n.4, april.
- [9] HILL, D.J.; BERGE, A.R. (1982). Stability Analysis of Multimachine Power Networks with Linear Frequency Dependent Loads. *IEEE Trans. on Circuits and Systems*, CAS-29, n.12, dec.

- [10] SALES, C.H.S (1984). *Uma Contribuição ao Estudo Estabilidade Transitória de Sistemas Elétricos de Potência com Cargas e Parâmetros Variáveis com a Frequência*. Campinas. 82p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia de Campinas, Universidade de Campinas.
- [11] *Modern Power Station Practice - System Operation*, third edition (1991). Oxford OX3 0BW, England, Pergamon Press plc. Volume L.
- [12] STAGG, G.W.; EL-ABIAD A.H. (1968). *Computer Methods in Power System Analysis*. New York, New York, McGraw-Hill Press.
- [13] GUPTA, C.L.; EL-ABIAD, A.H. (1976). "Determination of the Closest Unstable Equilibrium State for Lyapunov Methods in Transient Stability Studies". *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, PAS-95, n.5, sept./oct.

APÊNDICE 1.

• Dados do sistema Stagg:

Tabela A1 :Dados de Linha do sistema Stagg, valores em pu:

Barra	Barra	Resist.	Reat	Suscept.
1	2	0.02	0.06	0.03
1	3	0.08	0.24	0.025
2	3	0.06	0.18	0.02
2	4	0.06	0.18	0.02
2	5	0.04	0.12	0.015
3	4	0.01	0.03	0.01
4	5	0.08	0.24	0.025

Tabela A2 : Dados de Pré-Falta (Potência das Cargas):

Barra	Tensão	Ângulo (graus)	MW	MVAr
1	1.060	0.0	0	0
2	1.042	-2.7	20	10
3	1.016	-4.9	45	15
4	1.015	-5.2	40	5
5	1.010	-6.1	60	10

Tabela A3: Dados dos Geradores, valores em pu:

Barra	Reat. Trans.	M
1	0.25	0.265
2	0.50	0.005

- Dados do Sistema Três Geradores:**

Valores em pu

Potência de base: 100 MVA

• **Dados do Sistema CIGRE:**

Tensão de base: 225 KV

Tabela A4 :Dados de Linha do sistema CIGRE, valores em pu:

Barra	Barra	Resist.	Reat	Suscept.
1	3	0.0099	0.0484	0.2025
1	4	0.0099	0.0484	0.1012
2	3	0.0450	0.1236	0.2025
2	10	0.0163	0.0638	0.3037
3	4	0.0118	0.0780	0.3037
3	9	0.0113	0.0553	0.2025
4	5	0.0039	0.0197	0.2025
4	6	0.0074	0.0488	1.2150
4	9	0.0488	0.1916	0.2025
4	10	0.0162	0.0652	0.3037
6	8	0.0187	0.0628	0.2025
7	8	0.0118	0.0780	0.3037
8	9	0.0488	0.1916	0.2025

Tabela A5 : Dados de Pré-Falta (Potência das Cargas):

Barra	Tensão	Ângulo (graus)	MW	MVAr
1	1.000	0.0	0	0
2	1.000	-8.3	200	120
3	1.000	-1.8	0	0
4	1.000	-4.5	650	405
5	1.000	-1.8	0	0
6	1.000	-3.4	80	30
7	1.000	-0.9	90	40
8	0.965	-4.6	100	50
9	0.918	-7.2	230	140
10	0.977	-7.9	90	45

TabelaA6 : Dados dos Geradores, valores em pu:

Barra	Reat. Trans.	M
1	0.07	0.060
2	0.12	0.041
3	0.06	0.076
4	0.05	0.095
5	0.07	0.060
6	0.07	0.067
7	0.08	0.056

• **Dados do Sistema Quatro Geradores:**

LINHA	R	L	B
1 - 5	0.0005	0.005	0.01
2 - 6	0.0005	0.005	0.01
1 - 3	0.001	0.01	0.02
2 - 4	0.003	0.03	0.06
1 - 2	0.02	0.2	0.4
3 - 4	0.02	0.2	0.4

- Gerador 4 : $H = 68.69$ s, $X'_d = 0.01$, Barra Slack do sistema
- Geradores 1, 2, 3 : $H = 122$ s, $X'_d = 0.01$
- Valores em pu. Potência de base : 100 MVA

Fluxograma do programa de análise de transientes - Método de Ruppert

- Cálculo das frequências das barras não geradoras
- Modelo de carga dependente da frequência