

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA DE CAMPINAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DO
CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

ÁLVARO VIEIRA VINHAS

Orientador: SIGMAR M. DECKMANN

Na Nota

SIGMAN

020/83

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia de Campinas, da Universidade de Campinas, UNICAMP, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de MESTRE EM CIÊNCIAS.

MAIO 1983

UNICAMP

UNICAMP

À minha mãe, irmãos, avós, tios,
primos, sobrinhos e em especial a
Igor Hjelmstrom Vinhas Ribeiro.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Sigmar Maurer Deckmann, pela orientação e constante incentivo durante este trabalho.

Aos Professores Secundino, Praça, Yaro, Fabiano, Mauro, Clapauch e André pela ajuda.

Aos amigos Akebo Yamakami, Dilson, Pissolato e Francisca pelo valioso auxílio e à COJOFÁ pelo apoio.

À Bia, Sales, Anésio, Vivaldo, Bim e Cristina, pela convivência diária.

À D. Áurea e Família, por me tratarem como filho.

Aos amigos P. Joseph, Alcântara, Richard, Delfina, José, Marininha, P. Otto, C. Fernando, minha gratidão.

À Lurdes, meu agradecimento e gratidão por todas as horas de incentivo.

À Nilza, pela exímia datilografia e paciência.

Este trabalho de pesquisa contou com o suporte financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - CAPES.

ÍNDICE

RESUMO

ABSTRACT

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO 2 - O CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO.....	3
2.1. INTRODUÇÃO.....	3
2.2. CONTROLE P-f.....	4
2.3. MODOS DE OPERAÇÃO.....	6
2.4. SIMULAÇÃO DO CAG.....	8
CAPÍTULO 3 - MODELAGEM DINÂMICA DOS COMPONENTES DO SISTEMA DE CONTROLE DA GERAÇÃO.....	9
3.1. INTRODUÇÃO.....	9
3.2. MODELO INCREMENTAL PARA MÁQUINA SÍNCRONA	9
3.3. MODELO INCREMENTAL PARA AS TURBINAