

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS E CONTROLE DE ENERGIA - DSCE

**MODELO DE SENSIBILIDADE DE POTÊNCIA PARA ANÁLISE
DE OSCILAÇÕES DE BAIXA FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Vivaldo Fernando da Costa ^{iv/818}

Este exemplar corresponde à versão final da tese

defendida por Vivaldo Fernando

da Costa perante a Comissão

Julgada em 27/11/92

Sigmar H. Deckmann
orientador

ORIENTADOR

Prof. Dr. Sigmar Maurer (Deckmann)

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia Elétrica da UNICAMP como
parte dos requisitos exigidos, para
obtenção do título de **DOCTOR EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.**

Novembro - 1992

Aos meus pais

Oswaldinho e Elvira

Gaya

" Um ser humano é um aspecto particular da Humanidade - como - um - todo, que considerada espiritualmente, é o Ser planetário que engloba tudo o que existe no campo de atividade e consciência da Terra, Gaya."

Dane Rudhyar

Agradeço

ao Sigmar pela dedicação e paciência, bem como pela convivência que me propiciou a aprendizagem, porque onipresente, do valor da impulsão ignea de Áries;

ao Yaro, Ana, Anésio, Bim e Secundino pela amizade, confiança e incentivo;

e ao Dilson e ao Alvaro pelo companheirismo.

SUMARIO

O principal objetivo deste trabalho é descrever detalhadamente um Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP), especialmente desenvolvido para a simulação e análise da dinâmica de baixa frequência em sistemas multimáquinas. O modelo proposto é baseado em sensibilidades de potências, utilizadas para estabelecer o balanço dinâmico de potência em cada barra do sistema. A interpretação física do diagrama de blocos resultante, permite uma comparação direta com o clássico modelo Heffron-Phillips para o caso de um gerador síncrono, conectado ao barramento infinito.

Para a simulação ao longo do tempo é possível explorar as características de decomposição do modelo nas escalas de tempo rápido-lento. Além disso, através da decomposição ativo-reativo resulta um eficiente algoritmo de solução do problema dinâmico linearizado.

A análise paramétrica dos coeficientes de sensibilidades mostra claramente a influência dos principais parâmetros e das variáveis de estado na estabilidade do gerador síncrono em relação aos fenômenos de baixa frequência.

ABSTRACT

The main objective of this report is to describe the detailed derivation of a Power Sensitivity Model (PSM), suited for the simulation and analysis of the low frequency dynamics in multimachine networks. The proposed model is based on power sensitivities, used to establish the dynamic power balance conditions at the network buses. The physical interpretation of the resulting block diagram allows a direct comparison with the classical Heffron-Phillips model for the single machine case, connected to an infinite bus.

For a time solution it is possible to explore the decomposition features of the model into the slow-fast time scales. Furthermore, the active-reactive decoupling characteristics lead to an efficient solution algorithm of the linearized dynamic problem.

The parametric analysis of the sensitivities shows clearly the influence of the main parameters and the state variables on the stability of the synchronous machines with respect to low frequency phenomena.

INDICE

INTRODUÇÃO	001
----------------------	-----

CAPITULO 1

OSCILAÇÕES ELÉTROMECÂNICAS DE BAIXA FREQUÊNCIA: APRESENTAÇÃO E EVOLUÇÃO DO PROBLEMA

1.1 Introdução	005
1.2 Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência . . .	005
1.3 Estabilidade de Pequenas Perturbações: A Influência do Controle de Excitação	009
1.4 Oscilações Eletromecânicas de Baixa Frequência . . .	015
Modos de Oscilação do Sistema	022
1.5 Análise Via Torques Sincronizantes e Torques de Amortecimento	028
Modelo Heffron-Phillips	030
Máquina Não-Regulada	032
Efeitos do Regulador de Tensão na Estabilidade da Máquina	036
Sinais Estabilizantes Suplementares	041

CAPITULO 2

SINAIS ESTABILIZANTES: METODOLOGIAS E ANÁLISE

2.1 Introdução	049
2.2 Estabilizador Descentralizado para Sistemas de Potência (Gerador Conectado ao Barramento Infinito). .	049
2.2.1 Objetivos de Desempenho dos Estabilizadores .	050
2.2.2 Técnicas de Ajustes dos Parâmetros dos Estabilizadores	050
Compensação de Fase	051
Redução do Ganho Transitório (TGR)	055
2.2.3 Oscilações Torsionais	060
2.2.4 Sinal Estabilizante Derivado da Potência . .	063
ESP Baseado na Integral da Potência Acelerante	069
2.2.5 Sinal Estabilizante Derivado da Frequência .	071
2.2.6 Condições e Critérios de Ajustes dos Estabilizadores	074
2.2.7 Estabilizadores Digitais	075
2.2.8 Estabilizadores Adaptativos ou Auto-Ajustáveis	076
2.3 Estabilizadores de Sistemas de Potência em Sistemas Multimáquinas	078
2.3.1 Análise Modal	078
2.3.2 Identificação das Unidades a serem Equipadas com Estabilizadores em Sistemas Multimáquinas	086

CAPÍTULO 3

MODELO DE SENSIBILIDADE DE POTÊNCIA

3.1	Introdução	090
3.2	Balanco Nodal de Potência	092
3.3	Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP)	093
	Linearização	095
	Decomposição Ativo-Reativo	099
	Esquema de Solução	100
	Ciclo de Solução	101
3.4	Comparação Qualitativa entre o MSP e o Modelo Heffron-Phillips	102
3.4.1	Decomposição em Torques Sincronizantes e de Amortecimento	104
	Torques Sincronizantes	106
	Torques de Amortecimento	108
3.4.2	Modo Reativo da Máquina	109
3.4.3	Margem de Estabilidade Dinâmica do Gerador Síncrono	112
3.5	MSP para Sistemas Multimáquinas	114
3.5.1	Representação das Cargas	119
3.5.2	Representação dos Dispositivos Estabilizantes.	122
3.6	Controle Automático de Geração (CAG)	122

CAPÍTULO 4

MSP: SIMULAÇÃO E ANÁLISE

4.1	Introdução	126
4.2	Máquina conectada ao Barramento Infinito.	126
4.2.1	Desempenho do MSP e do Modelo Heffron-Phillips.	126
4.2.2	Modo da Excitatriz	132
4.2.3	Análise Paramétrica de MSP.	136
	Compensação de Fase	136
	Ganho de Regulador de Tensão.	141
	Amortecimento das Oscilações.	144
4.3	MSP para Sistemas Multimáquinas	147
	Sistema A	147
	Sistema B	150

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES	154
----------------------	-----

APÊNDICES

APÊNDICE A

A.1	Sumário das Constantes do Modelo Heffron-Phillips	157
-----	--	-----

A.2 Função de Transferência GEP(s)	158
APÊNDICE B	
SENSIBILIDADES DE POTÊNCIA	
B.1 Coeficientes dos Geradores	161
B.2 Coeficiente das Linhas	162
APÊNDICE C	
COEFICIENTES DE REAÇÃO DE ARMADURA	166
APÊNDICE D	
FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA GEP(S) DO MSP.	168
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	172

SÍMBOLOS

AVR - regulador automático de tensão

CAG - controle automático de geração

D - coeficiente de amortecimento

D_1, D_2, D_3, D_4 - características das cargas

E_{FD} - tensão de campo do gerador

E'_q - componente de eixo em quadratura da tensão transitória

E_o - tensão do barramento infinito

E_T, E_T, e_t - tensão terminal do gerador

e_{do} - componente de eixo direto da tensão terminal

e_{qo} - componente de eixo em quadratura da tensão terminal

ESP - estabilizador de sistemas de potência

E_{TREF} - tensão de referência do sistema de excitação

f - frequência do sistema

H - constante de inércia

I_d, i_d - componente de eixo direto da corrente de armadura

I_q, i_q - componente de eixo em quadratura da corrente de armadura

j - operador complexo

J_1, J_2, J_3, J_4 - submatrizes do jacobiano

K_A - coeficiente de reação de armadura

K_E - ganho estático do regulador de tensão

K_F - ganho do circuito estabilizador

K_I - ganho do integrador do controle suplementar

K_P - ganho proporcional do controle suplementar

K_{PSS} - ganho do ESP

K_V - coeficiente de reação de armadura

M - coeficiente de inércia = $2H$
 n_g - número de geradores
 p - operador derivativo
 P - potência ativa
 P_n - potência nominal
 P_{ac} - potência de aceleração
 P_E, P_m - potência elétrica
 P_m - potência mecânica aplicada pela turbina ao eixo do gerador
 Q - potência reativa
 Q_g - potência reativa gerada
 R - característica de regulação
 s - operador laplaciano
 T_R - constante de tempo do regulador de tensão (IEEE-Tipo 1)
 T_{ac} - torque de aceleração
 T_E - torque eletromagnético, constante de tempo da excitatriz
 $T_d', T_{d\omega}'$ - constante de tempo transitória de eixo direto com estator em curto circuito
 T_{d0}' - constante de tempo transitória de eixo direto com estator em circuito aberto
 T_F - constante de tempo do circuito estabilizador
 T_M - torque mecânico
 T_R - constante de tempo do regulador de velocidade
 T_w - constante de tempo da turbina hidráulica, constante de tempo "washout" do ESP
 X_d - reatância síncrona de eixo direto
 X_d' - reatância transitória de eixo direto
 X_q - reatância síncrona de eixo em quadratura
 X_E - reatância externa
 V_o - tensão do barramento infinito

V_{REF} - tensão de referência do sistema de excitação

V_T, V_e - tensão terminal do gerador

ω - velocidade angular

ω_s - velocidade angular síncrona

α - fator de distribuição

β - característica natural "Bias"

θ - ângulo das tensões das barras

δ - ângulo elétrico entre o eixo q e o eixo síncrono (ângulo de carga do gerador)

ξ - taxa de amortecimento

INTRODUÇÃO

O estudo dos problemas relacionados com oscilações de baixa frequência em sistemas de energia elétrica exige atenção especial tanto para o controle do sistema como para a análise de segurança da operação. Tais oscilações estão associadas principalmente com desequilíbrios de torque eletromecânico nos geradores síncronos, resultando em trocas oscilatórias de potência através das interligações. O problema central reside no fato de que estas oscilações são fracamente amortecidas, sendo necessário a introdução artificial de amortecimento positivo para a sua eliminação, visto que para a faixa de frequências envolvidas (0.2 a 2 Hz) o amortecimento natural do sistema é extremamente baixo.

A possibilidade de se utilizar as malhas de controle de tensão para introduzir amortecimento adicional às oscilações de velocidade dos rotores dos geradores levou ao desenvolvimento de diversos tipos de Estabilizadores de Sistemas de Potência (ou PSS - Power System Stabilizer), os quais adquiriram importância vital para a operação interligada nos últimos 25 anos.

Contribuições esclarecedoras a esse respeito foram feitas por De Mello e Concordia [DE MELLO, 1969], utilizando um modelo simples de Heffron e Phillips [HEFFRON, 1952] para representar um gerador conectado a um barramento infinito e explorando os importantes conceitos de torque sincronizante (proporcional às variações angulares do rotor) e torque de amortecimento (proporcional às variações de velocidade do gerador). A dificuldade em estender essa abordagem para sistemas multimáquinas tem sido a maior limitação desse modelo, dificultando a análise dinâmica de sistemas maiores.

O principal objetivo deste trabalho é apresentar um

modelo especialmente desenvolvido para a simulação e a análise da dinâmica de baixa frequência em sistemas multimáquinas. O modelo proposto é baseado em sensibilidades de potência ativa e reativa, utilizadas para estabelecer as condições de balanço de potência em cada nó do sistema. O modelo, que representa uma extensão do método de Newton para o fluxo de potência, foi deduzido com base no conceito de balanço nodal instantâneo de potência, permitindo assim uma interpretação física para cada passo do processo. Além disso, a interpretação do modelo MSP através de diagrama de blocos, para o caso de um gerador conectado ao barramento infinito, permite uma comparação direta com o clássico modelo Heffron-Phillips, destacando claramente as diferenças entre os dois. O tratamento mais detalhado do MSP irá se restringir a este caso, com o objetivo de mostrar que esse modelo possui um potencial maior que o modelo Heffron-Phillips, no tocante ao estabelecimento da base teórica para a aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência em sistemas de energia elétrica.

Na forma linearizada o modelo de sensibilidade de potência apresenta interessantes propriedades de decomposição, tais como modelagem por desacoplamento ativo-reativo e separação em variáveis temporais rápidas e lentas.

As propriedades de decomposição do modelo podem ser exploradas eficientemente viabilizando simulações dinâmicas prolongadas. Através da decomposição em variáveis que produzem torque sincronizante e de amortecimento, será possível verificar o desempenho de diferentes dispositivos de controle tipo ESP atuando de forma distribuída na estabilização das oscilações provocadas pela perturbação às condições normais de operação.

Organização do Trabalho

No capítulo 1 é apresentado um histórico sobre as

principais causas que levaram ao aparecimento de oscilações de baixa frequência fracamente amortecidas em sistemas de energia elétrica. Neste histórico é destacada a evolução dos reguladores automáticos de tensão (AVR-automatic voltage regulator), visto que a essência dos problemas relacionados com estas oscilações reside na ação destes dispositivos de controle. Atenção especial é dada à análise realizada por De Mello e Concordia [DE MELLO, 1969], que, através dos conceitos de torque sincronizante e de amortecimento, demonstraram como o regulador automático de tensão exerce uma influência decisiva sobre a estabilidade do gerador. Esta análise é fundamental para se avaliar o potencial, tanto didático como de aplicação, do modelo proposto.

No capítulo 2 é feita uma revisão das principais metodologias de análise utilizadas no projeto e na implementação de Estabilizadores de Sistemas de Potência para sistemas elétricos interligados. São destacados os principais problemas práticos, bem como o surgimento de novos fenômenos decorrentes desta aplicação, como o das oscilações torsionais.

No capítulo 3 é apresentado o modelo de sensibilidade de potência (MSP) proposto por este trabalho para a simulação da dinâmica de baixa frequência em sistemas de energia elétrica. Tendo em vista contrastá-lo com o modelo Heffron-Phillips a sua dedução é feita inicialmente para um gerador conectado a um barramento infinito. Através dos conceitos de torque sincronizante e torque de amortecimento são evidenciadas as diferenças básicas entre os dois modelos.

No capítulo 4 são apresentados inicialmente os resultados de simulação obtidos com um sistema máquina-barramento infinito para as mesmas condições consideradas por De Mello e Concordia, de modo a comparar o desempenho do MSP em relação ao modelo Heffron-Phillips. Posteriormente é feita uma análise paramétrica do MSP, de modo a mostrar que esse modelo possui um

potencial maior que o modelo Heffron-Phillips, no que diz respeito ao estabelecimento da base teórica dos problemas relacionados com as oscilações de baixa frequência. O potencial de aplicação do MSP para estudos dinâmicos de sistemas multimáquinas é ilustrado por resultados de simulação obtidos com a rede do WSCC (Western Systems Coordinating Council).

No capítulo de conclusões são destacadas as principais contribuições deste trabalho, e indicadas as sugestões para futuras pesquisas na área através da utilização do MSP.

Os principais detalhes dos desenvolvimentos matemáticos são apresentados nos apêndices.

CAPÍTULO 1

OSCILAÇÕES ELETROMECÂNICAS DE BAIXA FREQUÊNCIA: APRESENTAÇÃO E EVOLUÇÃO DO PROBLEMA

1.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentado um histórico sobre as principais causas que levaram ao aparecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência fracamente amortecidas em sistemas de energia elétrica, as quais vieram a se constituir no principal problema da estabilidade desses sistemas nos últimos 30 anos. Atenção especial é dada à análise realizada por De Mello e Concordia [DE MELLO, 1969], bem como à realizada por Larsen e Swan [LARSEN, 1981], visto que os conceitos básicos relativos ao problema destas oscilações foram apresentados por estes investigadores.

1.2 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Desde o final do século passado, com a constituição dos primeiros sistemas elétricos industriais, os engenheiros de potência tem se defrontado com o problema da estabilidade dos mesmos, isto é, da capacidade que o sistema possui quando submetido a distúrbios, de manter os seus geradores síncronos operando em conjunto, ou seja, em sincronismo. Dois aspectos do problema sempre foram analisados nos estudos de estabilidade: o primeiro, envolvendo variações bruscas nas condições de operação do sistema (tensão, corrente, etc.), provocadas por distúrbios significativos tais como um curto-circuito na rede de transmissão ou uma variação brusca de carga, e que foi denominado de Estabilidade Transitória. O segundo, relacionado a variações

lentas ou graduais nas condições do sistema, devidas aos efeitos de pequenas perturbações de natureza aleatória que ocorrem durante a operação normal do mesmo, foi denominado de Estabilidade de Regime Permanente.

A teoria fundamental (clássica) dos estudos de estabilidade Transitória e de Regime Permanente, que se tornou a base para os métodos de análise atuais, foi desenvolvida durante os anos 20 e 30 [CRARY, 1947]. Fundamentalmente, estes estudos caracterizaram-se pela não inclusão do controle automático na modelagem dos geradores (sistema de excitação, reguladores de velocidade). Os geradores eram representados por uma fonte de tensão de magnitude constante, conectada à rede de transmissão através de impedâncias constantes. Este modelo é referido pela literatura como modelo clássico dos geradores.

A utilização do modelo clássico nos estudos de estabilidade (Transitória e de Regime Permanente) realizadas até o final dos anos 50, permitiram avaliar somente a possibilidade de ocorrência de instabilidades monotônicas, traduzidas por um crescimento contínuo dos ângulos de carga dos geradores. Nestes estudos, a avaliação da Estabilidade Transitória restringia-se à primeira oscilação dos rotores no transitório subsequente à ocorrência de uma grande perturbação. A Estabilidade de Regime Permanente era avaliada pelo valor do coeficiente sincronizante do gerador. Em ambas as situações se a instabilidade é constatada ela é do tipo aperiódica [KIMBARK, 1956].

Estes estudos não propiciavam, portanto, praticamente nenhuma informação sobre o amortecimento das oscilações. Em grande parte, o amortecimento é determinado por variações nos fluxos dos geradores, variações estas que não são levadas em conta pelo modelo clássico dos mesmos. O fato destes estudos terem se mostrado satisfatórios à análise da estabilidade de

sistemas elétricos até o final dos anos 50 é indicativo portanto, de que, para a estabilidade destes sistemas, o amortecimento das oscilações não era um fator crítico.

Devido à expansão econômica e ao desenvolvimento industrial, que resultaram na constituição de grandes sistemas elétricos interligados a partir do final da década de 50, a utilização do modelo clássico dos geradores nos estudos de estabilidade se tornou em grande parte inadequada. Desde que entraram em operação, estes sistemas caracterizaram-se por um comportamento dinâmico qualitativamente diferente dos pequenos e antigos sistemas elétricos. Este aspecto evidenciou-se nos primeiros casos de instabilidade que foram constatados. Em transitórios devidos à grandes perturbações, constatou-se que o sistema, após aparentemente resistir ao "choque" inicial (transitório predominantemente inercial) durante um curto intervalo de tempo (2 ou 3 segundos), tornava-se instável sem sofrer nenhum estímulo adicional. A perda de sincronismo de um ou mais geradores, podia ocorrer desde alguns segundos até mesmo minutos após o impacto original. Desta forma, a falta de amortecimento destes sistemas tornou-se de imediato evidente [LOKAY, 1965; ADIBI, 1974]. Em função disso, uma representação mais detalhada dos geradores nos estudos de estabilidade, bem como a análise do comportamento dinâmico do sistema por longos períodos de tempo, passaram a ser imperativas. A utilização do modelo clássico tornou-se adequada somente para representar geradores eletricamente distantes da localização do defeito.

A classificação dos estudos de estabilidade, que até então tinha sido baseada estritamente na natureza das perturbações ocorridas no sistema (Transitória e de Regime Permanente), sofreu uma redefinição. Nos estudos de estabilidade para o caso de grandes perturbações, a análise do comportamento dinâmico no período imediato à falta (2 a 3 segundos) passou a ser associado com a Estabilidade Transitória,

enquanto que nos períodos subseqüentes com a Estabilidade Dinâmica [ADIBI, 1974; ANDERSON, 1977]. Assim, a avaliação da Estabilidade Dinâmica é um subproduto da Estabilidade Transitória, sendo simulada além dos 2 ou 3 segundos habituais que a caracterizam, de modo a garantir que o estado pós-contingência seja dinamicamente estável, isto é, que todas as oscilações tenham sido amortecidas. No entanto, a avaliação da Estabilidade Dinâmica, através de uma simulação estendida da Estabilidade Transitória, é impraticável devido ao grande esforço computacional exigido. Desta forma, esta avaliação foi tradicionalmente realizada em separado, através de uma análise de estabilidade do estado pós-falta do sistema sujeito a uma pequena perturbação, ou seja, através da avaliação do comportamento dinâmico linear do sistema [DE MELLO, 1965; 1986].

Não existe na literatura uma unanimidade com relação à estas terminologias, visto que a grande maioria dos autores utilizam o termo Estabilidade Dinâmica para se referir exclusivamente aos estudos de estabilidade de pequenas perturbações. Entretanto, deve ser enfatizado que, tanto como um subproduto da Estabilidade Transitória, ou como avaliação da estabilidade para o caso de pequenas perturbações, o interesse principal da Estabilidade Dinâmica reside na avaliação do amortecimento das oscilações dos geradores.

Com os extensivos avanços que ocorreram na capacidade computacional, bem como das técnicas de simulação dinâmica, a abordagem unificada do problema da estabilidade foi buscada a partir dos anos 70, quando então a classificação do problema passou a ser baseada em uma escala de tempo relativa à ocorrência da perturbação. Para tempos de análise pós-perturbação de 8 seg., 5 min. e 20 min. as simulações foram denominadas de "short term", "mid term" e "long term" (curto, médio e longo prazo) respectivamente, sendo o primeiro associado com a Estabilidade Transitória e os demais com a Estabilidade Dinâmica [ANDERSON,

1976; STOTT, 1979]. Para os autores que caracterizam o comportamento dinâmico do sistema quando este é submetido a pequenas perturbações, o problema é referido como Estabilidade de Pequenas Perturbações ou Estabilidade para Pequenos Sinais [GROSS, 1982; MARTINS, 1986], sendo a sua análise baseada em modelos lineares ou linearizados.

1.3 ESTABILIDADE DE PEQUENAS PERTURBAÇÕES:

A INFLUÊNCIA DO CONTROLE DE EXCITAÇÃO

As pesquisas desenvolvidas em estabilidade de sistemas de energia elétrica desde a primeira metade dos anos 20 decorreram essencialmente da evolução dos dispositivos de controle dos geradores síncronos (sistema de excitação e de velocidade), bem como da evolução das características dos próprios geradores (inércias e reatâncias). Do ponto de vista da estabilidade de pequenas perturbações, as causas principais das reduzidas margens de estabilidade que vieram a caracterizar a operação dos sistemas de energia elétrica, são devidas à combinação destes fatores, principalmente à evolução tecnológica dos reguladores de tensão.

A utilização de sistemas de excitação controlados por reguladores automáticos de tensão, teve início por volta de 1902. Embora estudos realizados no final dos anos 20 tivessem indicado, que a utilização de reguladores automáticos de tensão de ação rápida, acarretariam uma melhoria significativa na estabilidade dos sistemas elétricos [DOHERTY, 1926], eles não foram considerados na maioria dos estudos realizados até os anos 50. A razão disto se deve principalmente ao fato de que os reguladores de tensão então disponíveis (reguladores Tirril nos anos 10 e 20, e reguladores reostáticos de ação indireta nos anos 30 e 40),

possuíam baixas velocidades de resposta [HUNTER, 1952]. Desta forma, os estudos de Estabilidade de Regime Permanente (Estabilidade Estática) tiveram como hipótese básica na sua definição, a consideração da operação dos reguladores de tensão dos geradores sob controle manual. Definuiu-se, a partir desta suposição, o limite de estabilidade de regime permanente (estática) dos geradores, como sendo a máxima potência possível de ser entregue ao sistema sem perda de sincronismo com a carga do sistema sendo aumentada de forma gradual, e as correntes de campo sendo ajustadas somente após cada incremento de carga [KIMBARK, 1956]. Assim sendo, de acordo com esta definição, se ocorria a perda de sincronismo dos geradores após um incremento de carga, esta se dava sob a condição de corrente de campo constante. Estas instabilidades (violações dos limites de estabilidade estática) caracterizam-se por serem do tipo aperiódicas, ou seja, por uma aceleração contínua dos rotores dos geradores. Analiticamente, a Estabilidade de Regime Permanente é avaliada através do cálculo dos coeficientes de potência sincronizante dos geradores, avaliação esta que foi denominada de critério prático de estabilidade. Este critério permite portanto, inferir somente sobre a possibilidade de ocorrência (ou não) de instabilidades aperiódicas, que podem se estabelecer quando os coeficientes forem muito próximos de zero (ângulo de carga δ do rotor próximo de 90 graus) [VENIKOV, 1988].

Com o aparecimento de amplificadores rotativos (máquina de corrente contínua projetada especialmente como amplificador de potência) no final dos anos 30, e mais tarde, devido às necessidades militares, um grande impeto no desenvolvimento de reguladores de tensão com amplificadores rotativos e circuitos estáticos de controle (reatores saturáveis e retificadores metálicos) ocorreu durante a Segunda Guerra Mundial. Nestes reguladores, os circuitos estáticos fornecem a excitação do amplificador rotativo denominado Amplidínamo, que é conectado em série com a excitatriz principal (gerador "shunt" auto-excitado),

conforme ilustrado na Figura 1. O amplificador rotativo é, portanto, o estágio final de alto ganho do regulador de tensão.

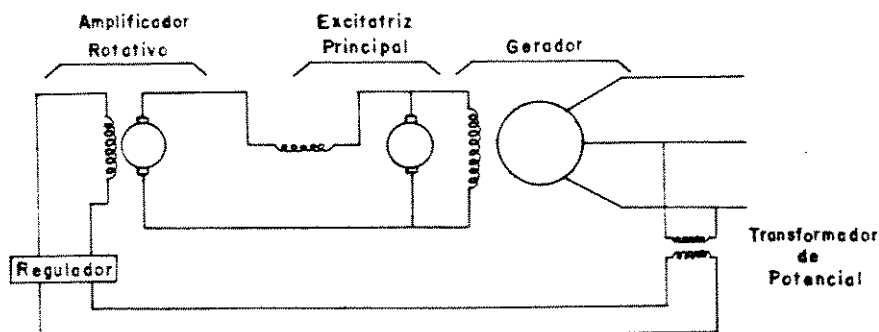


Figura 1 - Excitação de um gerador a.c. a partir do amplificador rotativo controlado pelo regulador de tensão.

Reguladores com amplificadores rotativos são de ação contínua e proporcional, ou seja, não possuem "zona morta" e as suas ações corretivas são proporcionais aos desvios das tensões terminais dos geradores em relação aos valores nominais. Os testes iniciais realizados no final dos anos 40, com o objetivo de comparar o desempenho destes reguladores com os do tipo reostáticos de ação indireta que possuíam zona morta, então de uso generalizado, mostraram que: além de propiciarem um melhor controle de reativos e de tensão, permitiam também uma extensão dos limites de estabilidade estática dos geradores síncronos, muito além dos limites oferecidos pelos reguladores reostáticos [HUNTER, 1952; KIMBARK, 1956]. Este fato motivou a implantação em grande escala destes reguladores a partir dos anos 50, tendo em vista que esta característica implicava principalmente nos seguintes benefícios:

- permitia um aumento na capacidade de operação dos geradores com altos fatores de potência, bem como na região de sub-excitação. Esta característica mostrou-se de suma importância, tendo em vista a utilização crescente a partir dos anos 50, de capacitores estáticos no sistema de transmissão.

Estes, em conjunto com as longas linhas de transmissão em alta tensão, podem acarretar problemas consideráveis em condições de carga leve, quando então pode ser necessária a operação sub-excitada dos geradores ;

- permitia uma redução na relação de curto-circuito dos geradores (reatâncias maiores), o que tornava possível um projeto mais econômico dos mesmos (diminuição do tamanho físico dos geradores, maior capacidade de volt-amperes para uma máquina de mesmo tamanho).

- permitia a operação dos geradores em sistemas com reatâncias mais elevadas.

Concordia foi um dos pioneiros a realizar estudos com o intuito de demonstrar a melhoria significativa na Estabilidade de Regime Permanente dos sistemas elétricos (extensão dos limites de estabilidade estática), decorrentes da utilização de reguladores de tensão de ação contínua. Ele demonstrou que para duas máquinas conectadas sem reatância externa, a utilização destes reguladores acarretava um aumento de 30% à 60% nos limites de estabilidade estática das mesmas. A aplicação inicial mais importante desta análise se deu na propulsão elétrica de tanques e navios durante a Segunda Guerra Mundial, onde a utilização destes reguladores implicava em uma economia considerável no tamanho dos motores e geradores [CONCORDIA, 1944; CONCORDIA, 1948; CONCORDIA, 1950; KIMBARK, 1956].

Qualitativamente, a extensão dos limites de estabilidade estática propiciada pelos reguladores de ação contínua pode ser visualizada, considerando-se as curvas características $P \times \delta$ (estáticas) de um gerador conectado a um barramento infinito, mostrada na Figura 2 [KIMBARK, 1956]. As curvas A, B, C, e D são obtidas considerando-se diferentes ajustes da corrente de campo do gerador, ou seja, são obtidas considerando-se a excitação sob controle manual (máquina não regulada). A curva E descreve a característica estática

considerando-se o efeito do regulador de tensão (máquina regulada), ou seja, considerando-se que este mantém a tensão terminal do gerador no valor especificado ($V_t = \text{constante}$). Como se pode notar, neste caso o ângulo correspondente ao limite de estabilidade estática é maior que 90 graus [KIMBARK, 1956; VENIKOV, 1988].

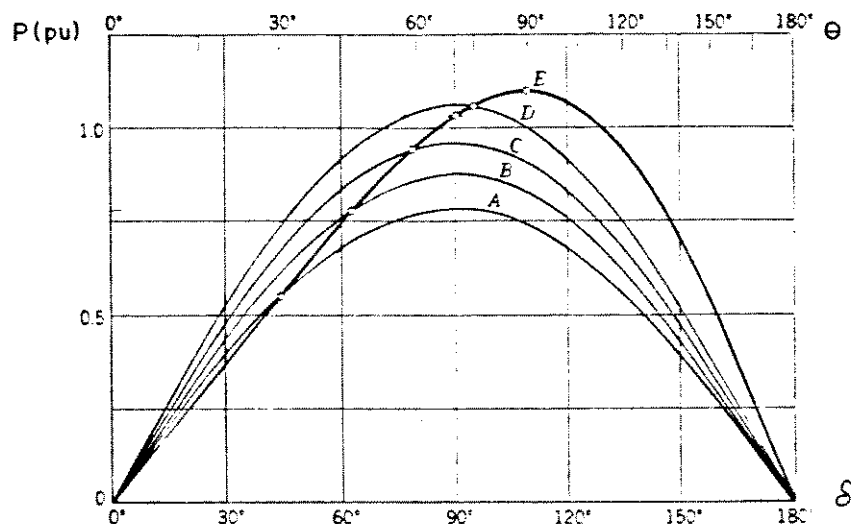


Figura 2 - Curvas estáticas $P \times \delta$.

No entanto, Heffron e Phillips [HEFFRON-PHILLIPS, 1952] ao realizarem estudos com o objetivo de mostrar os benefícios provenientes da utilização de um regulador de tensão Amplidínamo, constataram o seguinte: conforme as condições de operação se tornassem mais severas (carga pesada), a ação deste regulador acarretava em um desempenho predominantemente oscilatório do gerador, levando-o até mesmo à instabilidade sob a forma de oscilações de amplitudes crescentes. Embora estes autores tenham se referido ao ponto de operação além do qual estas oscilações ocorriam, como sendo limite de estabilidade de regime permanente na presença de um regulador de ação contínua, posteriormente este limite foi mais apropriadamente denominado como limite de estabilidade dinâmica. Este limite veio a ser reconhecido como limite prático de estabilidade visto que em geral, ele representa a capacidade máxima de transferência de potência do gerador

quando este opera com regulador automático de tensão de ação contínua. Portanto, na presença de regulador de tensão automático o limite de estabilidade dinâmico do gerador situa-se em geral, abaixo do limite de estabilidade aperiódica, ou seja, do limite de estabilidade de regime permanente.

O fato de a regulação de tensão do gerador síncrono afetar a sua estabilidade de maneira contraditória (melhora a Estabilidade de Regime Permanente e piora a Estabilidade Dinâmica) pode ser visualizado através das curvas estáticas mostradas na Figura 3.

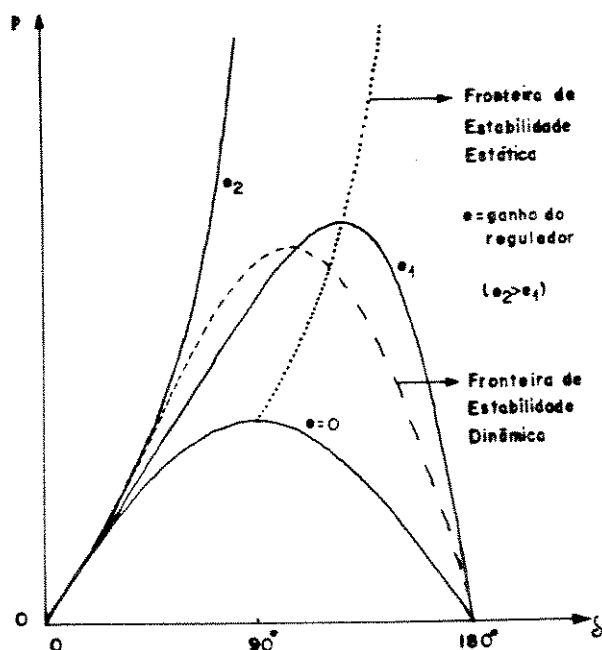


Figura 3 - Fronteiras de estabilidade local.

Estas curvas foram obtidas para condições de "carga pesada" através de um modelo não linear de terceira ordem com um regulador algébrico de reativos, o qual foi desenvolvido em pesquisas recentes realizadas por Lyra [LYRA, 1984; 1992]. Através de linearização local neste modelo, encontra-se a equação característica de terceira ordem que permite definir duas fronteiras de estabilidade local em função dos valores do ganho e

do controle proporcional de reativos: fronteira de Estabilidade Dinâmica (oscilatória) e fronteira de Estabilidade de Regime Permanente (aperiódica). Como se pode notar, a fronteira de Estabilidade Dinâmica é mais restritiva que a fronteira de Estabilidade de Regime Permanente. A operação dos geradores próxima à fronteira de Estabilidade Dinâmica, que implica no aparecimento de oscilações de baixa frequência pouco amortecidas, tem se constituído no principal problema da estabilidade de grandes sistemas de energia elétrica desde o final dos anos 50, tendo em vista principalmente a utilização generalizada de sistemas de excitação estáticos a partir do início dos anos 60.

1.4 OSCILAÇÕES ELETROMECAÑICAS DE BAIXA FREQUÊNCIA

A partir da segunda metade dos anos 50 teve início a interligação dos sistemas de energia elétrica, com o objetivo de tornar possível a geração e a transmissão da energia de forma mais econômica e confiável. O aspecto econômico se traduz principalmente pela redução das reservas girantes dos sistemas individuais, tendo em vista que a reserva girante global requerida pelo sistema interligado pode ser consideravelmente menor do que a soma das reservas girantes originais. Esta redução é devida à menor relação entre o pico e a carga média de um sistema interligado em relação a dos sistemas individuais (os picos de demanda podem ocorrer em horários diferentes). No tocante à confiabilidade, ela se deve ao fato de que o sistema interligado torna possível a assistência mútua entre seus membros, ou seja, possibilita a transferência de energia de um sistema para outro. Isto se mostrou extremamente benéfico, principalmente nas situações em que o sistema é submetido a contingências severas. Por exemplo, se um pequeno sistema elétrico com uma capacidade de 1000 MW opera de forma isolada, a perda repentina de 400 MW de sua capacidade representa um abalo considerável em seu funcionamento, podendo levar alguns de seus

geradores à perda de sincronismo na primeira oscilação, ou seja, à instabilidade transitória. No entanto, se ele for um membro de um sistema interligado de 100 GW de capacidade, este fato provavelmente não ocorrerá, visto que a mesma contingência irá então representar apenas 0,4% da capacidade total. Os 400 MW serão atendidos pelas áreas vizinhas através das linhas de interligação, até que a capacidade plena do sistema em questão seja restabelecida.

Se por um lado as interligações dos sistemas de energia elétrica acarretaram estes benefícios, por outro elas levaram ao aparecimento de novos problemas dinâmicos, dentre os quais o das oscilações eletromecânicas de baixa frequência. Este fenômeno veio a se constituir num dos principais obstáculos à operação estável de sistemas interligados, e a sua ocorrência têm sido observada em grande parte dos sistemas que se constituíram a partir do início dos anos 60 [SCHLEIF, 1966; ELLIS, 1968; HANSON, 1968; SCHLEIF, 1968; Yu, 1983]. Estas oscilações podem ocorrer em uma faixa de frequência de 0.1 a 2.0 Hz, e são decorrentes das interações dinâmicas que ocorrem entre os geradores do sistema, quando este é submetido a pequenas perturbações. Flutuações normais de carga podem levar ao seu aparecimento. Elas são mais evidentes como oscilações dos fluxos de potência sincronizante nas linhas de transmissão e podem ser um reflexo das interações dinâmicas entre grupos de geradores (um grupo oscila contra o outro), ou entre um gerador (ou grupo de geradores) e o resto do sistema. No primeiro caso elas são denominadas de oscilações de modo inter-área e no segundo de oscilações de modo local. A faixa de frequência em que as oscilações de modo inter-área podem ocorrer é de 0.1 a 0.8 Hz, enquanto que para as de modo local é de 1.0 a 2.0 Hz [IEEE, 1980; LARSEN, 1981; DE MELLO, 1969].

A essência dos problemas que as oscilações de baixa frequência podem acarretar para a estabilidade de grandes sistemas elétricos interligados, reside no fato de que para estas

frequências:

- os sistemas apresentam um baixo amortecimento natural;
- em certas circunstâncias, características combinadas das cargas, dos sistemas de controle dos geradores (excitação e velocidade), bem como o carregamento das linhas, podem reduzir substancialmente ou mesmo tornar negativo o amortecimento de algum modo de oscilação do sistema (inter-área ou local);

e, desta forma, oscilações pouco amortecidas ou de amplitudes crescentes podem ocorrer. Em certos casos, oscilações pouco amortecidas podem persistir por longos períodos de tempo, e a gravidade dos problemas que elas podem acarretar depende do valor das magnitudes que podem ser toleradas, o que está intrinsecamente ligado às capacidades das linhas de transmissão (limites de estabilidade estáticos). Por exemplo, uma oscilação de 40 MW em uma linha de 100 MW representa um problema muito mais grave do que em uma linha de 400 MW. No primeiro caso, o desligamento da linha pelos dispositivos de proteção seria praticamente inevitável. Isto só não aconteceria se a linha estivesse com carregamento baixo, o que na prática dificilmente se verifica, tendo em vista que a tendência que tem se constatado na operação de grandes sistemas elétricos, é o da operação próximo dos seus limites de estabilidade estáticas [GROSS, 1982], tendência esta devida a aspectos de ordem econômica (frequentes atrasos em cronogramas de instalações importantes tais como novas usinas, linhas de transmissão, etc.). Em outros casos, oscilações com amortecimento negativo podem aparecer sem nenhuma causa aparente. O aumento progressivo das amplitudes destas oscilações, também denominadas de oscilações espontâneas, é em geral sustado pelas não linearidades do sistema, levando portanto à oscilações sustentadas em amplitude, que podem no entanto, atingir valores inadmissíveis.

Oscilações de modo inter-área tendem a ocorrer quando as áreas são interligadas por linhas de transmissão fracas, ou seja, com capacidades muito inferiores às capacidades dos sistemas que elas interligam. Oscilações de modo local tendem a ocorrer quando os geradores (ou grupos de geradores) são conectados ao sistema por linhas com altas reatâncias (> 0.5 pu), o que caracteriza um elo fraco de transmissão. Este é principalmente o caso das grandes usinas hidrelétricas situadas distantes de seus centros de carga, e portanto, conectadas por longas linhas de transmissão, (essencialmente radiais) em extra-alta tensão.

A ocorrência destas oscilações pode ter consequências desastrosas para a estabilidade dos sistemas interligados, podendo levá-los a colapsos parciais, ou mesmo totais (blackout), visto que um processo de desligamento em cascata (implicando a separação em subsistemas) pode ser desencadeado. Pode ser salientado o fato de que se certos sistemas (ou subsistemas) ficarem isolados (ilhamentos), a estabilidade dos mesmos irá depender das suas respectivas reservas girantes, no caso de eles passarem a esta condição com deficiências iniciais de geração. E estas podem ser sensivelmente reduzidas (as interligações são realizadas tendo como um dos objetivos principais a própria redução das reservas girantes dos sistemas individuais). Esta situação pode exigir que cortes de cargas sejam feitos (load shedding), de forma a sustar a queda progressiva na frequência. Se esta condição (ilhamentos) se der com excessos iniciais de geração, a estabilidade dos mesmos irá depender da capacidade dos sistemas de controle de velocidade das turbinas dos geradores em reduzir as potências mecânicas dos mesmos, e assim evitar a elevação progressiva da frequência que será inerente à aceleração do subsistema.

Oscilações eletromecânicas de baixa frequência foram observadas, tão logo se iniciaram as primeiras interligações de

sistemas no Canadá e EUA, em 1956 e 1964 respectivamente [HANSON, 1968; SCHLEIF, 1966]. Especificamente em relação ao segundo caso, a ocorrência destas oscilações se deu quando os dois grandes sistemas interligados da costa oeste (Pacific Northwest Power pool- Southwest Power Pool), realizaram a primeira tentativa de interligação em outubro de 64 através de uma linha de 230 KV. Logo após o fechamento da linha, oscilações do fluxo de potência sincronizante com uma frequência natural de 6 ciclos/min (0.1 Hz) foram observadas na mesma. Inicialmente estas oscilações não restringiram a operação da linha, mas após um certo período de tempo acabaram por acarretar o seu desligamento, levando portanto, à separação destes sistemas. O amortecimento negativo destas oscilações (que resultaram primariamente de variações aleatórias de carga) ficou portanto, evidente. Estudos realizados por Schleif e outros em 1965 [SCHLEIF, 1966; SCHLEIF, 1969], no intuito de determinar as possíveis fontes do amortecimento negativo destas oscilações, concluíram que as mais proeminentes residiam nos atrasos da resposta dos reguladores de velocidade das turbinas hidráulicas e a vapor, em resposta às variações de velocidade dos eixos das máquinas. Estes estudos mostraram que a utilização de sinais suplementares derivados da taxa de variação do fluxo de potência sincronizante na linha, ou da diferença das frequências instantâneas dos dois sistemas, podiam ser aplicados aos reguladores de velocidade de determinados geradores de forma a eliminar o amortecimento negativo das oscilações. Embora este método de estabilização tenha sido utilizado com sucesso para melhorar a estabilidade da primeira e da segunda linha de interligação de 230 kv entre os dois sistemas [MITTELSTADT, 1968], outro método de estabilização já havia sido utilizado anteriormente em um sistema elétrico da Ontário Hidro (Canada) em 1963. Neste sistema (Moose River system), efeitos de amortecimento das oscilações foram obtidos, através da introdução de sinais estabilizantes nos sistemas de excitação dos geradores, sinais estes, derivados a partir de suas respectivas velocidades [DANDENO, 1968; ELLIS, 1966].

Deve ser salientado, que quando este procedimento foi realizado pela primeira vez em três geradores hidráulicos da Ontario Hidro, os sistemas de excitação dos mesmos eram do tipo estáticos (sistemas controlados à tiristores). E uma das principais motivações que levaram ao desenvolvimento destes sistemas (tornado possível pelo advento da tecnologia de estado sólido e disponíveis a partir dos anos 60), visava a melhoria considerável que eles poderiam proporcionar à Estabilidade Transitória. Estes sistemas, possuem velocidades de resposta muito rápidas, bem como são capazes de proporcionar altas tensões de teto (ganhos proporcionais altos). Desta forma, comparados com os sistemas de excitação convencionais (eletromecânicos), estes sistemas podem, quando da ocorrência de uma contingência severa como por exemplo um curto-circuito, exercer uma ação contraposta muito mais significativa aos efeitos desmagnetizantes da reação de armadura, mantendo as tensões terminais dos geradores em níveis suficientes para evitar uma redução drástica na potências elétricas dos mesmos durante a falta. Desta maneira, eles podem ser capazes de reduzir a aceleração dos rotores durante a falta, de forma suficiente a impedir a perda de sincronismo dos geradores durante a primeira oscilação, garantindo em princípio, a Estabilidade Transitória dos mesmos. Entretanto, quando estes sistemas foram utilizados pela primeira vez, na ocorrência de uma grande perturbação o seguinte fato foi constatado: se por um lado eles mostraram serem capazes de proporcionar variações rápidas na excitação do campo dos geradores, de forma a beneficiar a Estabilidade Transitória, por outro, eles não mostraram benefícios suficientes para a Estabilidade Dinâmica, ou seja, ao amortecimento das oscilações subseqüentes [LOKAY, 1964; ELLIS, 1966]. A Estabilidade Dinâmica, conforme os estudos iniciais decorrentes da constatação deste fato, e realizados pelos engenheiros da Ontário Hidro, poderia ser sensivelmente melhorada ou mesmo garantida, se estes sistemas de excitação estáticos utilizassem sinais adicionais derivados das velocidades dos eixos das máquinas. Em decorrência destes estudos, em associação com

fabricantes da indústria elétrica canadense e européia, foi desenvolvido o primeiro Estabilizador de Sistemas de Potência, utilizado de forma a introduzir amortecimento adicional através da modulação da excitação dos geradores [ELLIS, 1966; DANDENO, 1968].

Este procedimento veio a mostrar-se de importância vital para a manutenção da estabilidade de grandes sistemas interligados. A razão disto, é decorrente do fato de serem exatamente os sistemas de excitação automáticos dos geradores (de amplificadores rotativos como o Amplidínamo ou Rototrol, e principalmente os estáticos), ou mais especificamente, os seus reguladores automáticos de tensão, os principais responsáveis pela redução substancial ou mesmo cancelamento do amortecimento natural positivo do sistema em baixas frequências. A constatação deste fato foi feita inicialmente nas investigações realizadas no período de 1962 à 1966 pelos engenheiros da Ontário Hydro, com o objetivo de determinar as causas do aparecimento de oscilações espontâneas, que levaram à abertura de interligações no sistema interligado da região central do Canadá (Saskatchewan-Manitoba-Ontario West interconnection) [HANSON, 1968]. As oscilações observadas nos fluxos de potência sincronizantes das interligações, foram de natureza senoidal com frequências de 0.35 Hz e 0.45 Hz. Os estudos analíticos e testes de campo realizados demonstraram, que o amortecimento líquido positivo destas oscilações podia ser obtido, com a redução dos ganhos dos reguladores automáticos de tensão dos geradores. A ratificação deste procedimento ficou estabelecida pelo fato de que oscilações sustentadas se extinguíam, quando os reguladores de tensão passavam a operar sob controle manual. Entretanto, a redução por si só dos ganhos não foi evidentemente considerado uma solução aceitável, salvo em situações de emergência, visto que ela implicaria no desperdício dos benefícios propiciados pelos reguladores automáticos de tensão. Ganhos elevados são altamente desejáveis, tanto do ponto de vista da Estabilidade Transitória

como da Estabilidade de Regime Permanente, bem como à regulação de tensão dos geradores em Regime Permanente. Tendo em vista estes aspectos conflitantes, outros estudos realizados na época, principalmente o trabalho clássico de F.P. de Mello e C. Concordia [DE MELLO, 1969; SCHLEIF, 1968; SHIER, 1968; BYERLY, 1970], demonstraram que a solução mais efetiva para o amortecimento das oscilações de baixa frequência, e também a mais harmoniosa para o problema da estabilidade (Transitória, Dinâmica e de Regime Permanente), residia na introdução de sinais suplementares nos sistemas de controle da excitação dos geradores.

Modos de Oscilação do Sistema

A Estabilidade para Pequenos Sinais de um sistema de energia elétrica traduz-se pela existência de amortecimento positivo para todos os seus modos naturais de oscilação, quando estes são excitados por perturbações pequenas e normais. Embora possam existir no sistema vários modos de oscilação, como os introduzidos pelas ações do controle de excitação, de velocidade, etc., os de principal interesse são os modos eletromecânicos de baixa frequência, relacionados ao comportamento dinâmico dos rotores dos geradores. Estes modos, reconhecidos como sendo modos críticos, são essencialmente os modos inerciais que envolvem as equações clássicas de oscilação dos geradores (swing modes). Em um sistema de n geradores existem $(n-1)$ modos de oscilação, entre máquinas com frequências naturais na faixa de 1 a 2 Hz [BYERLY, 1975; Ooi, 1988].

Os aspectos básicos (taxa de amortecimento e frequência) relacionados aos modos de oscilação eletromecânicos podem ser visualizados, considerando-se um gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão. A equação de oscilação do gerador em sua forma linearizada, pode ser escrita como:

$$\Delta T_{AC} + \Delta T_A + \Delta T_E - \Delta T_M \quad (1)$$

onde ΔT_M é o incremento de torque mecânico, ΔT_E é o incremento de torque elétrico, ΔT_{AC} é o incremento do torque de aceleração e ΔT_A é o incremento do torque de amortecimento (em p.u.). Adotando-se uma representação clássica para o gerador, as quatro componentes de torque tornam-se respectivamente

$$M\Delta\ddot{\delta} + D\Delta\dot{\delta} + K_1\Delta\delta - \Delta T_M \quad (2)$$

onde todas as quantidades estão em p.u. e

$$K_1 = \frac{dP_E|_{\delta_0}}{d\delta} = \frac{E'_q E_0}{X'_d + X_0} \cos\delta_0 \quad (3)$$

é o coeficiente de potência sincronizante do gerador para pequenos desvios em torno do ponto de operação (δ_0 é o ângulo de regime permanente entre a tensão interna E'_q e a tensão E_0 do barramento infinito).

Utilizando o valor base $\omega_0=377$ para obter-se $\Delta\delta$ em radianos ao invés de p.u., a equação (2) na forma de diagrama de blocos torna-se:

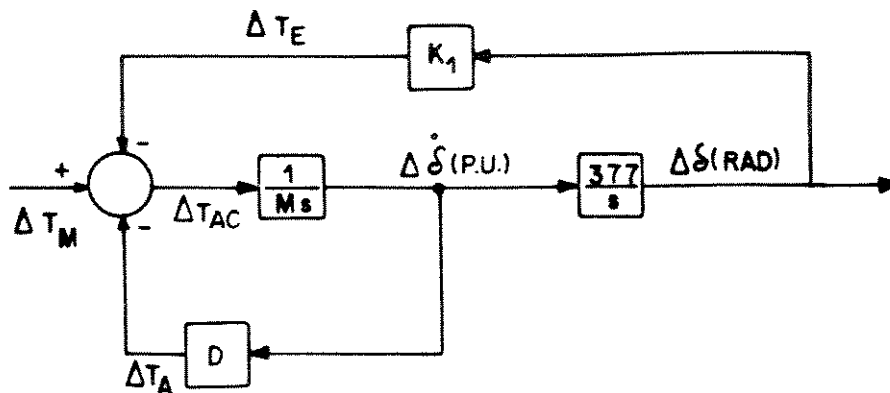


Figura 4 - Malha torque - ângulo

A equação característica resultante é dada por:

$$s^2 + \frac{D}{M} s + \frac{377K_1}{M} = 0 \quad (4)$$

cujo modo de oscilação associado é do tipo:

$$\Delta\delta(t) = Ae^{-\zeta\omega_n t} \text{sen}(\omega_o t + \phi) \quad (5)$$

descrevendo uma oscilação amortecida de modo local com frequência

$$\omega_o = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (6)$$

A frequência de ressonância e a taxa de amortecimento são respectivamente dadas por:

$$\omega_n = \frac{\sqrt{377K_1}}{M} \text{ rd/s} \quad \zeta = \frac{D}{2\sqrt{377K_1M}} \quad (7)$$

Para os valores típicos de inércias, reatâncias e carregamento, as frequências das oscilações de modo local situam-se numa faixa de 0.8 a 2.0 Hz, sendo praticamente iguais às frequências de ressonâncias ω_n , tendo em vista que as taxas de amortecimento ζ , mesmo em condições normais, caracterizam-se por possuírem valores baixos (uma taxa de amortecimento de 0.1 é em geral considerada como boa) [ARCIDIACONO, 1982; DE MELLO, 1969]. Baixos valores destas frequências se devem em essência ao próprio crescimento dos sistemas de energia elétrica. Pressões econômicas atuam no sentido de se instalar usinas de grandes capacidades, e portanto com grandes inércias, o que levou ao desenvolvimento, também por razões econômicas, de geradores com baixos níveis de curto-circuito (altas reatâncias). Esta tendência ocorreu principalmente nos anos 50 e 60, dada à necessidade crescente de se obter maiores potências por unidade de volume físico das máquinas. Cabe salientar, que isto tornou-se possível devido aos avanços que ocorreram nos métodos de refrigeração dos geradores (cooling), bem como na isolação dos enrolamentos. A Figura 5 ilustra as potências nominais máximas de geradores em operação

durante o período 1930-1970, bem como os aumentos correspondentes que ocorreram nas reatâncias (geradores e transformadores) [DE MELLO, 1965; CONCORDIA, 1970; LOKAY, 1970; HARRINGTON, 1970]. O aumento nas reatâncias dos transformadores não se deveu entretanto, ao aumento em si das potências nominais dos geradores, e sim ao aumento dos níveis de tensão do sistema de transmissão (tensão alta exige um espaçamento maior entre os enrolamentos do primário e secundário). Estes se tornaram necessários para aumentar a capacidade das linhas de transmissão, no intuito de possibilitar a transferência dos maiores fluxos de potência decorrentes da instalação crescente de grandes unidades geradoras. As reatâncias do sistema de transmissão entretanto, se reduzem com a transmissão em alta tensão. No entanto, reatâncias altas ($x_e > 0.5$ p.u.) são uma das principais características de longos sistemas de transmissão em extra-alta tensão, inerentes às grandes usinas situadas distantes de seus respectivos centros de carga, como é o caso por exemplo em sistemas hidroelétricos (maior disponibilidade de fontes hidráulicas em regiões remotas), ou nucleares (por motivo de segurança). Um mínimo sistema de transmissão (poucas linhas) é exigido neste caso, de forma a se ter um projeto econômico.

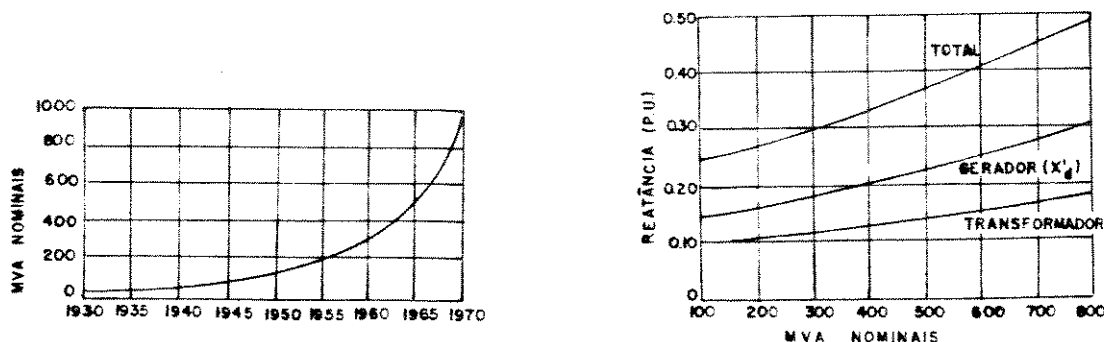


Figura 5 - Evolução das potências e reatâncias de geradores.

Reatâncias altas dos geradores e dos sistemas de transmissão, bem como o fato destes sistemas se caracterizarem por carregamentos altos (próximos aos limites de estabilidade estáticos), resultam em baixos coeficientes sincronizantes, ou

seja, em uma baixa rigidez elétrica nas interligações entre os geradores. Como as frequências das oscilações dependem da rigidez destas interligações relativas às inércias dos geradores, quanto mais fracos forem os sistemas de transmissão menores serão as frequências destes modos. Uma das soluções possíveis para aumentar estes coeficientes, é a adição de novas linhas de transmissão em paralelo. No entanto, esta solução pode não ter uma implementação factível ou de curto prazo, bem como envolve altos investimentos.

As baixas taxas de amortecimento que caracterizam estes modos são também decorrentes dos baixos valores dessas frequências, visto que neste caso, as contribuições ao amortecimento natural devidas aos efeitos eletromagnéticos, ou seja, aos efeitos das correntes induzidas nos enrolamentos amortecedores, nos rotores sólidos e nos enrolamentos de campo dos geradores, bem como da variação da potência absorvida pelas cargas com a frequência, são extremamente reduzidas. A parcela mais efetiva neste caso do amortecimento natural, é devida às variações das potências mecânicas dos geradores com a velocidade, à abertura fixa nas válvulas de admissão das turbinas.

O modo de oscilação local descrito pela equação (5) pode ser também suposto como sendo equivalente ao modo de oscilação de uma área em relação ao resto do sistema, conforme ilustrado na Figura 6. Ou seja, todos os geradores oscilam juntos, aproximadamente com a mesma fase em relação ao sistema, suposto infinito. Diz-se neste caso que eles são coerentes, condição que pode ocorrer quando os geradores são conectados uns aos outros por linhas de transmissão relativamente rígidas, em relação à linha que conecta o nó principal da área ao sistema infinito. O aparecimento de oscilações de baixa frequência neste caso, é decorrente principalmente da capacidade desta linha de interligação. Isto inevitavelmente ocorrerá se a capacidade da linha for uma pequena fração da soma das potências nominais dos

geradores.

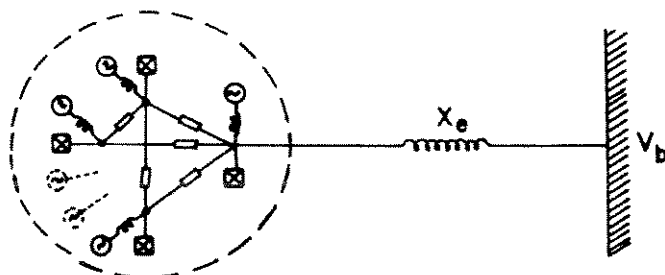


Figura 6 - Área conectada ao barramento infinito

Uma situação semelhante ocorre em sistemas com estruturas longitudinais. Estes sistemas caracterizam-se por uma disposição sequencial dos geradores ao longo do sistema de transmissão, conforme ilustrado pela Figura 7, bem como pelo fato de as oscilações ocorrerem em uma faixa menor de frequência (0.1 à 0.5 hz), comparada com a faixa dos modos locais em sistemas com estruturas em forma de malhas (1.0 à 2.0 hz). Em tais sistemas, existe um modo de oscilação onde todos os geradores oscilam com a mesma fase, mas com diferentes amplitudes em relação ao sistema infinito. A amplitude das oscilações dos geradores aumenta a partir do sistema infinito até a extremidade "livre", enquanto que a amplitude da oscilação do fluxo de potência sincronizante na linha de transmissão aumenta na direção oposta. Exemplos típicos de sistemas com esta estrutura, são os sistemas elétricos da Jugoslávia, China e Japão, onde instabilidades destas oscilações longitudinais foram observadas [HSU, 1987; ARCIDIACONO, 1976].

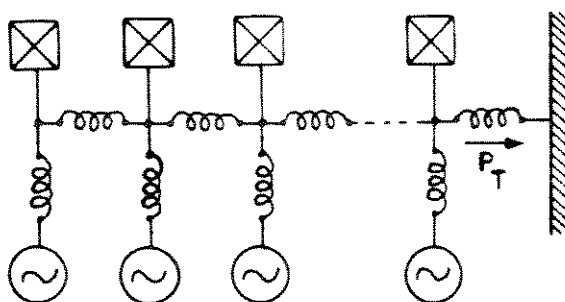


Figura 7 - Sistema com estrutura longitudinal

Outra situação ocorre no caso de áreas conectadas por fracas linhas de transmissão, quando então uma área oscila contra a outra (modo de oscilação inter-área). A faixa de frequência destes modos (0.1 a 0.8 hz) é menor que a faixa dos modos locais, por causa das altas reatâncias efetivas das linhas de intercâmbio (x_e) entre estes grandes sistemas, bem como das grandes inércias equivalentes de cada sistema. Um fator adicional é o fato de que estas interligações operam em geral (por razões econômicas), em pontos muito próximos dos seus limites de estabilidade estáticos (baixos coeficientes sincronizantes). Este fator é um dos principais responsáveis pelos modos inter-área apresentarem um grande potencial de risco para a ocorrência de instabilidades dinâmicas, visto que a característica saliente destas instabilidades é que elas tendem a ocorrer somente quando é grande o ângulo equivalente entre dois sistemas interligados [CRESAP, 1976]. As taxas de amortecimento destes modos são extremamente reduzidas. Nestas frequências os efeitos assíncronos (enrolamentos amortecedores, etc.) são praticamente desprezíveis, e os efeitos de amortecimento são devidos praticamente aos sistemas de controle dos geradores, onde o controle de tensão possui uma importância decisiva. A ação mais efetiva do sistema de excitação pode ser visualizada, considerando-se o fato de que na ocorrência de uma pequena perturbação, tal como um pequeno acréscimo de carga, os geradores "respondem" segundo critérios diferentes em instantes diferentes. Inicialmente de acordo com seus coeficientes sincronizantes (proximidade elétrica à localização da perturbação) e em seguida segundo suas inércias, e somente após este transitório, segundo os reguladores de velocidade.

1.5 ANÁLISE VIA TORQUES SINCRONIZANTES E TORQUES DE AMORTECIMENTO

Extremamente úteis para o entendimento da natureza das oscilações eletromecânicas em sistemas de energia elétrica, são

os conceitos de torque sincronizante e torque de amortecimento. Uma dada frequência de oscilação do rotor é acompanhada de um torque elétrico de mesma frequência e proporcional à amplitude da oscilação. Este torque pode ser decomposto em duas componentes ortogonais, denominadas torque de amortecimento e torque sincronizante, obtidas a partir da seguinte equação de oscilação [ALDEN, 1979]:

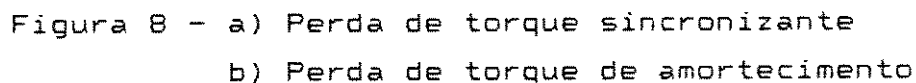
$$M\Delta\ddot{\delta} = \Delta T_M - \Delta T_E \quad (8)$$

onde a variação do torque elétrico pode ser escrita como:

$$\Delta T_E = K_A\Delta\omega + K_D\Delta\dot{\delta} \quad (9)$$

A componente de torque de amortecimento é proporcional e oscila em fase no tempo com a variação de velocidade, enquanto que a componente de torque sincronizante é proporcional e varia em fase no tempo com a variação angular. A estabilidade resultante da máquina síncrona, sob condições de pequenas perturbações, é determinada pelos valores destas duas componentes. Assim sendo, uma instabilização pode ocorrer por falta de torque sincronizante (coeficiente sincronizante baixo ou negativo) ou por falta de torque de amortecimento (coeficiente sincronizante positivo, porém coeficiente de amortecimento negativo). No primeiro caso ocorre a chamada instabilidade de Regime Permanente (ausência de oscilações do ângulo de carga do gerador), e no segundo a instabilidade dinâmica (oscilações de amplitudes crescentes), conforme ilustrado pela Figura 8. Desta forma, o limite de Estabilidade de Regime Permanente (estática) e o limite de Estabilidade Dinâmica são caracterizados, respectivamente, pela anulação das componentes de torque sincronizante e de amortecimento.

A visualização do problema da Estabilidade Dinâmica em termos de torques sincronizantes e torques de amortecimento, assim como a decomposição dos efeitos do controle de tensão em termos destes torques, foi realizada inicialmente por De Mello e



30

$\Delta\delta$, a variação de velocidade $\Delta\omega$ e a variação do fluxo concatenado com o campo $\Delta E'_q$. Ele leva em conta os efeitos da dinâmica do circuito de campo, bem como do sistema de excitação. Efeitos dos enrolamentos amortecedores e das correntes parasitas não são considerados. Os valores dos coeficientes K_1 a K_6 são funções dos parâmetros da máquina, da impedância externa e do ponto de operação (Apêndice A) [HEFFRON, 1952; DE MELLO, 1969; EL-SHERBINY, 1973; ANDERSON, 1977; Yu, 1983; KUNDUR, 1987].

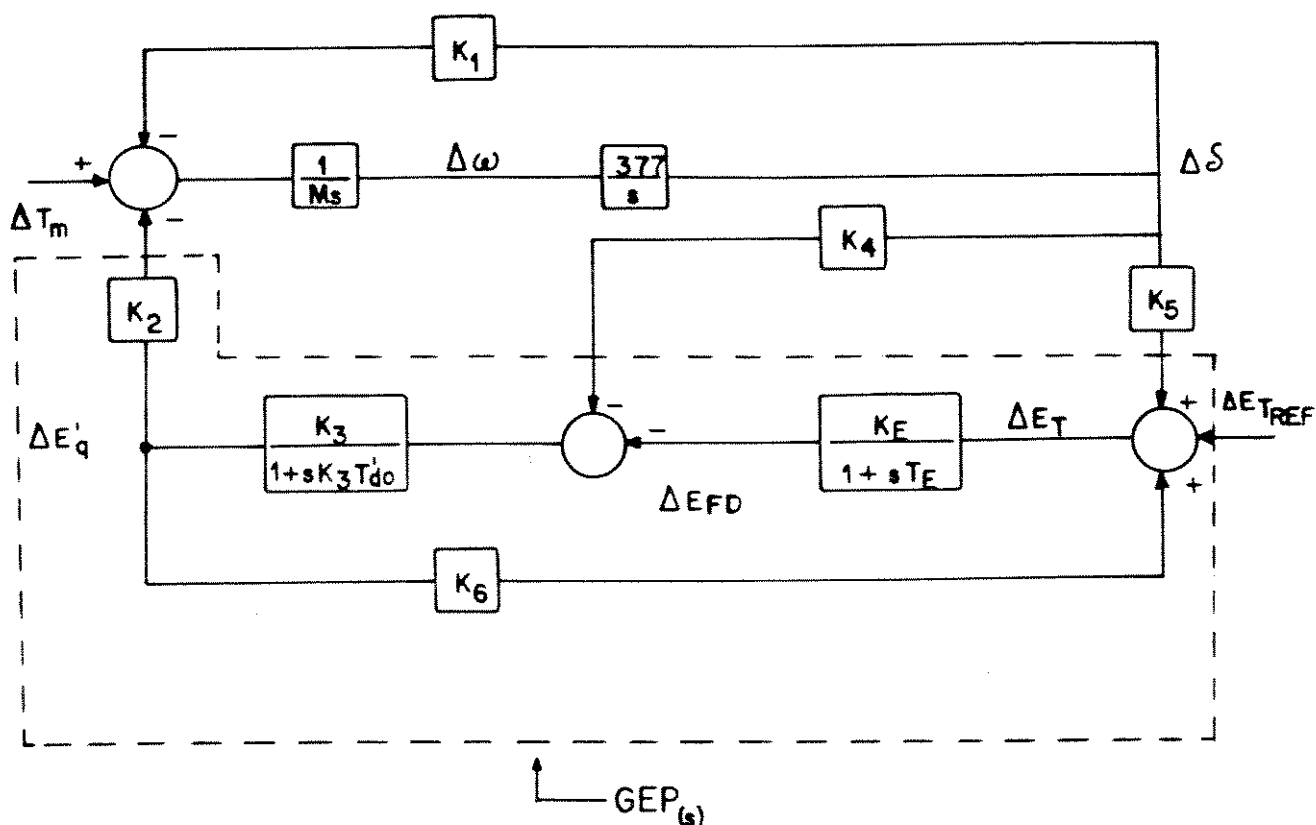


Figura 9 - Modelo Heffron-Phillips.

Nesse modelo, para uma pequena variação do torque mecânico, a alteração do torque elétrico de saída é dada por:

$$\Delta T_E = K_1 \Delta \delta + K_2 \Delta E'_q \quad (10)$$

- A componente de torque dada por $K_1 \Delta \delta$ está em fase com $\Delta \delta$, e portanto, representa uma componente de torque sincronizante.
- A componente de torque dada por $K_2 \Delta E'_q$ representa o efeito das variações do fluxo concatenado com o circuito de campo.

O torque $K_2 \Delta E'_q$ pode ainda ser decomposto nas seguintes componentes:

$$K_2 \Delta E'_q = \frac{\Delta T_F|_K}{\Delta \delta} + \frac{\Delta T_F|_K}{\Delta \delta} \quad (11)$$

Estas duas componentes representam, respectivamente, as contribuições de torque devidas à reação de armadura (ação desmagnetizante do ângulo do rotor através de K_4) e a ação do controle de tensão da máquina (através do parâmetro K_6). Utilizando a teoria de resposta em frequência, De Mello e Concordia desenvolveram expressões aproximadas para os torques sincronizante e de amortecimento que compõem cada uma destas parcelas. A avaliação destes torques mostrou-se extremamente útil para o entendimento do comportamento do sistema de controle de tensão, bem como a influência danosa que este pode causar à estabilidade da máquina, principalmente à Estabilidade Dinâmica. Esta influência pode ser melhor visualizada, utilizando a abordagem de De Mello e Concordia, a partir do estudo das características dinâmicas de uma máquina não-regulada, pois esta, fornece o amortecimento natural do sistema. Desta forma, as suas características dinâmicas podem ser utilizadas como referência, para se mostrar o efeito deteriorativo que o regulador de tensão pode causar ao amortecimento das oscilações do rotor.

MÁQUINA NÃO-REGULADA

Com tensão de campo constante ($\Delta E_{fd}=0$), as variações do fluxo concatenado com o circuito de campo são devidas somente a

ação da reação de armadura (realimentação de $\Delta\delta$ através do coeficiente K_4), conforme ilustra a Figura 10.

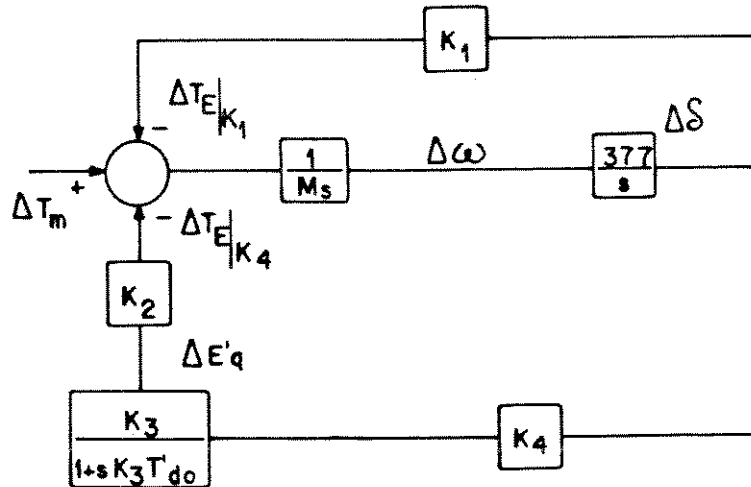


Figura 10- Malha torque-ângulo com os efeitos do campo incluídos.

A contribuição ao torque elétrico devido à ação da reação de armadura é portanto, descrita pela expressão:

$$\frac{\Delta T_E|_{K_4}}{\Delta\delta} = - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + ST'_{d0} K_3} \quad (12)$$

Para uma dada frequência de oscilação, substituindo-se S por $j\omega$, este torque pode ser decomposto em duas componentes, sendo expresso por:

$$\Delta T_E|_{K_4} = - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + (\omega T'_{d0} K_3)^2} \Delta\delta + \frac{\omega K_2 K_3^2 K_4 T_{d0}}{1 + (\omega T'_{d0} K_3)^2} j\Delta\delta \quad (13)$$

As componentes real e imaginária representam, respectivamente, as contribuições de torque sincronizante e torque de amortecimento fornecidas pela reação de armadura. Desta forma, o torque elétrico líquido da máquina é dado por:

$$\Delta T_E = \left[K_1 - \frac{K_2 K_3 K_4}{1 + (\omega T'_{d0} K_3)^2} \right] \Delta\delta + \left[\frac{\omega K_2 K_3^2 K_4 T_{d0}}{1 + (\omega T'_{d0} K_3)^2} \right] j\Delta\delta \quad (14)$$

As constantes K_2 , K_3 e K_4 são sempre positivas [DE MELLO, 1969]. Portanto, pode-se notar por esta equação, que a reação de armadura introduz uma componente de torque sincronizante negativa que neutraliza parte da componente sincronizante sob fluxo concatenado constante ($K_1 \Delta \delta$), bem como uma componente de torque de amortecimento positiva que reflete as perdas no circuito de campo. Pode-se notar também pela equação (14), que o limite de estabilidade estática da máquina não-regulada é atingido em regime não oscilatório ($\omega = 0$) quando $(K_1 - K_2 K_3 K_4)$ é nulo, ou seja, quando a componente de torque sincronizante devida à ação desmagnetizante da reação de armadura, anula a componente de torque sincronizante sob fluxo concatenado constante. Portanto, a máquina possui Estabilidade de Regime Permanente quando o coeficiente sincronizante $(K_1 - K_2 K_3 K_4)$ é positivo e $K_2 K_3 K_4 > 0$. A instabilidade de Regime Permanente (aperiódica) pode ocorrer, conforme salientado por Venikov [ANDERSON, 1977], se a rede de transmissão possuir reatâncias séries capacitivas apreciáveis, quando então K_2 torna-se negativo.

Os efeitos da reação de armadura podem ser visualizados no domínio da frequência, considerando-se o torque dado pela equação (13) como fasor no plano de fase $\Delta \delta - \Delta \omega$ à frequência de oscilação ω [YAO, 1983]. Cabe salientar, que as variações angulares $\Delta \delta$ e de velocidade $\Delta \omega$ são essencialmente ortogonais no tocante à estabilidade para pequenas perturbações, devido às baixas taxas de amortecimento do sistema [ALDEN, 1979; OLIVEIRA, 1984]. A Figura (11-a) ilustra a condição de Regime Permanente, quando a reação de armadura somente reduz o torque sincronizante da máquina. A Figura 11-b mostra o torque devido à reação de armadura, a uma dada frequência de oscilação ω . O atraso ϕ na fase deste torque em relação ao eixo sincronizante, é introduzido pela constante de tempo do circuito de campo. Como se pode constatar através da equação (12), para altas frequências de oscilação ($\omega \gg 1/K_3 T_{d0}$), a defasagem introduzida pelo circuito de campo se aproxima de 90 graus. Portanto, em altas frequências,

embora o torque devido à reação de armadura tenha a sua magnitude reduzida, ele é praticamente só torque de amortecimento (Figura 11-c).

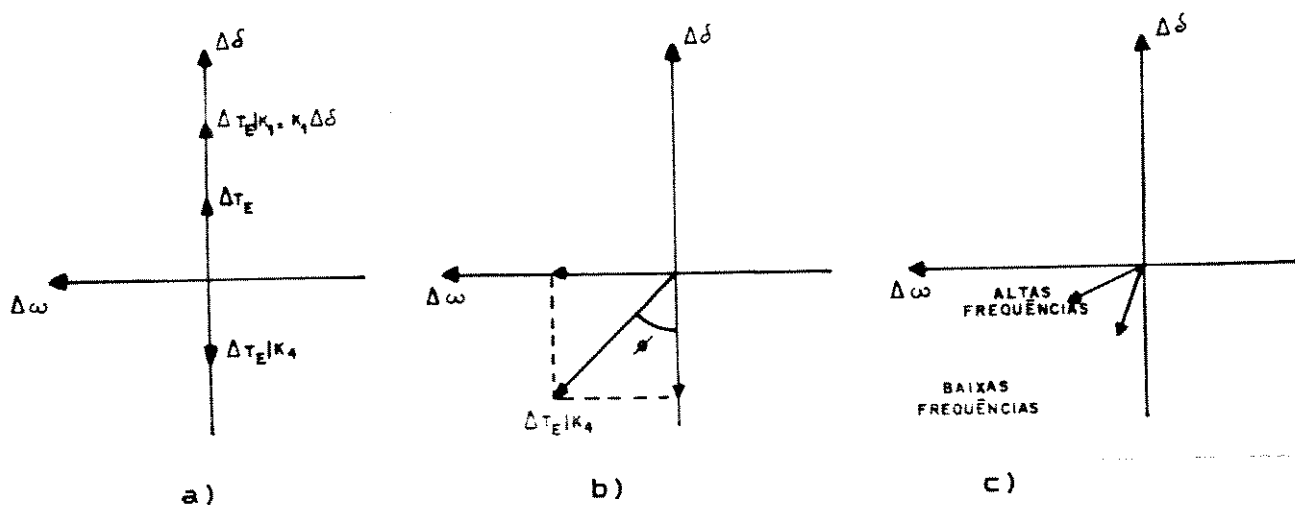


Figura 11 - Componente de torque devido à reação de armadura.

Esta influência retardatária que a constante de tempo do circuito de campo exerce sobre a reação de armadura, é a principal fonte de amortecimento natural da máquina. Entretanto, para baixas frequências este efeito é sensivelmente reduzido, conforme ilustra a Figura 11-c. Para frequências em torno de 1 Hz, o efeito da reação de armadura eleva de apenas 0.01 a 0.05 a taxa de amortecimento do circuito de campo, além de causar uma pequena redução no torque sincronizante da máquina [KUNDUR, 1987]. A Figura 12 mostra o torque elétrico líquido descrito pela equação (14).

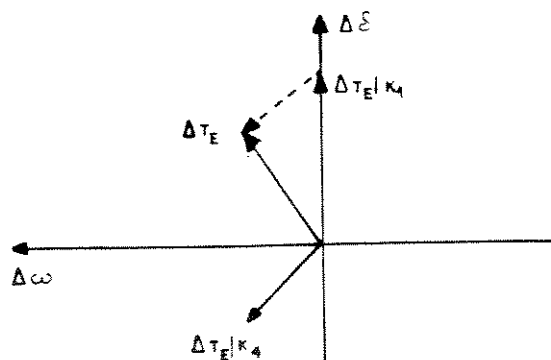


Figura 12- Torque elétrico líquido.

EFEITOS DO REGULADOR DE TENSÃO NA ESTABILIDADE DA MÁQUINA

O diagrama de blocos da Figura 15 descreve a componente de torque devida à reação de armadura (ramo K_4), considerando-se a ação do controle de tensão.

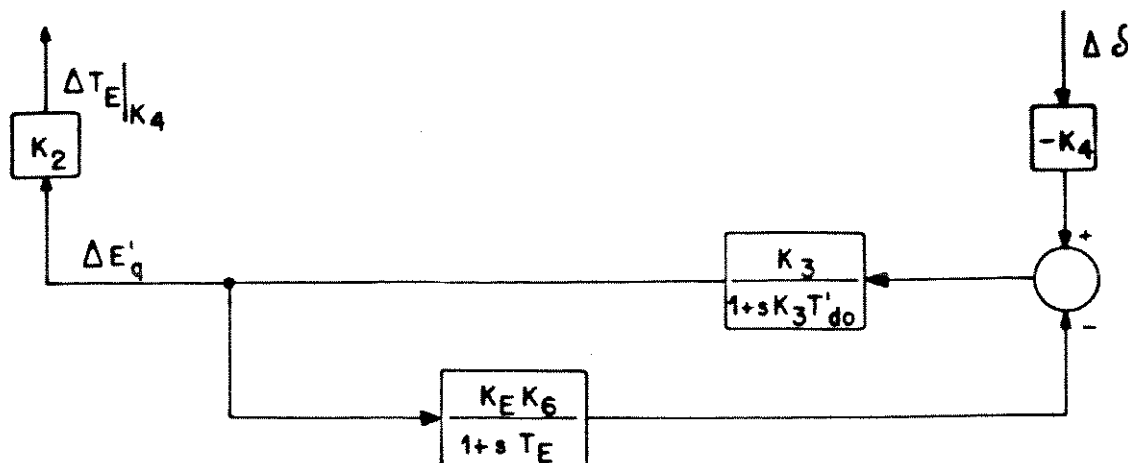


Figura 15

Considerando-se que $K_3K_EK_6 \gg 1$ e que $T'_{do} \gg T_E$, De Mello e Concordia obtiveram uma expressão aproximada deste torque, dada por:

$$\frac{\Delta T_E}{\Delta \delta} \Big|_{K_4} \approx \frac{-K_4K_2}{K_EK_6 \left[1 + S\left(\frac{T'_{do}}{K_EK_6}\right) \right]} \quad (15)$$

Comparando-se esta expressão com a dada pela equação (12) (máquina não-regulada), pode-se notar que para frequências muito altas, elas são aproximadamente iguais. Entretanto, para baixas frequências a magnitude do torque dado pela equação (15) é consideravelmente menor do que o dado pela equação (12) (por um fator de $1/K_EK_6K_3$). Pode-se notar também, que a constante de tempo efetiva foi reduzida de $K_3T'_{do}$ à T'_{do}/K_EK_6 . Desta forma, a fase deste torque se aproxima de 90 graus para frequências muito altas. Portanto, em baixas frequências, o regulador de tensão

reduz o ganho e o atraso de fase efetivos da componente de torque devida à reação de armadura. Assim sendo, se por um lado ele reduz o amortecimento natural da máquina, por outro, ele reduz a influência danosa que a reação de armadura acarreta à Estabilidade de Regime Permanente da mesma. A componente de torque sincronizante negativo que a reação de armadura introduz pode ser praticamente eliminada com um regulador de tensão convencional (eletromecânico), caracterizado por possuir ação lenta e baixos valores de K_E [DE MELLO, 1987].

A influência decisiva do regulador de tensão sobre a estabilidade da máquina pode ser analisada, considerando-se a componente de torque descrita pelo diagrama de blocos da Figura (16). Esta componente é portanto, produzida pela ação do regulador de tensão em resposta às variações da tensão terminal da máquina, as quais são produzidas pelas variações angulares do rotor. Ela é dada por:

$$\frac{\Delta T}{\Delta \delta} K_5 = \frac{-K_2 K_E K_5}{\left(\frac{1}{K_3} + K_6 K_E\right) + S\left(\frac{T_E}{K_3} + T'_{do}\right) + S^2 T'_{do} T_E} \quad (16)$$

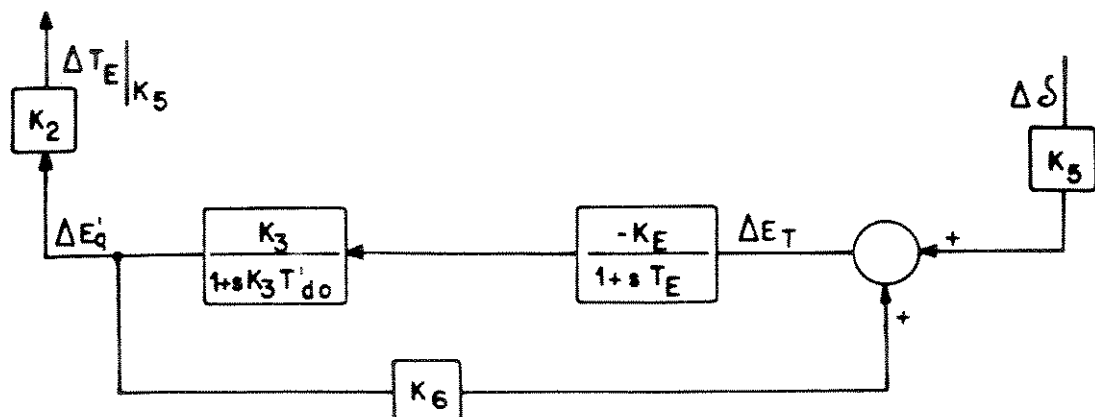


Figura 16

Substituindo-se S por $j\omega$ nesta equação, as componentes de torque

sincronizante e de torque de amortecimento para uma dada frequência de oscilação ω , são respectivamente, dadas por:

$$\Delta T_s = \frac{-K_2 K_E K_3}{\frac{1}{K_3} + K_E K_6 - \omega^2 T'_{do} T_E} \Delta \delta \quad (17)$$

$$\Delta T_A = \frac{K_2 K_E K_3 \left(\frac{T_E}{K_3} + T'_{do} \right) \omega}{\left(\frac{1}{K_3} + K_E K_6 - \omega^2 T'_{do} T_E \right)^2 + \left(\frac{T_E}{K_3} + T'_{do} \right)^2 \omega^2} j \Delta \delta \quad (18)$$

Tendo em vista que K_2 , K_3 e K_6 são sempre positivos, os efeitos do regulador de tensão na estabilidade da máquina dependem essencialmente do parâmetro K_E , que pode ser positivo ou negativo.

K_E é positivo para baixos valores de reatância externa e baixos carregamentos do gerador [DE MELLO, 1969; KUNDUR, 1987]. Como se pode notar pelas equações (17) e (18), com K_E positivo, o regulador de tensão introduz uma componente de torque sincronizante negativa e uma componente de torque de amortecimento positiva. Cabe salientar, que esta componente de torque sincronizante negativa introduzida pelo regulador de tensão não causa nenhum dano à Estabilidade de Regime Permanente da máquina, visto que com K_E positivo, K_1 é em geral alto e portanto, o torque sincronizante líquido é positivo.

Com K_E negativo, que em geral, é a situação que ocorre na prática (reatâncias altas, bem como altos carregamentos do gerador), o regulador de tensão introduz uma componente de torque sincronizante positiva e uma componente de torque de amortecimento negativa. Desta forma, se por um lado o aumento do ganho K_E do regulador fortalece o acoplamento entre a máquina e o sistema (aumento do torque sincronizante), garantindo portanto, a

Estabilidade de Regime Permanente da mesma, por outro, ele pode cancelar o amortecimento natural que esta possui (aumento da magnitude do amortecimento negativo), podendo levar a mesma à instabilidade dinâmica.

O efeito do regulador de tensão pode ser visualizado, considerando-se a componente de torque que este produz no plano $\Delta\delta$ - $\Delta\omega$, conforme mostra a Figura 17.

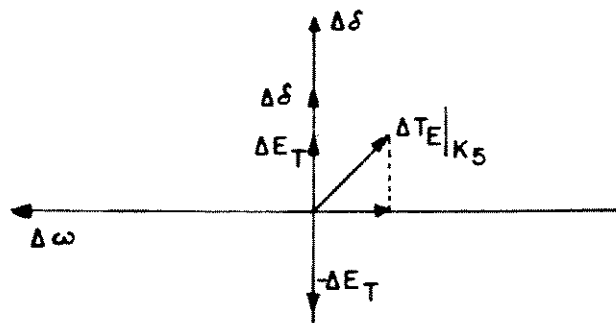


Figura 17

Com K_E negativo, para uma variação $\Delta\delta$ positiva do ângulo do rotor, a variação que se segue na tensão terminal ΔE_T se dá em oposição de fase no tempo. Este sinal de erro, com polaridade invertida (devido a realimentação negativa do controle de tensão), inicia a ação de controle do regulador de tensão. Devido aos atrasos introduzidos pela malha de controle de tensão, fundamentalmente através do circuito de campo (os introduzidos pelo regulador são de importância secundária), a componente de torque devido à ação do regulador de tensão atrasa-se em relação ao eixo sincronizante. Assim sendo, ela introduz uma componente de torque de amortecimento negativa cuja magnitude, dependendo do valor do ganho estático K_E , pode cancelar o amortecimento natural da máquina. É interessante observar que neste caso, mesmo que não existisse nenhum atraso (sistema de regulação de tensão ideal), a ação do regulador produziria somente torque sincronizante, não contribuindo em nada para o amortecimento das oscilações do

rotor.

A influência danosa que a ação do regulador de tensão causa na Estabilidade Dinâmica da máquina pode ser visualizada na Figura 18. Na Figura 18-a é representado o torque ΔT_E resultante, levando-se em conta somente a componente devida à reação de armadura e a componente de torque sincronizante sob fluxo concatenado constante $K_1 \Delta \delta$. Na Figura 18-b é mostrada a componente de torque devida à ação do regulador de tensão. Na Figura 18-c é mostrado o torque líquido da máquina, cuja componente de amortecimento (em decorrência de um alto valor do ganho estático K_E) torna-se negativa.

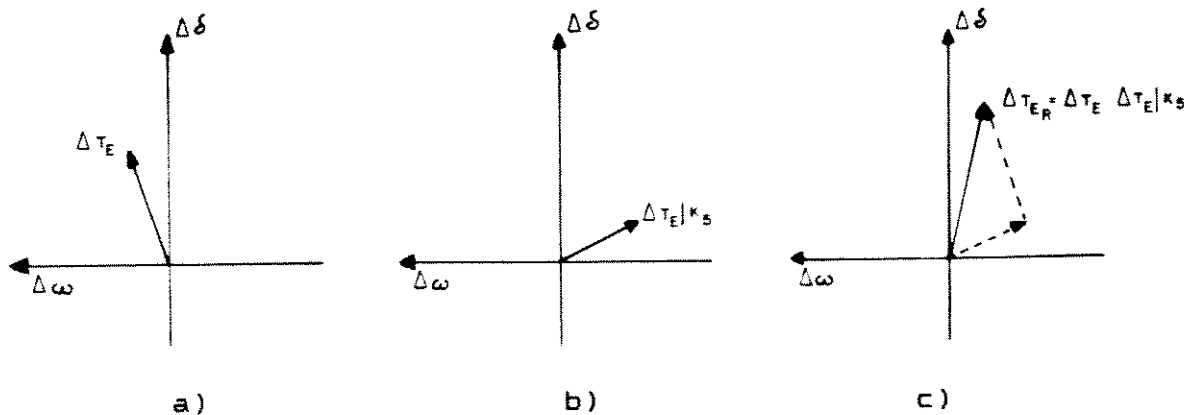


Figura 18

Tendo em vista manter os benefícios que os altos valores do ganho estático K_E do regulador de tensão acarretam à Estabilidade de Regime Permanente da máquina, bem como à sua regulação de tensão em Regime Permanente, os problemas que eles acarretam a sua Estabilidade Dinâmica podem ser contornados, conforme demonstrado por De Mello e Concordia, através da utilização no sistema de excitação de sinais estabilizantes suplementares.

SINAIS ESTABILIZANTES SUPLEMENTARES

O objetivo básico a ser atingido com a utilização de sinais estabilizantes no sistema de excitação da máquina é introduzir uma componente extra de torque de amortecimento, de forma a fortalecer o amortecimento das oscilações do rotor. Para isso, a ação do sinal estabilizante deve produzir variações de potência ativa que estejam em fase com as variações de velocidade do eixo da máquina. Desta forma, o sinal mais evidente que se pode utilizar é o desvio de velocidade $\Delta\omega$. Se as funções de transferência da excitação e do circuito de campo da máquina fossem ganhos escalares, uma realimentação direta de $\Delta\omega$ na excitação produziria para todas as frequências, somente torque de amortecimento. Entretanto, como estas funções exibem características de ganho e fase dependentes da frequência, os atrasos por elas introduzidos acarretam uma componente de torque ΔT_{ω} atrasada γ em relação ao eixo de torque de amortecimento, conforme ilustra a Figura 19. Desta forma, os benefícios à Estabilidade Dinâmica da máquina que uma realimentação direta de $\Delta\omega$ produz (torque de amortecimento), ficam muito reduzidos.

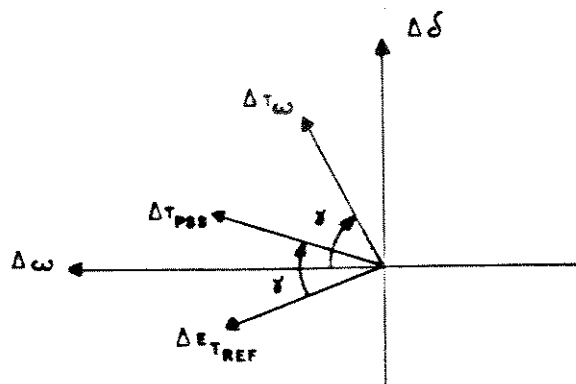


Figura 19

Entretanto, benefícios consideráveis sobre o amortecimento podem ser obtidos caso o sinal estabilizante $\Delta\omega$ seja processado através de um circuito de avanço de fase

(compensação em avanço), projetado para compensar os atrasos que ocorrem na malha de controle de tensão. Através deste circuito, denominado Estabilizador de Sistemas de Potência (ESP), um amortecimento mais efetivo das oscilações do rotor pode ser obtido, conforme ilustra a Figura 19, onde ΔT_{PSS} é a componente de torque resultante da aplicação do sinal de saída ΔE_{TREF} do Estabilizador à excitação da máquina. O diagrama de blocos que descreve a ação do estabilizador PSS(s) é mostrado na Figura (20), onde $GEP(s)$ é a função de transferência entre a saída do Estabilizador e a componente de torque ΔT_{PSS} . Nela estão incluídos todos os atrasos de fase causados pelo conjunto máquina-regulador de tensão.

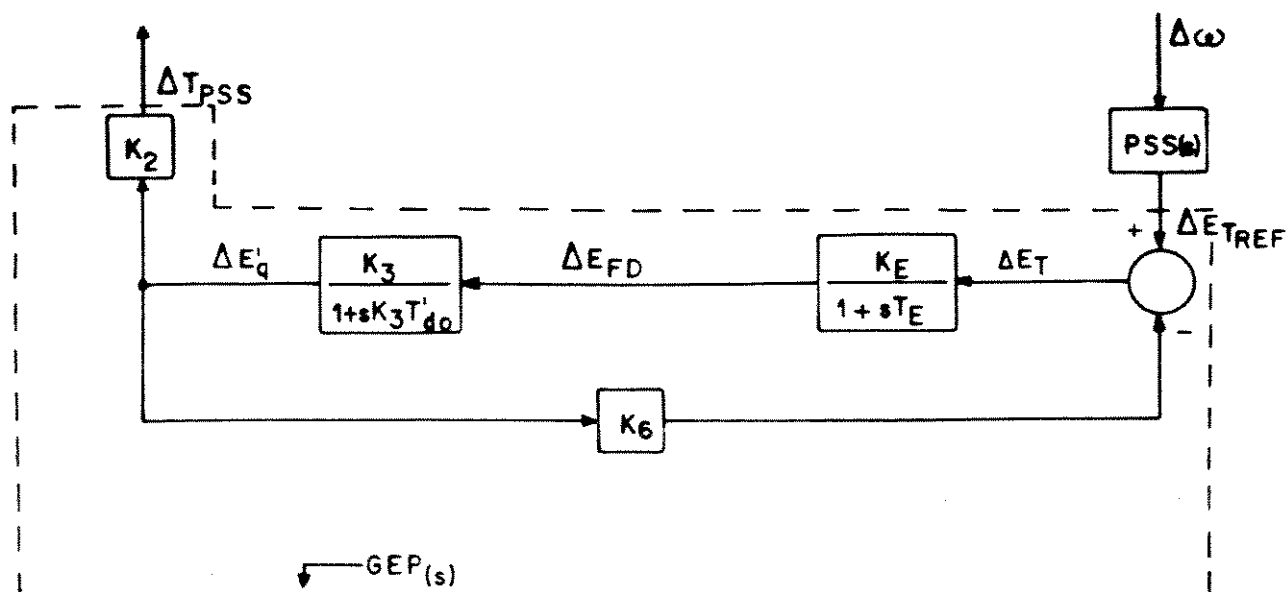


Figura 20- Malha do estabilizador (ESP).

O efeito deste controle suplementar da excitação (compensação de fase do sinal de controle ΔE_{TREF}) pode ser visualizado qualitativamente através do plano $\Delta\delta$ - $\Delta\omega$ mostrado na Figura 21, onde ΔT_{ER} é o torque resultante na máquina sem a presença do ESP (item anterior), torque este, cuja componente de amortecimento é negativa. ΔT_{PSS} é o torque resultante supondo a ação do ESP, que introduzindo uma componente extra de torque

ΔT_{res} , não só elimina o amortecimento negativo, como também, dependendo do ganho exibido por este, pode fortalecer consideravelmente o amortecimento das oscilações do rotor. Em função disso, o limite de Estabilidade Dinâmica da máquina síncrona pode ser estendido através da modulação da tensão de referência da excitação, sendo essa a função básica do Estabilizador de Sistemas de Potência (ESP).

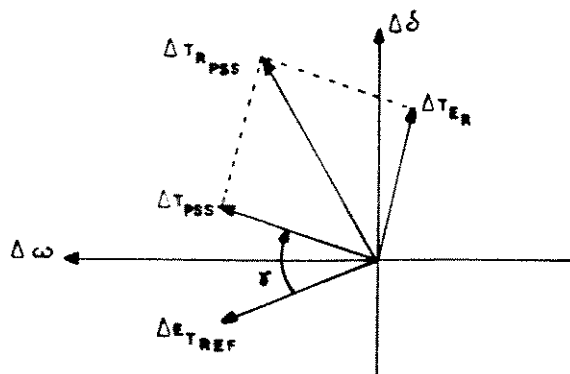


Figura 21

Para se garantir que a componente de torque ΔT_{res} produzida pelo ESP esteja em fase com $\Delta \omega$, a seguinte condição deve ser satisfeita:

$$\angle PSS(s) + \angle GEP(s) = 0 \quad (19)$$

Se uma compensação perfeita para os atrasos de $GEP(s)$ pudesse ser realizada, ou seja, se as características de fase de $PSS(s)$ fossem exatamente inversas às características de $GEP(s)$, a ação do ESP produziria somente torque de amortecimento para todas as frequências de oscilação. Entretanto, um ESP com estas características não é fisicamente realizável, e na prática ele é forçosamente constituído de circuitos avanço-atraso. O projeto convencional de Estabilizadores de Sistemas de Potência (baseado na frequência natural não amortecida (ω_n) do modo de oscilação eletromecânico do gerador) consiste na determinação dos parâmetros destes circuitos (constantes de tempo de $PSS(s)$), de

forma que a condição (19) seja aproximadamente satisfeita para $s=j\omega_n$ [MOUSSA, 1974; YU, 1983].

Para se determinar a compensação de fase exigida é necessário portanto, o conhecimento das características dinâmicas da função de transferência de malha aberta $GEP(s)$, que é dada por:

$$GEP(s) = \frac{\Delta T_{PSS}}{\Delta E_{T_{REV}}} \quad (20)$$

Ela descreve as características de resposta do torque elétrico para uma variação na tensão de referência da excitação, com velocidade de rotor constante. ΔT_{PSS} é a componente de torque que resulta desta modulação da excitação.

De acordo com a Figura 9, $GEP(s)$ pode ser expressa por (Apêndice A):

$$GEP(s) = \frac{K_2}{K_6} \frac{\Delta E_T}{\Delta E_{T_{REV}}} \quad (21)$$

onde para $K_E K_6 \gg 1/K_3$ e $K_3 T'_{do} \gg T_E$ resulta:

$$\frac{\Delta E_T}{\Delta E_{T_{REV}}} = \frac{\frac{K_E K_6}{T_E T'_{do}}}{s^2 + \frac{1}{T_E} s + \frac{K_E K_6}{T_E T'_{do}}} \quad (22)$$

Portanto, as características dinâmicas de $GEP(s)$ são proporcionais às características da malha fechada de controle de tensão (as características de fase são aproximadamente iguais), quando a velocidade do gerador é constante. Esta relação representa a base para os procedimentos de ajustes dos Estabilizadores de Sistemas de Potência [LARSEN, 1981].

A função de transferência $GEP(s)$ pode ser ainda

expressa na forma canônica como:

$$GEP(s) = \frac{K_2}{K_6} \frac{\omega_R^2}{s^2 + 2\xi_R \omega_R s + \omega_R^2} \quad (23)$$

A equação característica possui as raízes,

$$s_R = -\xi_R \omega_R \pm j \omega_R \sqrt{1 - \xi_R^2} \quad (24)$$

onde a frequência natural não amortecida ω_R e a taxa de amortecimento ξ_R , são dadas respectivamente por:

$$\omega_R = \sqrt{\frac{K_E K_6}{T_{do} T_E}} \quad \text{e} \quad \xi_R = \frac{1}{2 \omega_R T_E} \quad (25)$$

assumem valores usuais $\omega_R \leq 1$ Hz e $\xi_R < 1$. A equação (24) define o denominado modo reativo ou modo da excitatriz, que neste caso é dado por:

$$s_R = -\frac{1}{2T_E} \pm j \sqrt{\frac{K_E K_6}{T_{do} T_E} - \left(\frac{1}{2T_E}\right)^2} \quad (26)$$

Valores típicos da frequência desse modo de oscilação estão na faixa de 3 a 5 Hz [MOUSSA, 1973; KUNDUR, 1981].

A malha de controle de tensão exibirá uma resposta não oscilatória se existirem somente raízes reais, ou seja, se

$$K_E < \frac{T_{do}}{4K_6 T_E} \quad (27)$$

o que implica $\xi_R > 1$. Isto indica que existe um limite superior para K_E para garantir que a resposta seja amortecida. Por outro lado, como se pode notar pelas expressões (25), quanto maior for o valor do ganho estático K_E do regulador de tensão, maior será a frequência ω_R e menor a taxa de amortecimento ξ_R do modo da excitatriz.

Para $\xi_R \leq 1$, que é o que geralmente ocorre, resulta uma

resposta oscilatória com frequência natural ω_R , que corresponde à frequência de corte da malha fechada de controle de tensão. Para altos valores de K_E , pode resultar que a frequência de corte ω_R se aproxima da frequência de oscilação da máquina (1 à 2 Hz) [ARCIDIACONO, 1976; LARSEN, 1981]. Nesta situação, amortecimento negativo pode ser introduzido pela malha de controle de tensão, em função do atraso de fase resultante que vai depender do valor de ξ_R . Para o sistema de excitação do modelo Heffron-Phillips, o atraso de fase introduzido pela malha de controle de tensão pode ser obtido através da expressão:

$$\phi = \operatorname{tg}^{-1} \frac{2\xi_R \frac{\omega}{\omega_R}}{1 - \left(\frac{\omega}{\omega_R}\right)^2} \quad (28)$$

representada através das curvas de deslocamento de fase em função da frequência normalizada ω/ω_R mostrada na Figura 22.

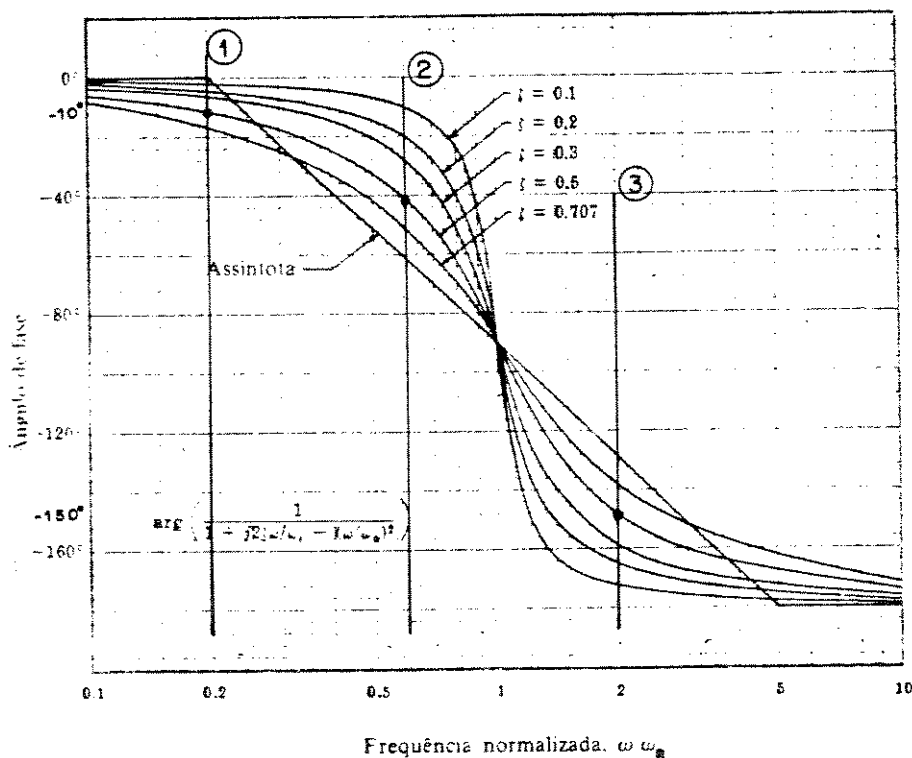


Figura 22 - Ângulo de fase x frequência normalizada.

Altas frequências de oscilação da máquina ocorrem quando o sistema é forte, o que implica em baixos valores de K_e no modelo Heffron-Phillips. Nesta situação, representada pela situação 3 na Figura 22, a malha de controle de tensão pode ser considerada com a realimentação aberta (Fig. 9 com $K_e = 0$). Quanto mais forte for a conexão entre a máquina e o sistema, mais válida é a consideração de que a malha de tensão esteja aberta. No limite, isto é, quando os terminais da máquina são conectados ao barramento infinito, K_e é nulo e o ganho de $GEP(s)$ à frequência de oscilação ω da máquina é dado por [LARSEN, 1981; DE MELLO, 1986]:

$$|GEP(j\omega)| = \frac{\left| K_2 \frac{K_E}{1 + j\omega T_E} \right|}{\omega T_{d0}} \quad (29)$$

Sem a realimentação negativa ($K_e = 0$) o ganho da malha torna-se elevado. O valor máximo ocorre para a máquina operando à plena carga e rigidamente conectada ao sistema (K_2 máximo). Neste caso, o sistema de excitação não introduz amortecimento negativo e portanto o atraso de fase não é importante.

Quando a frequência de corte ω_R é maior do que a frequência de oscilação da máquina (situações 1 e 2 na Figura 22), o que ocorre para altos valores de K_E , o atraso de fase introduzido pela malha fechada de controle de tensão irá depender principalmente do parâmetro K_e . À medida que a rigidez do sistema máquina-barramento infinito aumenta, isto é, K_e é reduzido, a frequência de corte também é reduzida, e portanto, aumenta o atraso de fase introduzido por $GEP(s)$. Desta forma, existe mais fase a ser compensada pelo estabilizador PSS(s) (ESP) em um sistema forte (situação 2 na Figura 22) do que em um sistema fraco (situação 1).

Portanto, os ajustes do ESP devem ser feitos levando-se em conta as características de $GEP(s)$, e estas podem variar com

as condições de operação. O ganho exibido por GEP(s) é muito alto para sistemas fortes, quando então o problema da Estabilidade Dinâmica do gerador é mínimo (como salientado por Concordia na discussão da referência [LARSEN, 1981], a ação do regulador de tensão não produz amortecimento líquido negativo para frequências maiores do que 2 Hz). O ganho decresce conforme o sistema se torna mais fraco, acarretando, à medida que isto ocorre, uma menor influência da ação do ESP através de GEP(s). Portanto, quando a ação do ESP é mais necessária (sistema fraco), menor é a influência exibida por ele. Nesta situação um alto ganho do ESP seria desejável. Entretanto, conforme o sistema se torna mais forte, o atraso de fase introduzido por GEP(s) aumenta, reduzindo desta maneira, a estabilidade da malha do estabilizador mostrada na Figura 20. Um alto ganho do ESP pode nesta situação, produzir um aumento no torque sincronizante líquido da máquina, e portanto, aumentar a frequência de oscilação da mesma. Este fato, particularmente no caso de unidades térmicas, pode levar à instabilização do modo da excitatriz, cuja frequência situa-se na faixa de 3 à 5 Hz [MOBARAK, 1980; KUNDUR, 1981; LARSEN, 1981; KUNDUR, 1989]. Portanto, para fornecer amortecimento em frequências maiores do que a frequência do modo de oscilação da máquina, a malha do ESP deve possuir margens de fase e de ganho adequadas. Sem algum tipo de controle adaptativo, o ganho do ESP não pode ser mantido tão alto quanto o desejado sob condições de sistema fraco. Uma solução alternativa que pode ser utilizada é a redução do ganho estático K_E do regulador de tensão, visto que isto aumentaria o amortecimento do modo da excitatriz. Assim, para se obter um controlador robusto, isto é, aquele que garante a estabilidade da máquina em várias condições de operação, é necessária a coordenação entre a ação da excitatriz e a do ESP. Para que esta coordenação possa ser atingida, várias técnicas podem ser utilizadas. As principais serão abordadas no próximo capítulo.

CAPÍTULO 2

SINAIS ESTABILIZANTES: METODOLOGIAS E ANÁLISE

2.1 INTRODUÇÃO

A Estabilidade Dinâmica de sistemas de energia elétrica tem sido estudada intensivamente nos últimos 25 anos com vistas ao projeto de Estabilizadores de Sistemas de Potência (ESP). Este fato se deve não somente à importância vital que ela representa para a estabilidade desses sistemas, mas principalmente devido às várias técnicas analíticas aplicáveis da teoria de sistemas lineares. Este capítulo tem por objetivo revisar as principais metodologias de análise utilizadas no projeto, e na implementação de Estabilizadores de Sistemas de Potência para sistemas elétricos interligados.

2.2 ESTABILIZADOR DESCENTRALIZADO PARA SISTEMAS DE POTÊNCIA (GERADOR CONECTADO AO BARRAMENTO INFINITO)

Os Estabilizadores de Sistemas de Potência utilizados em sistemas de energia elétrica são basicamente estabilizadores descentralizados. O projeto destes estabilizadores é baseado na modelagem de uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito, não refletindo portanto, as interações dinâmicas entre as máquinas síncronas. Desta forma, o objetivo da utilização destes estabilizadores é concentrado no fortalecimento do amortecimento das oscilações de modo local [KUNDUR, 1989; PARSA, 1989; YU, 1990]. Cabe salientar que os modos locais são predominantes num sistema em que as usinas estão situadas

distantes umas das outras e dos centros de carga, como é o caso por exemplo, do sistema hidroelétrico da CESP [RIBEIRO, 1984]. As características das oscilações de modo inter-área, bem como os fatores que a influenciam, não estão ainda completamente entendidas. A determinação da natureza fundamental destes modos de oscilação tem sido motivo de investigações mais recentes [KUNDUR, 1991].

2.2.1 OBJETIVOS DE DESEMPENHO DOS ESTABILIZADORES

O objetivo básico a ser atingido com a utilização do Estabilizador de Sistemas de Potência, como visto no capítulo anterior, é o de introduzir amortecimento adicional às oscilações do rotor, através da modulação da tensão de referência do regulador de tensão, de tal maneira que resultem variações de torque em fase com a velocidade do eixo da máquina. Este amortecimento adicional deve ser obtido principalmente nas condições menos estáveis possíveis, caracterizadas por um alto carregamento do gerador, bem como por um fraco sistema de transmissão. Estas são as condições de desempenho do ESP, as quais não são necessariamente as condições nas quais ele deve ser ajustado, conforme será abordado posteriormente.

2.2.2 TÉCNICAS DE AJUSTES DOS PARÂMETROS DOS ESTABILIZADORES

Embora existam na literatura várias publicações que advogam a utilização de técnicas de controle multivariável, tais como as técnicas de controle ótimo e alocação de polos, para o ajuste dos parâmetros do ESP, as principais metodologias utilizadas com sucesso na aplicação dos estabilizadores são: o método do lugar das raízes e a compensação de fase [LARSEN, 1981; KUNDUR, 1989]. A síntese do controlador (ESP) através do método do lugar das raízes implica no deslocamento do auto-valor

associado ao modo de oscilação (swing mode) para a metade esquerda do plano s, através do ajuste neste plano, da localização dos polos e zeros do ESP. Entretanto, embora esta abordagem possua a vantagem de trabalhar com a natureza de malha fechada do sistema, conforme salientado por Larsen, a metodologia mais amplamente utilizada na prática é a técnica de compensação de fase cuja natureza é de malha aberta.

COMPENSAÇÃO DE FASE

Conforme foi discutido no capítulo anterior, o ESP deve compensar os atrasos de fase introduzidos pelo conjunto máquina-regulador de tensão, cuja função de transferência foi denotada por $GEP(s)$, e definida por:

$$GEP(s) = \frac{\Delta T_{PSS}}{\Delta E_{T_{ref}}} \quad (1)$$

onde ΔT_{PSS} é a componente de torque que é possível de ser controlada através da modulação da tensão de referência do regulador de tensão, isto é, o torque que resulta desta modulação com velocidade de rotor constante. Desta forma, para se efetuar os ajustes do ESP é necessário se conhecer a função de transferência $GEP(s)$. Na prática ela pode ser determinada de forma indireta, através da aplicação de um sinal senoidal na referência do regulador de tensão e registrando-se as variações decorrentes na tensão terminal, tornando possível portanto, levantar a sua resposta em frequência (ganho e fase das variações resultantes da tensão terminal com respeito ao sinal forçante) e consequentemente identificá-la [LARSEN, 1981, FARMER, 1983; RIBEIRO, 1984]. Embora as características de resposta em frequência tenham sido obtidas tradicionalmente através de geradores de sinais e de registradores, atualmente elas podem ser obtidas com muito mais eficiência através de equipamentos

denominados Analisadores de Resposta em Frequência que utilizam sinais de ruído, os quais são os mais adequados para as medidas de resposta em frequência [LEE, 1981]. O desenvolvimento de equipamentos como o SDA (Hewlett-Packard HP5423A Structural Dynamic Analyzer), que combina o potencial da transformada rápida de Fourier com as técnicas de computadores digitais, veio propiciar também, maneiras de ajustar o ESP de forma mais rápida, bem como com uma maior precisão [FARMER, 1983].

A função de transferência $GEP(s)$ não pode ser medida diretamente na prática, visto que é impossível manter a velocidade do rotor constante enquanto se realizam as medições. Entretanto, conforme mostrado no capítulo anterior, ela é proporcional às características da malha fechada de controle de tensão, e esta é relativamente pouco afetada pelo movimento do rotor. Este fato foi esclarecido analiticamente por Larsen [LARSEN, 1981] através de um modelo da máquina síncrona conectada a um barramento infinito, similar ao modelo Heffron-Phillips, mostrado na Figura 1.

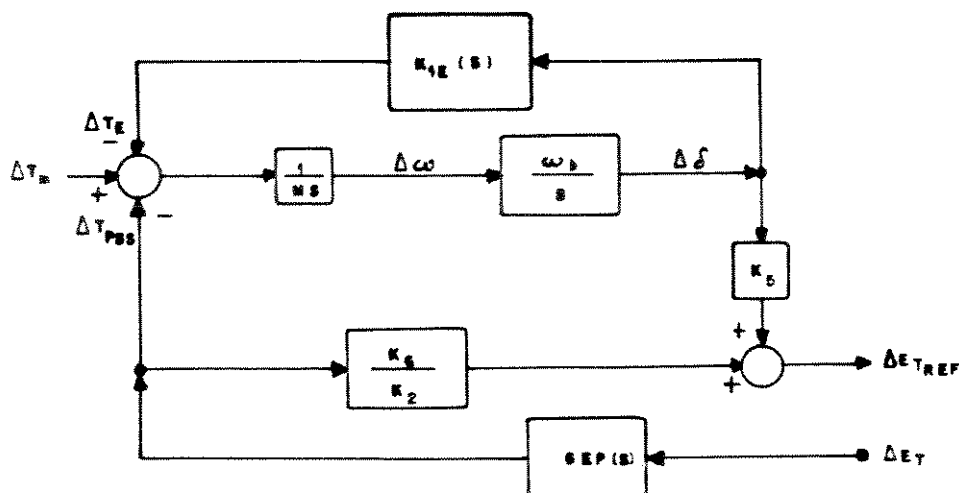


Figura 1 - Máquina conectada ao barramento infinito.

Neste modelo $K_{1E}(s)$ representa o coeficiente de torque sincronizante efetivo, que inclui os efeitos dos circuitos

amortecedores, das características do regulador de tensão, bem como das cargas, enquanto que ΔT_{res} é a componente de torque devida somente à modulação da excitação da máquina pelo ESP. A partir deste modelo a seguinte expressão pode ser obtida:

$$\frac{\Delta E_T}{\Delta E_{T_{res}}} = GEP(s) \left[\frac{K_1}{K_2} - K_3 \frac{\omega_b}{MS^2 + \omega_b K_{1R}(s)} \right] \quad (2)$$

Através desta expressão se pode constatar que a função de transferência da malha fechada de controle de tensão, é proporcional a $GEP(s)$ quando K_3 for igual a zero. Conforme salientado por Larsen, é possível se descobrir uma condição de operação em que K_3 seja igual ou próximo de zero e desta maneira, medir a função de transferência dada por (Apêndice A):

$$\frac{\Delta E_T}{\Delta E_{T_{res}}} = \frac{K_1}{K_2} GEP(s) \quad (3)$$

Esta função de transferência fornece a melhor informação dos atrasos de fase introduzidos pelo conjunto máquina-regulador de tensão.

A função de transferência de um ESP que utiliza o desvio de velocidade do eixo da máquina como sinal de entrada é em geral, dada pela seguinte expressão:

$$PSS_{\omega} = K_{PSS} \frac{T_W s}{1 + T_W s} \frac{(1 + sT_1)(1 + sT_3)}{(1 + sT_2)(1 + sT_4)} \quad (4)$$

onde K_{PSS} é o ganho do ESP. Ela inclui uma rede de filtragem do sinal permanente (washout stage), traduzida pela constante de tempo T_W (washout time constant), e uma rede dupla de avanço-atraso (constantes de tempo T_1 , T_2 , T_3 e T_4). A rede de filtragem é um filtro passa-alta cuja saída, é atenuada para frequências de oscilação inferiores a um valor pré-fixado ($\omega = 1/T_W$). A sua inclusão é necessária, para se evitar que as variações em regime da velocidade modifiquem a tensão terminal da máquina. O valor da

constante de tempo T_w não é crítico e situa-se em geral, na faixa de 1 a 20 segundos. Para oscilações de modo local, um valor de T_w de 1 a 2 seg. é satisfatório [KUNDUR, 1981].

O processo de ajustes dos parâmetros do ESP consiste de dois estágios: a) os ajustes das constantes de tempo da rede de avanço-atraso de fase, de maneira a compensar os atrasos de fase da função de transferência $GEP(s)$, e b) o ajuste do ganho do ESP com o intuito de se obter o torque de amortecimento necessário [ZENI, 1987]. Tendo em vista que as características de fase a serem compensadas variam com as condições de operação do sistema, no processo de ajustes rede avanço-atraso se deve selecionar uma característica aceitável para a faixa de frequência desejada (em geral de 0.1 a 2 Hz), bem como para as diferentes condições de operação [KUNDUR, 1989]. Historicamente, os ajustes da rede de compensação foram realizados no campo por métodos de tentativas e erros, após o levantamento da resposta em frequência da função de transferência $GEP(s)$, conforme descrito anteriormente. Este estágio pode ser atualmente muito mais eficientemente realizado, através dos Analisadores de Resposta em Frequência tais como o SDA [FARMER, 1983]. Cabe salientar entretanto, que o processo de ajustes do ESP é um processo iterativo, envolvendo além dos testes de campo, técnicas analíticas (exaustivamente analisadas na literatura), bem como simulações no domínio do tempo [DE MELLO, 1968; LARSEN, 1981; RIBEIRO, 1984; SOARES, 1985; DE MELLO, 1986, ZENI, 1987]. Após terem sido realizados os ajustes da rede avanço-atraso, o ganho do ESP deve ser ajustado examinando-se o seu efeito em uma ampla faixa de valores. O amortecimento do modo de oscilação eletromecânico aumenta, conforme o ganho do ESP é aumentado, existindo no entanto, um valor limite para este ganho. Se este valor for excedido, o amortecimento decresce. Portanto, em princípio, o ganho deve ser ajustado neste valor limite que corresponde ao amortecimento máximo. Entretanto, existem outras restrições ao ganho do ESP tais como, a amplificação excessiva de sinais de ruído, bem como a instabilidade do modo da excitatriz

que ele pode acarretar. É prática comum nos testes de campo, conectar o gerador ao sistema com o ESP ajustado com ganho mínimo. Em seguida, o ganho é aumentado gradativamente até que oscilações sustentadas de amplitude crescentes sejam observadas. O ganho é então reduzido a um-terço ($1/3$) do valor na qual estas oscilações foram observadas [KUNDUR, 1981; LARSEN, 1981; FARMER, 1983; LEE, 1986, KUNDUR, 1987; KUNDUR, 1989].

Os problemas associados com os altos ganhos do ESP não foram ainda completamente investigados, conforme salientado por Kundur [KUNDUR, 1989]. Isto tem levado os técnicos das empresas a serem conservadores no tocante ao ajuste do ganho do ESP. O fato de valores altos do ganho do ESP acarretarem na instabilidade de modos de oscilação de frequências mais altas, tais como o modo da excitatriz, é o que levantou uma das maiores polêmicas sobre o assunto, contrapondo principalmente os especialistas da Ontário-Hidro com De Mello e Concordia, que advogam a utilização de redução do ganho transitório nos sistemas de excitação dos geradores.

REDUÇÃO DO GANHO TRANSITÓRIO (TGR)

Conforme salientado anteriormente, o ganho do ESP deve ser ajustado com base no valor que acarreta o aparecimento de oscilações de amplitude crescente. Este valor é obtido em geral, por teste de campo, sendo referido na literatura como teste da margem de ganho [LARSEN, 1981; FARMER, 1983]. As oscilações de amplitude crescente observadas através deste teste ocorrem em uma frequência maior do que a do modo de oscilação local, sendo tipicamente na faixa de 3 a 5 Hz, sendo portanto, relacionadas à instabilidade do modo da excitatriz. Tem sido prática na Ontário-Hidro, ajustar o ganho do ESP em um valor pouco maior que a metade do valor que causa a instabilidade deste modo [KUNDUR, 1981].

Tradicionalmente, a principal razão para a utilização de TGR tem sido a de se garantir um desempenho satisfatório dos geradores em circuito aberto. É desejável, por exemplo, obter-se uma resposta bem amortecida durante o transitório que se segue à uma rejeição de carga. Conforme salientado por De Mello e Schultz, na discussão do artigo de Schleif e outros [SCHLEIF, 1969], a malha de controle de tensão com o gerador em circuito aberto (ilustrada na Figura 2) é oscilatória por si mesma, com uma frequência de ressonância muito próxima da frequência de ressonância da malha torque-ângulo (modo local). A introdução de amortecimento às oscilações do rotor através da ação do ESP é portanto, realizada através de uma malha ressonante, isto é, aquela cuja resposta de malha fechada exhibe polos complexos. Estes devem ser eliminados para que a malha de controle de tensão possa exibir um resposta fortemente amortecida. Para que isto possa ser atingido, ou seja, para se garantir a estabilidade do modo da excitatriz, o critério recomendado por De Mello e Concordia é o de se ajustar o ganho do regulador de tensão com o gerador em circuito aberto, utilizando a redução de ganho transitório [DE MELLO, 1969].

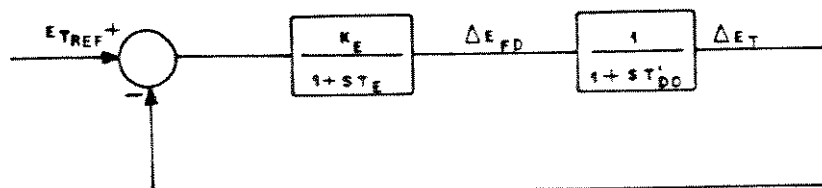


Figura 2 - Malha de controle de tensão com a máquina em aberto.

A estabilidade da malha de controle de tensão mostrada na Figura 2, ou seja, a estabilidade do modo da excitatriz, pode ser visualizada a partir do gráfico do lugar das raízes mostrado na Figura 3. Como se pode constatar por este gráfico, a instabilidade do modo da excitatriz é atingida para valores altos do ganho estático K_E do regulador de tensão. A existência de um limite superior para o ganho K_E foi demonstrada no capítulo

anterior (equação 27). A frequência natural não amortecida e a taxa de amortecimento do modo da excitatriz para a máquina em circuito aberto, podem ser obtidas a partir das equações 25 do capítulo 1, considerando-se $K_E = 1$ (no modelo Heffron-Phillips, circuito aberto corresponde a K_E e K_A iguais a 1), sendo dadas por:

$$\omega_R = \sqrt{\frac{K_E}{T_{do}T_E}} \quad \text{e} \quad \xi_R = \frac{1}{2\omega_R T_E} \quad (5)$$

Levando-se em conta que uma resposta transitória aceitável é obtida para uma taxa de amortecimento mínima de 0.707, de acordo com estas expressões obtém-se:

$$K_E = \frac{T_{do}}{2T_E} \quad (6)$$

que geralmente, é o valor limite geral utilizado na prática [DE MELLO; 1969; MOUSSA, 1973; DINELEY, 1973; GHANDAKLY, 1987].

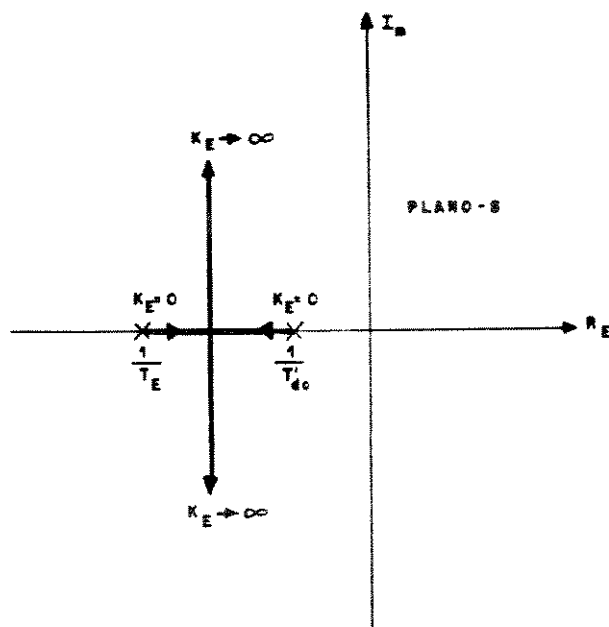


Figura 3 - Lugar das raízes para malha não estabilizada.

Tendo em vista que valores altos de K_E são necessários por questão de maior precisão do sistema de excitação no controle de tensão em Regime Permanente, e que, essencialmente o ganho que se deseja reduzir é o ganho dinâmico (transitório), isto é, o ganho efetivo na faixa de frequência das oscilações do modo da excitatriz, De Mello e Concordia recomendam a utilização de TGR, traduzida por uma rede de atraso de fase $(1 + sT_1)/(1 + sT_2)$ com $T_2 > T_1$, resultando o ganho transitório $K_E \cdot T_1/T_2$, que assim possibilita a operação estável da malha de controle de tensão com ganhos K_E mais elevados. A Figura 4 mostra o lugar das raízes para a malha de controle de tensão estabilizada pela utilização do TGR.

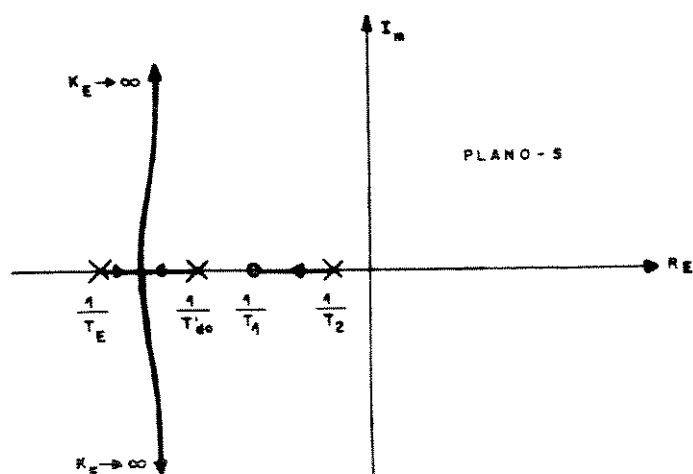


Figura 4 - Lugar das raízes para malha estabilizada.

A redução do ganho transitório pode ser realizada através da utilização, no sistema de excitação, de uma rede de atraso de fase, conforme mostrado na Figura 5.a, ou alternativamente, via realimentação da tensão E_{FD} através do circuito caracterizado pelos parâmetros K_F e T_F , circuito este denominado estabilizador do sistema de excitação, conforme mostrado na Figura 5.b [IEEE, 1981; ELGERD, 1982].

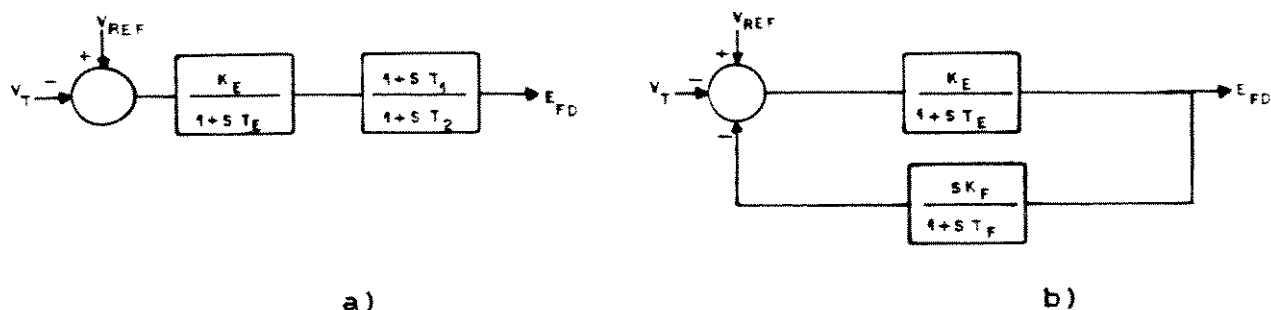


Figura 5 - Estabilização da excitação.

A prática de se utilizar a redução de ganho transitório foi amplamente recomendada a partir dos anos 50 [ANDERSON, 1977]. Embora esta recomendação visasse a operação estável da malha de controle de tensão com o gerador em circuito aberto, a utilização do TGR pode melhorar o desempenho "on line" do gerador (fortalecimento do amortecimento das oscilações), sendo necessário quando por exemplo, o gerador não está equipado com ESP. A principal crítica segundo Kundur [KUNDUR, 1987; KUNDUR, 1989], à utilização universal do TGR é que, embora se reduza a contribuição desestabilizante do sistema de excitação, e em alguns casos, até permite a operação estável do gerador sem ESP, também se reduz a contribuição dos sistemas de excitação com altas velocidades de resposta à melhoria da Estabilidade Transitória, como é o caso dos sistemas estáticos. Kundur salienta o fato de que sem a utilização da redução do ganho transitório, a resposta inicial da tensão de campo é extremamente rápida, atingindo seu valor de teto antes que a tensão terminal tenha variado significativamente. Enfatiza também que, quando a utilização da redução do ganho transitório foi recomendada a partir dos anos 50, ela visava a estabilização de sistemas de excitação constituídos por excitatrizes rotativas, com maiores constantes de tempo, e este não é o caso dos sistemas de excitação estáticos. Estes sistemas são bastante estáveis com a máquina em circuito aberto sem a utilização do TGR.

Embora o desempenho do gerador em circuito aberto seja

muito menos problemático com excitatrizes estáticas, De Mello e Concordia estabelecem que mesmo para estas, um baixo ganho transitório é desejável [LARSEN, 1981]. Eles recomendam que o ESP deve ser ajustado para a faixa de frequência de 0.2 a 2 Hz utilizando-se a redução do ganho transitório, de modo a tornar inativo o ESP em frequências maiores que 2 Hz. Isto porque em primeiro lugar, conforme salientado por Concordia [LARSEN, 1981], o regulador de tensão não produz amortecimento negativo nestas frequências, e em segundo, conforme salienta De Mello [WATSON, 1973], atuação do ESP em frequências maiores do que 2 Hz pode levar também à excitação dos modos de oscilação torsionais do sistema de massas rotativas do conjunto turbina-gerador.

2.2.3 OSCILAÇÕES TORSIONAIS

Oscilações torsionais representavam um fenômeno pouco conhecido dos engenheiros de potência, quando os primeiros casos de instabilidades associados à ocorrência destas oscilações foram constatados na prática (1969, 1970 e 1971) [WATSON, 1973]. Embora o amortecimento destas oscilações seja extremamente reduzido, instabilidades torsionais nunca tinham sido observadas, visto que não existia anteriormente nenhum mecanismo pelo qual amortecimento negativo pudesse ser introduzido. A inclusão de capacitores série para compensar longas linhas de transmissão, e a aplicação de sinais estabilizantes derivados da velocidade no sistema de excitação dos geradores, resultaram em dois mecanismos, os quais possuem o potencial de introduzir amortecimento negativo nos modos de oscilações torsionais [WATSON, 1973; BOWLER, 1973; IEEE, 1981; Yu, 1983].

Estabilizadores de Sistemas de Potência utilizando sinais de entrada derivados da velocidade do eixo dos geradores, foram inicialmente aplicados aos geradores das usinas hidroelétricas [DANDENO, 1968]. Quando este tipo de estabilizador foi aplicado pela primeira vez em uma unidade térmica com

excitatrizes estáticas em 1969 (Ontario-Hydro-Lambton Generating Station), constatou-se o aparecimento de oscilações de amplitude crescente de aproximadamente 16Hz, as quais foram subsequêntemente identificadas como decorrentes da excitação do primeiro modo de oscilação torsional (a possibilidade de ocorrência de instabilidades torsionais em um turbo-gerador se deve à sua estrutura, constituída de inércias relativamente grandes, mecânicamente conectadas por eixos com certo grau de elasticidade). Como estas oscilações se extinguíam tão logo o sinal estabilizante fosse removido, tornou-se evidente que a excitação deste modo torsional era devido à atuação do ESP [WATSON, 1973]. A ocorrência de instabilidade torsional pode acarretar em danos ao eixo da máquina, e mesmo que isto não ocorra, tal instabilidade pode levar à perda de sincronismo do gerador e portanto, ao seu desligamento do sistema. É imperativo portanto, que a ação do ESP não excite os modos torsionais. A Figura 6 ilustra a interação entre o ESP e a dinâmica dos elementos da turbina e do gerador.

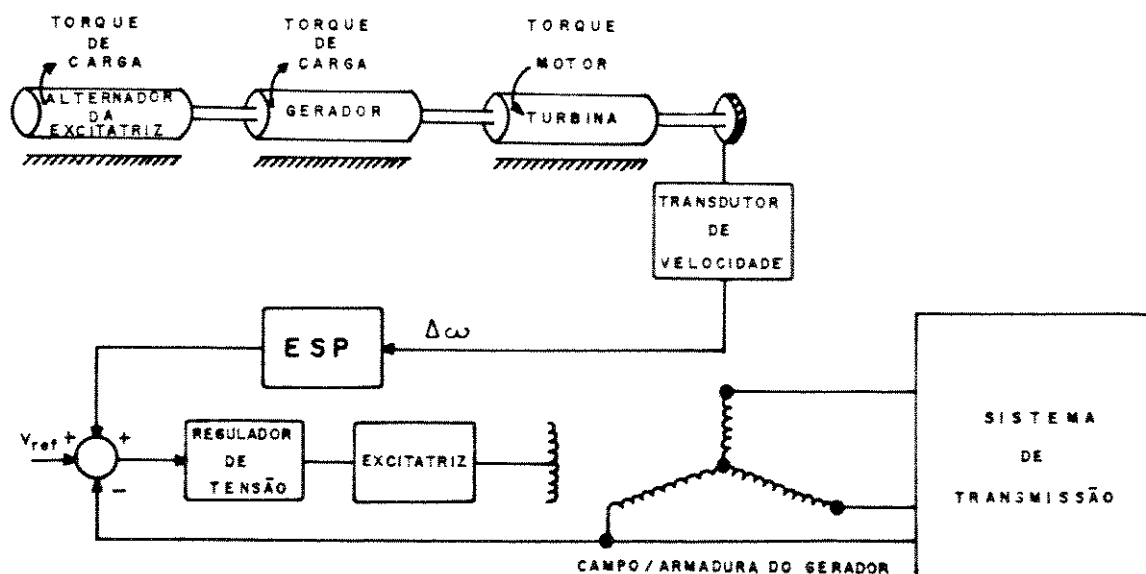


Figura 6 - Interação: ESP / dinâmica dos elementos da máquina.

O ESP modula a excitação da máquina a partir do sinal

de velocidade, o que, por sua vez, influência os torques de carga do sistema turbina-gerador, e como esses torques também afetam a velocidade, a ação do ESP pode acarretar em um efeito estabilizante ou desestabilizante das oscilações torsionais. Isto irá depender da magnitude relativa das variações destes torques nas frequências torsionais, bem como das características de fase destes torques em relação às variações de velocidade da inércia na qual eles são aplicados. Estudos dos efeitos do ESP sobre o amortecimento e as frequências dos modos de oscilação torsionais, exigem uma representação detalhada das dinâmicas do estator e do eixo da máquina, e são normalmente realizadas através do método modal (análise de auto-valores) [BOWLER, 1973; NOLAN, 1976; ALDEN, 1977; LAWSON, 1978; YU, 1983].

A possibilidade da ocorrência de oscilações torsionais, quando o sinal estabilizante é gerado diretamente a partir das medições da velocidade do eixo se deve ao fato de que, é difícil se determinar o lugar sobre o eixo, onde o transdutor "enxergue" somente o modo no qual este se comporte como um corpo rígido, oscilando contra o sistema. Desta forma, a solução inicial adotada para evitar o aparecimento destas oscilações, foi a de mover o sensor de velocidade para o nó correspondente ao primeiro modo torsional, visto que desta maneira, este modo se torna "invisível" ao sistema de controle (o primeiro modo torsional é o que possui a maior probabilidade de ser excitado). Entretanto, a posição exata deste nó não é muito bem definida, bem como pode ser inacessível. Além do mais, mesmo que a velocidade possa ser medida neste nó, componentes torsionais de frequências mais altas podem ser "vistas" pelo transdutor e portanto, é necessário garantir que elas não sejam excitadas. A solução mais efetiva encontrada para a resolução do problema, foi a de se incorporar um filtro tipo "notch" na mais baixa frequência torsional (16 Hz na Lambton Station), e substancial atenuação para frequências maiores [WATSON, 1973; LAWSON, 1978]. Entretanto, embora a utilização deste filtro atenuasse as componentes torsionais do

sinal estabilizante, constatou-se também, que ele introduzia na malha do ESP atrasos de fase adicionais em frequências mais baixas e portanto, podia levar à instabilização do modo da excitatriz (3 a 5 Hz). Consequentemente, a utilização deste filtro torsional restringe sobremaneira, o valor máximo permissível do ganho do ESP.

Embora De Mello advogasse também a utilização da redução do ganho transitório para se evitar a excitação dos modos torsionais (discussões dos artigos de Watson e Coultres) [WATSON, 1973], esta alternativa não foi considerada a mais adequada para este problema, visto que isto limitaria a ação das excitatrizes rápidas conforme discutido no item anterior. As limitações inerentes à utilização de filtros torsionais descritas anteriormente, veio a motivar o desenvolvimento posterior de sinais estabilizantes derivados da potência acelerante dos geradores, nos quais as componentes torsionais são inerentemente atenuadas [SHIER, 1968; BAYNE, 1977].

2.2.4 SINAL ESTABILIZANTE DERIVADO DA POTÊNCIA

As variações de velocidade do gerador síncrono são decorrentes do desbalanceamento entre as potências de entrada e de saída do gerador. Sob condições de pequenos desvios, estas variações podem ser expressas como:

$$\Delta\omega = \frac{1}{M} \int \Delta P_A dt = \frac{1}{M} \int (\Delta P_M - \Delta P_E) dt \quad (7)$$

sendo portanto, proporcionais à integral da potência acelerante incremental. Desta forma, a partir das medições de potência, um sinal estabilizante pode ser obtido.

A principal característica do sinal estabilizante derivado da potência acelerante é o fato de que ele está 90 graus em avanço ao sinal de velocidade. A Figura 7 permite visualizar

como este sinal estabilizante deve ser obtido, bem como o resultado de sua atuação. Como o sinal de potência (ΔP_A) está sempre avançado de 90 graus em relação ao sinal de velocidade ($\Delta \omega$), a função de transferência do ESP que utiliza um sinal de entrada proporcional à ΔP_A caracteriza-se principalmente por circuitos de atraso de fase, que produzem um sinal de saída ΔE_{TREF} atrasado de θ graus em relação a ΔP_A . O sinal ΔE_{TREF} por sua vez, é aplicado à excitação da máquina, e em decorrência dos atrasos introduzidos por GEP(s) (γ graus), produzirá componentes de torque sincronizante e de amortecimento positivas.

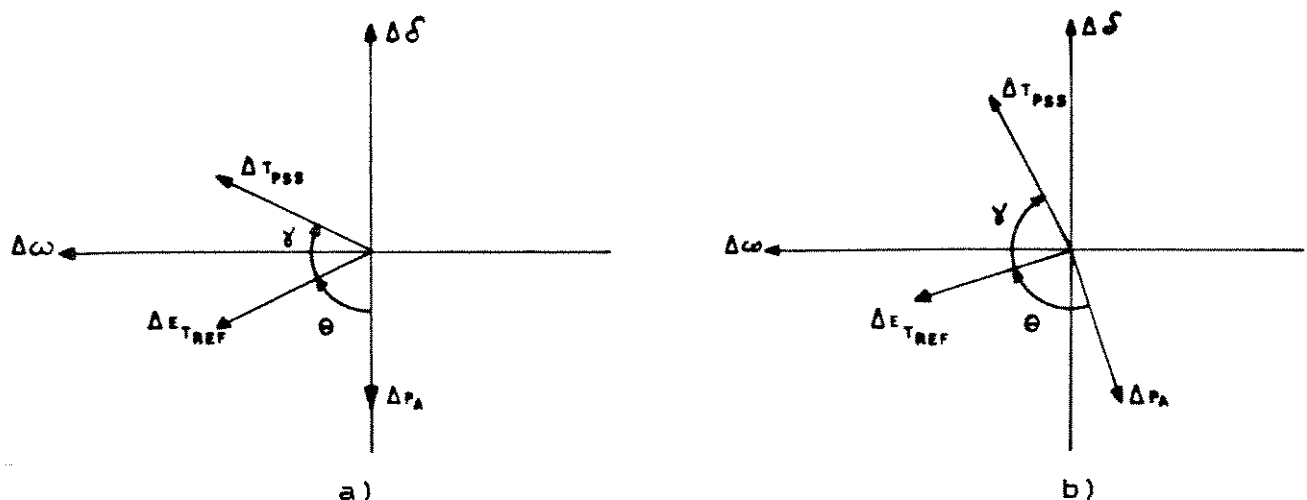


Figura 7 - a) Baixas frequências; b) Altas frequências.

A Figura 7.a ilustra o caso em que o ESP deve produzir os atrasos de fase para o modo local de baixas frequências (sistema fraco). Para modos locais de frequências mais altas (sistema forte), o sinal de potência deve ser ligeiramente adiantado, de modo a compensar o maior atraso produzido por GEP(s) nessas frequências, conforme ilustra a Figura 7.b.

O sinal estabilizante derivado da potência acelerante pode ser sintetizado, ignorando-se as variações da potência mecânica [SHIER, 1968; SOARES, 1985]. A potência elétrica ativa é medida nos terminais do gerador através de um transdutor Hall, sendo considerada, portanto, como uma aproximação da potência

acelerante. A função de transferência típica de um ESP que utiliza como entrada um sinal derivado da potência elétrica, é dada por [RIBEIRO, 1984]:

$$PSS_P = K_{PSS} \cdot \frac{sT_w}{(1 + sT_w)} \cdot \frac{(1 + sT_1)}{(1 + sT_2)} \cdot \frac{(1 + sT_3)}{(1 + sT_4)} \cdot \frac{1}{(1 + sT_5)} \quad (8)$$

O circuito de atraso-avanço $(1 + sT_1)/(1 + sT_2)$ ($T_2 > T_1$) produz os atrasos de fase que são necessários para as oscilações de modo local de baixas frequências, enquanto que o circuito de avanço-atraso $(1 + sT_3)/(1 + sT_4)$ ($T_3 > T_4$) tem a função de introduzir um ligeiro avanço de fase, necessário para as oscilações de modo local de frequências mais altas. Ou seja, em baixas frequências, o ESP deve contribuir com atrasos para compensar os menores atrasos de fase introduzidos por GEP(s), enquanto que em frequências altas, o ESP deve introduzir um pequeno avanço de fase, de modo a compensar os atrasos de fase maiores devidos à GEP(s) e ao próprio ESP. O circuito de atraso de fase $1/(1 + sT_5)$ ($T_5 \ll T_2$) tem a função de filtrar as componentes torsionais, bem como reduzir os sinais de ruídos introduzidos na leitura da potência elétrica. O filtro passa altas $(sT_w)/(1 + sT_w)$ (washout) tem a função de tornar o ESP insensível às flutuações da potência elétrica em regime permanente. Ou seja, ele é necessário para que o ESP não venha a atuar no caso de alterações lentas do ponto de operação do conjunto turbina-gerador. Tendo em vista que este ESP utiliza basicamente redes em atraso, a sua interação com as oscilações torsionais exibe uma característica de ganho decrescente com o aumento da frequência, e portanto, a sua ação não resulta em instabilidades dos modos torsionais. Independentemente de se utilizar ou não um filtro torsional, as componentes torsionais, bem como os sinais de ruído, são inerentemente atenuadas, por esta razão [BAYNE, 1977].

A utilização do ESP baseado na potência elétrica

mostrou ser bastante efetiva, nos casos em que a potência mecânica varia muito pouco na faixa de passagem (bandwidth) de interesse. Entretanto, constatou-se posteriormente, que quando a potência mecânica era deliberadamente alterada, como por exemplo, devido à uma variação brusca do ponto de operação, toda a variação da potência elétrica era incorretamente "vista" pelo ESP, como sendo variações da potência acelerante. Nesta situação, se tornou necessário desativar o ESP de modo a impedir excursões excessivas da corrente de campo, e portanto, da potência reativa do gerador [WATSON, 1973]. Um exemplo que pode ser citado, conforme relatado por Zeni e Luz [ZENI, 1984], é o caso ocorrido na usina de Itaúba da CEEE (Cia. Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul), no qual, a ação deste ESP durante rápidas tomadas de carga levou à excursões transitórias da potência reativa da ordem de 40 MVar. Embora este problema possa ser contornado através da desativação do ESP durante as variações da potência mecânica, este procedimento não é praticável quando o sinal estabilizante é essencial para a manutenção da estabilidade dinâmica do gerador [BAYNE, 1977]. Estes efeitos indesejáveis podem ocorrer principalmente, quando a ação da válvula da turbina é extremamente rápida (Fast Valving) [DE MELLO, 1970].

Outra deficiência inerente ao ESP baseado na potência elétrica, é o fato de ele não possuir boas características de desempenho em frequências muito baixas, isto é, em frequências abaixo do modo local. Ele é sensível às oscilações de potência mecânica, oscilações estas, cujas frequências normalmente se situam nessa faixa. Tais oscilações podem ser decorrentes, por exemplo, da atuação do Controle Automático da Geração (CAG), bem como devidas à zona morta do regulador de velocidade. Se ocorrer uma imprecisão na filtragem, ou seja, se ele for estimulado por um destes sinais de oscilação de potência mecânica, a sua ação na excitação da máquina poderá levar à excursões excessivas da corrente de campo. Casos ocorreram, nos quais a atuação do ESP levou à amplificação das oscilações de pressão em geradores

hidráulicos movidos por turbinas Francis, resultando em uma modulação excessiva da potência reativa gerada [SOARES, 1987; ZENI, 1987]. Estas oscilações, cujas frequências são da ordem de 0,5 Hz, são devidas às variações de pressão no tubo de descarga (sucção) da turbina, e são inerentes ao projeto de Turbinas Francis. A influência do regime turbulento da sucção sobre o sistema de excitação, via ESP, foi minimizada em casos ocorridos em usinas da CEEE e da Eletrosul, através da inserção de um filtro sintonizado, tipo "notch", entre o transdutor de potência e o ESP, ajustado na frequência da oscilação de pressão. Entretanto, tal solução não é possível quando esta frequência é muito próxima da frequência natural de oscilação do gerador (modo local). Neste caso, é necessário injetar ar comprimido na turbina para reduzir a variação de pressão.

Tendo em vista os problemas decorrentes da utilização do ESP baseado na potência elétrica, um sinal de potência acelerante que leve em conta as variações da potência mecânica é extremamente desejável. No entanto, a medição destas variações não é uma tarefa simples. A potência mecânica de entrada é uma função, em geral não-linear, de diversas variáveis, tais como a posição da válvula do regulador, fluxos de vapor (térmicas) e de água (hidro), bem como da pressão e da temperatura da caldeira (térmicas). Embora o sinal de potência mecânica possa ser sintetizado a partir do sinal de posição do servomotor (regulador de velocidade) [WATSON, 1973; ZENI, 1987], ou a partir das medidas de entrada e saída da pressão do vapor em cada seção da turbina (térmicas) [BAYNE, 1977], este sinal pode ser obtido exclusivamente a partir das medições de quantidades elétricas (tensão e corrente), conforme realizado por De Mello, Hannett e Undrill, que desenvolveram um ESP baseado na potência acelerante [DE MELLO, 1978].

Através da metodologia desenvolvida por estes especialistas do PTI (Power Technologies Inc.), o sinal que

traduz as variações de potência mecânica pode ser obtido da seguinte maneira: a) as variações de potência elétrica ΔP_e são obtidas das medições de potência elétrica realizadas por um transdutor de potência; b) as variações de potência mecânica são obtidas a partir das variações angulares da tensão interna da máquina $E_q = E_t + jX_q I$, sintetizada a partir da tensão e da corrente terminal. O ângulo de fase δ desta tensão sintetizada determina a posição angular do eixo q da máquina, e portanto, as variações $\Delta\delta$ refletem as variações da posição angular do rotor. Desta forma, o desvio de frequência dado por $\Delta f_e = p\Delta\delta$ traduz aproximadamente, as variações de velocidade do rotor $\Delta\omega_r$. O processo descrito anteriormente pode ser entendido como uma boa aproximação da equação de balanço do rotor, ou seja:

$$\Delta P_M = \Delta P_e + M \frac{d\Delta\omega_r}{dt} \quad (9)$$

Através de uma combinação dinâmica do sinal de potência elétrica com o sinal $\Delta\omega_r$ sintetizado, foi desenvolvido um ESP baseado na potência acelerante, conforme o esquema mostrado na Figura 8, onde $F(s)$ é a função de transferência de um filtro para os modos torsionais. A sua inclusão é necessária, visto que o sinal sintetizado ΔP_M contém componentes torsionais. Conforme salientado por Soares, Zeni e Simões Costa [SOARES, 1985; ZENI, 1987], um projeto bastante criterioso deste filtro é recomendável, tendo em vista a sua importante tarefa de rejeitar modos de maior frequência indesejáveis contidos no sinal $\Delta\omega_r$ e ao mesmo tempo, manter uma faixa de passagem adequada, suficientemente ampla para permitir que o sinal sintetizado de potência mecânica acompanhe as variações mais rápidas da turbina. A definição deste filtro, conforme enfatizado também por Soares, Pons, Reichert e Reis [SOARES, 1987], depende de um julgamento de engenharia baseado na aplicação particular. Ele deve permitir a solução adequada dos problemas de alta frequência, sem gerar transitórios indesejáveis da potência reativa na região de baixas frequências. Normalmente, este filtro é sintonizado em uma

frequência um pouco abaixo da frequência do modo local. Portanto, a partir da frequência deste modo (≥ 1 Hz) o filtro $F(s)$ começa a executar sua ação de corte, deixando ativo apenas o caminho da potência elétrica (na presença de oscilações de origem hidráulica, como as mencionadas anteriormente, pode ser necessário introduzir um filtro tipo "notch" sintonizado na frequência do distúrbio, na saída do transdutor de potência elétrica). Desta forma, a essência deste tipo de ESP reside no fato de ele combinar as boas características dos sinais de velocidade e de potência, em baixas e altas frequências respectivamente.

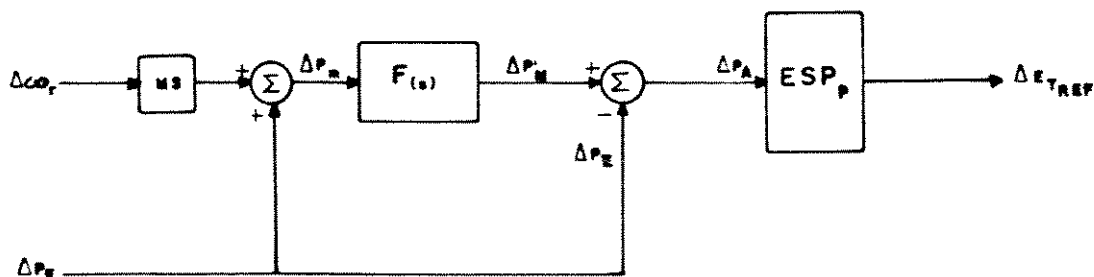


Figura 8 - ESP baseado na potência acelerante.

Conforme se pode notar na Figura 8, com $F(s) = 1$, o ESP se reduz a um estabilizador baseado na velocidade (o sinal ΔP_e se cancela), enquanto que, se $F(s) = 0$, ele se reduz a um estabilizador baseado na potência elétrica, cujas características foram descritas anteriormente.

ESP BASEADO NA INTEGRAL DA POTÊNCIA ACELERANTE

Um estabilizador baseado na integral da potência acelerante, cujo projeto teve como idéia central o método descrito anteriormente, foi desenvolvido em 1978 pela Ontário-Hidro e utilizado a partir desta data, em todas as unidades térmicas de seu sistema elétrico [LEE, 1981; KUNDUR, 1981; LEE, 1986]. Este ESP, denominado Delta-P-Omega, utiliza a velocidade e

a potência elétrica como sinais de entrada, e pode ser descrito a partir da equação 7. Nesta equação, o desvio de velocidade pode ser considerado como um desvio equivalente $\Delta\omega_{eq}$. Para se sintetizar $\Delta\omega_{eq}$ é necessário medir-se as integrais de ΔP_E e ΔP_M . A integral de ΔP_E pode ser obtida a partir das medições de um transdutor de potência. Tendo em vista que a integral de ΔP_M é relacionada com a velocidade do eixo, e com a potência elétrica pela seguinte expressão:

$$\int \Delta P_M = M \Delta \omega_r + \int \Delta P_E \quad (10)$$

o estabilizador Delta-P-Omega sintetiza um sinal correspondente à integral de ΔP_M , adicionando o sinal proporcional ao desvio da velocidade do eixo ($M\Delta\omega_r$) à integral das variações da potência elétrica ($\int \Delta P_E$). Este sinal deve ser implementado com um filtro passa-baixas, para se eliminar as componentes torsionais. Desta forma, a função de transferência para se obter o sinal de desvio equivalente da velocidade do eixo a partir das medições do desvio de velocidade e das variações da potência elétrica, é dado por:

$$\Delta\omega_{eq}(s) = - \frac{\Delta P_E(s)}{Ms} + G(s) \left[\frac{\Delta P_E(s)}{Ms} + \Delta\omega_r(s) \right] \quad (11)$$

onde $G(s)$ é a função de transferência do filtro passa-baixas. A Figura 9 ilustra o esquema que deve ser realizado para a obtenção deste sinal.

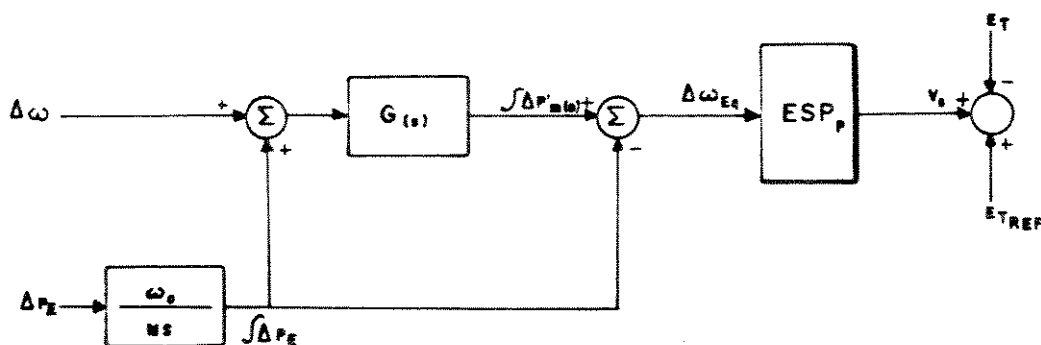


Figura 9 - ESP Delta - P - Omega.

A principal vantagem deste tipo de ESP que utiliza velocidade equivalente como entrada, segundo Kundur, é que ele elimina o problema da estabilidade do modo da excitatriz, visto que o filtro não está na malha principal do ESP (via potência elétrica), permitindo a utilização de ganhos mais elevados que os permitidos por um ESP que utiliza o desvio de velocidade do rotor ou de frequência elétrica como entrada. Outra vantagem é que ele permite uma padronização no projeto dos estabilizadores para todas as usinas, independentemente de suas características torsionais [KUNDUR, 1987]. Entretanto, conforme salientado por Larsen e Swann [LARSEN, 1981], este ESP pode exigir estágios "washout" adicionais, visto que as variações de potência mecânica em regime permanente podem não ser compensadas adequadamente. E esta compensação adicional em avanço para baixas frequências, pode ser prejudicial aos modos inter-áreas.

Cabe salientar, que o sinal de velocidade deste ESP pode ser obtido através de um tacômetro, ou a partir da tensão E_a sintetizada, conforme descrito anteriormente. O desempenho superior deste tipo de ESP em relação aos baseados na velocidade e na frequência elétrica (que será abordado em seguida), é relatado por Soares, Zeni, Pons, Reichert e Reis [SOARES, 1985; 1987], que implementaram este estabilizador em unidades hidrelétricas da Eletrosul e da Cia. Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul.

2.2.5 SINAL ESTABILIZANTE DERIVADO DA FREQUÊNCIA

Este sinal pode ser obtido diretamente da barra terminal do gerador através de um transdutor de desvio de frequência (que recebe toda a informação a partir dos transformadores de corrente e de potencial), conforme ilustrado na Figura 10 [KEAY, 1971].

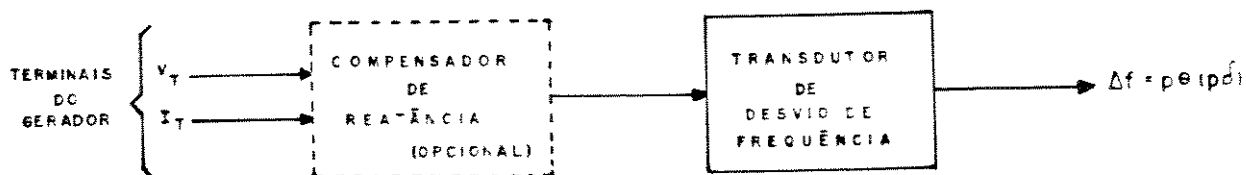


Figura 10 - Derivação do sinal de frequência.

O compensador de reatância, quando utilizado, tem por função fornecer ao transdutor um sinal proporcional à tensão interna da máquina $E'_q = E_t + jX_q I$, e portanto, o sinal de desvio de frequência $p\delta$ derivado a partir do ângulo de fase desta tensão representa o desvio de velocidade do rotor do gerador. Conforme salientado por Schleif e outros [SCHLEIF, 1968; 1969], que foram os primeiros a desenvolver um ESP baseado na frequência elétrica, as características deste sinal diferem apreciavelmente das características do sinal obtido sem o compensador, ou seja, quando o desvio de frequência elétrica obtido é $p\theta$, onde θ é o ângulo de fase da tensão terminal V do gerador. A razão desta diferença fica evidenciada, ao se considerar o diagrama fasorial de uma máquina síncrona conectada à um barramento infinito através de uma reatância externa. Um incremento de carga produz um deslocamento angular maior da tensão interna do que da tensão terminal. Desta forma, para um mesmo ganho estático, a contribuição do ESP ao amortecimento da oscilação de modo local é maior, quando ele utiliza como entrada o desvio de frequência derivado da tensão interna. Isto foi confirmado nos primeiros testes de campo realizados por Schleif e outros [SCHLEIF, 1969], ao constatarem que para a oscilação de modo local, o desvio de frequência da tensão interna (ou desvio de velocidade) com um ganho de 4, produzia o mesmo amortecimento que o desvio de frequência da tensão terminal com um ganho de 6. Este fato também levou estes investigadores a concluírem que a utilização do desvio de frequência derivado da tensão terminal é muito mais efetiva para o amortecimento do modo de oscilação inter-áreas, do que o sinal derivado da tensão interna. Ou seja, o desvio de

frequência derivado da tensão terminal confina a sua resposta às necessidades externas de amortecimento, isto é, às necessidades de amortecimento do sistema ao qual a máquina está conectada.

No entanto, cabe salientar que na literatura, o sinal de frequência elétrica referido pela grande maioria dos autores, é o sinal derivado da tensão terminal. A principal característica deste sinal, conforme demonstrado analiticamente por Larsen e Swann [LARSEN, 1981], reside no fato de que a sua sensibilidade em relação às oscilações do rotor aumenta, conforme o sistema de transmissão externo se torna mais fraco, ou seja, se a ligação externa da máquina é fraca, o ângulo de fase da tensão terminal acompanha as oscilações do rotor. Assim, este sinal possui a tendência de compensar a redução inerente do ganho de GEP(s) com um sistema fraco (diminuição de K_2 e aumento de K_4 no modelo Heffron-Phillips), conforme foi abordado no capítulo anterior.

As principais vantagens que podem ser obtidas com a utilização do sinal de frequência (que também será referido ao longo deste trabalho como sendo o sinal derivado da tensão terminal) são: i) o fato de que ele pode ser obtido utilizando somente circuitos estáticos; ii) o fato de permitir uma aplicação padronizada, independente do tipo de gerador; iii) a sua grande sensibilidade aos modos de oscilação inter-áreas.

As desvantagens principais decorrentes da utilização do sinal de frequência são: i) a necessidade de se utilizar um filtro passa baixo, principalmente em unidades térmicas, para evitar a instabilidade dos modos torsionais, e que devido ao atraso de fase introduzido, pode acarretar na instabilidade do modo da excitatriz); ii) o fato deste sinal ser muito sensível aos sinais de ruídos introduzidos no sistema, principalmente aqueles produzidos por grandes cargas industriais, tais como os fornos a arco. Casos ocorreram em que, devido à proximidade destas cargas, a utilização do sinal de frequência tornou-se

inviável [SCHLEIF, 1979; BUSBY, 1979; LARSEN, 1981; KUNDUR, 1987].

2.2.6 CONDIÇÕES E CRITÉRIOS DE AJUSTES DOS ESTABILIZADORES

O ESP deve ser ajustado de modo a produzir amortecimento sob condições de carga pesada e sistema fraco, visto que é nestas condições que o regulador de tensão tem o potencial de introduzir amortecimento negativo. Estas são portanto, as condições de desempenho do ESP. Entretanto, as condições específicas nas quais ele deve ser calibrado, ou seja, as condições de ajuste, dependem do tipo de ESP utilizado.

Para um ESP baseado na velocidade ou na potência, os ajustes devem ser realizados sob condições de carga pesada e conexão forte entre o gerador e o sistema. A razão disto se deve ao fato de que, quanto maior for a rigidez da conexão, maior é o ganho de GEP(s) (bem como o atraso de fase que esta introduz), e consequentemente, maior é a influência exercida por estes estabilizadores na excitação do gerador. Desta forma, os ajustes destes estabilizadores devem ser tais que a contribuição ao amortecimento seja maximizada quando a conexão é forte, visando propiciar o maior amortecimento possível nas condições de desempenho, isto é, quando a conexão for fraca.

Para um ESP que utiliza como entrada o desvio de frequência elétrica, as condições de ajuste e de desempenho são as mesmas, visto que a influência que este ESP exerce aumenta, à medida que a rigidez do sistema se reduz.

O máximo ganho que o ESP pode exibir deve ser determinado através do teste da margem de ganho, ou seja, baseado no ganho que provoca a instabilidade, a qual se caracteriza por oscilações de amplitude crescente em frequências maiores do que a da oscilação de modo local. Este teste deve ser realizado nas

condições de operação em que a malha do ESP exibe o mais alto ganho. Desta forma, existe uma restrição para a realização deste teste com o ESP baseado na frequência, visto que a malha deste ESP exibe o mais alto ganho sob condições de sistema fraco, e nestas condições, é extremamente indesejável realizar o teste da margem de ganho. Neste caso, o ganho de instabilidade pode ser estimado a partir do teste realizado com carga leve, ou a partir de cálculos realizados com modelos simplificados, como por exemplo, o modelo Heffron-Phillips [LARSEN, 1981].

2.2.7 ESTABILIZADORES DIGITAIS

A aplicação de estabilizadores nos sistemas de excitação das máquinas síncronas tem sido normalmente realizada através de componentes analógicos. Estes, ao receberem o sinal dos transdutores, produzem um sinal analógico que é introduzido na referência do regulador de tensão. No entanto, o desenvolvimento da tecnologia dos microprocessadores e dos conversores A/D, bem como a tendência crescente de se utilizar uma estrutura computacional hierárquica para os sistemas de controle de sistemas elétricos, tem motivado o desenvolvimento de sistemas de controle digitais (excitação e velocidade) para os geradores síncronos [MALIK, 1977; GHANDAKLY, 1987; HUGHES, 1989].

O projeto de um ESP baseado em microprocessador foi realizado pela primeira vez, por De Mello e outros em 1981 [DE MELLO, 1982]. Todas as informações necessárias para este PSS produzir o sinal estabilizante são obtidas a partir de valores amostrados da tensão e da corrente terminal do gerador, os quais são transferidos ao microprocessador através de conversores A/D. Estes sinais digitalizados são então processados por algoritmos digitais, de modo a produzir o sinal estabilizante desejado. Este tipo de ESP (patenteado pelo PTI) foi implementado em uma unidade da Consumers Power Company e Detroit Edison Company por Czuba, Hannett e Willis [CZUBA, 1986]. As vantagens principais

decorrentes da sua utilização, segundo estes especialistas, são: i) a possibilidade de interações com os modos torsionais é eliminada; ii) não existir problemas de calibração, visto que os ajustes são digitais; iii) a utilização de técnicas digitais permite que praticamente todo o "hardware" seja auto-checado (self-check).

O desenvolvimento da tecnologia dos microprocessadores, bem como da teoria de controle digital, tem motivado a utilização cada vez maior de computadores digitais para propósitos de controle. No projeto de estabilizadores e sistemas de excitação digitais, as investigações tem sido intensivamente centralizada no desenvolvimento de algoritmos sofisticados, principalmente através da utilização de técnicas propiciadas pela teoria de controle adaptativo.

2.2.8 ESTABILIZADORES ADAPTATIVOS OU AUTO-AJUSTÁVEIS

Uma das limitações do uso de estabilizadores analógicos que tem sido apontada é que eles exercem a sua função de compensação com parâmetros fixos. No entanto, como a maior parte dos sistemas reais, o comportamento dinâmico dos sistemas elétricos varia com as condições de operação. A resposta efetiva varia com a configuração e com o carregamento. Desta forma, a utilização de estratégias de controle adaptativo é atrativa, visto que um controlador adaptativo pode "detectar" as variações nas condições de operação do sistema, e "responder", modificando os parâmetros do controlador de forma conveniente para satisfazer as novas condições de operação. Esta técnica é conhecida como controle adaptativo auto-ajustável, e vários trabalhos tem sido publicados nos últimos anos, advogando a utilização de controle adaptativo auto-ajustável para Estabilizadores de Sistemas de Potência [CHENG, 1986; ROMERO, 1986; CHENG, 1988; HUGHES, 1989].

No entanto, cabe salientar, as aplicações de estabilizadores baseados em técnicas de controle adaptativo, que fazem a identificação "on-line" da dinâmica do sistema e utilizam esta informação para determinar a ação de controle baseada em um certo critério, estão atualmente somente no estágio de simulações [ROMERO, 1989, HUGHES, 1989]. Conforme é salientado por Hughes, somente quando a dinâmica de sistemas multimáquinas estiver melhor compreendida, é que esquemas adaptativos poderão ser recomendados para serem utilizados no controle dos geradores síncronos.

Cabe destacar também, que nos sistemas da Ontário-Hidro, empresa pioneira na aplicação de estabilizadores, desempenho satisfatório em uma ampla faixa de condições de operação tem sido obtidos, através de estabilizadores com parâmetros fixos. Conforme salientam Kundur e outros [KUNDUR, 1989], ajuste "on-line" ou adaptativo do ESP é prático somente quando existe um único modo de oscilação dominante. Nas situações em que existirem vários modos a serem estabilizados, a produção de amortecimento para todos estes modos através de estabilizadores auto-ajustáveis, é considerada por eles como impossível. Isto é particularmente verdade no caso das oscilações de modo inter-áreas.

Outro aspecto que pode ser salientado em relação a utilização de controladores adaptativos, é decorrente do trabalho realizado por Gibbard [GIBBARD, 1991]. Ele demonstra que a função de transferência GEP(s) a ser compensada pelo ESP, e que é calculada ignorando-se as dinâmicas de todas as outras máquinas, permanece mais ou menos invariante em uma ampla faixa de condições de operação, bem como para várias configurações do sistema. Desta forma, o projeto de estabilizadores com parâmetros fixos podem levar a um bom desempenho em uma ampla faixa de condições de operação. Este resultado endossa o procedimento utilizado na Ontário-Hidro, em que as características de fase da função de

transferência GEP(s) de cada gerador é determinada, através de um programa de autovalores para sistemas multimáquinas, com a dinâmica de todas as outras máquinas ignoradas [KUNDUR, 1989].

2.3 ESTABILIZADORES DE SISTEMAS DE POTÊNCIA EM SISTEMAS MULTIMÁQUINAS

No item 2.2 foram descritas as principais metodologias utilizadas para a aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência. Esta tem sido normalmente realizada de forma descentralizada, tendo por objetivo fortalecer o amortecimento das oscilações de modo local. Entretanto, em um sistema interligado, cada máquina tem um efeito predominante em um ou mais modos eletromecânicos. Devido às interações dinâmicas entre as várias máquinas do sistema, a aplicação do ESP em um determinado gerador para melhorar o amortecimento do modo local pode resultar no decréscimo do amortecimento de outros modos de oscilação. A abordagem analítica que tem sido mais amplamente utilizada para estudar a Estabilidade Dinâmica em sistemas multimáquinas, envolvendo oscilações eletromecânicas e modos introduzidos pelos controles de excitação e de velocidade, bem como os efeitos das interações resultantes, é a análise modal.

2.3.1 ANÁLISE MODAL

O modelo matemático para o estudo da estabilidade de sistemas de energia elétrica compreende: a) um sistema de equações diferenciais, que descrevem o comportamento dinâmico das máquinas e de seus controladores; b) um sistema de equações algébricas, que descrevem o comportamento em regime estacionário da rede de transmissão, bem como dos estatores das máquinas síncronas. Este modelo pode ser visualizado na seguinte forma

algébrico-diferencial:

$$\begin{aligned}\dot{\underline{x}} &= F(\underline{x}, \underline{y}) \\ 0 &= G(\underline{x}, \underline{y})\end{aligned}\tag{12}$$

onde $\underline{x}$ é o vetor das variáveis de estado das equações diferenciais, e $\underline{y}$ é o vetor das variáveis algébricas. No vetor $\underline{x}$ estão representados os geradores e seus sistemas de controle, enquanto que no vetor $\underline{y}$ estão representadas as correntes de estator de cada máquina, as injeções de potências ativa e reativa, bem como as magnitudes e ângulos das tensões de cada nó do sistema de transmissão. Tanto as equações diferenciais F quanto as algébricas G , em geral, são relações com certo grau de não linearidade.

Os estudos de Estabilidade Dinâmica buscam investigar o comportamento do sistema na vizinhança de um ponto de equilíbrio. Assim, para pequenas variações em torno do ponto de operação (x_0, y_0) , os sistemas de equações (12) podem ser linearizados, obtendo-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\underline{x}} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{x} \\ \Delta \underline{y} \end{bmatrix}\tag{13}$$

As variáveis algébricas incrementais $\Delta \underline{y}$ podem ser eliminadas da matriz jacobiana da equação (13) por eliminação de Gauss e, desta maneira, a dinâmica do sistema resultante é descrita por:

$$\Delta \dot{\underline{x}} = A \Delta \underline{x}\tag{14}$$

onde

$$A = J_1 - J_2(J_4)^{-1}J_3\tag{15}$$

é chamada matriz de estado do sistema (J_1, J_2, J_3 e J_4 são as submatrizes do jacobiano). Esta matriz é uma função de todos os parâmetros do sistema, bem como do ponto de operação em torno do qual o sistema algébrico-diferencial foi linearizado [MARTINS, 1981].

Os autovalores λ_i da matriz A permitem especificar a natureza da resposta livre do sistema a pequenas perturbações. Eles definem o amortecimento (parte real) e a frequência natural (parte imaginária) de todos os possíveis modos de oscilação. O sistema será estável se as partes reais de todos os autovalores forem negativas (primeiro critério de Lyapunov).

A natureza da resposta livre do sistema pode ser descrita em termos dos autovalores e dos respectivos autovetores da matriz A. Se A possuir n autovalores distintos, a solução da equação (14) é da forma [CASTRO, 1985]:

$$\underline{x}(t) = \sum_{i=1}^n e^{\lambda_i t} \underline{u}_i \underline{v}_i^T \underline{x}(0) \quad (16)$$

onde

- $\lambda_i, i=1,2,3,\dots,n$ são os n distintos autovalores;
- $\underline{u}_i (i=1,2,\dots,n)$ são os nx1 autovetores direitos linearmente independentes que satisfazem $A\underline{u}_i = \lambda_i \underline{u}_i$ $i=1,2,\dots,n$;
- $\underline{v}_i (j=1,2,\dots,n)$ são os nx1 autovetores esquerdos linearmente independentes que satisfazem $\underline{v}_i^T A = \lambda_i \underline{v}_i^T$ $i=1,2,\dots,n$ (T significa transposto);

Definindo o escalar:

$$\alpha_i = \underline{v}_i^T \underline{x}(0), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (17)$$

a equação (16) pode ser escrita como:

$$\underline{x}(t) = \sum \alpha_i e^{\lambda_i t} \underline{u}_i \quad (18)$$

Esta equação mostra que a resposta livre do sistema é descrita por uma combinação linear de n funções da forma

$$e^{\lambda_i t} \underline{u}_i, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (19)$$

as quais descrevem os modos naturais de oscilação, cada qual ponderado por α_i . Estes coeficientes α_i são funções do estado inicial $\underline{x}(0)$, e indicam o grau de excitação inicial de cada modo de oscilação. Uma perturbação pode excitar todos os modos simultaneamente, mas a quantidade α_i de excitação de cada modo de oscilação é independente da excitação dos outros modos e é definida pela condição inicial imposta ao sistema, a qual é representada pelos autovetores.

O conhecimento dos autovalores da matriz A não é por si só, suficiente para caracterizar completamente as condições de estabilidade do sistema. Para isto, é necessário também se conhecer como as variações (ou erros) dos parâmetros do sistema afetam os autovalores. Esta informação pode ser obtida calculando-se a sensibilidade de um dado autovalor com relação a um determinado parâmetro do sistema. Esta sensibilidade pode ser estimada através da equação de Van Ness [VAN NESS, 1965]:

$$\frac{\delta \lambda_i}{\delta \gamma} = \frac{\underline{y}^T \frac{\delta A}{\delta \gamma} \underline{u}}{\underline{y}^T \underline{u}} \quad (20)$$

onde $\underline{u}_i$ e $\underline{y}_i$ são os autovetores das matrizes A e A^T associados com o autovalor λ_i , e γ é o parâmetro de interesse (por ex. reatâncias, ganhos, etc.). O conhecimento das sensibilidades dos autovalores com relação a parâmetros selecionados, permite avaliar quais parâmetros possuem maior influência no amortecimento de um determinado modo de oscilação, bem como

estimar os ajustes adequados dos mesmos para se garantir o amortecimento das oscilações. As sensibilidades dos autovalores indicam portanto, quais parâmetros do sistema são mais efetivos para se mover os autovalores para uma desejada posição do plano s . A migração dos autovalores "plotada" no plano s para variações de determinados parâmetros do sistema, ou para um elemento particular da matriz A tem sido referida como diagrama do lugar das raízes [MUGWANYA, 1987].

Além de serem necessários para se determinar as sensibilidades dos autovalores, os autovetores da matriz A fornecem informações valiosas, tais como a magnitude relativa da resposta de cada variável de estado no modo representado pelo autovalor correspondente. Portanto, cada componente de um autovetor associado a um determinado modo de oscilação (autovalor) é indicativa da participação relativa, em amplitude, de cada usina ou gerador no respectivo modo de oscilação. As componentes positivas do autovetor representam um grupo de usinas ou geradores que, para esse modo, oscilam coerentemente em oposição ao outro grupo coerente representado pelas componentes negativas. Desta forma, a informação contida nos autovetores permite determinar os grupos de geradores coerentes em cada modo de oscilação do sistema.

A essência da análise modal reside, portanto, na determinação da estrutura modal da matriz A , isto é, no cálculo dos autovalores, autovetores e das sensibilidades com relação aos parâmetros do sistema. A estrutura modal da matriz A forma a base nessa metodologia para se escolher os parâmetros, bem como as condições adequadas de operação do sistema. Entretanto, a matriz A pode ter dimensões tais que a determinação de sua estrutura modal envolve dificuldades numéricas, além de altos custos computacionais. Para grandes sistemas os cálculos computacionais tornam-se proibitivos. A razão disto se deve ao fato de a matriz A ser pouco esparsa, e portanto, o uso de técnicas de esparsidade

não se justifica [MARTINS, 1982].

O método clássico para se determinar o conjunto completo dos autovalores de uma matriz assimétrica é o método QR desenvolvido por Francis [WILKINSON, 1965]. Mesmo que a matriz seja esparsa, o método QR não explora essa característica para determinar os autovalores [MARTINS, 1986]. A filosofia básica do método QR é que a matriz A pode ser reduzida a uma forma triangular, através de uma série de transformações ortogonais de similaridade. Visto que os autovalores são invariantes sob transformações de similaridade, os elementos da diagonal da matriz triangular obtida são os autovalores da matriz A . Quando utilizado em conexão com uma redução preliminar da matriz A à forma triangular superior de Hessemberg, os algoritmos QR tem se mostrado como um dos métodos mais efetivos para se determinar os autovalores da matriz de estado do sistema. Entretanto, como este método não permite a utilização de técnicas de esparsidade, existem limitações inerentes quanto à ordem do sistema a ser analisado. A sua utilização é restrita a sistemas caracterizados por menos de 500 variáveis de estado [WONG, 1988]. No entanto, programas que utilizam o algoritmo QR, como por exemplo, o EISPACK desenvolvido pelo Argonne National Laboratory dos EUA, tem sido efetivamente utilizados em várias aplicações, tais como no projeto de estabilizadores, análise das interações entre os modos torsionais e os sistemas de controle das máquinas síncronas, bem como na identificação dos modelos dos geradores [DANDENO, 1976; 1981; GROSS, 1982; LEE, 1985].

Tendo em vista a importância crescente dos estudos das oscilações eletromecânicas de grandes sistemas elétricos, nos quais o número de geradores podem ser da ordem de 1000 unidades, investigações intensivas tem sido realizadas nos últimos 15 anos para resolver o problema da determinação da estrutura modal da matriz de estado de grandes sistemas. A abordagem do problema tem se concentrado no desenvolvimento de métodos com as seguintes

propriedades básicas: a) utilização de técnicas de esparsidade b) cálculo de um conjunto específico de autovalores; c) boas características de convergência e de estabilidade numérica [WANG, 1990]. A característica comum dos métodos desenvolvidos é que eles não exigem a formação explícita da matriz de estado do sistema. Os algoritmos são aplicados diretamente à matriz jacobiana do sistema (equação (13)), a qual é altamente esparsa [MARTINS, 1981, 1982, 1986; SEMLYEN, 1988; UCHIDA, 1988; WANG, 1990; MARTINS, 1990]. A principal vantagem destes métodos reside na utilização de técnicas de esparsidade, com a subsequente redução do tempo de computação, bem como na economia de memória necessária.

O primeiro método desenvolvido para superar as limitações dos programas de autovalores convencionais (QR) foi o algoritmo AESOPS [BYERLY, 1982]. Este algoritmo, baseado em uma abordagem no domínio da frequência, concentra-se na obtenção dos autovalores associados com os modos eletromecânicos (oscilações do ângulo dos rotores), processo este que também é realizado sem formular a matriz de estado do sistema. Redes com até 2000 barras e 350 máquinas podem ser analisados com este programa. Recentemente ele foi adaptado de modo a permitir o estudo de sistemas da ordem de 12000 barras e 1000 geradores. Este novo programa foi denominado PEALS [WONG, 1988].

Esses novos algoritmos tem como característica comum o fato de se concentrarem no cálculo de um grupo específico de autovalores (e autovetores associados) visto que, em um sistema elétrico, somente uma pequena fração dos muitos modos de oscilação são dominantes. Em geral estes são constituídos pelos modos eletromecânicos, que representam os vínculos básicos entre os geradores do sistema. Todos os demais modos estão relacionados indiretamente uns com os outros através desses modos eletromecânicos.

Conforme salientam Semlyen e Wang [WONG, 1988], o problema de autovalores deve satisfazer à condição:

$$[A - \lambda I]e = 0 \quad (21)$$

que é normalmente resolvido em dois estágios: i) impõe-se estimativas iniciais para um certo número de autovalores calculando os autovetores correspondentes; ii) realiza-se um refinamento individual desses autovalores através de algum processo iterativo para satisfazer o sistema acima. Por exemplo, Semlyen e Wang utilizam o método QR para o estágio i, enquanto que para os programas AESOPS e PEALS estas estimativas são pontos do eixo imaginário correspondentes a frequências de oscilação na faixa de 0.1 a 3.0 Hz. Para o estágio de refinamento ii que é decisivo para todo o processo, as principais abordagens utilizadas são: a) método de Newton; b) método das iterações simultâneas; c) método de iteração inversa.

O algoritmo de iteração inversa foi utilizado por Martins e outros [MARTINS, 1981, 1982, 1984, 1986, 1987, 1990], e o programa desenvolvido, denominado AUTOVAL tem sido utilizado pela ELETROBRÁS nos estudos normais de planejamento da operação elétrica, bem como pela CHESF (Cia Hidro Elétrica do São Francisco) na análise do comportamento dinâmico da interligação Norte/Nordeste [RAMOS, 1984]. O programa AUTOVAL permite avaliar não somente a estabilidade do sistema através do cálculo eficiente de autovalores, como também, possibilita determinar a resposta em frequência entre duas variáveis quaisquer selecionadas. Esta última característica é extremamente importante, visto que ela torna possível calcular a função de transferência GEP(s) de um determinado gerador considerando-se a dinâmica de todo o sistema multimáquina (cabe salientar, que na Ontário Hidro a função de transferência GEP(s) é normalmente calculada através do método QR, ignorando-se a dinâmica de todas as outras máquinas [KUNDUR, 1981]). Conforme salientam Martins e Baitelli [MARTINS, 1982], este nível de detalhamento em geral não

é necessário, mas é muito útil na análise de certos casos críticos. Desta forma, o AUTOVAL permite analisar a efetividade do ESP, cujo ajuste final é normalmente realizado de forma descentralizada [VIEIRA, 1987].

2.3.2 IDENTIFICAÇÃO DAS UNIDADES A SEREM EQUIPADAS COM ESTABILIZADORES EM SISTEMAS MULTIMÁQUINAS

Os primeiros métodos desenvolvidos para identificar as unidades a serem equipadas com estabilizadores, de modo a se obter o mais efetivo amortecimento possível das oscilações eletromecânicas, utilizaram uma representação simplificada para o sistema elétrico [ARCIDIACONO, 1980; DE MELLO, 1980; RUDNICK, 1983]. Estes métodos tem como premissa básica que somente os modos eletromecânicos são relevantes e que, portanto, todos os outros modos de oscilação são bem amortecidos. Eles utilizam a representação clássica para os geradores (segunda ordem) e portanto, a equação da máquina "i" pode ser escrita como:

$$M_i \Delta \ddot{\delta}_i + D_i \Delta \dot{\delta}_i + D_{ik} \Delta \dot{\delta}_k + K_i \Delta \delta = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (22)$$

onde

$$D_{ik} = \frac{\partial P_{Ei}}{\partial \Delta \omega_k} = g_k \frac{\partial P_{Ei}}{\partial E_k} \quad (23)$$

representa o efeito do ESP da máquina "k" no torque da máquina "i" (g_k é o ganho do ESP). Ou seja, o efeito do ESP é representado aproximadamente através de uma realimentação "ideal" do sinal de velocidade. Esta realimentação é baseada na suposição de que o gerador "k" é equipado com um sistema de excitação "ideal", isto é, capaz de forçar a tensão E_k a seguir sem atraso ou atenuação o sinal de velocidade [MARTINS, 1987].

Desta forma, a seguinte equação matricial pode ser escrita para um sistema de n geradores:

$$M\Delta\ddot{\delta} + D^1\Delta\dot{\delta} + K\Delta\delta = [0] \quad (24)$$

onde $M = \text{diag } [M_i]$, $K = [K_{ij}]$ são matrizes quadradas $(n \times n)$ e

$$D^1 = \begin{bmatrix} D_1 & D_{1k} \\ & D_2 & D_{2k} \\ & & D_{KK}^1 \\ & & D_{nk} & D_n \end{bmatrix} \quad (25)$$

onde $D_{kk} = D_k + D_{kk}$. Como $\Delta\dot{\delta} = \Delta\omega$, esta equação pode ser posta na forma de espaço de estado

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega} \\ \Delta\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -M^{-1}D^1 & -M^{-1}K \\ [I] & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \end{bmatrix} \quad (26)$$

Assim, os autovalores da matriz de estado desta equação são calculados diversas vezes para diferentes localizações do ESP (mudando apropriadamente a coluna D_{ik} na submatriz D^1) e observando seu efeito no autovalor crítico. Adicionalmente, a efetividade da aplicação de um ESP em uma máquina particular pode ser avaliada através do cálculo da sensibilidade das partes reais dos autovalores associados aos modos eletromecânicos com relação ao ganho g_k do ESP. As que apresentarem maior magnitude indicam quais são as máquinas mais adequadas para a instalação do sinal adicional estabilizante [DE MELLO, 1980].

Esta técnica foi complementada por Martins e Baitelli e incorporada ao programa AUTOVAL [MARTINS, 1984]. O método desenvolvido por estes investigadores propicia a obtenção de resultados mais confiáveis, visto que ele permite uma representação detalhada dos componentes do sistema. Entretanto, é claro, apresenta um maior custo computacional. Os autovalores do sistema são calculados, identificando-se os autovalores críticos (λ_{crit}) associados aos modos de oscilação dominantes (esta identificação pode ser feita, através da análise dos resíduos).

Em seguida, são obtidos os coeficientes de sensibilidade $\partial \lambda_{crit} / \partial K_{ei}$ para $i = 1, 2, \dots, n$ (n é o número de geradores), onde K_{ei} é o ganho do sistema de excitação do gerador "i", e λ_{crit} é o autovalor associado ao modo de oscilação que se deseja amortecer. Assim, o gerador, cujo coeficiente de sensibilidade apresentar a maior magnitude, é considerado como sendo o mais adequado para a instalação do ESP.

Outras técnicas modais, bem como do domínio da frequência, também tem sido utilizadas para desenvolver métodos para se identificar as unidades a serem equipadas com ESP em sistemas multimáquinas [CASTRO, 1985; LIU, 1987]. Estas técnicas permitem identificar não apenas quais geradores são mais adequados para a instalação de ESP, bem como quais barras do sistema são mais adequadas para a instalação de compensadores estáticos, de modo a produzir amortecimento dos modos críticos de oscilação. Cabe salientar que a viabilidade de melhoria do desempenho dinâmico dos sistemas de energia elétrica através da modulação da potência reativa foi demonstrada por Ohyama e outros [OHYAMA, 1985], para compensadores estáticos, bem como por Bolden e outros [BOLDEN, 1982], para compensadores síncronos.

Dois aspectos podem ser salientados com respeito a todos estes métodos desenvolvidos: o primeiro, foi levantado por De Mello e Koessler na discussão do artigo de Abdalla e outros [ABDALLA, 1984]. Eles recomendam a utilização de modelos simplificados para se efetuar a identificação dos geradores a serem equipados com ESP, bem como a realização dos ajustes do mesmos de forma descentralizada; o segundo, foi levantado principalmente por Ostojic [OSTOJIC, 1988, 1991], que salienta o fato de estas abordagens serem restritas a aplicação sequencial dos estabilizadores, ou seja, são realizadas visando a melhoria do amortecimento de apenas um modo eletromecânico crítico por vez.

Desta forma, várias investigações tem sido realizadas com o objetivo de se efetuar uma aplicação coordenada de estabilizadores, de modo a se obter a estabilização das oscilações eletromecânicas multimodais em sistemas de energia elétrica. Técnicas de alocação de polos, bem como da teoria de controle ótimo descentralizado, tem sido advogadas para este problema. No entanto, a sua aplicação tem se restringido ao estudo de sistemas de pequenas dimensões [CHEN, 1987; LIU, 1987; YU, 1990; LU, 1990; OSTOJIC, 1991]. Ainda não existem evidências suficientes que permitam justificar o esforço de estabelecer uma estabilização coordenada das oscilações eletromecânicas em sistemas interligados, com vantagens sobre a forma tradicional descentralizada.

CAPÍTULO 3

MODELO DE SENSIBILIDADE DE POTÊNCIA

3.1 INTRODUÇÃO

Uma característica inerente às análises baseadas em modelos linearizados, é o fato de elas facilitarem o entendimento dos fenômenos envolvidos, os quais podem ser de difícil interpretação caso sejam utilizados modelos não lineares. Com relação ao problema que está sendo tratado, o modelo Heffron-Phillips é um bom exemplo de aplicação das técnicas linearizadas. Conforme abordado no Capítulo 1, utilizando esse modelo, De Mello e Concordia [DE MELLO, 1969] estabeleceram os conceitos básicos relativos ao problema das oscilações de baixa frequência. Posteriormente, com base no mesmo modelo, tais conceitos foram estendidos por Larsen e Swan [LARSEN, 1981]. Em função principalmente destes dois artigos, hoje clássicos, é amplamente reconhecido que o modelo Heffron-Phillips propicia uma base sólida para se examinar as causas do fenômeno da instabilidade dinâmica. Cabe salientar também, a exploração exaustiva deste modelo documentada no livro de Yao-nan Yu [YAO, 1983], bem como em Anderson e Fouad [ANDERSON, 1977]. No entanto, a sua importância não se restringe ao seu potencial didático.

Embora seja um modelo simplificado, que representa um gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma impedância externa, o modelo Heffron-Phillips também tem sido utilizado como uma ferramenta de análise em vários casos práticos de aplicação de sinais estabilizantes suplementares, como por exemplo, nos sistemas interligados norte/nordeste e sul/sudeste do Brasil [PORANGABA, 1977; RIBEIRO, 1984; PINTO, 1987; FILHO, 1987; VIEIRA, 1987]. Nestes casos, atenção especial é dedicada ao cálculo da impedância externa, em geral obtida através de programas de curto circuito.

O desempenho satisfatório deste modelo tem motivado a busca de sua generalização, de modo a se estabelecer os efeitos básicos das interações dinâmicas em sistemas multimáquinas. Entretanto, existe uma dificuldade intrínseca à extensão multimáquinas do modelo, e isto, se deve ao fato da impedância externa que conecta o gerador ao barramento infinito estar embutida na derivação dos coeficientes K_1 a K_6 . Esta generalização, foi inicialmente tentada por Vournas e Fleming [VOURNAS, 1978], porém, para um conjunto de máquinas em paralelo conectadas a um barramento infinito. Posteriormente, Vournas e Papadias [VOURNAS, 1987] desenvolveram uma outra generalização deste modelo para um sistema constituído por um número arbitrário de máquinas, sem no entanto, eliminar a representação do barramento infinito.

Um modelo multimáquinas baseado no modelo Heffron-Phillips, cujo diagrama de blocos é mostrado na Figura 1, foi desenvolvido por Moussa e Yao [MOUSSA, 1974]. Este diagrama mostra as interações dinâmicas entre a máquina i e a máquina j de um sistema multimáquinas. Os coeficientes $K_{11}, K_{12}, \dots, K_{62}$, mantém uma correspondência com os coeficientes do modelo Heffron-Phillips. No entanto, este modelo considera uma representação simplificada da máquina síncrona, isto é, tensão interna E'_d atrás da reatância transitória x'_d , ignorando portanto, o efeito da saliência transitória. Em função disso, conforme salientam Vournas e Papadias na discussão do artigo de Liu e outros [LIU, 1987], ele é menos preciso que o modelo Heffron-Phillips. Cabe salientar também, que a sua derivação é realizada retendo-se somente as barras de geração. Desta maneira, ele não permite verificar os efeitos da dinâmica das cargas nas oscilações do sistema.

Será desenvolvida, neste capítulo, uma abordagem alternativa para o estudo das oscilações de baixa frequência em sistemas interligados, que supera essas limitações do Heffron-

Phillips. A extensão a sistemas multimáquinas é uma das características inerente do novo modelo proposto. A razão disto se deve ao fato de não ser obtido a partir das equações de balanço de corrente, que é a metodologia utilizada para se obter os modelos abordados anteriormente. Ao invés desta abordagem tradicional, o novo modelo, será obtido utilizando-se a metodologia do balanço nodal de potência.

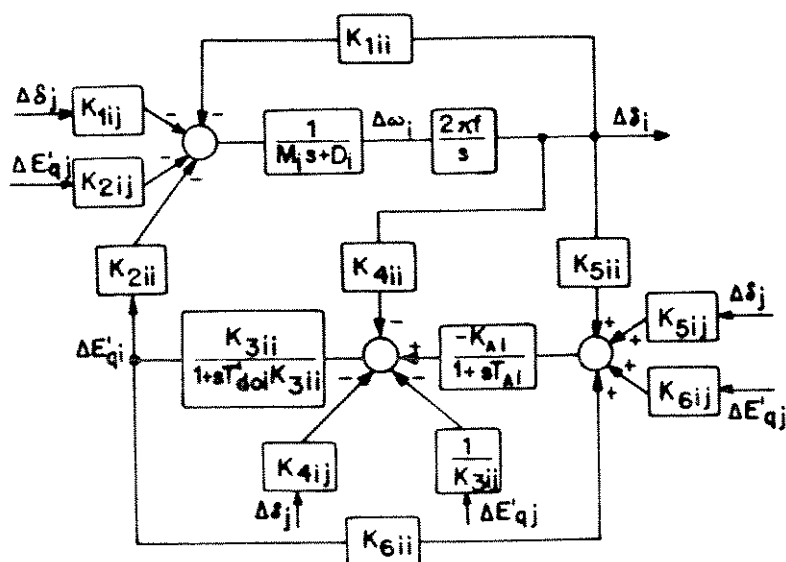


Figura 1 - Modelo de Moussa e Yao

3.2 BALANÇO NODAL DE POTÊNCIA

O balanço nodal de potência, resultante do princípio da conservação de energia aplicado a cada nó do sistema interligado permite assumir que durante um processo dinâmico, os balanços de potências ativa e reativa devem ser satisfeitos a todo instante e em cada barra do sistema. Partindo dessa premissa básica, é desenvolvido um modelo linearizado de balanço instantâneo de potência, e através de decomposição linear são introduzidas as condições do balanço dinâmico. Com o intuito, principalmente, de contrastá-lo com o modelo Heffron-Phillips, bem como para uma melhor visualização de suas características básicas, a dedução deste Modelo de Sensibilidade de Potência

(MSP), será feita inicialmente para uma máquina conectada a um barramento infinito.

3.3 MODELO DE SENSIBILIDADE DE POTÊNCIA (MSP)

Seja um gerador síncrono de polos salientes conectado a um barramento infinito através de uma impedância externa, conforme ilustrado na Figura 2.

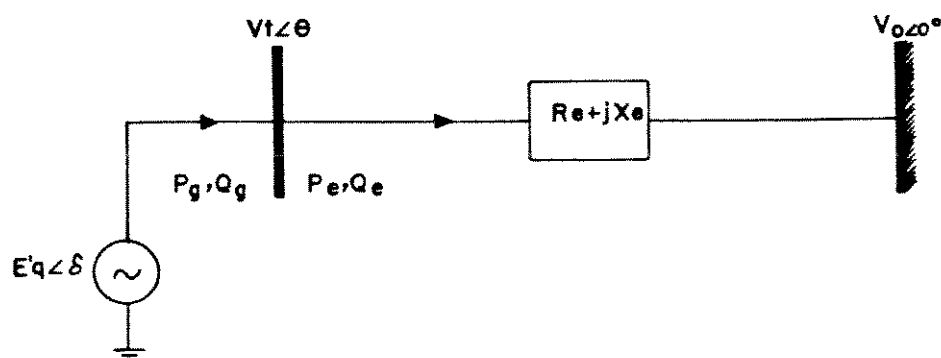


Figura 2 - Gerador conectado a um barramento infinito.

O balanço de potência na barra terminal do mesmo, e que deve ser satisfeito em qualquer instante, pode ser expresso pelo seguinte par de equações:

$$\begin{aligned} P_G - P_E &= 0 \\ Q_G - Q_E &= 0 \end{aligned} \quad (1)$$

onde P_G e Q_G são as potências ativa e reativa injetadas pelo gerador em sua barra terminal, e P_E e Q_E são as potências ativa e reativa transferidas ao barramento infinito. Para se considerar as condições dinâmicas deste balanço, as seguintes expressões para P_G e Q_G são utilizadas:

$$P_g = \frac{E'_q V_T}{X'_d} \sin(\delta - \theta) + \frac{V_T^2}{2} \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right] \sin 2(\delta - \theta) \quad (2)$$

$$Q_g = \frac{E'_q V_T}{X'_d} \cos(\delta - \theta) - \frac{V_T^2}{X'_d} - \frac{V_T^2}{2} \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X'_d} \right] [1 - \cos 2(\delta - \theta)]$$

onde o par de variáveis internas $\{E'_q, \delta\}$, e o par de variáveis terminais $\{V_t, \theta\}$, possuem uma implícita dependência do tempo, e podem ser interpretados em função da rede, mostrada na Figura 2. Estas expressões também podem ser obtidas a partir do diagrama representando o gerador síncrono "mantido" sob condições transitórias, mostrado na Figura 3. Este diagrama é decorrente das seguintes hipóteses básicas: são ignorados os efeitos da saturação e dos enrolamentos amortecedores, bem como os da resistência e da variação do fluxo de estator. Estas são as mesmas hipóteses que estão implícitas no modelo Heffron-Phillips.

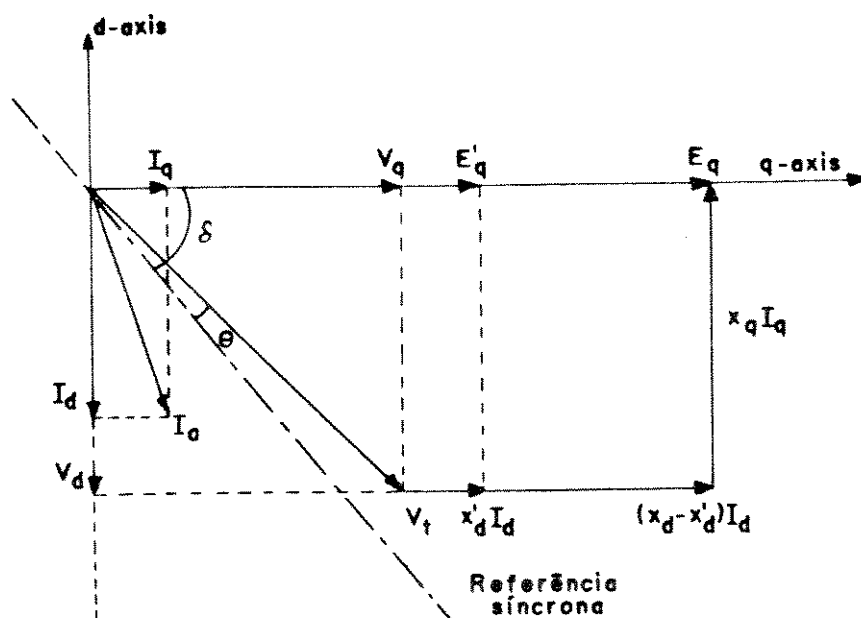


Figura 3 - Diagrama do gerador sob condições transitórias.

Com o intuito de simplificar a dedução do MSP, as perdas externas também serão ignoradas ($R_E = 0$). Nessas condições, as potências P_E e Q_E são expressas por:

$$P_E = \frac{V_T V_o}{X_E} \sin(\theta)$$

$$Q_E = \frac{V_T^2}{X_E} - \frac{V_T V_o}{X_E} \cos(\theta) \quad (3)$$

LINEARIZAÇÃO

Para pequenas excursões em torno de um ponto de equilíbrio, definido como estado básico, os pares de equações (2) e (3) podem ser expandidos em séries de Taylor, retendo-se somente os termos de derivadas parciais de primeira ordem. Desta maneira, o par de equações do balanço de potência (1) pode ser expresso pelo seguinte par de equações incrementais:

$$A1_G \Delta(\delta - \theta) + A2_G \Delta E'_G + A3_G \Delta V_T - A1_E \Delta \theta - A2_E \Delta V_T = 0$$

$$R1_G \Delta(\delta - \theta) + R2_G \Delta E'_G + R3_G \Delta V_T - R1_E \Delta \theta - R2_E \Delta V_T = 0 \quad (4)$$

onde os coeficientes $\{A_G, A_E\}$ e $\{R_G, R_E\}$, dados no Apêndice B representam respectivamente, as sensibilidades locais das funções de potência ativa e reativa (equações 2 e 3) às variáveis de estado correspondentes. Conforme se pode constatar através dos coeficientes de sensibilidades $\{R_G, R_E\}$ do Apêndice B, as equações de potência reativa foram inicialmente divididas por V_T . A razão disto, se deve ao fato de que este procedimento reduz substancialmente a não linearidade do problema Q-V [STOTT, 1974]. Assim, ele favorece sobremaneira o processo de linearização relativo às tensões.

O par de equações incrementais (4) representa a

condição de balanço instantâneo de potência que deve ser satisfeita em qualquer instante durante um processo dinâmico. O par de variáveis terminais $\{\Delta V_T, \Delta \theta\}$ representa a interface algébrica rápida entre a máquina e a rede externa. O par de variáveis internas $\{\Delta E'_q, \Delta \delta\}$ traduz as variações lentas do fluxo de campo e as oscilações do rotor, respectivamente, e representam, portanto, a interface com as variáveis diferenciais do processo dinâmico em jogo.

Os pares de variáveis $\{\Delta E'_q, \Delta \delta\}$ e $\{\Delta V_T, \Delta \theta\}$ apresentam cada um, em sua forma polar, uma propriedade de ortogonalidade incremental, conforme mostrado na Figura 4.

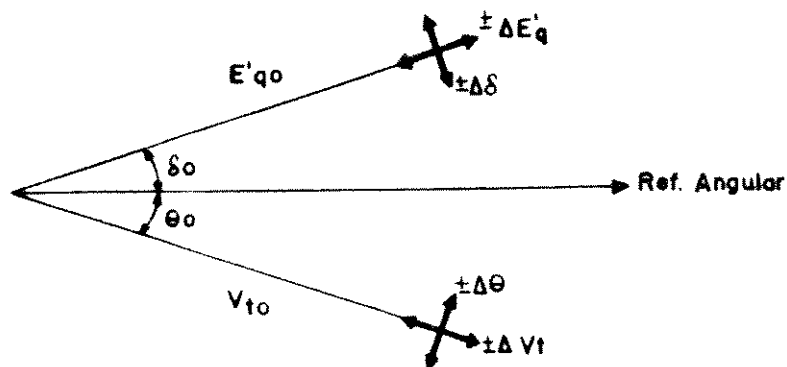


Figura 4 - Incrementos ortogonais de tensão e ângulo.

Essa ortogonalidade, que foi implicitamente considerada por Stott e Alsac [STOTT, 1974] para o desenvolvimento do fluxo de carga desacoplado rápido, será levada em conta para decompor as equações de balanço de potência (4), de modo a se obter uma solução desacoplada para as variações de tensão e ângulo. Esta decomposição é obtida, isolando-se à direita nas equações de potências ativa e reativa (4), os termos $\Delta \theta$ e ΔV_T respectivamente. Desta forma, obtém-se:

$$A1_G \Delta \delta + A2_G \Delta E'_q + (A3_G - A2_F) \Delta V_T = (A1_G + A1_F) \Delta \theta \quad (5)$$

$$R1_G (\Delta\delta - \Delta\theta) + R2_G \Delta E'_q - R1_E \Delta\theta - (R2_E - R3_G) \Delta V_T \quad (6)$$

Os membros à esquerda das equações (5) e (6) representam respectivamente, os "mismatches" de potência ativa e reativa que devem ser satisfeitos em qualquer instante ao longo do processo dinâmico, e serão expressos por:

$$\begin{aligned} \Delta P &= A1_G \Delta\delta + A2_G \Delta E'_q + (A3_G - A2_E) \Delta V_T \\ \Delta\left(\frac{Q}{V_T}\right) &= R1_G (\Delta\delta - \Delta\theta) + R2_G \Delta E'_q - R1_E \Delta\theta \end{aligned} \quad (7)$$

Para se resolver as equações (5) e (6), ou seja, para satisfazer o balanço nodal dinâmico de potência, é necessário agregar as equações diferenciais que estão implícitas nas variáveis $\Delta\delta$ e $\Delta E'_q$. Estas equações adicionais, representadas no domínio da frequência, são:

a equação de oscilação do rotor (swing)

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0}{s(Ms + D)} [\Delta P_M - \Delta P_G] \quad (8)$$

e a equação de balanço do fluxo de campo (Apêndice C)

$$\Delta E'_q = \frac{\frac{X'_d}{X_d}}{1 + s T'_{do} \frac{X'_d}{X_d}} [\Delta E_{FD} + K_V \Delta V_T - K_A \Delta(\delta - \theta)] \quad (9)$$

Para se realizar a simulação dinâmica, estas equações exigem um esquema de integração passo a passo com as seguintes entradas:

$$\Delta P_G = A1_G \Delta(\delta - \theta) + A2_G \Delta E'_q + A3_G \Delta V_T \quad (10)$$

$$\Delta E_{FD} = \frac{K_F}{1 + s T_F} (\Delta V_{REF} - \Delta V_T) \quad (11)$$

Na equação (8) ΔP_m representa as variações da potência mecânica, e ΔP_e , descrito pela equação (10), representa a potência elétrica solicitada pela rede ao gerador. Na equação (11), que descreve um sistema de excitação estático similar ao utilizado por De Mello e Concordia para o modelo Heffron-Phillips [DE MELLO, 1969], ΔV_{ref} representa as variações da tensão de referência do sistema de excitação.

As equações (5), (6), (8), (9), (10) e (11) representam integralmente, o Modelo de Sensibilidade de Potência para uma máquina conectada a um barramento infinito, e pode ser melhor interpretado, a partir da sua representação na forma de diagrama de blocos mostrada na Figura 5.

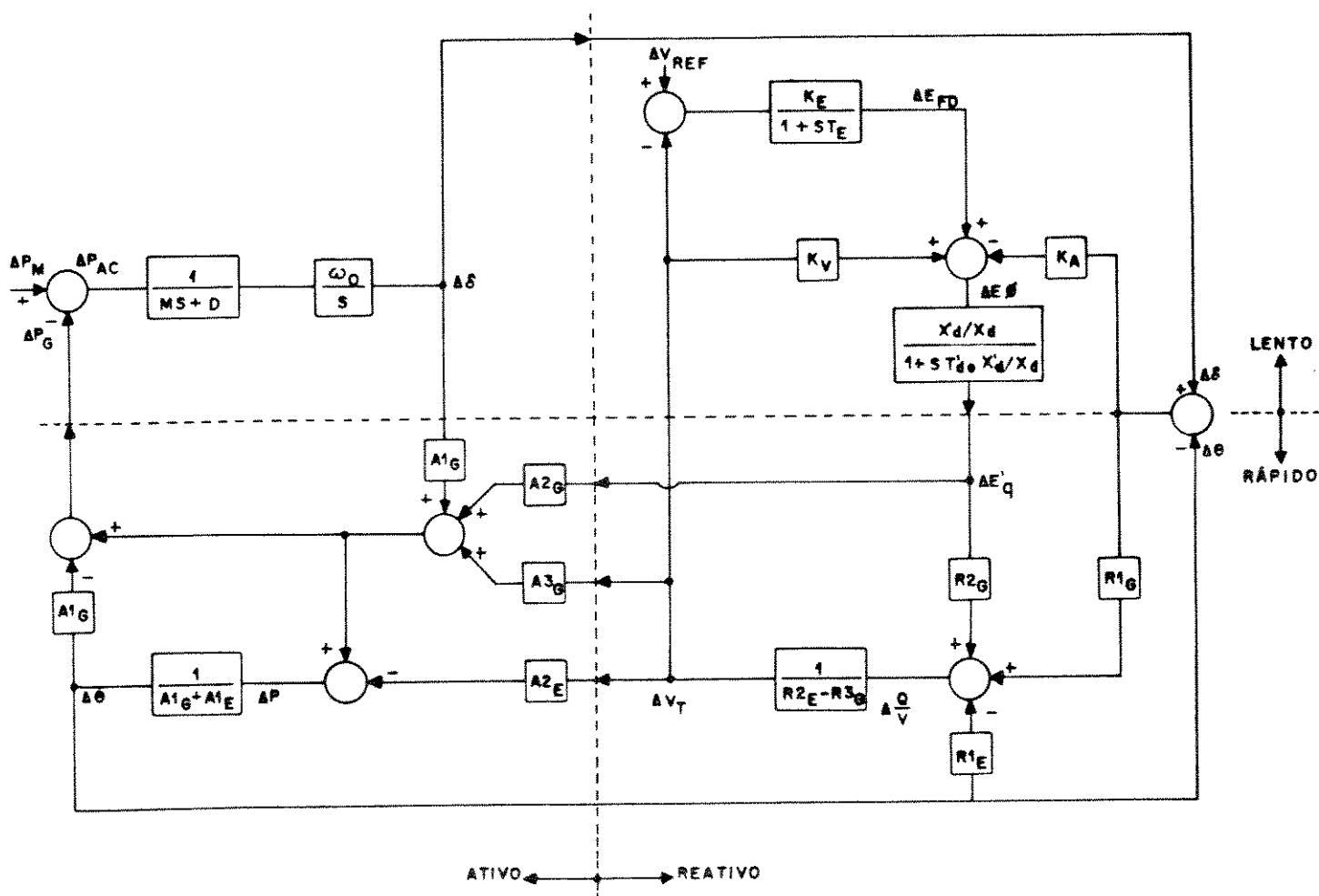


Figura 5 - Diagrama de blocos do MSP.

Conforme se pode notar pela comparação com o diagrama de blocos do modelo Heffron-Phillips mostrado na Figura 9 do capítulo 1, os dois modelos possuem blocos similares. Entretanto, existem diferenças importantes a serem consideradas. Uma diferença essencial reside na consideração da variação do ângulo da tensão terminal do gerador, descrita por $\Delta\theta$. No modelo Heffron-Phillips esta variável não é levada em conta, visto que na sua dedução, a barra terminal do gerador é eliminada. Esta diferença básica entre os dois modelos pode ser melhor visualizada qualitativamente, após a descrição do esquema de solução do MSP. No entanto, para que esta possa ser efetuada, duas importantes características de decomposição do MSP merecem destaque:

DECOMPOSIÇÃO ATIVO-REATIVO

Esta decomposição ortogonal é inerente ao MSP, visto que ele foi formulado a partir do balanço nodal de potência ativa e reativa. Ela pode ser visualizada na Figura 5, observando-se a troca de variáveis entre os subsistemas esquerdo (ativo) e direito (reativo), conforme delimitado pela linha de interface vertical. Enquanto o modelo ativo fornece as correções angulares ($\Delta\delta, \Delta\theta$), obtidas a partir das solicitações de potência ativa, o modelo reativo responde com as magnitudes corrigidas das tensões em quadratura ($\Delta E'_q, \Delta V_T$), as quais resultam da imposição do balanço de potência reativa ($\Delta Q/V_T$).

DECOMPOSIÇÃO EM ESCALAS DE TEMPO RÁPIDA-LENTA

A decomposição em escalas de tempo nos estudos de problemas dinâmicos de sistemas de energia elétrica tem sido bastante estimulada [GROSS, 1977; CHOW, 1982]. A razão disto se deve ao fato de que nestes sistemas dinâmicas de velocidades diferentes são frequentemente observadas. No MSP esta

decomposição também é inerente, e fica evidenciada, observando-se a troca de variáveis entre os subsistemas superior (diferencial) e inferior (algébrico), conforme indicado pela linha de interface horizontal na Figura 5. Enquanto as variáveis de rede ($\Delta\theta, V_t$) são instantaneamente atualizadas pelo subsistema algébrico, as variáveis internas da máquina ($\Delta\delta, \Delta E'_q$) são lentamente corrigidas pelo subsistema diferencial. Tendo em vista a dinâmica inerentemente mais rápida da malha de controle reativa (tensão) em relação a malha ativa (frequência), sempre que uma solução do subsistema algébrico é obtida ao longo da simulação dinâmica, a resolução do subsistema diferencial reativo tem precedência em relação a resolução do subsistema diferencial ativo (swing). Assim, um esquema de solução desacoplada para os subsistemas ($\Delta P - \Delta\theta$) e ($\Delta Q - \Delta V$) é preservado, não só para o caso estático, como também para o dinâmico.

ESQUEMA DE SOLUÇÃO

Considerando-se as características de decomposição abordadas anteriormente, o MSP pode ser visualizado como sendo constituído de quatro subsistemas acoplados, conforme mostrado na Figura 6.

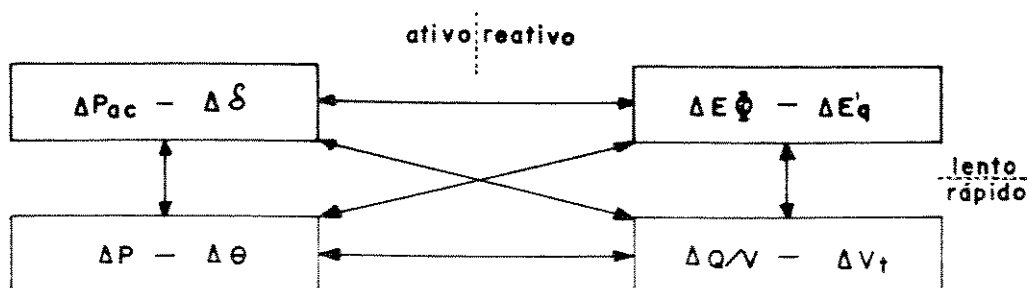


Figura 6

Nesta figura, ΔP_{ac} corresponde à potência acelerante, e $\Delta E'_\phi$ traduz a ação do controle da excitação combinada com a reação de

armadura, as quais, de acordo com a Figura 5 são expressas por:

$$\Delta P_{AC} = \Delta P_M - \Delta P_G \quad (12)$$

$$\Delta E\phi = \Delta E_{FD} + K_V \Delta V_T - K_A \Delta (\delta - \theta) \quad (13)$$

O esquema geral de simulação dinâmica do MSP consiste em se realizar, a cada passo no tempo, um ciclo completo de solução, ou seja, um passo no tempo ou um ciclo de solução é completado, quando cada subsistema ilustrado na Figura 6 tiver sido resolvido uma única vez. Esta simulação é processada, explorando-se as suas características de desacoplamento. No intuito de torná-la mais elucidativa, um ciclo de solução é descrito em seguida, considerando-se uma perturbação ativa imposta pela rede, traduzida neste caso, por um aumento de carga na barra terminal do gerador.

CICLO DE SOLUÇÃO

Para uma perturbação ΔP_c na barra terminal do gerador, um ciclo de solução, que deve ser acompanhado através da Figura 5, obedece a seguinte sequência (no instante $t = 0$, $\Delta P = -\Delta P_c$):

- i) Solução do subsistema algébrico ativo (obtenção de $\Delta \theta$);
- ii) Solução do subsistema algébrico reativo (obtenção de ΔV_T);
- iii) Solução do subsistema diferencial reativo (obtenção de $\Delta E'_q$);
- iv) Solução do subsistema diferencial ativo (obtenção de $\Delta \delta$);

onde as equações diferenciais, que representam as funções de controle do gerador (tensão/frequência), são integradas bloco a bloco, com base na estrutura funcional do MSP mostrada na Figura

5. Cabe salientar, que devido à formulação linearizada das equações de balanço de potência, não ocorre erro de interface entre as soluções dos subsistemas algébrico e diferencial.

Cada ciclo de solução reflete exatamente, as condições do balanço instantâneo de potência (par de equações 4) em relação às condições iniciais, ou seja, pré-perturbação. Desta maneira, após n passos no tempo ($n\Delta t$), as saídas dos principais blocos do MSP podem ser interpretadas como:

$\Delta\delta(n\Delta t), \Delta\theta(n\Delta t)$ - representam os deslocamentos angulares das tensões interna e terminal do gerador, a partir da sua posição angular original, ou seja, da sua posição angular na velocidade síncrona;

$\Delta E'_q(n\Delta t), \Delta V_T(n\Delta t)$ - representam os desvios de magnitude das tensões interna e terminal, a partir de seus valores iniciais.

Assim, a evolução temporal da variação angular $\Delta\delta$, por exemplo, reflete o modo de oscilação do gerador em relação à posição inicial. De forma similar, as variações da magnitude das tensões interna e terminal reproduzem a modulação em amplitude, decorrentes da perturbação inicial.

3.4 COMPARAÇÃO QUALITATIVA ENTRE O MSP E O MODELO HEFFRON-PHILLIPS

Conforme salientado anteriormente, a diferença básica entre o MSP e o modelo Heffron-Phillips reside na consideração da variação do ângulo da tensão terminal do gerador, descrita por $\Delta\theta$. No modelo Heffron-Phillips, os efeitos desta variação não são

levados em conta. Estes efeitos podem ser visualizados, a partir do diagrama de blocos do MSP mostrado na Figura 5.

Como se pode observar nessa Figura, a reação de armadura está associada com a variação angular $\Delta(\delta-\theta)$, bem como com a variação da magnitude da tensão terminal ΔV_T , sendo explicitamente levada em conta através dos coeficientes K_A e K_V , respectivamente, em contraste com o modelo Heffron-Phillips, que representa somente o termo mais lento $K_A \Delta \delta$. Para as condições em vazio, o coeficiente K_V é máximo, enquanto K_A é nulo (Apêndice C). Para condições normais de carga, ambos os coeficientes assumem valores positivos similares.

Para efeitos de comparação dos dois modelos, considere-se o termo $K_A \Delta \delta$ no modelo Heffron-Phillips. Conforme abordado no Capítulo 1, para K_A positivo, a reação de armadura introduz uma componente de torque de amortecimento positiva quando a ação do ângulo do rotor é desmagnetizante, ou seja, quando o ângulo do rotor avança em relação à velocidade síncrona. Esta análise pode ser visualizada no MSP, considerando-se o parâmetro correspondente, que é K_A . Entretanto, conforme se pode notar a partir da decomposição do termo $K_A \Delta(\delta-\theta)$, ou seja,

$$K_A \Delta(\delta - \theta) = K_A \Delta \delta - K_A \Delta \theta \quad (14)$$

para K_A positivo, a ação desmagnetizante do ângulo δ do rotor é contraposta pela ação magnetizante do ângulo θ da tensão terminal. Desta forma, a variação $\Delta \theta$ introduz uma componente de torque de amortecimento negativa. No entanto, ela será neutralizada pela componente positiva introduzida por $\Delta \delta$, visto que a excursão $\Delta \delta$, apesar de lenta, tende a ser maior que a de $\Delta \theta$. Isto se deve ao fato de ser o ângulo δ do rotor, a expressão do acoplamento elástico entre a máquina e o sistema. Entretanto, embora seja de menor amplitude, a variação $\Delta \theta$ produz um efeito magnetizante rápido, ao contrário de $\Delta \delta$ que está associado com a dinâmica lenta do rotor.

O aspecto mais importante dos efeitos opostos produzidos por $\Delta\delta$ e $\Delta\theta$ em diferentes escalas de tempo, reside na consideração dos seus efeitos através do parâmetro $R1_e$ do gerador. Este parâmetro crítico, tal como o seu correspondente K_e no modelo Heffron-Phillips, é responsável pela influência decisiva do regulador de tensão na estabilidade dinâmica do gerador. Esta influência pode ser avaliada através da decomposição em torques sincronizante e de amortecimento, feita a seguir.

3.4.1 DECOMPOSIÇÃO EM TORQUES SINCRONIZANTE E DE AMORTECIMENTO

Considere-se a ação do regulador de tensão devido à variação angular $\Delta(\delta-\theta)$ através de $R1_e$, conforme ilustrado na Figura 7.

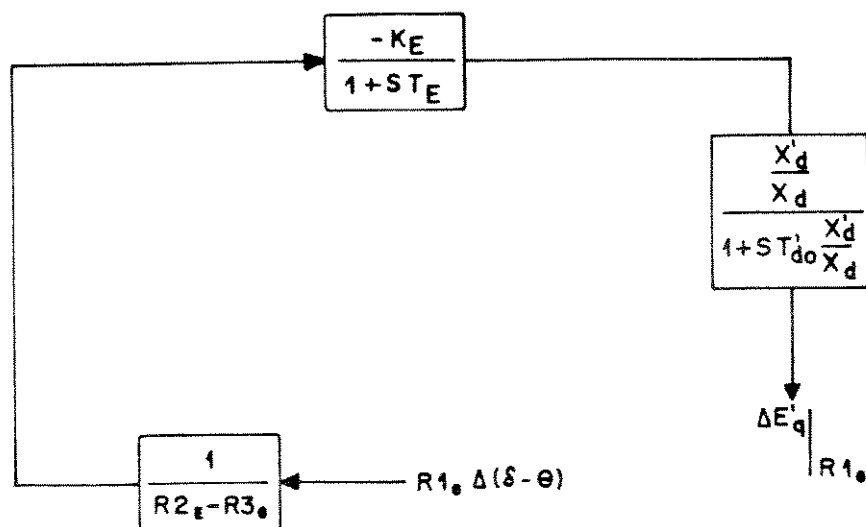


Figura 7 - Variação do fluxo de campo decorrente da ação do regulador de tensão, em resposta às variações de tensão produzidas pelos desvios angulares $\Delta(\delta-\theta)$.

A variação do fluxo concatenado com o circuito de campo decorrente desta ação é expressa por:

$$\Delta E'_q |_{x_1} = - \frac{R1_g}{R2_E - R3_g} \cdot \frac{K_E \frac{X'_d}{X_d}}{(1 + ST_E) (1 + ST'_{do} \frac{X'_d}{X_d})} \Delta(\delta - \theta) \quad (15)$$

Esta variação produz uma componente de torque (em p.u.), que pode ser expressa por:

$$\Delta T_E |_{x_1} = A2_g \cdot \Delta E'_q |_{x_1} \quad (16)$$

onde $A2_g$ corresponde ao parâmetro K_2 no modelo Heffron-Phillips. Tendo em vista (15) este torque pode ser expresso por:

$$\frac{\Delta T_E}{\Delta(\delta - \theta)} |_{x_1} = - \frac{R1_g^*}{(1 + ST_E) \cdot (1 + ST'_d)} \quad (17)$$

onde

$$R1_g^* = \frac{R1_g A2_g K_E \frac{X'_d}{X_d}}{R2_E - R3_g} \quad \text{e} \quad T'_d = T'_{do} \frac{X'_d}{X_d} \quad (18)$$

Deve ser observado que $R1_g < 0$, implica em $R1_g^* < 0$, visto que $A2_g$ e $R2_E$ são positivos sob condições de carga pesada, e $R3_g$ é sempre negativo (Apêndice B).

Esta componente de torque pode ser também expressa por:

$$\frac{\Delta T_E}{\Delta(\delta - \theta)} |_{x_1} = - \frac{R1_g^*}{1 + ST1 + S^2 T2} \quad (19)$$

onde

$$\begin{aligned} T1 &= T_E + T'_d \\ T2 &= T_E T'_d \end{aligned} \quad (20)$$

Para uma dada frequência de oscilação, substituindo-se S por $j\omega$, o torque pode ser decomposto em componentes sincronizante e de amortecimento, sendo expresso por:

$$\Delta T_E |_{\omega} = \Delta T_S + j\Delta T_A = -\frac{R1_G^*(1-\omega^2 T2)}{(1-\omega^2 T2)^2 + (\omega T1)^2} \Delta(\delta-\theta) + \frac{R1_G^* \omega T1}{(1-\omega^2 T2)^2 + (\omega T1)^2} j\Delta(\delta-\theta) \quad (21)$$

Para que estas componentes possam ser avaliadas efetivamente é necessário considerar também a componente de torque produzida pelo regulador de tensão através do parâmetro $R1_E$ da rede, que geralmente é positivo (Apêndice B). Tendo em vista a Figura 5, esta componente é obtida de forma análoga a expressão (19), sendo dada por:

$$\frac{\Delta T_E}{\Delta \theta} |_{\omega} = \frac{R1_E^*}{1 + ST_1 + S^2 T2} \quad (22)$$

onde

$$R1_E^* = \frac{R1_E A2_G K_E \frac{X_d'}{X_d}}{R2_E - R3_G} \quad (23)$$

Este torque também pode ser decomposto em componentes sincronizante e de amortecimento, sendo expresso por:

$$\Delta T_E |_{\omega} = \frac{R1_E^*(1-\omega^2 T2)}{(1-\omega^2 T2)^2 + (\omega T1)^2} \Delta\theta - \frac{R1_E^* \omega T1}{(1-\omega^2 T2)^2 + (\omega T1)^2} j\Delta\theta \quad (24)$$

TORQUES SINCRONIZANTES

De acordo com as expressões (21) e (24), as componentes de torque sincronizante são:

$$\Delta T_s |_{R1_0} = - \frac{R1_0^* (1 - \omega^2 T2)}{(1 - \omega^2 T2)^2 + (\omega T1)^2} \Delta \delta + \frac{R1_0^* (1 - \omega^2 T2)}{(1 - \omega^2 T2)^2 + (\omega T1)^2} \Delta \theta \quad (25)$$

$$\Delta T_s |_{R1_r} = \frac{R1_r^* (1 - \omega^2 T2)}{(1 - \omega^2 T2) + (\omega T1)^2} \Delta \theta \quad (26)$$

Como se pode notar pelo numerador da expressão (25), para $R1_0$ negativo e frequências muito baixas, isto é,

$$\omega < \frac{1}{\sqrt{T2}} \quad (27)$$

o regulador de tensão introduz através do parâmetro $R1_0$ do gerador uma componente positiva (sincronizante) em função da variação $\Delta \delta$, e uma componente negativa (dessincronizante) devido à variação $\Delta \theta$. Entretanto, esta componente negativa é contraposta pela componente positiva (sincronizante) introduzida pelo regulador de tensão através do parâmetro $R1_r$ da rede, conforme se pode notar pela expressão (26).

Para frequências mais altas, isto é,

$$\omega > \frac{1}{\sqrt{T2}} \quad (28)$$

ocorre o contrário do descrito anteriormente. Assim, o aspecto importante que deve ser salientado neste caso é a introdução de uma componente negativa de torque sincronizante via $\Delta \delta$ para frequências maiores que $1/\sqrt{T2}$, a qual pode afetar a Estabilidade de Regime Permanente (aperiódica) da máquina. Entretanto, sob condições de carga pesada, conforme tem sido amplamente constatado na prática desde que os reguladores de ação rápida e contínua passaram a ser utilizados, a instabilidade da máquina não ocorre por falta de torque sincronizante (instabilidade de regime permanente). Antes disso, ela é atingida por falta de torque de amortecimento (instabilidade dinâmica).

TORQUES DE AMORTECIMENTO

Retornando às expressões (21) e (24), as componentes de torque de amortecimento são dadas por:

$$\Delta T_A |_{\omega} = \frac{R1_g^* \omega T1}{(1 - \omega^2 T2)^2 + (\omega T1)^2} \Delta \delta - \frac{R1_g^* \omega T1}{(1 - \omega^2 T2)^2 + (\omega T1)^2} \Delta \theta \quad (29)$$

$$\Delta T_A |_{\omega} = - \frac{R1_E^* \omega T1}{(1 - \omega^2 T2)^2 + (\omega T1)^2} j \Delta \theta \quad (30)$$

Assim, para $R1_g$ negativo, pode-se notar pela expressão (29) que o regulador de tensão introduz uma componente de torque de amortecimento negativa (produzindo efeito magnetizante) devido à variação $\Delta \delta$ e uma componente positiva (com efeito desmagnetizante) devido à variação $\Delta \theta$. Entretanto, como se pode notar pela expressão (30), esta componente positiva introduzida via $\Delta \theta$ é contraposta pela componente negativa introduzida pelo regulador de tensão através do parâmetro $R1_E$. Tendo em vista que:

- a variação $\Delta \delta$ tende a ser maior que a variação $\Delta \theta$;
- os efeitos do regulador de tensão via $\Delta \theta$ através dos parâmetros $R1_g$ e $R1_E$, tendem a se cancelar sob condições de carga pesada;

a instabilidade dinâmica do gerador resulta basicamente da ação do regulador de tensão em função da variação $\Delta \delta$, através do parâmetro crítico $R1_g$.

Tendo em vista que uma das maneiras possíveis de se estimar o ganho do ESP que provoca a instabilidade é através do modelo Heffron-Phillips, conforme salientam Larsen e Swan [LARSEN, 1981], é evidente que o MSP também pode ser utilizado

para se obter uma estimativa deste ganho. Entretanto, para esta estimativa o MSP apresenta uma vantagem adicional em relação ao modelo Heffron-Phillips, a qual pode ser melhor avaliada considerando-se o modo reativo da máquina que será mostrado a seguir. Conforme abordado no capítulo 3, a instabilidade observada pelo teste da margem de ganho é em geral, associada com a instabilização deste modo.

3.4.2 MODO REATIVO DA MÁQUINA

Para o MSP (Figura 5), a função de transferência de malha aberta $GEP(s)$ (análoga a do modelo Heffron-Phillips descrita pela expressão (20) do capítulo 1) é dada por:

$$GEP(s) = A2_G \frac{\Delta E'_q}{\Delta V_{T_{MW}}} \quad (31)$$

para ângulos δ e θ constantes.

Tendo em vista a malha reativa da máquina mostrada na Figura 8,

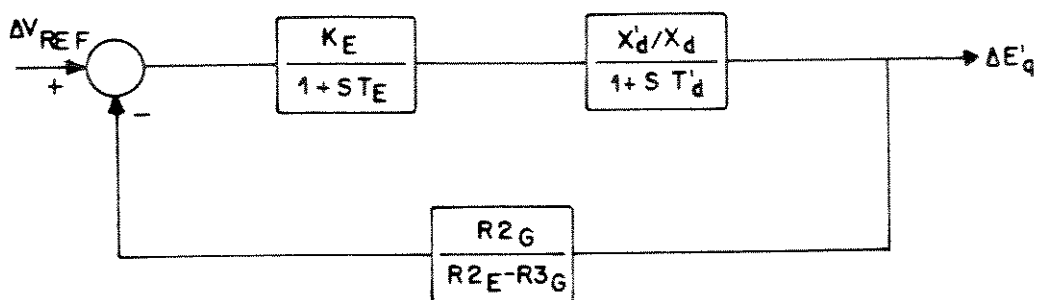


Figura 8 - Malha Reativa.

tem-se (Apêndice D):

$$\frac{\Delta E'_q}{\Delta V_{REF}} = \frac{K_E \frac{X'_d}{X_d} (R2_E - R3_G)}{(R2_E - R3_G) (1 + ST_E) (1 + ST'_d) + K_E \frac{X'_d}{X_d} R2_G} \quad (32)$$

Considerando-se a malha de controle de tensão para a máquina conectada ao sistema mostrada na Figura 9 (ângulos constantes),

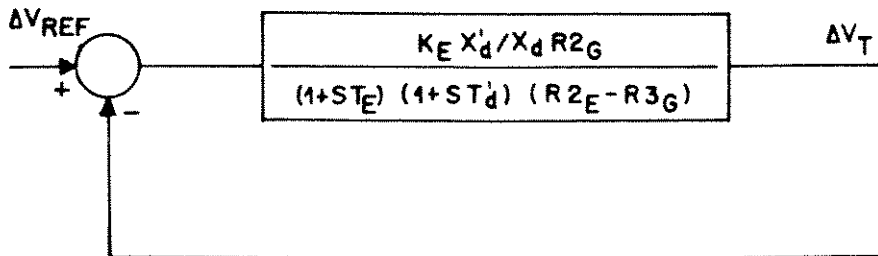


Figura 9 - Malha de Controle de Tensão.

a seguinte expressão pode ser obtida:

$$\frac{\Delta V_T}{\Delta V_{REF}} = \frac{K_E \frac{X'_d}{X_d} R2_G}{(R2_E - R3_G) (1 + ST_E) (1 + ST'_d) + K_E \frac{X'_d}{X_d} R2_G} \quad (33)$$

Assim, tendo em vista as expressões (32) e (33) pode-se escrever:

$$\frac{\Delta E'_q}{\Delta V_{REF}} = \frac{(R2_E - R3_G)}{R2_G} \cdot \frac{\Delta V_T}{\Delta V_{REF}} \quad (34)$$

e, portanto, de acordo com a equação (31) tem-se:

$$GEP(s) = \frac{A2_g}{R2_g} (R2_E - R3_g) \frac{\Delta V_T}{\Delta V_{REF}} \quad (35)$$

$$= \frac{A2_g}{R2_g} (R2_E - R3_g) \frac{K_E \frac{X'_d}{X_d} R2_g}{(1 + ST_E)(1 + ST'_d)(R2_E - R3_g) + K_E \frac{X'_d}{X_d} R2_g}$$

Para valores elevados de K_E , $GEP(s)$ pode ser expressa por (Apêndice D):

$$GEP(s) = \frac{\frac{A2_g}{R2_g}}{(R2_E - R3_g)} \frac{\frac{R_E R2_g}{T_E T'_{do} (R2_E - R3_g)}}{s^2 + \frac{1}{T_E} s + \frac{K_E R2_g}{T_E T'_{do} (R2_E - R3_g)}} \quad (36)$$

que na forma canônica fica:

$$GEP(s) = \frac{\frac{A2_g}{R2_g}}{(R2_E - R3_g)} \frac{\omega_R^2}{s^2 + 2\xi_R \omega_R s + \omega_R^2} \quad (37)$$

A equação característica possui as raízes,

$$S_R = -\xi_R \omega_R \pm j \omega_R \sqrt{1 - \xi_R^2} \quad (38)$$

onde a frequência natural não amortecida ω_R e a taxa de amortecimento ξ_R são dadas por:

$$\omega_R = \sqrt{\frac{K_E R2_g}{T_E T'_{do} (R2_E - R3_g)}} \quad e \quad \xi_R = \frac{1}{2 \omega_R T_E} \quad (39)$$

Portanto, o modo reativo ou modo da excitatriz é dado por:

$$S_R = -\frac{1}{2T_E} \pm j \sqrt{\frac{K_E R2_g}{T_E T'_{do} (R2_E - R3_g)} - \left(\frac{1}{2T_E}\right)^2} \quad (40)$$

Desta forma, a malha de controle de tensão exibirá uma resposta não oscilatória se existirem somente raízes reais, ou seja, se

$$K_E < \frac{T'_{do}}{4 \frac{R2_G}{R2_E - R3_G} T_E} \quad (41)$$

para $\xi_m > 1$. Esta expressão deve ser comparada com a expressão análoga (equação (27) do capítulo 1):

$$K_E < \frac{T'_{do}}{4K_G T_E} \quad (42)$$

obtida a partir do modelo Heffron-Phillips. Como se pode notar pelas expressões (41) e (42), o MSP propicia uma informação adicional, traduzida pelo termo de correspondência:

$$K'_G = \frac{R2_G}{(R2_E - R3_G)} \quad (43)$$

que representa os efeitos da variação da magnitude da tensão terminal do gerador nas potências reativa gerada ($R2_G$ e $R3_G$) e fornecida ao sistema ($R2_E$). Como se pode notar pelas expressões destes coeficientes dadas no Apêndice B, este termo depende do carregamento da máquina ($R3_G$) e da rigidez da sua conexão com o sistema ($R2_E$). Será mostrado no capítulo 4, que para o mesmo ponto de operação, o valor limite obtido por (41) é mais baixo que o obtido por (42), especialmente sob condições de carga pesada. Isto é de importância vital para o ajuste adequado do ganho do ESP.

3.4.3 MARGEM DE ESTABILIDADE DINÂMICA DO GERADOR SÍNCRONO

Tendo em vista a análise via torques sincronizante e de amortecimento feita anteriormente, na ausência de sinal

estabilizante adicional (ESP) a operação dinâmica estável do gerador só é possível quando R_{10} é positivo, ou seja, quando (Apêndice B)

$$A3_0 = \frac{E'_d}{X'_d} \sin(\delta - \theta) + V_T \left[\frac{1}{X_g} - \frac{1}{X'_d} \right] \sin 2(\delta - \theta) < 0 \quad (44)$$

Esta condição pode ser reescrita como:

$$\frac{E'_{q0}}{2V_{T0} \cdot \cos(\delta_0 - \theta_0)} < 1 - \frac{X'_d}{X_g} \quad (45)$$

Nesta expressão estão contidas as principais informações relacionadas às causas da instabilidade dinâmica do gerador, as quais, conforme abordado no capítulo 1, constituíram a motivação básica da realização de pesquisas nessa área:

- i) o carregamento próximo ao limite de estabilidade estática;
- ii) a utilização de excitatrizes de ação rápida, com elevadas tensões de teto;
- iii) aumento da reatância transitória em torno de 30% nos últimos 25 anos [BRAUNER, 1986].

A condição (45) informa que a margem de estabilidade dinâmica do gerador decrece com o seu carregamento $[\cos(\delta_0 - \theta_0)]$, bem como com a elevação de sua tensão de campo (E'_{q0}). Este fato se torna ainda mais crítico para valores altos da relação X'_d/X_g , ou seja, para baixas relações de curto circuito (short-circuit ratio). Esta expressão define, portanto, a margem de estabilidade dinâmica do gerador síncrono.

Outro aspecto importante do MSP em relação ao modelo Heffron-Phillips, é o fato de ele propiciar a simulação dinâmica

para uma perturbação imposta pela rede. A importância deste fato pode ser melhor avaliada, considerando-se a extensão do MSP a sistemas multimáquinas.

3.5 MSP PARA SISTEMAS MULTIMÁQUINAS

Para se realizar a extensão do MSP a sistemas multibarras, basta escrever as equações de balanço nodal de potência para cada barra do sistema. Assim sendo, considere-se uma barra genérica k , conectada às barras i e j , conforme mostrado na Figura 10.

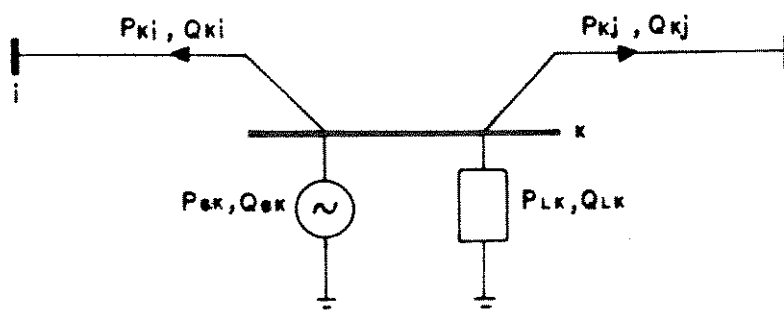


Figura 10

O balanço de potência incremental na barra k pode ser expresso por:

$$\begin{aligned} \Delta P_{Gk} - \Delta P_{Lk} - \sum_{l \in \Omega_k} \Delta P_{kl} &= 0 \\ \Delta \left(\frac{Q_{Gk}}{V_k} \right) - \Delta \left(\frac{Q_{Lk}}{V_k} \right) - \sum_{l \in \Omega_k} \Delta \left(\frac{Q_{kl}}{V_k} \right) &= 0 \end{aligned} \quad (46)$$

onde ΔP_{Lk} , ΔQ_{Lk} - são as variações das cargas ativa e reativa ligadas ao nó k ;

ΔP_{kl} , ΔQ_{kl} - são as variações dos fluxos ativo e reativo na ligação $k - l$;

ΔP_{ok} , ΔQ_{ok} - são as variações das potências ativa e reativa geradas no nó k;

Ω_k - conjunto de nós ligados ao nó k.

Os incrementos ΔPL_k e ΔQL_k serão expressos em função das variações da tensão e da frequência locais. A descrição destes termos será feita posteriormente.

As variações das potências ativa e reativa geradas no nó k são expressas por (Apêndice B):

$$\begin{aligned} \Delta P_{Gk} &= A1_{ok} \Delta(\delta_k - \theta_k) + A2_{ok} \Delta E'_{ok} + A3_{ok} \Delta V_k \\ \Delta\left(\frac{QG_k}{V_k}\right) &= R1_{ok} \Delta(\delta_k - \theta_k) + R2_{ok} \Delta E'_{ok} + R3_{ok} \Delta V_k \end{aligned} \quad (47)$$

As variações dos fluxos de potência ativa e reativa com relação ao estado de referência são expressas por (Apêndice B):

$$\begin{aligned} \Delta P_{k1} &= A1_{k1} \Delta(\theta_k - \theta_1) + A2_{k1} \Delta V_k + A3_{k1} \Delta V_1 \\ \Delta\left(\frac{Q_{k1}}{V_k}\right) &= R1_{k1} \Delta(\theta_k - \theta_1) + R2_{k1} \Delta V_k + R3_{k1} \Delta V_1 \end{aligned} \quad (48)$$

Cabe salientar que o termo $A1_{k1} \Delta(\theta_k - \theta_1)$, em geral referido como torque sincronizante da linha, representa a contribuição predominante de ΔP_{k1} .

Substituindo-se (47) e (48) em (46) e procedendo da mesma forma que no item anterior, isto é, isolando-se à direita nas equações de potências ativa e reativa os termos $\Delta\theta$ e ΔV , equações similares às (5) e (6) são obtidas para uma barra k genérica, ou seja:

$$\Delta P_k = A1_{kk} \Delta \theta_k + \sum_{l \in \Omega_k} R1_{kl} (\Delta \theta_k - \Delta \theta_l) \quad (49)$$

$$\Delta \left(\frac{Q_k}{V_k} \right) = -R3_{kk} \Delta V_k + \sum_{l \in \Omega_k} (R2_{kl} \Delta V_k + R3_{kl} \Delta V_l) \quad (50)$$

onde

$$\Delta P_k = A1_{kk} + A2_{kk} \Delta E'_{kk} + A3_{kk} \Delta V_k - \sum_{l \in \Omega_k} (A2_{kl} \Delta V_k + A3_{kl} \Delta V_l) - \Delta PL_k \quad (51)$$

$$\Delta \left(\frac{Q_k}{V_k} \right) = R1_{kk} (\Delta \theta_k - \Delta \theta_k) + R2_{kk} \Delta E'_{kk} - \sum_{l \in \Omega_k} R1_{kl} (\Delta \theta_k - \Delta \theta_l) - \Delta \left(\frac{QL_k}{V_k} \right) \quad (52)$$

tal como o par de equações (7), representam respectivamente, os "mismatches" de potência ativa e reativa que devem ser satisfeitos em qualquer instante ao longo do processo dinâmico. Como se pode notar, ele inclui os efeitos das variações das cargas, bem como os termos de acoplamento cruzados ($\Delta P - \Delta V$ e $\Delta Q/V - \Delta \theta$).

Para uma rede constituída de n barras ($k = 1$ a n), dois subsistemas desacoplados de equações algébricas são obtidos, representando as equações (49) e (50) na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_k \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & \dots & A_{1n} \\ A_{k1} & A_{kk} & A_{kn} \\ A_{n1} & \dots & A_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_n \end{bmatrix} \quad (53)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_1/V_1 \\ \Delta Q_k/V_k \\ \Delta Q_n/V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{11} & \dots & R_{1n} \\ R_{k1} & R_{kk} & R_{kn} \\ R_{n1} & \dots & R_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_k \\ \Delta V_n \end{bmatrix} \quad (54)$$

As matrizes de sensibilidades de potências $[A]$ e $[R]$, calculadas para o estado básico, são esparsas, simétricas e com estrutura similar à da matriz admitância nodal (Y_{barra}), isto é, tem a mesma lei de formação. Elas são correspondentes às submatrizes principais do Jacobiano do fluxo de carga Newton-Raphson, considerando-se todas as barras do sistema. Cada gerador contribui com os coeficientes A_{10} e $-R_{30}$ (equações (49) e (50)), os quais são adicionados como "shunt" ao correspondente elemento da diagonal. Isto propicia um bom condicionamento para a solução desacoplada dos subproblemas $[\Delta P - \Delta \theta]$ e $[\Delta Q/V - \Delta V]$. As características das cargas também podem ser incluídas como shunt locais, principalmente se elas forem funções explícitas da variação ΔV_k .

As relações matriciais (53) e (54) correspondem à extensão multibarras das equações (5) e (6), as quais estabelecem os balanços de potências ativa e reativa para uma única barra. Os subsistemas diferenciais de cada gerador podem ser agregados como malhas de controle externas, de forma similar à mostrada na Figura 5.

Na Figura 11 é mostrado o diagrama de blocos do MSP para um sistema de n barras considerando, por razões de simplicidade, somente o gerador conectado à barra k . Deve ser observado que a principal diferença entre as Figuras 5 e 11 reside na representação matricial do balanço nodal de potência, bem como na inclusão dos efeitos das cargas.

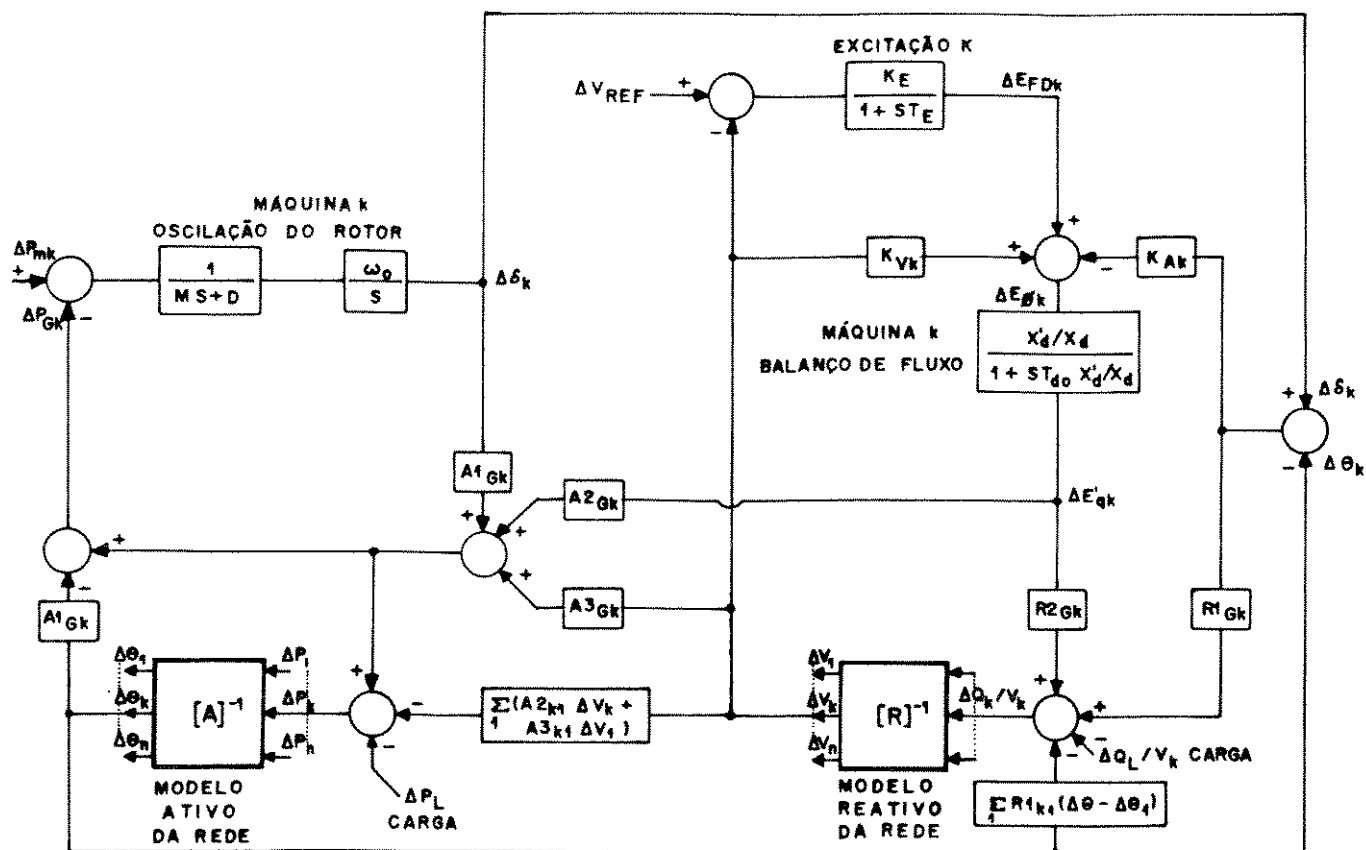


Figura 11 - Extensão multibarras do MSP.

Um aspecto importante que também deve ser notado, é o fato de não ter sido necessário especificar um barramento infinito como referência específica. Devido à expansão em Taylor, cada variável irá mudar em relação à sua própria referência, representada pelo valor original de regime permanente, o qual foi utilizado para se calcular as sensibilidades. Desta forma, as equações de balanço do MSP podem ser estendidas à um número qualquer de barras, preservando as características básicas de desacoplamento abordadas no item anterior.

O diagrama de decomposição mostrado na Figura 6 também se aplica à extensão multimáquinas do MSP. Portanto, cada ciclo de solução também corresponde à uma única solução de cada subsistema. Este ciclo inclui agora os cálculos dos vetores de

"mismatches" $[\Delta P]$ e $[\Delta Q/V]$ expressos pelo par de equações (51) e (52), para todas as barras do sistema ($k = 1$ a n). A Figura 12 ilustra o cálculo destes "mismatches" para uma barra k genérica.

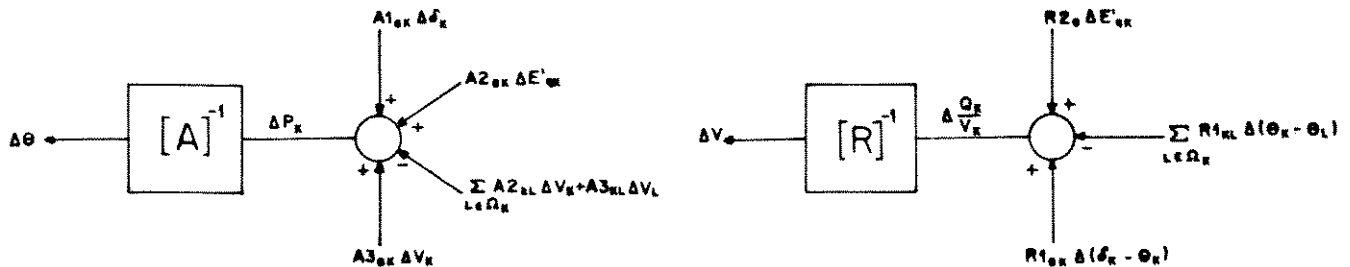


Figura 12 - "Mismatches" ativo e reativo da barra k .

3.5.1 REPRESENTAÇÃO DAS CARGAS

A representação das cargas nos estudos de estabilidade de sistemas elétricos tem se tornado cada vez mais importante, visto que estas podem afetar consideravelmente o comportamento dinâmico do sistema. Isto tem sido constatado na prática, bem como em vários estudos realizados, os quais indicaram que os resultados de simulação variam significativamente, conforme diferentes representações das cargas sejam utilizadas [CONCORDIA, 1982]. Alguns dos casos típicos estudados foram: dinâmica de longo prazo (long-term), colapso do sistema e amortecimento das oscilações.

No MSP é possível incluir diretamente as variações das cargas, seja as impostas pelas variáveis da rede ou devidas às variações da demanda externa. Considerando-se novamente a barra genérica k , as variações das cargas ativa e reativa nesta barra podem ser funcionalmente relacionadas com as variações locais da frequência e da magnitude da tensão, representadas na forma linear como:

$$\Delta PL_k = D1_k \Delta f_k + D2_k \Delta V_k + \Delta P_{Ek} \quad (55)$$

$$\Delta \frac{QL_k}{V_k} = D3_k \Delta f_k + D4_k \Delta V_k + \Delta \frac{Q_{Ek}}{V_k}$$

onde os coeficientes característicos D1, D2, D3 e D4 podem ser obtidos a partir das equações de regime permanente da carga respectiva, bem como através de sua monitoração ou de sistemas de aquisição de dados [BERG, 1971]. Conforme salientado por Concordia [CONCORDIA, 1982], estes coeficientes ainda são os dados mais bem conhecidos, bem como os mais acessíveis.

Cabe salientar, que utilizando o modelo Heffron-Phillips, Langevin e Aurioi [LANGEVIN, 1986] mostraram que estas características estáticas da carga, tem influência nos torques sincronizante e de amortecimento. Em relação ao torque sincronizante foi constatado que a influência é pouco significativa, visto que a frequência natural de oscilação mostrou-se invariante. No entanto, o torque de amortecimento mostrou ser extremamente sensível a estas características. Conforme demonstraram Tripathy e outros [TRIPATHY, 1981], estas características também tem um efeito significativo no amortecimento das oscilações de potência sincronizante nas interligações dos sistemas.

As características dinâmicas das cargas também podem ser levadas em conta pelo MSP. Se uma carga relevante possuir uma malha de controle, tais como os motores industriais e compensadores reativos, então as funções de transferência que descrevem estas malhas podem ser explicitamente representadas como um processo interativo entrada/saída entre a rede e as variáveis das cargas.

As variações da frequência (Δf_k) podem ser obtidas a partir das variações locais de ângulo ($p\theta_k$). Entretanto, os

efeitos principais de regulação das cargas serão retidos, se Δf_k for simplesmente substituído pelas variações da frequência média, calculada a partir da média ponderada dos desvios de frequência dos geradores ao longo da simulação dinâmica, ou seja:

$$\bar{\Delta f}_k = \frac{\sum M_i \Delta f_i}{\sum M_i} \quad i = 1, 2, \dots, n_g \quad (56)$$

A inclusão das características estáticas das cargas no balanço nodal de potência, podem ser representadas conforme mostrado na Figura 13.

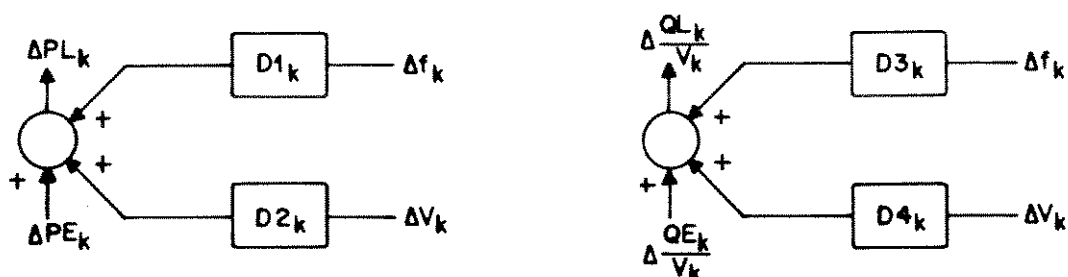


Figura 13 - Contribuição das cargas aos "mismatches" da barra.

3.5.2 REPRESENTAÇÃO DOS DISPOSITIVOS ESTABILIZANTES

Tendo em vista as suas características atrativas de decomposição, o MSP pode ser efetivamente explorado nos estudos em que são desejáveis uma rápida simulação dinâmica. Particularmente naqueles em que a preservação da topologia original da rede possa ter interesse, de modo a reproduzir os modos de oscilação de baixa frequência sobre o sistema.

A formulação do MSP possibilita a verificação do

desempenho dos dispositivos estabilizantes diretamente conectados em locais selecionados do sistema. Estes dispositivos incluem qualquer tipo de ESP, bem como os compensadores síncronos e estáticos. Desta forma, ele permite verificar a produção efetiva de amortecimento por parte desses dispositivos na presença de oscilações multimáquinas, bem como dos principais efeitos das cargas. A representação detalhada da rede permite também monitorar as oscilações de potência sincronizante em qualquer linha do sistema, bem como os modos eletromecânicos locais, em função das ações das malhas de controle dos geradores síncronos. Este tópico exige um tratamento específico, que deverá ser abordado na continuação da pesquisa.

3.6 CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO (CAG)

Outra característica especial do MSP reside na sua capacidade de considerar uma representação detalhada do sistema interligado, para a simulação dos processos dinâmicos relacionados ao CAG, a qual é usualmente realizada utilizando-se uma modelagem clássica que considera as usinas agrupadas em máquinas equivalentes por área, trocando energia entre si através de linhas de intercâmbio também equivalentes. A formulação do MSP possibilita que o problema do CAG possa ser detalhado de tal modo que a topologia real é preservada, facilitando a representação das cargas, linhas de transmissão, geradores e reguladores de velocidade pelas suas características próprias [DECKMANN, 1985; ALVES, 1986; VINHAS, 1987].

O processo tradicional de controle da geração em um sistema de várias áreas interligadas consiste em monitorar simultaneamente os desvios de frequência e de intercâmbio entre as áreas, alocando-se a geração de acordo com critérios econômicos, energéticos ou de segurança. A partir desses desvios

obtidos através de telemedicação, o Centro de Controle de Operação (CCO) existente em cada área sintetiza o chamado Erro de Controle de Área (ECA), dado por:

$$ECA_i = \alpha_i (\Delta PI_k + \beta_k \Delta f_k) \quad (57)$$

onde

ΔPI_k = erro do intercâmbio líquido da área k;

Δf_k = desvio da frequência média da área k;

β_k = característica natural (Bias) da área k;

α_i = fator de participação do gerador i.

Esse sinal é transmitido para um determinado número de unidades para que possa ser efetuado o controle permanente do balanço entre a geração e a demanda, através dos reguladores de velocidade dos geradores individuais. Esse controle conjunto do desvio de intercâmbio e do erro de frequência é conhecido como TLB (Tie Line Load Bias Frequency Control) e é o mais utilizado atualmente.

Cabe salientar, o fato da hipótese tradicional das tensões constantes assumida nos estudos clássicos do CAG poder também ser relaxada, visto que no MSP a inclusão das malhas de controle de tensão das barras PV do sistema é inerente. Esse acoplamento da malha de controle de tensão ao CAG amplia, portanto, as possibilidades do controle de sistemas interligados [ELGERD, 1971].

Para a simulação completa do CAG em grandes sistemas interligados, conhecidos por "Power Pools", é necessário monitorar os fluxos de potência sincronizante nas interligações

entre as áreas. Com o MSP, essas informações podem ser obtidas diretamente. Uma vez que a topologia da rede é preservada, as variações dos fluxos de potência em uma interligação genérica k-l pode ser calculada diretamente a partir das variáveis de rede disponíveis:

$$\Delta P_{kl} = A1_{kl}(\Delta \theta_k - \Delta \theta_l) + A2_{kl} \Delta V_k + A3_{kl} \Delta V_l \quad (58)$$

Assim, estudos dinâmicos para o sistema completo podem ser estendidos para longos intervalos de tempo, observando-se os efeitos das malhas de controle de frequência e tensão sobre qualquer componente do sistema.

Na Figura 14 (a e b) é mostrado o diagrama funcional do processo completo de simulação dinâmica do sistema interligado. Esse diagrama considera, por razões de simplicidade, somente duas áreas i e j quaisquer. Como se pode notar, estão incluídas as malhas de controle primário de cada gerador, bem como a de controle secundário de cada área.

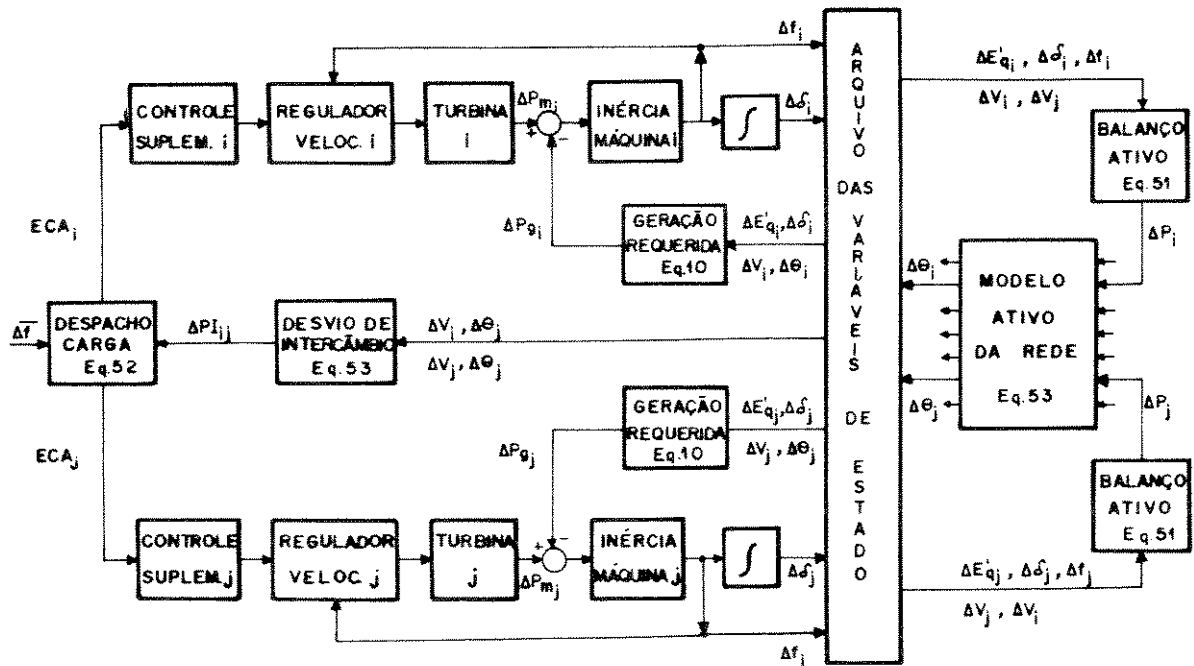


Figura 14.a - Simulação do Controle P-F.

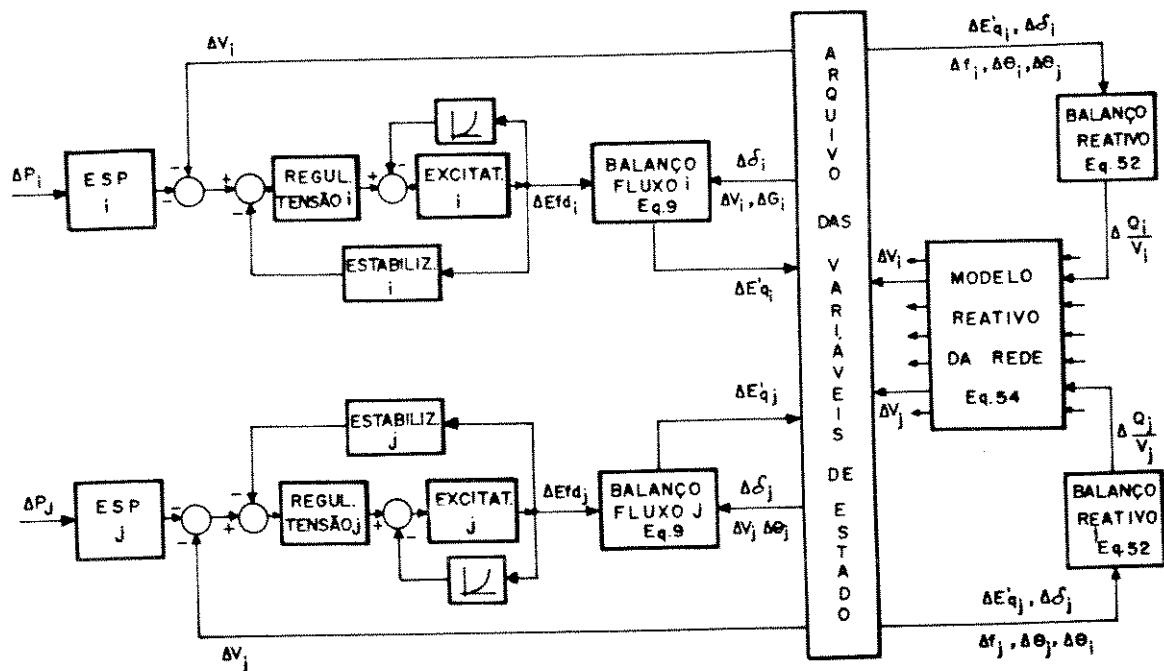


Figura 14.b - Simulação do controle Q-V.

CAPÍTULO 4

MSP: SIMULAÇÃO E ANÁLISE

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é realizada uma análise paramétrica do MSP em sua versão máquina-barramento infinito. Ela tem por objetivo mostrar que o MSP possui um potencial maior que o modelo Heffron-Phillips, no tocante ao estabelecimento da base teórica para a aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência em sistemas de energia elétrica. Essa análise é feita posteriormente a apresentação dos resultados de simulação obtidos com os dois modelos. Após esta análise são apresentados os resultados de simulação do MSP em sua versão multimáquinas, com o objetivo somente de mostrar o potencial do MSP para o estudo de oscilações de baixa frequência em sistemas multimáquinas. Um tratamento mais detalhado do caso multimáquinas foge do escopo deste trabalho e merece um estudo específico. Os resultados de simulação apresentados foram obtidos através de programas desenvolvidos na linguagem PASCAL, em um PC-XT. Na versão multimáquinas foram utilizadas as subrotinas desenvolvidas por Zollenkopf para a resolução do sistema de equações algébricas esparsas [ZOLLENKOPF, 1971]. O método de integração utilizado para a resolução das equações diferenciais foi o trapezoidal implícito.

4.2 MÁQUINA CONECTADA AO BARRAMENTO INFINITO

4.2.1 DESEMPENHO DO MSP E DO MODELO HEFFRON-PHILLIPS

Os resultados de simulação que são mostrados neste item

foram obtidos para as mesmas condições consideradas por De Mello e Concordia, isto é, carga leve e carga pesada [DE MELLO, 1969]. Na tabela 1 são mostrados os parâmetros comuns aos dois modelos.

M	D	X_d	X'_d	X_q	X'_q	T_e	T'_{do}
10	0	1.6	0.32	1.55	0.4	0.05	6

Tabela 1

a) Carga Leve: $P + jQ = 0.5 + j0$

Nas tabelas 2 e 3 são mostrados os coeficientes de sensibilidade para os modelos Heffron-Phillips (MHP) e MSP, respectivamente.

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
0.95	1.07	0.36	1.37	0.0544	0.439

Tabela 2 - Parâmetros do MHP

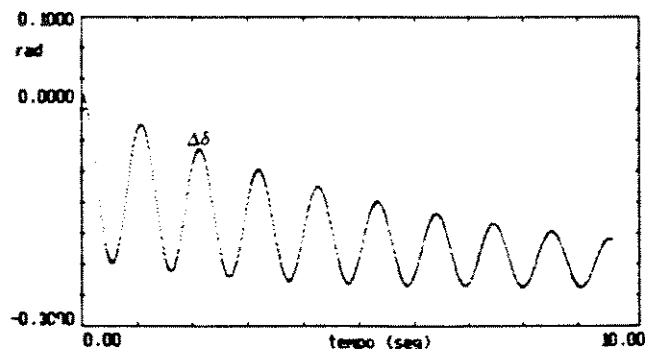
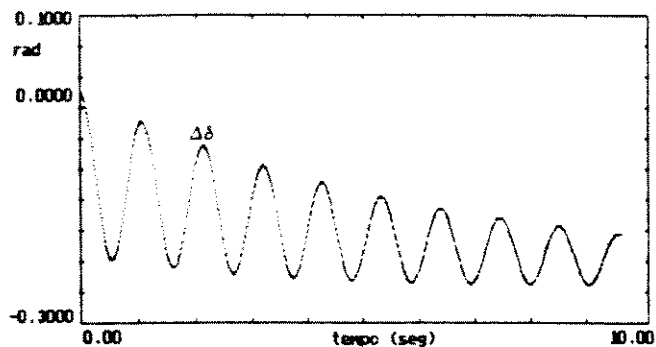
$A1_o$	$A2_o$	$A3_o$	$A1_e$	$A2_e$	$R1_o$	$R2_o$	$R3_o$
1.575	1.916	-0.701	2.5	0.492	0.701	2.469	-2.192

$R1_e$	$R2_e$	K_v	K_A
0.492	2.5	3.16	2.45

Tabela 3 - Sensibilidades do MSP

Tal como considerado por De Mello e Concordia, os resultados foram obtidos de modo a ilustrar o efeito do ganho

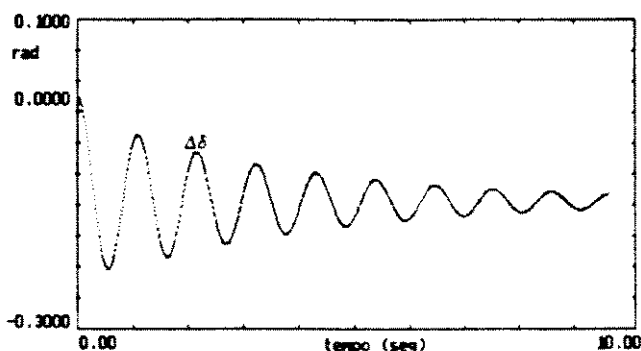
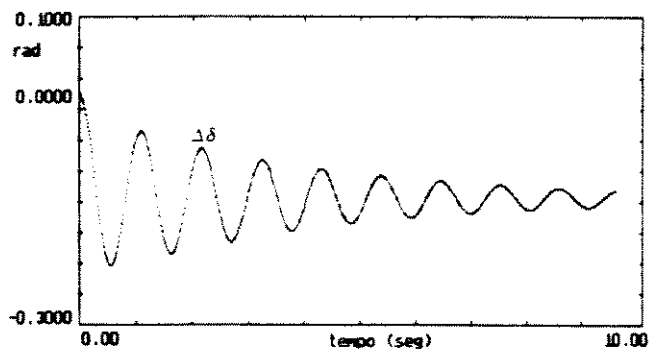
estático K_E do regulador de tensão no amortecimento das oscilações do rotor. As Figuras 1, 2, 3 e 4 mostram, para o MSP e MHP, os desvios do ângulo δ do rotor para um degrau de torque mecânico (-10%).



a) MSP

b) MHP

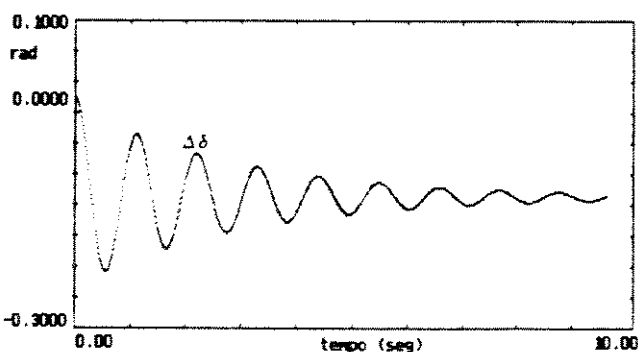
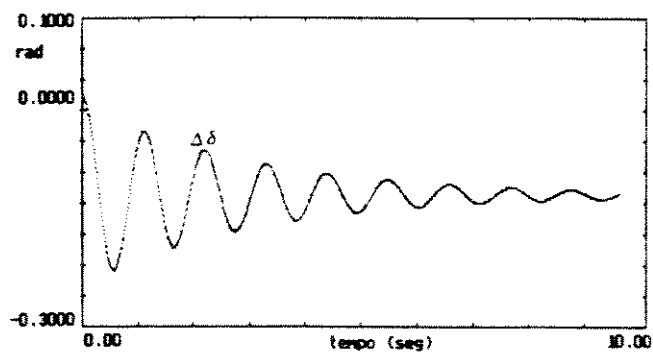
Figura 1 - $K_E = 0$



a) MSP

b) MHP

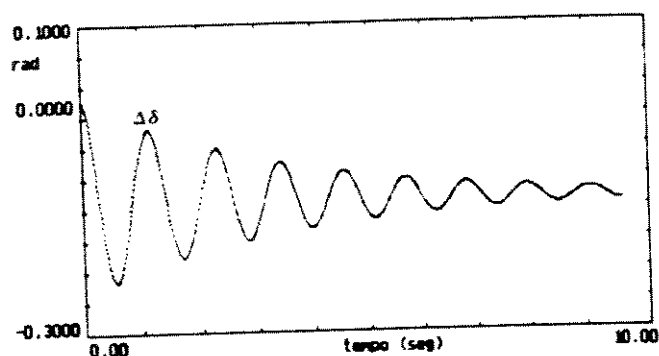
Figura 2 - $K_E = 25$



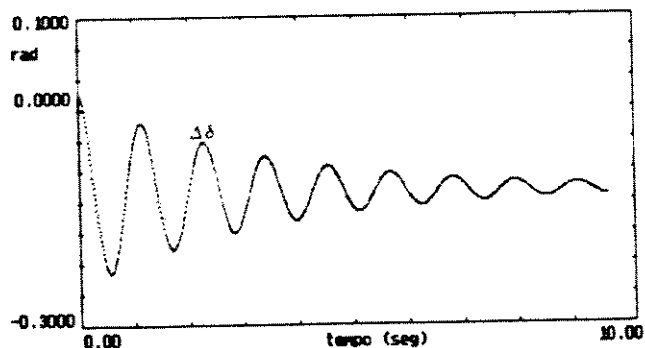
a) MSP

b) MHP

Figura 3 - $K_E = 50$



a) MSP



b) MHP

Figura 4 - $K_E = 100$

b) Carga Pesada: $P + jQ = 1.0 - j0.5$

Os parâmetros dos dois modelos para este caso são mostrados nas tabelas 4 e 5.

K_1	K_2	K_3	K_4	K_5	K_6
1.18	1.73	0.36	2.21	-0.255	0.080

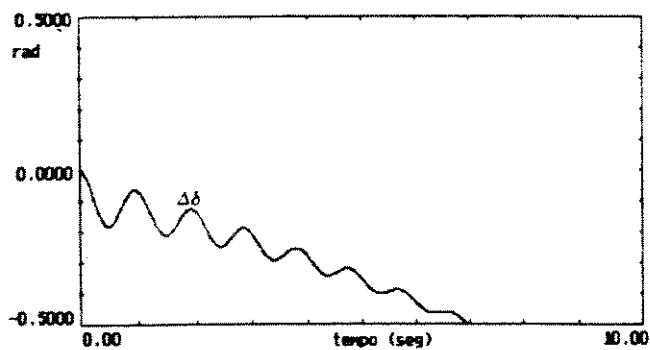
Tabela 4 - MHP

$A1_0$	$A2_0$	$A3_0$	$A1_E$	$A2_E$	$R1_0$	$R2_0$	$R3_0$
2.57	3.1	0.64	2.99	1.01	-0.64	0.44	-0.693

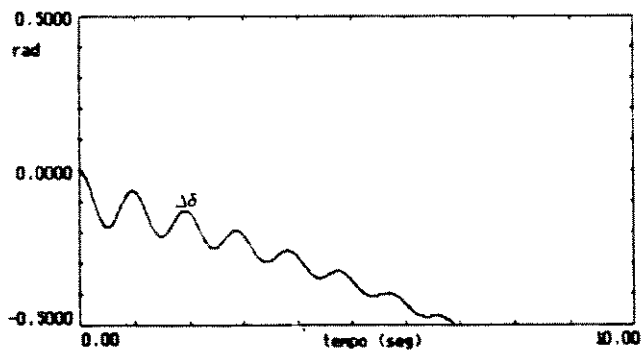
$R1_E$	$R2_E$	K_V	K_A
1.01	2.5	0.56	3.96

Tabela 5 - MSP

Os resultados de simulação para este caso são mostrados nas Figuras 5, 6, 7 e 8.

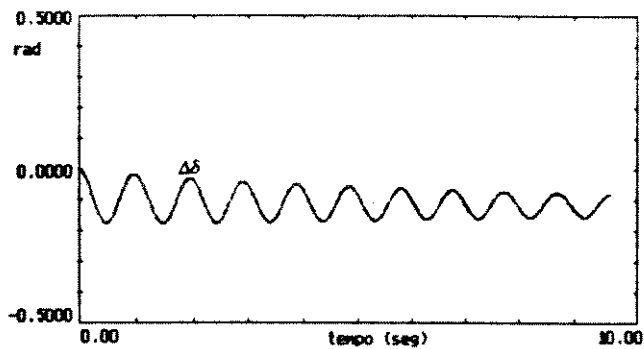


a) MSP

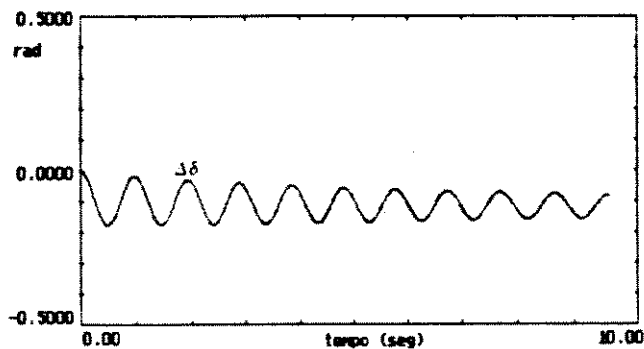


b) MHP

Figura 5 - $K_E = 0$

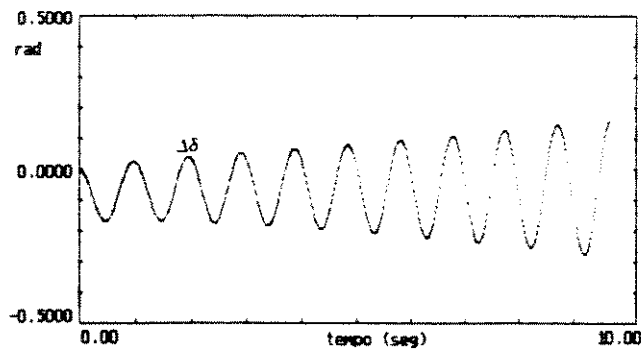


a) MSP

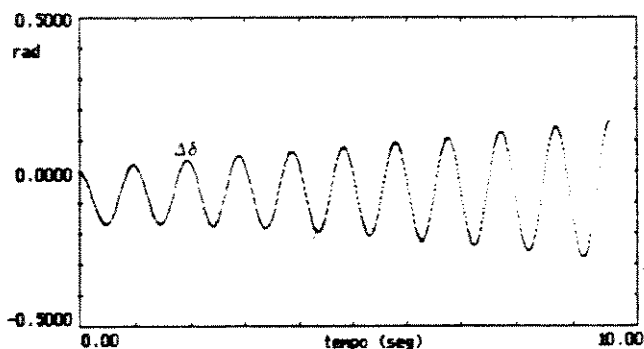


b) MHP

Figura 6 - $K_E = 6.25$



a) MSP



b) MHP

Figura 7 - $K_E = 12.5$

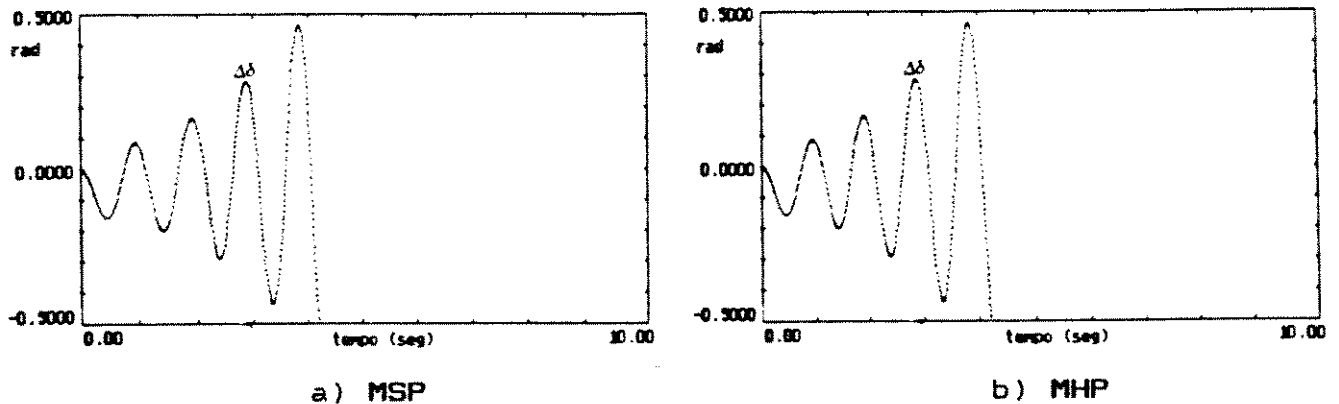


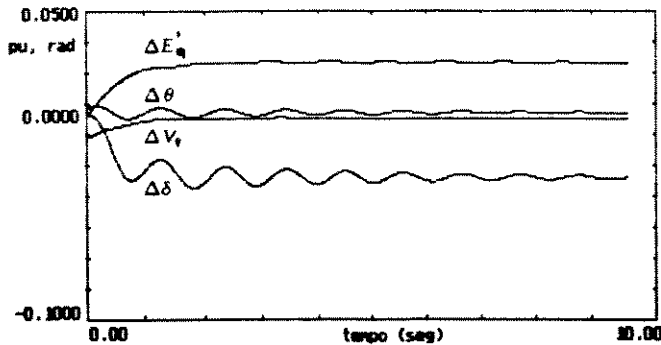
Figura 8 - $K_E = 25$

Conforme se pode constatar através das Figuras 1 a 8, os dois modelos apresentam um desempenho idêntico. Eles demonstram que:

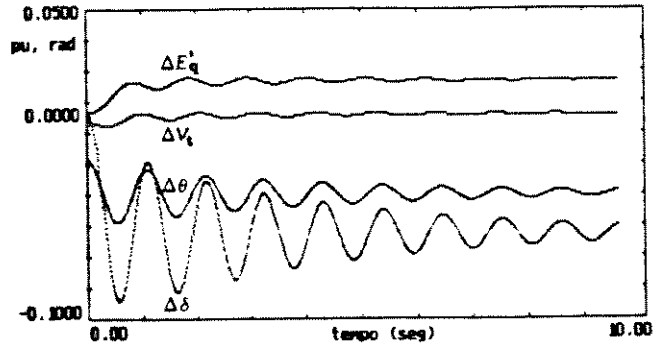
- para carga leve o regulador de tensão introduz amortecimento positivo, visto que neste caso o coeficiente $R1_E$ do MSP é positivo, bem como o parâmetro K_E do MHP;
- para carga pesada ($R1_E$ e K_E negativos), um valor de K_E baixo como 12.5 é suficiente para levar o gerador à instabilidade dinâmica.

Assim, embora o MSP leve em consideração a variação do ângulo da tensão terminal do gerador, descrita por $\Delta\theta$, isto não acarreta em nenhum benefício adicional ao amortecimento das oscilações. A estabilidade dinâmica depende exclusivamente da variação do ângulo δ do rotor. A razão disto se deve às ações contrapostas de $\Delta\theta$ através dos coeficientes $R1_E$ e $R1_\delta$, conforme abordado no capítulo anterior. No entanto, o MSP permite a simulação de casos para os quais o MHP é inadequado, isto é, ele possibilita verificar o comportamento dinâmico do gerador quando este é submetido a perturbações impostas a partir de sua barra terminal. Na Figura 9.a é mostrado o resultado de simulação obtido para um aumento de carga puramente indutiva ($\Delta Q=5\%$), enquanto que na Figura 9.b é mostrado o resultado para um aumento

simultâneo de carga ativa e reativa ($\Delta P=10\%$ e $\Delta Q=5\%$).



a) $\Delta Q = 5\%$



b) $\Delta P = 10\%$ e $\Delta Q = 5\%$

Figura 9

Como se pode notar por esta Figura (a e b), a simulação com o MSP possibilita mostrar diretamente todas as variáveis importantes. Em ambos os testes a decomposição em escalas rápida e lenta implícitas no MSP torna-se evidente, ou seja, as variáveis da rede ($\Delta V_t, \Delta \theta$) variam instantaneamente após a perturbação, em contraste com a variação lenta das variáveis internas da máquina ($\Delta E'_q, \Delta \delta$).

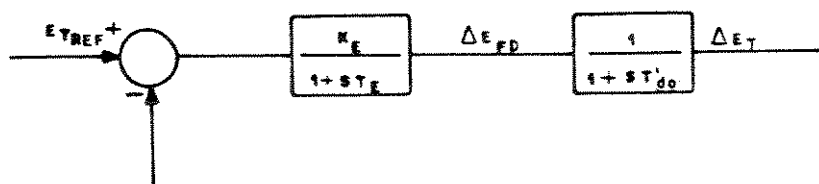
Se por um lado o MSP e o MHP apresentam o mesmo desempenho para o caso em que nenhum ESP é utilizado, por outro, eles propiciam informações bastante diferentes no tocante aos ajustes deste dispositivo. Para que isso possa ser avaliado é necessário considerar o modo reativo da máquina, em geral referido na literatura como modo da excitatriz, já abordado no capítulo anterior.

4.2.2 MODO DA EXCITATRIZ

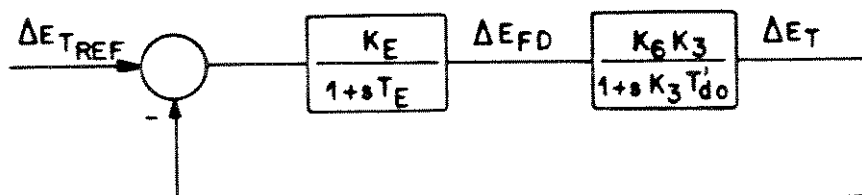
Para a operação estável do gerador, sob condições transitórias e dinâmicas, é necessário que exista uma coordenação

entre a ação da excitatriz e a do ESP. Esta coordenação, traduzida pelo ajuste adequado dos ganhos estáticos do regulador de tensão e do ESP, bem como pela correta compensação de fase que este deve realizar, tem sido o aspecto do problema da aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência mais abordado ao longo dos últimos 25 anos. Se ela não for atingida, o principal problema decorrente é, em geral, associado à instabilização do modo da excitatriz. Esta é a razão principal da recomendação estabelecida por De Mello e Concordia, da utilização da redução do ganho transitório (TGR) no sistema de excitação dos geradores. A polêmica existente sobre este assunto, envolvendo estes autores e principalmente os investigadores da Ontário Hidro, foi relatada no capítulo 2.

A premissa básica considerada por De Mello e Concordia foi a de que a resposta da malha fechada de controle de tensão para a máquina em circuito aberto, não difere muito da resposta exibida quando a máquina está conectada ao sistema. Estas duas situações são mostradas na Figura 10. Deve ser observado que a malha mostrada na Figura 10.b é a do modelo Heffron-Phillips.



a) Máquina em Circuito Aberto.



b) Máquina conectada ao Sistema.

Figura 10

De acordo com a Figura 10.b, a seguinte função de transferência pode ser expressa:

$$\frac{\Delta E_T}{\Delta E_{FD}} = \frac{K_6 \left(\frac{T'_{dx}}{T'_{do}} \right)}{1 + T'_{dx}} \quad (1)$$

onde

$$T'_{dx} = K_3 T'_{do} \quad (2)$$

Considerando que o efeito da constante de tempo T'_{dx} ($T'_{dx} < T'_{do}$) sob carga é compensado pelo ganho mais baixo T'_{dx}/T'_{do} , desprezando o efeito de K_6 , esta função de transferência é aproximadamente igual a que pode ser obtida a partir da Figura 10.a (circuito aberto). Com base nesta argumentação é que De Mello e Concordia recomendaram a utilização de TGR. Conforme abordado no capítulo 2, o valor limite do ganho estático K_E recomendado por estes autores, para uma taxa de amortecimento de 0.707, é dado por (equação (6) do capítulo 3):

$$K_E = \frac{T'_{do}}{2T_E} \quad (3)$$

No entanto, conforme salientado por Manchur, McClymont e Watson na discussão do artigo de De Mello e Concordia, na prática, um valor de K_E igual a $4(T'_{do}/T_E)$, ou até mesmo valores mais altos, não demonstraram acarretar nenhuma dificuldade para a estabilidade da máquina. Isto foi constatado principalmente nos sistemas da Ontário Hidro. É salientado por Kundur [KUNDUR, 1981; 1986; 1989], que nenhum benefício adicional foi constatado em função da utilização de TGR. O ganho normalmente utilizado nestes sistemas situam-se na faixa de 100 a 400.

A razão essencial de ganhos nesta faixa serem

utilizados na Ontário Hidro sem problemas para a estabilidade da máquina, se deve ao fato dos ajustes do ESP serem realizados com base em uma modelagem detalhada dos geradores, especificamente no tocante a compensação de fase, visto que o ajuste do ganho do ESP é realizado no campo através do teste da margem de ganho. Cabe salientar que a técnica analítica utilizada é a análise modal, conforme abordado no capítulo 2. Embora esta abordagem propicie uma compensação de fase precisa, bem como possibilita constatar que ganhos elevados de K_E possam ser utilizados, ela não quantifica analiticamente o limite deste ganho. Ou seja, ela não fornece uma expressão equivalente a que pode ser obtida através do modelo Heffron-Phillips (equação (27) do capítulo 1), isto é,

$$K_E < \frac{T'_{do}}{4K_s T_E} \quad (4)$$

que para uma taxa de amortecimento de 0.707 fica:

$$K_E = \frac{T'_{do}}{2K_s T_E} \quad (5)$$

A recomendação da utilização de TGR feita por De Mello e Concordia tem como base a consideração desta expressão para K_s igual a 1, ou seja, máquina em circuito aberto.

O MSP permite quantificar o valor limite correto deste ganho, através de uma expressão equivalente a equação (5), bem como propicia uma informação mais precisa que o modelo Heffron-Phillips, no que diz respeito a fase a ser compensada pelo ESP. Isto pode ser demonstrado, através da análise paramétrica dos coeficientes de sensibilidades de potência.

4.2.3 ANÁLISE PARAMÉTRICA DO MSP

Para a análise paramétrica abordada neste item, são considerados os valores dos parâmetros do gerador mostrados na Tabelas 1.

COMPENSAÇÃO DE FASE

Em um trabalho recente, Kundur [KUNDUR, 1987] salienta o fato de que, embora não seja adequado para uma análise detalhada da estabilidade do gerador, o modelo Heffron-Phillips é de extrema valia para estabelecer a base teórica da aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência. Este é um fato amplamente reconhecido na literatura, haja visto principalmente, os artigos clássicos de De Mello, Concordia, Larsen e Swan. Kundur resume o problema através da análise da expressão da variação da tensão terminal do gerador fornecida pelo modelo Heffron-Phillips, isto é:

$$\Delta E_T = K_5 \Delta \delta + K_6 \Delta E'_q \quad (6)$$

Este sinal, com a polaridade invertida, é realimentado na entrada de referência do sistema de excitação pelo regulador de tensão, de modo a controlar o circuito de campo do gerador. O efeito do regulador automático de tensão na Estabilidade Dinâmica e de Regime permanente do gerador depende basicamente dos valores de K_5 e K_6 . K_6 é sempre positivo, enquanto que K_5 pode ser positivo ou negativo e seu valor varia em uma ampla faixa que depende das condições de operação, bem como da impedância externa. Em todos os artigos mencionados anteriormente, o parâmetro K_6 é ressaltado sobremaneira, visto que ele determina a estabilidade dinâmica do gerador, conforme foi também abordado no capítulo 1. Somente no artigo de Larsen e Swan a importância do Parâmetro K_6 é salientada, e esta reside no fato de que este parâmetro, que traduz a rigidez da conexão entre a máquina e o sistema, informa

conjuntamente com K_E , o atraso de fase introduzido pela malha fechada de controle de tensão, ou seja, por $GEP(s)$. Isto pode ser visualizado a partir da expressão da frequência de corte ou de passagem da malha reativa (equação 25 do capítulo 1):

$$\omega_R = \sqrt{\frac{K_E K_G}{T'_{d0} T_E}} \quad (7)$$

Tendo em vista esta expressão, bem como a equação (28) e a Figura 22 do capítulo 1, pode-se observar que quanto maior o valor de K_G e K_E , menor será a compensação em avanço que o ESP deve realizar. Assim, para um dado valor de K_E , bem como de T'_{d0} e T_E , a precisão do ajuste do ESP depende exclusivamente do valor de K_G .

No entanto, este parâmetro do modelo Heffron-Phillips introduz um erro na fase a ser compensada. Este fato está implícito nos artigos de Mobarak, Thorne e Hill [MOBARAK, 1978; 1980], que utilizaram o modelo Heffron-Phillips para examinar o desempenho dinâmico dos sistemas de excitação estáticos equipados com ESP, instalados em unidades hidráulicas e térmicas de um sistema elétrico do Canadá (New Brunswick Electric Power Commission). Embora os estudos analíticos realizados com este modelo não tivessem indicado nenhum problema para a operação estável do gerador, o seguinte fato foi constatado pelos testes de campo: para as unidades hidro, a introdução do ESP, ajustado com base na compensação de fase obtida através do modelo Heffron-Phillips, se traduziu em benefício considerável para o amortecimento das oscilações do rotor. Entretanto, para as unidades térmicas o resultado foi desastroso. Ao aumentarem o ganho do ESP foi constatado o aparecimento de oscilações de amplitudes crescentes na faixa de 4 a 6 Hz, ou seja, o aumento do ganho implicou na instabilização do modo da excitatriz.

Tornou-se de imediato evidente para estes investigadores, que para as unidades térmicas a compensação em

avanco do ESP não tinha sido ajustada corretamente. Eles salientam o fato de que, embora isto fosse uma explicação adequada para o decréscimo do amortecimento das oscilações, esta compensação incorreta não elucidava o fato de a frequência de oscilação do gerador ter variado tão drasticamente (o dobro da frequência natural). Cabe salientar, que os resultados dos testes de campo foram confirmados pelos estudos realizados através da análise modal. Entretanto, a explicação qualitativa (abordada no final do capítulo 1) foi efetuada através dos conceitos de torques sincronizante e de amortecimento, utilizando para isto, o próprio modelo Heffron-Phillips. Em nenhum momento estes investigadores se referiram aos efeitos do parâmetro K_6 , que conforme será demonstrado a seguir através da análise do termo correspondente K'_6 do MSP (expressão (43) do capítulo 3), propicia uma melhor informação sobre a fase a ser compensada.

Considerando os coeficientes de sensibilidades dados no Apêndice B, o termo K'_6 do MSP pode ser expresso por:

$$K'_6 = \frac{R2_g}{(R2_E - R3_g)} \quad (8)$$

$$= \frac{\cos(\delta - \theta)}{\frac{X'_d}{X_E} + \frac{X'_d}{X_g} \text{sen}^2(\delta - \theta) + \cos^2(\delta - \theta)}$$

Se a saliência transitória da máquina for ignorada, isto é, se $X'_d = X_g$, esta expressão fica:

$$K'_6 = \frac{X_E}{X'_d + X_E} \cos(\delta - \theta) \quad (9)$$

que conforme se pode constatar no Apêndice A, é idêntica à expressão do parâmetro K_6 do modelo Heffron-Phillips, visto que de acordo com a Figura 3 do capítulo 3, $e_{q0} = e_t \cos(\delta - \theta) = V_a$ e

$$e_t = V_t = 1.0 \text{ pu.}$$

Portanto, o seguinte fato pode ser constatado: o parâmetro K'_e do MSP leva em consideração um efeito adicional traduzido pelo parâmetro $R3_e$, que representa a variação da potência reativa gerada em função da variação da tensão terminal do gerador. No modelo Heffron-Phillips este efeito não é considerado devido ao fato de que na sua dedução, a barra terminal do gerador foi eliminada. No entanto, como se pode constatar pelas Figuras 11 e 12, a saliência transitória é importante para se determinar o valor correto de K_e para um dado carregamento do gerador. Esta é uma das razões dos resultados constatados por Mobarak, Thorne e Hill. Como eles ajustaram o ESP com base no modelo Heffron-Phillips, eles erraram na compensação de fase, ou seja, compensaram em excesso. Isto pode ser constatado a partir da consideração da variação do parâmetro K_e do modelo Heffron-Phillips em relação a do seu correspondente K'_e no MSP, em função do carregamento do gerador mostrada na Figura 13 para um mesmo valor da reatância transitória ($X'_d = 0.32$).

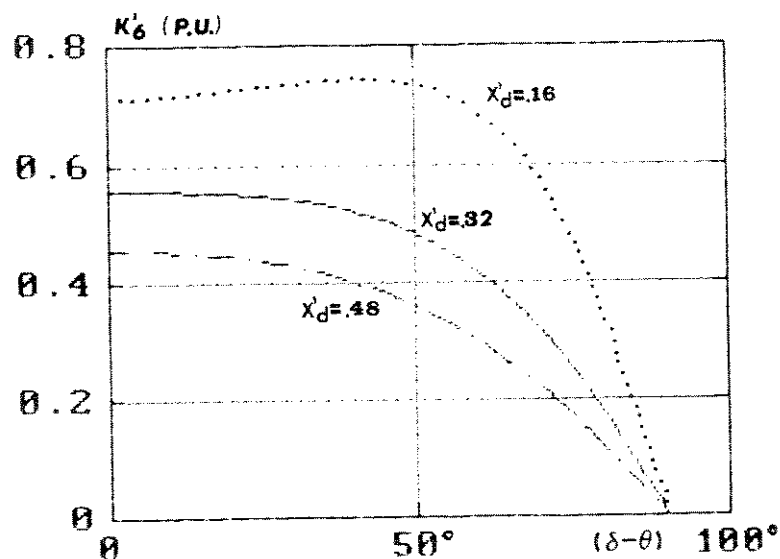


Figura 11

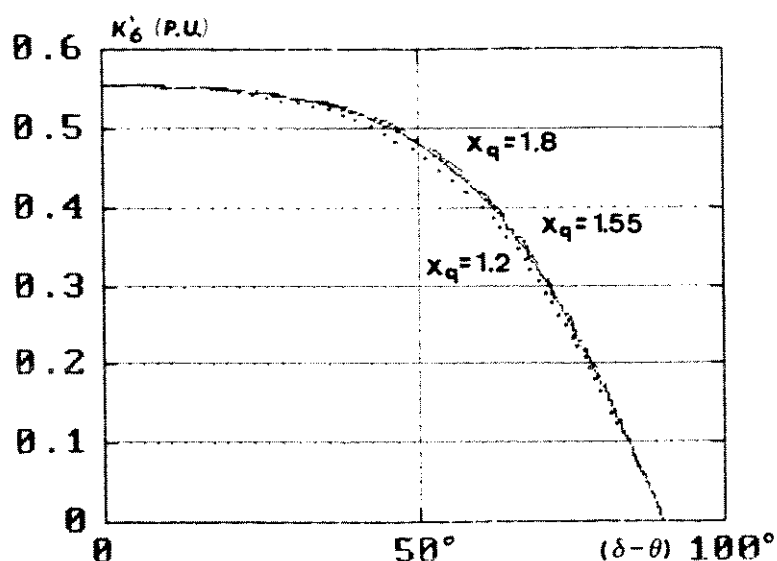


Figura 12

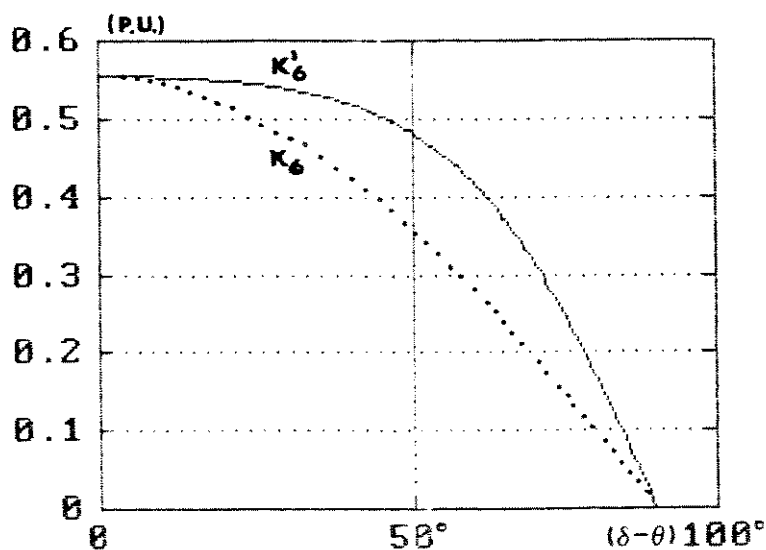


Figura 13

Como se pode observar por esta Figura, para um mesmo carregamento, o valor do parâmetro K_6 do modelo Heffron-Phillips é mais baixo que o do seu correspondente K'_6 no MSP.

Na Figura 14 é mostrado a variação do parâmetro K_6 em função do carregamento para diferentes valores da reatância externa. Como se pode notar por esta Figura, quanto mais fraca for a conexão da máquina com o sistema, maior o valor de K_6 , e, portanto, menor é a fase a ser compensada pelo ESP.

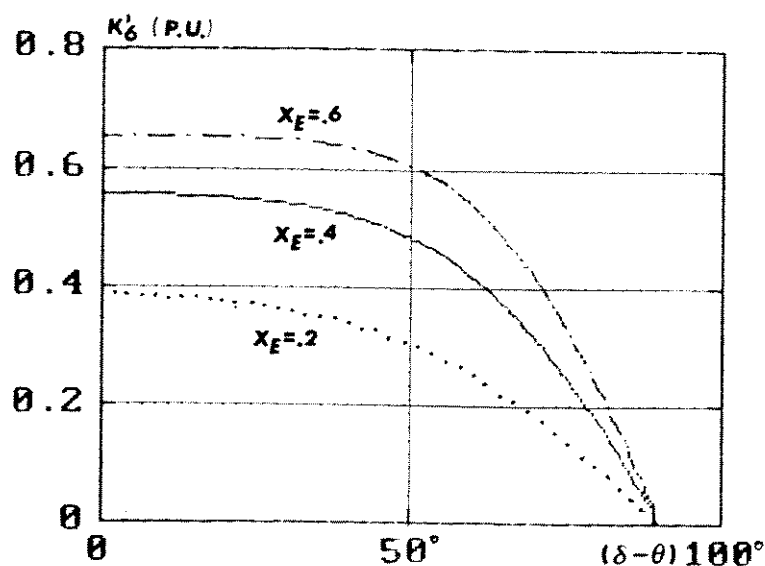


Figura 14

A importância de um valor mais preciso do parâmetro K_6 pode ser melhor avaliada, considerando-se o ajuste do ganho estático do regulador de tensão.

GANHO DO REGULADOR DE TENSÃO

Conforme salientado no final do item anterior, o MSP permite quantificar o valor limite do ganho estático do regulador de tensão, através de uma expressão analítica equivalente a expressão (5) obtida a partir do modelo Heffron-Phillips. Esta expressão é a equação (41) do capítulo 3 (é a própria expressão (5) com o parâmetro K_6 trocado, pelo equivalente do MSP), reproduzida aqui para facilidade do leitor:

$$K_E < \frac{T'_{do}}{2 \frac{R2_G}{R2_E - R3_G} T_E} - \frac{T'_{do}}{2K'_6 T_E} \quad (10)$$

Na tabela 6 são mostrados os valores limites de K_E calculados para os dois modelos.

GANHO ESTÁTICO		K_E	
CARGA LEVE		CARGA PESADA	
M P H	M S P	M H P	M S P
136	114	833	435

Tabela 6

Como se pode notar por esta tabela, o valor limite determinado pelo MSP é mais restritivo que o do modelo Heffron-Phillips para as duas situações. Para carga leve os valores são próximos, mas para carga pesada a diferença é significativa, e esta é a situação que importa analisar, visto que condições de carga pesada são as condições de desempenho do ESP. Esta diferença está implícita nos parâmetros K_6 dos dois modelos, ou melhor, no termo adicional $R3_6$ do parâmetro K_6 do MSP, o qual traduz o efeito da saliência transitória, bem como o efeito do carregamento do gerador. Como se pode notar pela expressão deste coeficiente (equação (8)), para carregamento baixo, a saliência transitória afeta menos. Esta é razão essencial dos resultados mostrados na Tabela 6. Na Figura 15 são mostrados os valores de K_E em função do carregamento para os dois modelos (expressões (5) e (10)).

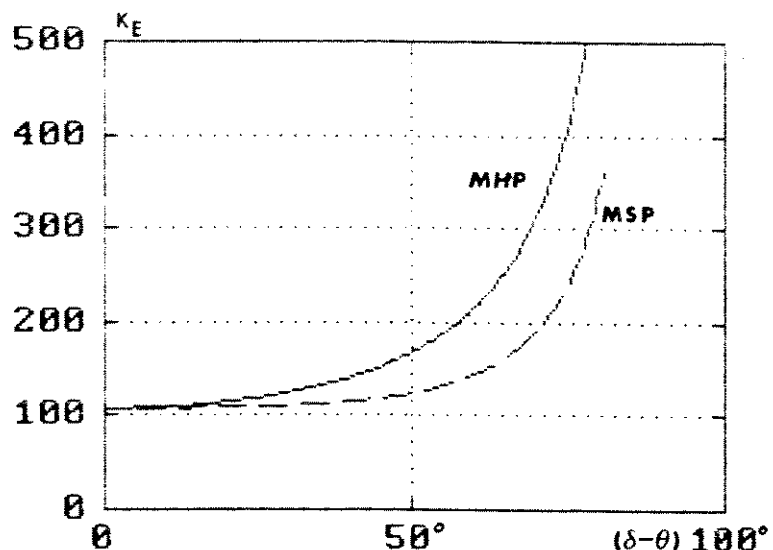


Figura 15

Como se pode constatar por esta Figura, para carregamento alto o MSP indica um ganho bem mais baixo que o MHP. Para um carregamento em torno de 80 graus (alto), o MSP indica um ganho máximo permissível próximo de 400, que corresponde ao limite prático observado pela Ontário Hidro.

Mesmo dispondo do limite correto de K_E , a utilização de ganhos elevados pode levar a excitatriz a atingir o valor de teto (ceiling) nas oscilações subseqüentes ao primeiro "swing", no transitório que se segue à ocorrência de uma grande perturbação (Estabilidade Transitória). Nestas condições, o atraso de fase introduzido pela malha de controle de tensão é drasticamente diferente das condições para as quais o ESP foi ajustado, isto é, condições de pequenas perturbações. Assim, De Mello e Concordia argumentam que usar valores moderados de K_E é uma forma de preservar os efeitos benéficos ao amortecimento das oscilações propiciada pelo ESP, nas duas situações, estabilidade de pequenas e grandes perturbações.

Na Figura 16 é mostrada a variação da frequência de passagem da malha de controle de tensão para diferentes valores de K_E .

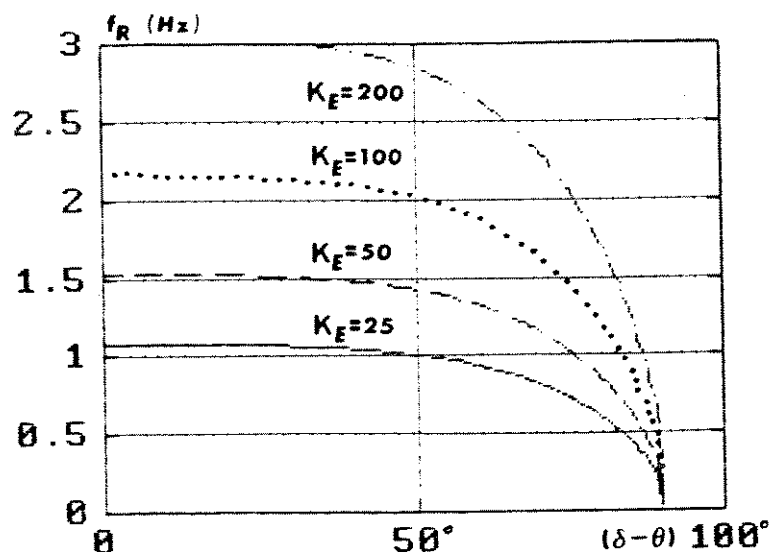


Figura 16

Como se pode observar por esta Figura, para carregamento alto e valores crescentes de K_E , mais próxima esta frequência do modo da excitatriz fica da frequência de oscilação natural de oscilação da máquina, situada em geral, na faixa de 1 a 2 Hz. Pode-se notar também a partir desta Figura, que valores de K_E na faixa de 200 a 400, levam esta frequência a atingir valores na faixa de 3 a 5 Hz. Assim, se o ESP não compensar corretamente o atraso de fase introduzido pela malha de controle de tensão, ao aumentar-se o ganho deste dispositivo, o torque sincronizante efetivo do gerador pode ser aumentado, e desta maneira, levar o mesmo a oscilar na faixa crítica de 3 a 5 Hz. Nestas condições, os modos eletromecânico e reativo do gerador excitam-se mutuamente, ocorrendo a instabilização do modo da excitatriz, e por conseguinte, do gerador.

AMORTECIMENTO DAS OSCILAÇÕES

Foi salientado anteriormente, que a maioria dos autores

ênfatizam a importância do parâmetro K_3 do modelo Heffron-Phillips, visto que este é o principal fator que determina a instabilidade dinâmica do gerador. No MSP, de acordo com o diagrama de blocos mostrado na Figura 5 do capítulo 3, o parâmetro correspondente é dado por:

$$K_3' = \frac{R1_o}{R2_o - R3_o} \quad (11)$$

Para as condições de carga pesada do item 4.2.1, o valor deste coeficiente é -0.20 , diferindo portanto, muito pouco do seu correspondente no modelo Heffron-Phillips que é -0.26 . A razão destes valores serem tão próximos se deve ao fato de o parâmetro K_3 do modelo H.P. levar em conta corretamente o efeito da saliência transitória (Apêndice A), ao contrário de K_3 . Nas Figuras 17, 18, 19 e 20 são mostradas as variações do parâmetro K_3' do MSP em função do carregamento para diferentes valores da tensão interna e terminal (estado básico), e das reatâncias transitória de eixo direto e externa, respectivamente.

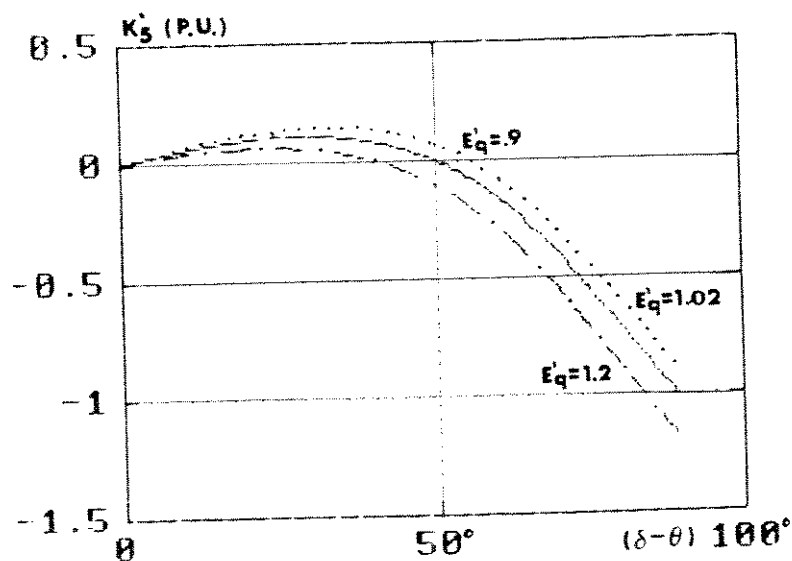


Figura 17

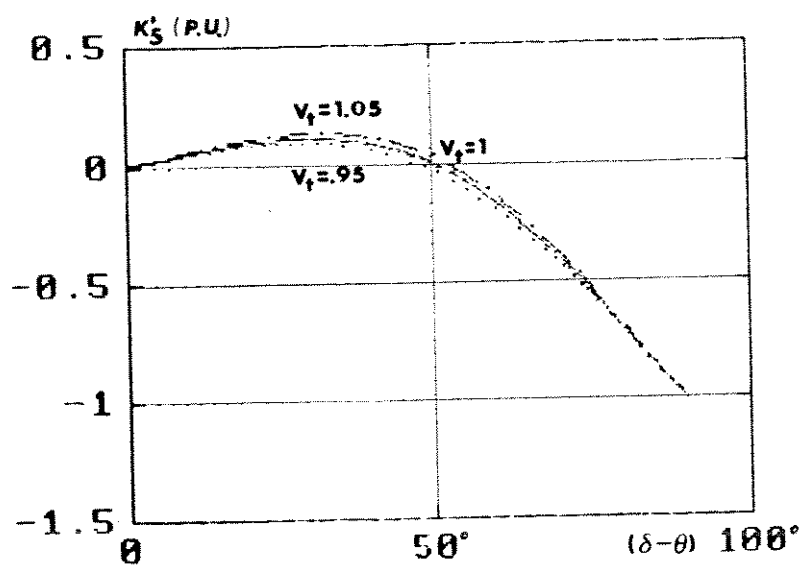


Figura 18

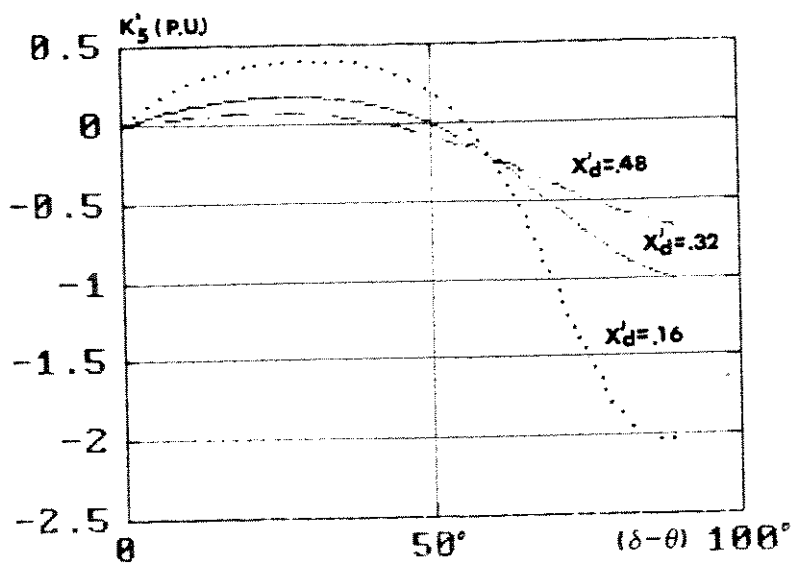


Figura 19

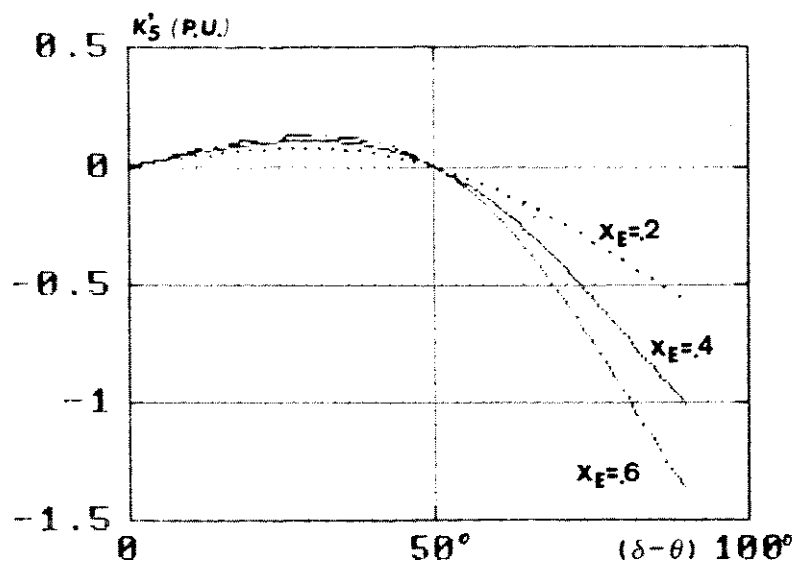


Figura 20

4.3 MSP PARA SISTEMAS MULTIMÁQUINAS

Neste item são mostrados alguns resultados de simulação realizados com o MSP em sua versão multimáquinas, os quais foram obtidos considerando-se a representação completa do sistema interligado, conforme ilustrado na Figura 14 (a e b) do capítulo 3. Os resultados apresentados tem por objetivo, apenas ilustrar o potencial do MSP para o estudo de oscilações de baixa frequência em sistemas multimáquinas. Este tipo de análise é uma extensão natural do caso estudado para uma máquina.

Dois sistemas testes foram considerados:

SISTEMA A

Este sistema é mostrado na Figura 21. É ilustrativo visualiza-lo como duas áreas interligadas operando sob controle TLB. Os parâmetros dos geradores, bem como das malhas de controle de frequência (primária e suplementar) e tensão (sistema de

excitação IEEE tipo 1) estão mostrados na Tabela 7 (máquinas 1 e 2). O ESP utilizado é ideal, caracterizado por um simples diferenciador com ganho 0.1. A perturbação considerada foi um aumento de 10% de carga ativa na Área 1.

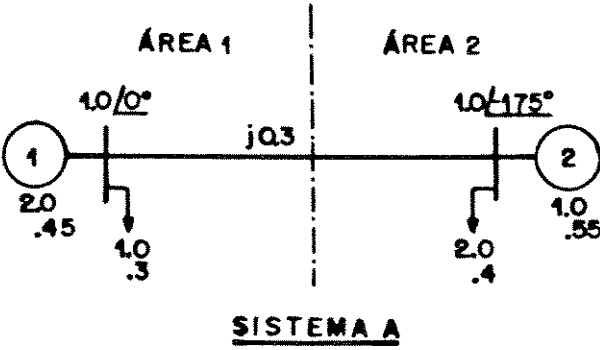


Figura 21

Nas Figuras 22.a e 22.b são mostradas as curvas obtidas para os desvios de frequência e de intercâmbio, respectivamente, considerando-se somente o modelo ativo (Figura 14.a do capítulo 3).

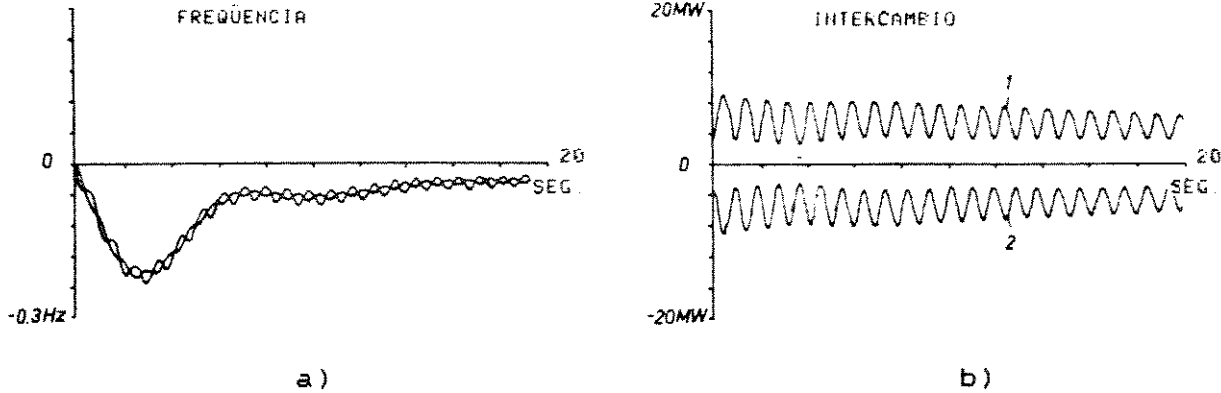


Figura 22

Nas Figuras 23.a e 23.b são mostrados os mesmos desvios incluindo-se o modelo reativo (Figura 14.b do capítulo 3), sem a atuação do ESP.

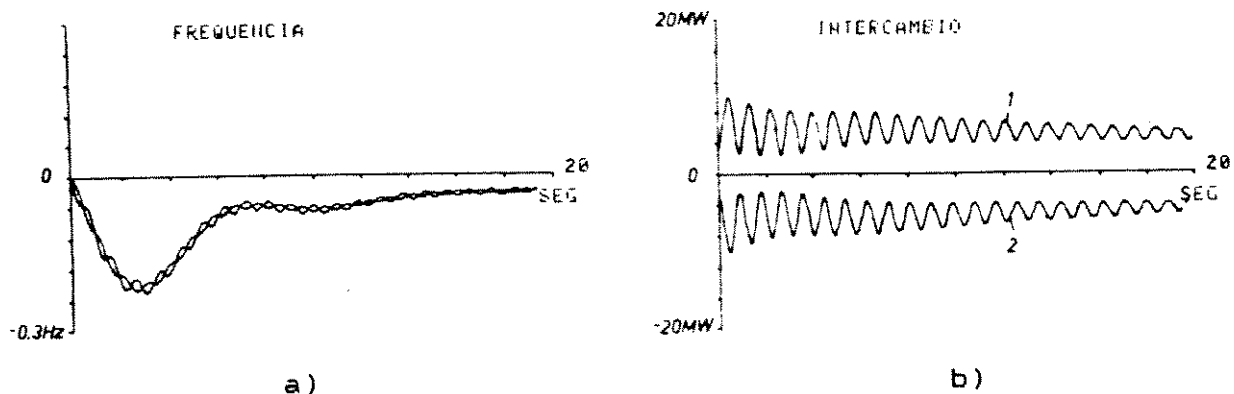


Figura 23

Nas Figuras 24.a e 24.b são mostradas as curvas dos desvios de frequência e de intercâmbio, considerando-se a atuação do ESP.

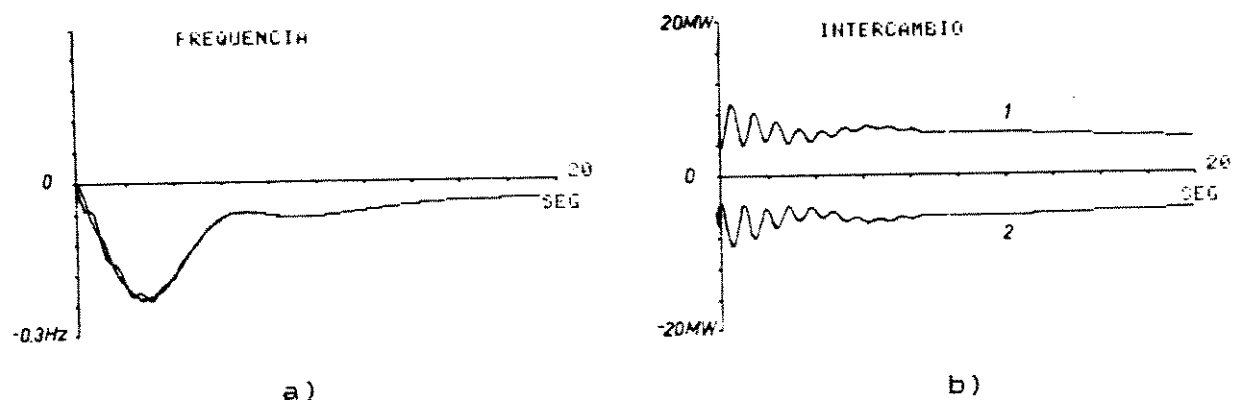


Figura 24

Nas Figuras 25.a e 25.b são mostradas as curvas obtidas para os desvios da tensão terminal, sem e com a atuação do ESP.

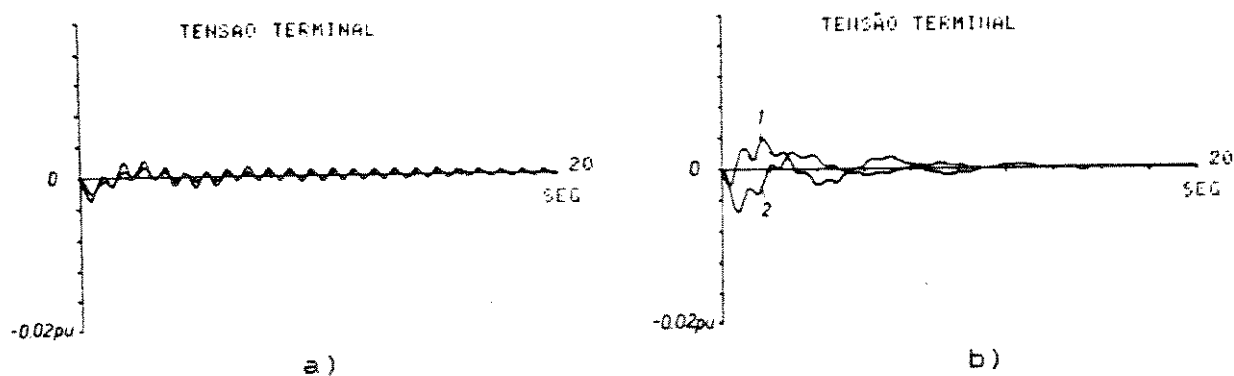


Figura 25

SISTEMA B

Este sistema, contituido por 3 geradores, 3 transformadores, 9 barras e 9 linhas, é o WSCC (Western Systems Coordinating Council) que foi concebido especialmente para testes de programas de estabilidade [EPRI, 1977]. Ele é mostrado na Figura 25. Os parâmetros dos geradores, bem como das malhas de controle de frequência e tensão são mostrados na Tabela 7.

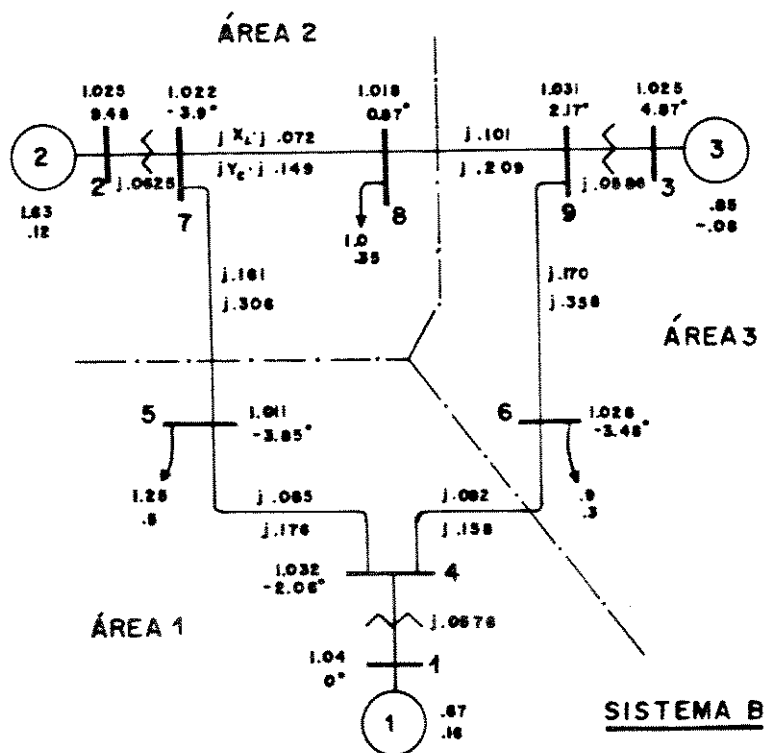


Figura 25

Parâmetros		MAQ.1	MAQ.2	MAQ.3
GERADORES	M s	32.06	15.72	9.17
	Pn pu	2.50	2.32	1.31
	X _d pu	0.398	0.402	0.771
	X _q pu	0.230	0.300	0.440
	X' _d pu	0.078	0.130	0.275
	D pu	2	2	2
CONTR. VELOC.	KI	0.1	0.1	0.1
	KP	0.2	0.2	0.2
	R	0.02	0.022	0.038
	r	0.08	0.173	0.31
	TR s	5	5	5
	TG s	0.5	0.5	0.5
	TW s	1	1	1
SISTEMA	KA	40	40	40
	KE	0	0	0
	KF	0.063	0.063	0.063
	TA s	0.2	0.2	0.2
	TE s	0.314	0.314	0.314
	TF s	0.35	0.35	0.35
	T _{do}	6	6	6

Tabela 7

Foi realizado um teste de consistência visando avaliar o desempenho de regime permanente dos modelos ativo e reativo. Este desempenho pode ser avaliado, comparando-se as tensões e ângulos resultantes no final do processo dinâmico com a solução fornecida por um fluxo de carga. O modelo ativo foi comparado isoladamente com o fluxo de carga CC, considerando-se um aumento de 10% de carga ativa na barra 8. O modelo reativo foi comparado com o fluxo de carga CA, simulando-se um aumento de carga reativa de 10% também na barra 8. Os resultados dessas comparações estão na Tabela 8. Observa-se que os valores finais obtidos por simulação dinâmica, praticamente coincidem com os valores calculados através do fluxo de carga.

CONTIN.	$\Delta P_e = 1\text{pu}$		$\Delta Q_e = 1\text{pu}$			
BARRA	θ_{DC}	θ_{DIN}	V_{FC}	θ_{FC}	V_{DIN}	θ_{DIN}
1	0	0	1.040	0	1.040	0
2	10.302	10.305	1.025	9.53	1.025	9.55
3	4.903	4.903	1.025	4.90	1.025	4.90
4	-2.211	-2.211	1.031	-2.06	1.031	-2.05
5	-4.012	-4.012	1.009	-3.86	1.009	-3.83
6	-3.794	-3.794	1.026	-3.49	1.026	-3.47
7	4.108	4.107	1.019	3.93	1.019	3.93
8	0.601	0.601	1.011	0.87	1.011	0.86
9	2.049	2.049	1.028	2.19	1.028	2.18

Tabela 8

Nas Figuras 26.a e 26.b são mostradas as curvas obtidas para os desvios de frequência e de intercâmbio face a um aumento de 10% de carga ativa na barra 8, considerando-se somente o modelo ativo.

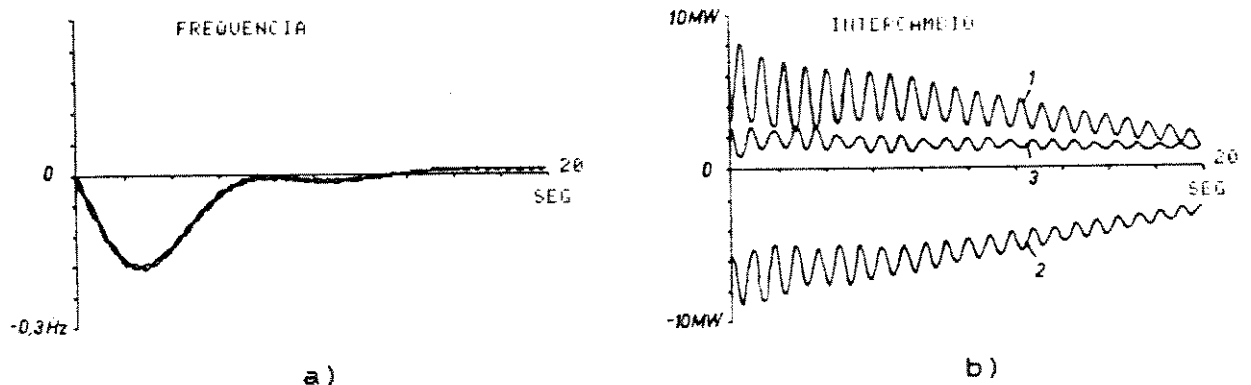


Figura 26

Nas Figuras 27.a e 27.b são mostrados estes mesmos desvios, considerando-se o modelo completo.

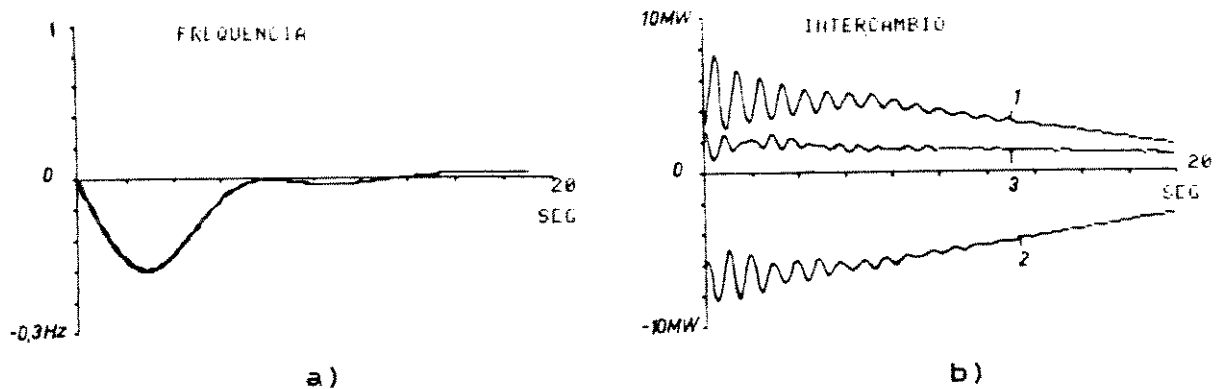


Figura 27

Nas Figuras 28.a e 28.b são mostradas as curvas para os desvios de frequência e de intercâmbio, considerando-se uma perturbação simultânea de carga ativa e reativa na barra 8. A perturbação foi de $\Delta P_8 = 0.1$ e $\Delta Q_8 = 0.05$.

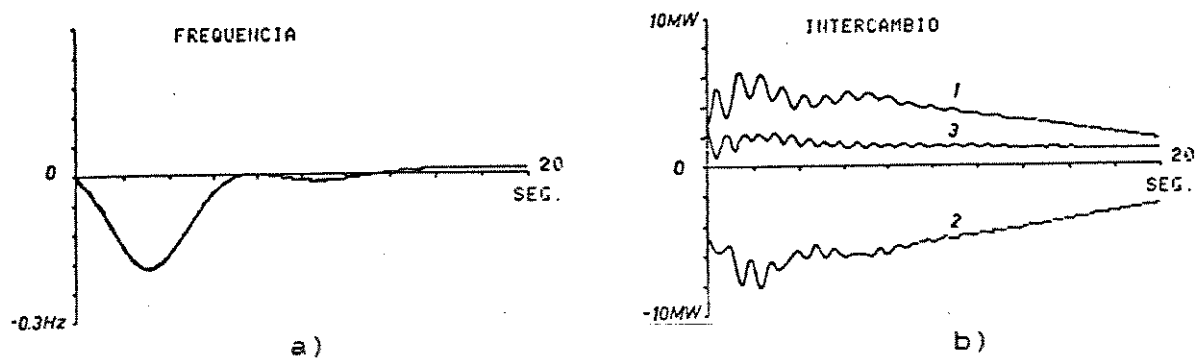


Figura 28

Como se pode observar, em todos os casos apresentados o modelo reativo introduziu amortecimento positivo das oscilações eletromecânicas.

CAPITULO 5

CONCLUSÕES

A análise do modelo Heffron-Phillips foi detalhada no capítulo 1, não só pelo fato de esse modelo propiciar uma apresentação objetiva do problema das oscilações de baixa frequência, demonstrado por De Mello e Concordia através dos conceitos de torques sincronizante e de amortecimento, mas principalmente, porque ela é fundamental para se avaliar o potencial, tanto didático como de aplicação, do modelo proposto por este trabalho.

O estudo dos principais problemas práticos decorrentes da aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência, realizado no capítulo 2, teve por objetivo investigar as principais técnicas analíticas utilizadas para efetuar os ajustes desses dispositivos. O problema da instabilização do modo da excitatriz foi enfatizado por existir na literatura uma polêmica sobre a utilização ou não, da redução do ganho transitório (TGR) nos sistemas de excitação dos geradores. A razão dessa polêmica se deve principalmente ao fato de que as oscilações com amortecimento negativo observadas ao se realizar o teste da margem de ganho, estão associadas à instabilização deste modo de oscilação. Além disso trata-se de ajustar os diferentes tipos de estabilizadores existentes atualmente e que são baseados nos estudos realizados para resolver esse problema.

Ao longo da apresentação do Modelo de Sensibilidade de Potência, feita no capítulo 3, buscou-se sempre salientar a sua capacidade de oferecer uma visualização física dos fenômenos envolvidos. Esta capacidade é inerente à metodologia do balanço nodal de potência, a partir da qual o modelo foi obtido. A análise do MSP, desenvolvida através dos conceitos de torques sincronizante e de amortecimento, foi uma decorrência natural do

estudo feito no capítulo 1. Ela permitiu destacar as principais diferenças qualitativas entre o MSP e o modelo Heffron-Phillips. Com base nessa análise foi possível estabelecer uma condição (expressão (45)), na qual estão contidas as principais informações relacionadas às causas da instabilidade dinâmica do gerador síncrono. Foi salientada também a capacidade de considerar perturbações impostas a partir da rede, a qual pode ser melhor avaliada, considerando-se a versão multimáquinas do MSP, cuja característica principal é a possibilidade de representar detalhadamente o sistema interligado.

Embora os resultados de simulação apresentados no capítulo 4 indiquem que o MSP apresenta um desempenho similar ao do modelo Heffron-Phillips, a análise paramétrica desenvolvida permitiu constatar uma diferença importante entre os dois modelos, traduzida pelo fato de o parâmetro K'_d do MSP, ao contrário do seu correspondente K_d do modelo Heffron-Phillips, levar em consideração a saliência transitória do gerador. Foi mostrado que em consequência disto, o MSP propicia, para uma mesma taxa de amortecimento, uma informação mais precisa sobre o ganho estático permissível do regulador de tensão. Os resultados de simulação obtidos com a versão multimáquinas do modelo tiveram por objetivo mostrar o seu potencial para estudos da dinâmica de sistemas interligados. Eles mostraram que o MSP pode ser um simulador extremamente útil para o estudo da dinâmica de baixa frequência, principalmente quando existir o interesse da preservação da topologia original. A importância da capacidade de representar os principais componentes do sistema pode ser avaliada, considerando-se estudos recentes realizados na área, nos quais um modelo linear de simulação dinâmica foi utilizado, conjuntamente com técnicas de resposta em frequência e a análise modal, para estabelecer estratégias de controle de compensadores estáticos em sistemas de transmissão de longa distância [MARTINS, 1992].

Sugestões para futuras pesquisas na área através da utilização do MSP incluem:

- Análise da influência das cargas nos torques sincronizante e de amortecimento do gerador;
- Análise das oscilações de modo inter-áreas;
- Inclusão do controle de excitação de eixo em quadratura, de modo a se estudar o comportamento dinâmico do gerador sob condições de operação com fator de potência adiantado (subexcitada);
- Inclusão da representação de compensadores estáticos, com o intuito de estudar a melhoria do desempenho dinâmico do sistema que pode ser obtida, através da modulação da potência reativa realizada por esses dispositivos;
- Análise dinâmica do fenômeno colapso de tensão.

APÊNDICES

APÊNDICE A

A.1 Sumário das Constantes do Modelo Heffron-Phillips

$K_1 = \Delta T_E / \Delta \delta$	- variação do torque elétrico para uma variação do ângulo de rotor com fluxo de campo constante.
$K_2 = \Delta T_E / \Delta E'_q$	- variação do torque elétrico para uma variação do fluxo de campo com ângulo de rotor constante.
K_3	- fator de impedâncias.
$K_4 = (\Delta E'_q / \Delta \delta) / K_3$	- efeito desmagnetizante devido à variação do ângulo de rotor.
$K_5 = \Delta E_T / \Delta \delta$	- variação da tensão terminal para uma variação do ângulo de rotor com fluxo de campo constante.
$K_6 = \Delta E_T / \Delta E'_q$	- variação da tensão terminal para uma variação do fluxo de campo com ângulo de rotor constante.

Para uma máquina conectada ao barramento infinito, com as resistências desprezadas, estas constantes são dadas por ("o" - estado de referência) :

$$K_1 = \frac{X_q - X_d'}{X_E + X_d'} i_{qo} E_o \text{sen} \delta_o + \frac{E_{qo} E_o \cos \delta_o}{X_E + X_q}$$

$$K_2 = \frac{E_o \text{sen} \delta_o}{X_E + X_d'}$$

$$K_3 = \frac{X_d' + X_E}{X_d' + X_E}$$

$$K_4 = \frac{X_d - X_d'}{X_E + X_d'} E_o \text{sen} \delta_o$$

$$K_5 = \frac{X_q}{X_E + X_q} \frac{e_{do}}{e_{to}} E_o \cos \delta_o - \frac{X_d'}{X_E + X_d'} \frac{e_{qo}}{e_{to}} E_o \text{sen} \delta_o$$

$$K_6 = \frac{X_E}{X_E + X_d'} \frac{e_{qo}}{e_{to}}$$

A.2 Função de Transferência GEP(s)

De acordo com a Figura 20 do capítulo 1, GEP(s) é dada por:

$$GEP(s) = \frac{\Delta T_{PSS}}{\Delta E_{T_{REF}}} = K_2 \frac{\Delta E'_q}{\Delta E_{T_{REF}}} \quad (1)$$

$$-K_2 \frac{K_F K_3}{(1 + ST_E)(1 + SK_3 T'_{do}) + K_F K_3 K_6}$$

para ângulo de rotor constante.

Tendo em vista a Figura A1;

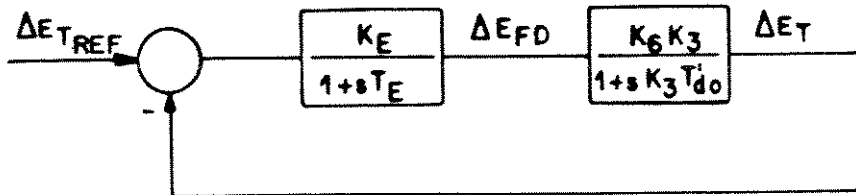


Figura A.1 Malha de Controle de Tensão

a função de transferência da malha de controle de tensão é dada por:

$$\frac{\Delta E_T}{\Delta E_{T_{REF}}} = \frac{K_F K_3 K_6}{(1 + ST_E)(1 + SK_3 T'_{do}) + K_F K_6 K_3} \quad (2)$$

Assim, de (1) e (2), tem-se:

$$GEP(s) = \frac{K_2}{K_6} \frac{\Delta E_T}{\Delta E_{T_{REF}}} \quad (3)$$

Desenvolvendo o denominador da expressão (2) tem-se:

$$\frac{\Delta E_T}{\Delta E_{T_{REV}}} = \frac{K_E K_3 K_6}{1 + K_E K_6 K_3 + S(T_E + T'_{do} K_3) + S^2 K_3 T'_{do} T_E} \quad (4)$$

$$= \frac{K_E K_6}{\left(\frac{1}{K_3} + K_E K_6\right) + \frac{(T_E + T'_{do} K_3)}{K_3} S + S^2 T'_{do} T_E}$$

onde, considerando-se para valores altos de K_E que $K_E K_6 \gg 1/K_3$ e que $K_3 T'_{do} \gg T_E$, resulta:

$$\frac{\Delta E_T}{\Delta E_{T_{REV}}} = \frac{K_E K_6}{K_E K_6 + T'_{do} S + S^2 T'_{do} T_E} \quad (5)$$

$$= \frac{\frac{K_E K_6}{T_E T'_{do}}}{S^2 + \frac{1}{T_E} S + \frac{K_E K_6}{T_E T'_{do}}}$$

Tendo em vista (3) e (5), tem-se:

$$GEP_{(s)} = \frac{K_2}{K_6} \frac{\frac{K_E K_6}{T_E T'_{do}}}{S^2 + \frac{1}{T_E} S + \frac{K_E K_6}{T_E T'_{do}}} \quad (7)$$

APÊNDICE B

Sensibilidades de Potência

B.1 Coeficientes dos Geradores

Para um gerador síncrono de polos salientes (resistência de armadura desprezada), as funções de potências ativa e reativa dadas pelo par de equações (1) do capítulo 3 apresentam os seguintes coeficientes de sensibilidade:

$$A1_G = \frac{\partial P_G}{\partial(\delta - \theta)} = \frac{E'_q V_{T0}}{X_d} \cos(\delta_o - \theta_o) + V_{T0}^2 \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right] \cos 2(\delta_o - \theta_o)$$

$$A2_G = \frac{\partial P_G}{\partial E'_q} = \frac{V_{T0}}{X_d} \sin(\delta_o - \theta_o)$$

$$A3_G = \frac{\partial P_G}{\partial V_T} = \frac{E'_q}{X_d} \sin(\delta_o - \theta_o) + V_{T0}^2 \left[\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right] \sin 2(\delta_o - \theta_o)$$

$$R1_G = \frac{\partial \left(\frac{Q_G}{V_T} \right)}{\partial(\delta - \theta)} = -A3_G$$

$$R2_G = \frac{\partial \left(\frac{Q_G}{V_T} \right)}{\partial E'_q} = \frac{\cos(\delta_o - \theta_o)}{X_d}$$

$$R3_G = \frac{\partial(\frac{Q_G}{V_T})}{\partial V_T} = - \frac{\text{sen}^2(\delta_o - \theta_o)}{X_G} - \frac{\text{cos}^2(\delta_o - \theta_o)}{X_d}$$

As sensibilidades de potências ativa e reativa em relação às diferenças angulares podem ser decompostas em sensibilidades locais, com sinais opostos:

$$\frac{\partial P_G}{\partial(\delta - \theta)} = \frac{\partial P_G}{\partial \delta} = - \frac{\partial P_G}{\partial \theta} = A1_G$$

$$\frac{\partial(\frac{Q_G}{V_T})}{\partial(\delta - \theta)} = \frac{\partial(\frac{Q_G}{V_T})}{\partial \delta} = - \frac{\partial(\frac{Q_G}{V_T})}{\partial \theta} = R1_G$$

Uma máquina de polos lisos pode ser representada como um caso especial, no qual $X_G = X_d$.

B.2 Coeficientes das Linhas

a) Máquina conectada ao Barramento Infinito

Os coeficientes de sensibilidades são calculados para as expressões (3) do capítulo 3, obtendo-se:

$$A1_E = \frac{\partial P_E}{\partial \theta} = \frac{V_{To} V_o}{X_E} \cos(\theta_o)$$

$$A2_E = \frac{\partial P_E}{\partial V_T} = \frac{V_o}{X_E} \text{sen}(\theta_o)$$

$$R1_E = \frac{\partial(\frac{Q_E}{V_T})}{\partial \theta} = \frac{V_o}{X_o} \text{sen} \theta_o$$

$$R2_s = \frac{\partial(\frac{Q_T}{V_T})}{\partial V_T} = \frac{1}{X_s}$$

b) Sistema Multimáquinas

Para uma linha de transmissão sem perdas, os fluxos de potência ativa e reativa para o estado de referência são dados por:

$$P_{kl} = \frac{V_{ko}V_{lo}}{X_{kl}} \text{ sen}(\theta_{ko} - \theta_{lo})$$

$$Q_{kl} = - \frac{V_{ko}V_{lo}}{X_{kl}} \cos(\theta_{ko} - \theta_{lo}) + \frac{V_{ko}^2}{X_{kl}}$$

Portanto, as variações desses fluxos em relação ao estado básico são:

$$\Delta P_{kl} = A1_{kl} \Delta(\theta_k - \theta_l) + A2_{kl} \Delta V_k + A3_{kl} \Delta V_l$$

$$\Delta(\frac{Q_{kl}}{V_k}) = R1_{kl} \Delta(\theta_k - \theta_l) + R2_{kl} \Delta V_k + R3_{kl} \Delta V_l$$

onde os coeficientes de sensibilidade são dados por:

$$A1_{kl} = \frac{\partial P_{kl}}{\partial (\theta_k - \theta_l)} = \frac{V_{ko} V_{lo}}{X_{kl}} \cos(\theta_{ko} - \theta_{lo})$$

$$A2_{kl} = \frac{\partial P_{kl}}{\partial V_k} = \frac{V_{lo}}{X_{kl}} \operatorname{sen}(\theta_{ko} - \theta_{lo})$$

$$A3_{kl} = \frac{\partial P_{kl}}{\partial V_l} = \frac{V_{ko}}{X_{kl}} \operatorname{sen}(\theta_{ko} - \theta_{lo})$$

$$R1_{kl} = \frac{\partial \left(\frac{Q_{kl}}{V_k} \right)}{\partial (\theta_k - \theta_l)} = \frac{V_{lo}}{X_{kl}} \operatorname{sen}(\theta_{ko} - \theta_{lo})$$

$$R2_{kl} = \frac{\partial \left(\frac{Q_{kl}}{V_k} \right)}{\partial V_k} = \frac{1}{X_{kl}}$$

$$R3_{kl} = \frac{\partial \left(\frac{Q_{kl}}{V_k} \right)}{\partial V_l} = - \frac{\cos(\theta_{ko} - \theta_{lo})}{X_{kl}}$$

Efeitos das perdas, bem como de elementos shunt podem ser também introduzidos nas derivações anteriores, resultando em um modelo mais completo.

Dependência das Variáveis de Estado

A maioria dos coeficientes possui uma dependência não linear do ponto de operação. Os termos cruzados ($P-V$ e $Q-\theta$) são funções senos (tais como $A2_0$, $A3_0$, $A2_\pi$, $A3_\pi$, $R1_0$, $R1_\pi$) e são nulos para condições em vazio. Os termos de acoplamento direto ($P-\theta$ e $Q-V$) são funções cossenos ($A1_0$, $A1_\pi$, $R2_0$, $R3_\pi$) e são máximos para condições em vazio. Somente $R2_\pi$ assume um valor constante. Assim, o ponto de operação restringe a aplicação do MSP para estudos dinâmicos de pequenas perturbações.

Entretanto, deve ser notado que os parâmetros de maior sensibilidade são os coeficientes de acoplamento cruzados e os de menor sensibilidade são os coeficientes que constituem as matrizes ativa e reativa $[A]$ e $[R]$, na representação multibarra da rede de transmissão. Isto sugere que a faixa do distúrbio pode ser ampliada com precisão adequada no esquema de solução desacoplada com matrizes constantes, corrigindo somente as sensibilidades de acoplamento mais críticas, para cada passo no tempo, transferindo as saídas compensadas para o próximo subsistema no ciclo de solução.

APÊNDICE C

Coeficientes de Reação de Armadura

Para um gerador síncrono (desprezando as perdas e a saturação) com fluxos de eixo em quadratura constante, o balanço de fluxo de eixo direto para condições dinâmicas pode ser expresso, no domínio da frequência, pela seguinte relação:

$$T'_{do} s E'_q = E_{FD} - E'_q - (X_d - X'_d) I_d \quad (1)$$

onde

$$I_d = \frac{E'_q - V_T \cos(\delta - \theta)}{X'_d} \quad (2)$$

Substituindo-se (2) em (1), obtém-se:

$$T'_{do} s E'_q = E_{FD} - \frac{X_d}{X'_d} E'_q + \left[\frac{X_d - X'_d}{X'_d} \right] V_T \cos(\delta - \theta) \quad (3)$$

que, para pequenas variações, resulta em:

$$\begin{aligned} T'_{do} s \Delta E'_q &= \Delta E_{FD} - \frac{X_d}{X'_d} \Delta E'_q + \left[\frac{X_d - X'_d}{X'_d} \cos(\delta_o - \theta_o) \right] \Delta V_T \\ &\quad - \left[\frac{X_d - X'_d}{X'_d} V_{To} \sin(\delta_o - \theta_o) \right] \Delta(\delta - \theta) \end{aligned} \quad (4)$$

Definindo-se os coeficientes de reação de armadura como:

$$K_v = \frac{X_d - X'_d}{X'_d} \cos(\delta_o - \theta_o) \quad (5)$$

$$K_A = \frac{X_d - X'_d}{X'_d} V_{T_o} \sin(\delta_o - \theta_o)$$

a equação (4) pode ser expressa por:

$$\left[\frac{X_d}{X'_d} + ST'_{do} \right] \Delta E'_q = \Delta E_{FD} + K_v \Delta V_T - K_A \Delta(\delta - \theta) \quad (6)$$

a qual é equivalente a equação (9) do capítulo 3.

APÊNDICE D

Cálculo da Função de Transferência GEP(s) para o Modelo de Sensibilidade de Potência

De acordo com a Figura 8 do capítulo 3 tem-se:

$$\begin{aligned}
 \frac{\Delta E'_q}{\Delta V_{REF}} &= \frac{\frac{K_E \frac{X'_d}{X_d}}{(1 + ST_E)(1 + ST'_d)}}{1 + \frac{K_E \frac{X'_d}{X_d}}{(1 + ST_E)(1 + ST'_d)} \cdot \frac{R2_g}{(R2_E - R3_g)}} \\
 &= \frac{\frac{K_E \frac{X'_d}{X_d}}{(1 + ST_E)(1 + ST'_d)}}{\frac{(1 + ST_E)(1 + ST'_d)(R2_E - R3_g) + K_E \frac{X'_d}{X_d} R2_g}{(1 + ST_E)(1 + ST'_d)(R2_E - R3_g)}} \\
 &= \frac{K_E \frac{X'_d}{X_d} (R2_E - R3_g)}{(R2_E - R3_g)(1 + ST_E)(1 + ST'_d) + K_E \frac{X'_d}{X_d} R2_g}
 \end{aligned} \tag{1}$$

De acordo com a Figura 9 do capítulo 3 tem-se:

$$\frac{\Delta V_T}{\Delta V_{REF}} = \frac{\frac{K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}{(1 + ST_E) (1 + ST_d') (R2_E - R3_G)}}{1 + \frac{\frac{K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}{(1 + ST_E) (1 + ST_d') (R2_E - R3_G)}}$$

$$= \frac{\frac{K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}{(1 + ST_E) (1 + ST_d') (R2_E - R3_G)}}{\frac{(1 + ST_E) (1 + ST_d') (R2_E - R3_G) + K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}{(1 + ST_E) (1 + ST_d') (R2_E - R3_G)}} \quad (2)$$

$$= \frac{K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}{(1 + ST_E) (1 + ST_d') (R2_E - R3_G) + K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}$$

Desenvolvendo-se a expressão (2) tem-se:

$$\frac{\Delta V_T}{\Delta V_{REF}} = \frac{K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}{T_E T_d' (R2_E - R3_G) S^2 + (T_E + T_d') (R2_E - R3_G) S + (R2_E - R3_G) + K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G} \quad (3)$$

Para valores elevados de K_E , isto é, para

$$(4) \quad K_E > \frac{X_d (R2_E - R3_G)}{X_d' R2_G}$$

tem-se:

$$\frac{\Delta V_T}{\Delta V_{REF}} = \frac{\frac{K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}{T_E T_d' (R2_E - R3_G)}}{S^2 + \frac{(T_E + T_d') (R2_E - R3_G)}{T_E T_d' (R2_E - R3_G)} S + \frac{K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}{T_E T_d' (R2_E - R3_G)}} \quad (5)$$

$$= \frac{K_E \frac{X_d'}{X_d} \frac{R2_G}{T_E T_d' (R2_E - R3_G)}}{S^2 + \left(\frac{T_E + T_d'}{T_E T_d'} \right) S + \frac{K_E \frac{X_d'}{X_d} R2_G}{T_E T_d' (R2_E - R3_G)}}$$

Considerando-se que $T_d' \gg T_E$, tem-se:

$$\frac{\Delta V_T}{\Delta V_{REF}} = \frac{\frac{K_F R2_G}{T_E T_{do}' (R2_E - R3_G)}}{S^2 + \left(\frac{1}{T_E}\right) S + \frac{K_F R2_G}{T_E T_{do}' (R2_E - R3_G)}} \quad (6)$$

Portanto, a equação (30) do capítulo 3 fica:

$$\begin{aligned} GEP(s) &= \frac{\frac{A2_G}{R2_G}}{(R2_E - R3_G)} \frac{\frac{K_F R2_G}{T_E T_{do}' (R2_E - R3_G)}}{S^2 + \frac{1}{T_E} S + \frac{K_F R2_G}{T_E T_{do}' (R2_E - R3_G)}} \\ &= \frac{A2_G}{K_6'} \frac{\frac{K_F K_6'}{T_E T_{do}'}}{S^2 + \frac{1}{T_E} S + \frac{K_F K_6'}{T_E T_{do}'}} \end{aligned} \quad (7)$$

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADIBI, M.M. & HIRSCH, P.M. & JOURDAN, J.A., [1974].
 "Solution Methods for Transient and Dynamic Stability",
Proc. IEEE, Vol. 62, no.7: 951-958.
- ALDEN, R.T.H. & SHALTOUT, A.A., [1979]. "Analysis of Damping
 and Synchronizing Torques", IEEE Trans., Part I and II,
 Vol. PAS-98, no. 5: 1696-1708.
- ALVES, D.A. & DECKMANN, S.M. & DA COSTA, V.F. & VINHAS,
 A.V., [1986]. "Estudos sobre Controle Automático de
 Geração Utilizando Modelo Dinâmico com Parâmetros
 Distribuídos", VIII SNTPEE, São Paulo.
- ANDERSON, P.M., [1976]. "EPRI Research Objectives in Power
 System Dynamic Simulation", Proc. of American Power
 Conference, Vol. 38: 1155-1164.
- ANDERSON, P.M. & FOUAD, A.A., [1977]. "Power System Control
 and Stability", (Book), The Iowa State University Press.
- ARCIDIACONO, V. & FERRARI, E. & MARCONATO, R. & SACCOMANNO,
 F., [1976]. "Analysis of Factors Affecting the Damping of
 Low-Frequency Oscillations in Multimachine Systems",
 CIGRE, paper 32-19.
- ARCIDIACONO, V. & FERRARI, E. & SACCOMANNO, F., [1976].
 "Studies on Damping of Electromechanical Oscillations in
 Multimachine with Longitudinal Structure", IEEE Trans.,
 Vol. PAS-95, no. 2: 450-460.
- ARCIDIACONO, V. et al., [1982]. "Problems posed in Power
 System Planning by Electromechanical Oscillation Damping
 and Means for Solution", CIGRE, paper 31-15.
- BAYNE, J.P. & LEE, D.C. & WATSON, W., [1977]. "A Power
 System Stabilizer for Thermal Units Based on Derivation
 of Accelerating Power", IEEE Trans., Vol. PAS-96, no. 6:
 1777-1783.
- BERG, G.J. & KAR, A.K., [1971]. "Model Representation of
 Power System Loads", IEEE 7th PICA Conference.

- BOLDEN, R.J. & WALLACE, P.J. & GRAINGER, A.W., [1982].
 "Considerations in the Improvement of System Damping on
 the South East Australian Interconnected System", CIGRE.
- BOLLINGER, K. & LAHA, A. & HAMILTON, R. & HARRAS, T.,
 [1975]. "Power Stabilizer Desing Using Root Locus
 Methods", IEEE Trans., Vol. PAS-94, no. 5: 1484-1488.
- BOWLER, C.E.J. & EWART, D.N. & CONCORDIA, C., [1973]. "Self
 Excited Torsional Frequency Oscillations with Series
 Capacitors", IEEE Trans., Vol. PAS-92, pp. 1688-1695.
- BRAUNER, G. & WAHI, A. & HAUBRICH, H.J. & WOHLFARTH, H.,
 [1986]. "Interaction of Generators with Power System
 Stabilizaers in Large Networks", CIGRE, paper 38-15.
- BUSBY, E.T. & HURLEY, J.D. & KEAY, F.W. & RACZKOWSKI, C.,
 [1979]. "Dynamic Stability Improvement at Monticello
 Station - Analytical Study and Field Tests", IEEE Trans.,
 Vol. PAS-98, pp. 889-897.
- BYERLY, R.T. & KEAY, F.W. & SKOOG LUND, J.W., [1970].
 "Damping of Power Oscillations in Salient-Pole Machines
 with Static Exciters", IEEE Trans., Vol. PAS-88.
- BYERLY, R.T. & SHERMAN, D.E. & McLAIN, D.K., [1975]. "Normal
 Modes and Mode Shapes Applied to Dynamic Stability
 Analysis", IEEE Trans., Vol. PAS-94, no. 2: 224-229.
- BYERLY, R.T. & BENNON, R.J. & SHERMAN, D.E., [1982].
 "Eigenvalue Analysis of Synchronizing Power Flow
 Oscillations in Large Electric Power Systems", IEEE
 Trans., Vol. PAS-101, no. 1: 235-243.
- CASTRO, J.C. & CATAO, M.O. & DORAISWAMI, R., [1985].
 "Identification of the Generating Units to be Equipped
 with Stabilizers in a Multimachine Power System", IFAC
 Electric Energi Systems, Rio de Janeiro.

- CHEN, C.L. & HSU, Y.Y., [1987]. "Coordinated Synthesis of Multimachine Power System Stabilizer Using an Efficient Decentralized Modal Control (DCM) Algorithm", IEEE Trans., Vol. PWR-2, no. 3: 543-551.
- CHENG, S.J. & CHOW, Y.S. & MALIK, O.P. & HOPE, G.S., [1986]. "An Adaptive Synchronous Machine Stabilizer", IEEE Trans., Vol. PWR-1, no. 3: 101-107.
- CHENG, S.J. & MALIK, O.P. & HOPE, G.S., [1988]. "Damping of Multi-Modal Oscillations in Power Systems Using a Dual-rate Adaptive Stabilizer", IEEE Trans., Vol. 3, no. 1: 101-108.
- CHOW, J., [1982]. "Time Scale Modeling of Dynamic Networks with Applications to Power Systems", Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York.
- CONCORDIA, C., [1944]. "Steady-State Stability of Synchronous Machines as Affected by Voltage-Regulator Characteristics", AIEE Trans., Vol. 63: 215-220.
- CONCORDIA, C., [1948]. "Steady-State Stability of Synchronous Machines as Affected by Angle-Regulator Characteristics", AIEE Trans., Vol. 67: 687-690.
- CONCORDIA, C., [1950]. "Effect of Buck-Boost Voltage Regulator on Steady-State Power Limit", AIEE Trans., Vol. 69: 380-385.
- CONCORDIA, C. & BROWN, P.C., [1971]. "Effects of Trends in Large Steam Turbine Driven Generator Parameters on Power System Stability", IEEE Trans., Vol. PAS-90, no. 5: 2211-2218.
- CONCORDIA, C. & IHARA, S., [1982]. "Load Representation in Power System Stability Studies", IEEE Trans., Vol. PAS-101, no. 4: 969-977.
- CRARY, S.B., [1947]. "Power System Stability", Vol. II. John Wiley & Sons, Inc.

- CRESAP, R.I. & MITTELSTADT, W.A., [1976]. "Small-Signal Modulation of the Pacific HVDC Intertie", Vol. PAS-95, no. 2: 536-541.
- CZUBA, J.S. & HANNETT, L.N. & WILLIS, J.R., [1986]. "Implementation of Power System Stabilizer at the Ludington Pumped Storage Plant", IEEE Trans., Vol. PWRS-1, no. 1: 121-128.
- DANDENO, P.L. & KARAS, A.M. & McCLYMONT, K.R. & WATSON, W., [1968]. "Effect of High-Speed Rectifier Excitation Systems on Generator Stability Limits", IEEE Trans., Vol. PAS-87: 190-201.
- DANDENO, P.L. & KUNDUR, P., [1976]. "Practical Application of Eigenvalue Techniques in the Analysis of Power System Dynamic Stability Problems", Can. Elec. Eng. J., Vol. 1, no. 1: 35-46.
- DANDENO, P.L. & KUNDUR, P. & PORAY, A.T. & ZEIN-EL-DIN, H.M., [1981]. "Adaption and Validation of Turbogenerator Model Parameters Through On-Line Frequency Response Measurements", IEEE Trans., Vol. PAS-100, pp. 1656-1664.
- DECKMANN, S.M. & DA COSTA, V.F. & ALVES, D.A., [1985]. "Dynamic Simulation for Interconnected Power Systems", IFAC, Electric Energy Systems, Rio de Janeiro.
- DE MELLO, F.P. & EWART, D.N. & TEMOSHOK, M., [1965]. "Stability of Synchronous Machines as Affected by Excitation Systems, Machine and System Parameters", Proc. of American Power Conference, Vol. 27: 1150-1159.
- DE MELLO, F.P. & CONCORDIA, C., [1969]. "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control", IEEE Trans., Vol. PAS-88: 316-329.
- DE MELLO, F.P. [1970]. "Modern Concepts of Power System Dynamics--The Effects of Control", IEEE Summer Power Meeting, Tutorial Paper 70M62-PWR.

- DE MELLO, F.P. & HANNETT, L.N. & UNDRILL, J.M., [1978].
 "Practical Approaches to Supplemntary Stabilizing from
 Accelerating Power", IEEE Trans., Vol. PAS-97, no. 5:
 1515-1522.
- DE MELLO, F.P. & NOLAN, P.J. & LASKOWSKI, T.F. & UNDRILL,
 J.M., [1980]. "Coordinated Application of Stabilizers in
 Multimchine Power Systems", IEEE Trans., Vol. PAS-99, no.
 3: 892-901.
- DE MELLO, F.P. & CZUBA, J.S. & RUSCHE, P.A. & WILLIS, J.,
 [1986]. "Developments in Application of Stabilizing
 Measures Through Excitation Control", CIGRE, paper 38-05.
- DE MELLO, F.P. & CLARK, H.K. & HANNETT, L.N., [1987].
 "Dynamic Aspects of Excitation Systems and Power System
 Stabilizers", I Symposium of Specialists in Electric
 Operational Planning, Rio de Janeiro.
- DINELEY, J.L. & FENWICK, P.J., [1974]. "The Effects of of
 Prime-Mover and Excitation Control on the Stability of
 Large Steam Turbine Generators", IEEE Trans., Vol. PAS-
 43, pp. 1613-1623.
- DOHERTY, R.E. & NICKLE, C.A., [1926]. "Synchronous
 Machines - I and II", AIEE Trans., Vol. 45: 912-947.
- ELGERD, O.I., [1971]. "Electric Energy Systems Theory: An
 Introduction", McGraw Hill Company, USA.
- EL-SHERBINY, M.K. & MEHTA, D.M., [1973]. "Dynamic System
 Stability, Part I. Investigation of thr effect of
 Different Loading and Excitation Systems", IEEE Trans.,
 Vol. PAS-92, no. 5: 1538-1546.
- EPRI, [1977]. "Power System Dynamic Analysis Phase I" -
 Boeing Computer Services, EPRI EL-484, Project 670-1,
 Final Report.
- ELLIS, H.M. & HARDY, J.E. & BLYTHE, A.L. & SKOOGSLUND, J.W.,
 [1966]. "Dynamic Stability of the Peace River
 Transmission System", IEEE Trans., Vol. PAS-85: 586-600.

- FARMER, R.G. & AGRAVAL, B.L., [1983]. "State-Of-The-Art Technique for Power System Stabilizer Tuning", IEEE Trans., Vol. PAS-102, no. 3: 699-707.
- FILHO, J.F.L. & PINTO, W.S. & FILHO, J.R.F., [1987]. "Estudos para Implantação de Novos Ajustes dos Reguladores de Tensão da Eletronorte no Sistema Interligado Norte/Nordeste", I SEPOP, Rio de Janeiro.
- FOUAD, A.A., [1977]. "Long Range View of Stability Studies", Proceed. of an Engineering Foundation Conference-Power System Planning and Operations: Future Problems and Research Needs, EPRI EL-377-SR, pp. 6.42-6.60.
- GHANDKLY, A. & KRONEGGER, P., [1987]. "Digital Controller Design Method for Synchronous Generators Excitation and Stabilizer Systems", IEEE Trans., Vol. PWRS-2, no. 3: 633-637.
- GIBBARD, M.J., [1991]. "Robust Design of Fixed-Parameter Power System Stabilisers Over a Wide Range of Operating Conditions", IEEE Trans., Vol. 6, no. 2: 794-800.
- GROSS, G. & BERGEN, A.R., [1977]. "A class of New Multistep Integration Algorithms for the Computation of Power System Dynamical Response", IEEE Trans., Vol. PAS-96, no. 1: 293-306.
- GROSS, G. & IMPARATO, C.F. & LOOK, P.M., [1982]. "A Tool for Comprehensive Analysis of Power System Dynamic Stability", IEEE Trans., Vol. PAS-101, no. 1: 226-234.
- HANSON, D.W. & GOODWIN, C.J. & DANDENO, P.L., [1968]. "Influence of Excitation and Speed Control Parameters in Stabilizing Intersystems Oscillations", IEEE Trans., Vol. PAS-87: 1306-1313.
- HARRINGTON, D.B. & JENKINS, S.C., [1970]. "Trends and Advancements in the Desing of Large Generators", Proc. of the American Power Conference, Vol. 32: 963-973.

- HEFFRON, W.G. & PHILLIPS, R.A., [1952]. "Effect of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generators", AIEE Trans., Vol. 71: 692-697.
- HUGHES, F.M., [1989]. "Self-Tuning Generator Excitation Control - Is it ready for Power?", VIII Congresso Brasileiro de Automática, Belém.
- HUNTER, W.A. & TEMOSHOK, M., [1952]. "Development of a Modern Amplidyne Voltage Regulator for Large Turbine Generators", AIEE Trans.:894-901.
- HSU, Y.Y. & SHYUE, S.W. & SU, C.C., [1987]. "Low Frequency Oscillations in Longitudinal Power Systems: Experience with Dynamic Stability of Taiwan Power System", IEEE Trans., Vol. PWRS-2, no. 1: 92-100.
- IEEE TUTORIAL COURSE, [1980]. "Power System Stabilization Via Excitation Control", 81 EHO 175-0 PWR.
- IEEE COMMITTEE REPORT, [1981]. "Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Trans., Vol. PAS-100, no. 2: 494-509.
- KEAY, F.W. & SOUTH, W.H., [1971]. "Design of a Power System Stabilizer Sensing Frequency Deviation", IEEE Trans., Vol. PAS-90, pp. 707-713.
- KIMBARK, E.W., [1956]. "Power System Stability". John Wiley & Sons, New York.
- KLEIN, M. & ROGER, G.J. & KUNDUR, P., [1991]. "A Fundamental Study of Inter-Area Oscillations in Power Systems", IEEE Trans., Vol. 6, no. 3: 914-921.
- KUNDUR, P. & LEE, D.C. & EL-DIN, H. M. Z., [1981]. "Power System Stabilizer for Thermal Units: Analytical Techniques and On-Site Validation", IEEE Trans., Vol. PAS-100, no. 1: 81-95.

- KUNDUR, P., [1987]. "Development and Application of Power System Stabilizers at Ontario Hydro", I Symposium of Specialists in Electric Operational Planning, Rio de Janeiro.
- KUNDUR, P. & KLEIN, M. & ROGERS, G.J. & ZYWNO, M.S., [1989]. "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability", IEEE Trans., Vol. 4, no. 2: 614-626.
- LANGEVIN, M. & AURIOL, P., [1986]. "Load Response to Voltage Variations and Dynamic Stability", IEEE Trans., Vol. PWR-1, no. 4: 112-118.
- LARSEN, E.V. & SWANN, D.A., [1981]. "Applying Power System Stabilizers", IEEE Trans., Part I, II and III, Vol. PAS-100: 3017-3046.
- LAWSON, R.A. & SWANN, D.A. & WRIGHT, G.F., [1978]. "Minimization of Power System Stabilizer Torsional Interaction on Large Steam Turbine-Generators", IEEE Trans., Vol. PAS-97, no. 1: 183-190.
- LEE, D.C. & BEAULIEU, R.E. & SERVICE, J.R.R., [1981]. "A Power System Stabilizer Using Speed and Electrical Power Inputs - Design and Field Experience", IEEE Trans., Vol. PAS-100, no. 9: 4155-4157.
- LEE, D.C. & BEAULIEU, R.E. & ROGERS, G.J., [1985]. "Effects of Governor Characteristics on Turbo-Generator Shaft Torsionals", IEEE Trans., Vol. PAS-104, pp. 1255-1261.
- LEE, D.C. & KUNDUR, P., [1986]. "Advanced Excitation Controls for Power System Stability Enhancement", CIGRE, paper 38-01.
- LIU, C. & ZHOU, S.X. & FENG, Z.H., [1987]. "Using Decoupled Characteristic in the Synthesis of Stabilizers in Multimachine Systems", IEEE Trans., vol. PWR-2, no. 1: 31-36.
- LOKAY, H.E. & BOLGER, R.L., [1964]. "Effect of Turbine-Generator Representation in System Stability Studies", IEEE Trans., Vol. PAS-84, no. 10: 933-942.

- LOKAY, H.E. & THOITS, P.D., [1971]. "Effects of Future Turbine-Generator Characteristics on Transient Stability", IEEE Trans., Vol. PAS-90, no. 5: 2427-2431.
- LU, J. & CHIANG, H.D. & THORP, J.S., [1990]. "Identification of Optimum Sites for Power System Stabilizer Applications", IEEE Trans., Vol. 5, no. 4: 1302-1308.
- LYRA, A.C.C., [1984]. "Controle de Reativos na Máquina Síncrona", Tese de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP.
- LYRA, A.C.C., [1992]. "Uma Contribuição ao Estudo Dinâmico da Máquina Síncrona", Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica, UNICAMP.
- MALIK, D.P. & HOPE, G.S. & GHANDAKLY, A.A.M., [1977], "On-Line Adaptive Control of Synchronous Machine Excitation", Proc. IEEE 10th PICA Conference, Toronto.
- MARTINS, N., [1981]. "Determinação dos Limites de Estabilidade Dinâmica de Sistemas Multimáquina Contendo Cargas Não Lineares e Compensadores Estáticos", VI SNPTEE, Camboriú.
- MARTINS, N. & BAITELLI, R., [1982]. "Analysis of Low-Damped Electromechanical Oscillations in Large Power Systems", CIGRE, paper 31-02.
- MARTINS, N. & BAITELLI, R., [1984]. "Determinação da Localização e Ajuste de Parâmetros para Sinais Adicionais Estabilizadores em Sistemas de Potência Multimáquina" VII SNPTEE, Brasília.
- MARTINS, N., [1986]. "Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small-Signal Stability Studies", IEEE Trans., Vol. PWR-1: 217-226.
- MARTINS, N. & BAITELLI, R. & SANTOS, J.B. & MIKAMI, L., [1987]. "Definição da Localização de Sinais Estabilizadores em Sistemas Elétricos Multimáquina: Metodologia Utilizada pelo Programa AUTOVAL", IX SNPTEE,

Belo Horizonte.

- MARTINS, N. & LIMA, L.T.G., [1990]. "Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static VAR Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems", IEEE Trans., vol. 5, no.4: 1455-1469.
- MARTINS, N & MACEDO, N.J.P. & LIMA, L.T.G. & PINTO, H.J.C.P, [1992]. "Control Strategies for Multiple Static VAR Compensators in Long Distance Voltage Supported Transmission Systems", IEEE Trans. 92 SM 589-2 PWRs.
- MIKAMI, L. & MARTINS, N., [1986]. "Ajustes de Sinais Adicionais Estabilizadores em Sistema de Potência Multimáquina", VI Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte.
- MITTELSTADT, W.A., [1968]. "Four Methods of Power System Damping", IEEE Trans., Vol. PAS-87, no. 5: 1323-1329.
- MOBARAK, M. & THORNE, D. & HILL, E., [1978]. "Optimization of Exciter and Stabilizer Parameters of a Large Thermal Generating Station", IEEE Trans., Vol. PAS-97, no. 4: 1182-1193.
- MOBARAK, M. & THORNE, D. & HILL, E., [1980]. "Contrast of Power System Stabilizer Performance on Hydro and Thermal Units", IEEE Trans., Vol. PAS-99, no. 4: 1522-1533.
- MOUSSA, H. & YU, Y., [1974]. "Dynamic Interaction of Multimachine Power Systems and Excitation Control", IEEE Trans., Vol. PAS-93, no. 4.
- MOUSSA, H. & BADR, M.A. & EL-SERAFI, A.M., [1985]. "Power System Damping Enhancement by Two-Axis Supplementary Control of Synchronous Generators", IEEE Trans., Vol. PAS-104, no. 5: 998-1004.
- MUGWANYA, D.K. & VAN NESS, J.E., [1987]. "Mode Coupling in Power Systems", IEEE Trans., Vol. PWRs-2, no. 2: 264-270.

- NOLAN, P.J. & SINHA, N.K. & ALDEN, R.T.H., [1976].
 "Eigenvalue Sensitivities of Power Systems Including
 Network and Shaft Dynamics", IEEE Trans., Vol. PAS-95,
 no. 4: 1318-1324.
- OHYAMA, T. & YAMASHITA, K. & MAEDA, T. & SUZUKI, H. & MINE,
 S., [1985]. "Effective Application of Static VAR
 Compensators to Damp Oscillations", IEEE Trans., Vol.
 PAS-104, no.6.
- OLIVEIRA, S.E.M. & NETO, L.A.S., [1979]. "Estabilidade
 Dinâmica com Sinais Estabilizadores", V SNPTEE, Recife.
- OLIVEIRA, S.E.M., [1984]. "Efeitos do Sistema de Excitação
 nos Torques Sincronizantes e de Amortecimento Produzidos
 pelos Geradores Sincronos", VII SNPTEE, Brasília.
- OOI, B.T. & NISHIMOTO, M., [1988]. "Analytical Structures
 for Eigensystem Study of Power Flow Oscillations in Large
 Power Systems", IEEE Trans. Vol. 3, no. 4: 1609-1615.
- OSTOJIC, D.R., [1988]. "Identification of Optimum Site for
 Power System Stabilizer Applications", IEE Proceedings,
 Vol. 135, Pt. C, no.5: 416-419.
- OSTOJIC, D.R., [1991]. "Stabilization of Multimodal
 Electromechanical Oscillations by Coordinated Application
 of Power System Stabilizers", IEEE Trans., Vol. 6, no. 4:
 1439-1445.
- PARSA, M. & TOYODA, J., [1989]. "Slow-Coherency Based
 Composite Mode Oscillatory Stabilization by Means of a
 Hybrid PSS", IEEE Trans., Vol. 4, no. 4: 1499-1506.
- PERRY, H.R. & LUINI, J.F. & COOLLER, J.C., [1970]. "Improved
 Stability with Low Time Constant Rotating Exciter", IEEE
 Trans., pp. 2034-2089.
- PINTO, W.S. & ARAUJO, M.S.C. & SEAL, W., [1987]. "Análise,
 Estudo e Solução Adotada para o Amortecimento das
 Oscilações de Potência no Sistema Interligado
 Norte/Nordeste", IX SNPTEE, Belo Horizonte.

- PORANGABA, H.D. & FERREIRA, A. & ALMEIDA, M. & MORDZOWSKI, M., [1977]. "Ensaaios e Verificações nos Reguladores de tensão de Salto Osório", IV SNPTEE, Rio de Janeiro.
- RACZKOWSKI, C., [1974]. "Complex Root Compensator* A New Concept for Dynamic Stability Improvement", IEEE Trans., Vol. PAS-93: 1842-1848.
- RAMOS, A.J.P. & GUIMARÃES, V.L.S., [1984]. "Análise da Influência do Sistema de Controle da Excitação da Usina de Sobradinho dotado de Múltiplas Entradas, no Comportamento Dinâmico da Interligação Norte/Nordeste", VII SNPTEE, Brasília.
- RIBEIRO, L.P.L. & MATTOS, F.G.C., [1984]. "Procedimentos a serem adotados no Ajuste de Sinais Estabilizantes", VII SNPTEE, Brasília.
- ROMERO, D. R. & HEYDT, G.T., [1986]. "An Adaptive Excitation System Controller in a Stochastic Environment", IEEE Trans., Vol. PWR-1, no. 1: 169-175.
- RUDNICK, H. & HUGHES, F.M. & BRAMMELLER, A., [1983]. "Steady State Instability: Simplified Studies in Multimachine Power Systems", IEEE Trans., Vol. PAS-102, no. 12: 3859-3867.
- SCHLEIF, F.R. & WHITE, J.H., [1966]. "Damping for the Northwest - Southwest Tieline Oscillations--An Analog Study", IEEE Trans., Vol. PAS-85, no. 12: 1239-1247.
- SCHLEIF, F.R. & HUNKINS, H.D. & MARTIN, G.E. & HATTAN, E.E., [1968]. "Excitation Control to Improve Powerline Stability", IEEE Trans., Vol. PAS-87, no. 6: 1426-1434.
- SCHLEIF, F.R. & HUNKINS, H.D. & HATTAN, E.E. & GISH, W.B., [1969]. "Control of Rotating Exciters for Power Systems Damping: Pilot Applications and Experience", IEEE Trans., Vol. PAS-88, no. 8: 1259-1266.
- SCHLEIF, F.R. & FEELEY, R.K. & PHILLIPS, W.H. & TORLUEMKE, R.W., [1979]. "Power System Stabilizer Application with Local Mode Cancellation", IEEE Trans., Vol. PAS-98, pp.

1054-1059.

SEMLYEN, A. & WANG, L., [1988]. "Sequential Computation of the Complete Eigensystem for the Study Zone in Small Signal Stability Analysis of Large Power Systems", IEEE Trans., Vol.3, no. 2: 715-725.

SHIER, R.M. & BLYTHE, A.L., [1968]. "Field Tests of Dynamic Stability Using a Stabilizing Signal and Computer Program Verification", IEEE Trans., Vol. PAS-87, no. 2: 315-322.

SOARES, J.M. & ZENI, N.J., [1985]. "Power System Stabilizers for Hydrogenerators: Analysis, Comparison and Field Implementation", IFAC Electric Energy Systems, Rio de Janeiro, pp. 541-547.

SOARES, J.M. & PONS, F.H. & REICHERT, F. & REIS, D.O., [1987]. "Projeto e Ensaios de um Sinal Adicional Estabilizador de Uso Geral", IX SNPTEE, Belo Horizonte.

STOTT, B., [1974]. "Review of Load-Flow Calculation Methods", Proc. of the IEEE, Vol. 62, no. 7: 915-929.

STOTT, B. & ALSAQ, O., [1974]. "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Trans., Vol. 93, pp. 859-869.

STOTT, B., [1979]. "Power System Dynamic Response Calculations", Proc. IEEE, Vol. 67, no. 2: 219-241.

TRIPATHY, S.C. & RAD, N.D. & ROY, L., [1981]. "Optimization of Exciter and Speed Governor Control Parameters in Stabilizing Intersystem Oscillations with Voltage-Dependent Load Characteristics", Electrical Power & Energy Systems, Vol. 3, no. 3: 127-133.

UCHIDA, N. & NAGAO, T., [1988]. "A New Eigen-Analysis Method of Steady-State Stability studies for Large Power Systems: S Matrix Method", IEEE Trans., Vol. 3, no.: 706-714.

- VAN NESS, J.E. & BOYLE, J.M. & IMAD, F.P., [1965]. "Sensitivities of Large Multiple Loop Control Systems", IEEE Trans. on Automatic Control, Vol. AC-10, pp. 308-315.
- VARGHESE, A. & SAUER, P.W. & PAI, M.A., [1989]. "Synchronous Machine Block Diagram Analysis with Fast Dynamics", Electrical Power & Energy Systems, Vol. 11, no. 4: 239-247.
- VENIKOV, V., [1964]. "Transient Phenomena in Electrical Power Systems". A Pergawon Press book. The Macmillan Co., New York.
- VENIKOV, V., [1977]. "Transient Processes in Electrical Power Systems". Mir Publishers-Moscow.
- VENIKOV, V., [1988]. "Procesos Transitorios Electromecánicos en los Sistemas Eléctricos de Potencia". Editorial MIR Moscú.
- VIEIRA, X.F. & GOMES, P. & GARDOS, I. & PEDROSO, A. & JARDIM, J.L. & QUEIROZ, V., [1987]. "The influence of the Itaipu 60 Hz Excitation System and Stabilizer in the Dynamic Performance of the South/Southeastern Interconnected System", I SEPOPE, Rio de Janeiro.
- VINHAS, A.V. & ALVES, D.A. & DECKMANN, S.M. & DA COSTA, V.F., [1987]. "Numerical Results with Dinamic Simulation of Interconnected Power Systems", IFAC, Electric Energy Systems, Beijing.
- VOURNAS, C.D. & FLEMING, R.J., [1979]. "A Multivariable Stabilizer for a Multimachine Generating Plant", paper A 79 009-2, presented at the 1979 Winter Power Meeting, New York.
- VOURNAS, C.D. & PAPADIAS, B.C., [1987]. "Power System Stabilization Via Parameter Optimization - Application to the Hellenic Interconnected System", IEEE Trans., Vol. PWRS-2, no. 3: 615-623.
- WANG, L. & SEMLYEN, A., [1989]. "Application of Sparse

Eigenvalue Techniques to the Small Signal Stability Analysis of Large Power Systems", Proc. of the 16th Power Industry Computer Application Conference, pp. 358-365.

WATSON, W. & MANCHUR, G., [1973]. "Experience with Supplementary Damping Signals for Generator Static Excitation Systems", IEEE Trans., Vol. PAS-92, pp. 199-203.

WATSON, W. & COULTES, M.E., [1973]. "Static Exciter Stabilizing Signals on Large Generators - Mechanical Problems", IEEE Trans., Vol. PAS-92, pp. 204-211.

WONG, D.Y. & ROGERS, G.J. & PORRETTA, B. & KUNDUR, P., [1988]. "Eigenvalue Analysis of Very Large Power Systems", IEEE Trans., Vol. 3, no. 2: 472-480.

YU, Y., [1983]. "Electric Power System Dynamics", (Book) Academic Press.

YU, Y., & LI, Q., [1990]. "Pole Placement Power System Stabilizers Design of an Unstable Nine-Machine System", IEEE Trans., Vol. 5, no. 2: 353-358.

ZENI, N.J. & LUZ, L.T.O., [1984]. "Modificações Introduzidas no Estabilizador de Sistema de Potência da Usina Hidrelétrica de Itaúba", VII SNTPEE, Brasília.

ZENI, N. J. & SIMOES COSTA, A., [1987]. "Power System Stabilizers for Hydroelectric Power Plants: Modelling Considerations and Aspects Related to Signal Derivation and Synthesis", I SEPOPE, Rio de Janeiro.

ZOLLENKOPF, K., [1970]. "Bi-Factorisation - Basic Computational Algorithm and Programming Techniques", Reid, J.K. Ed., Large Sparse Sets of Linear Equations, London, Academic Press, pp. 75-96 (Conference of Institue os Mathematics and its Applications, Oxford, 5-8, April.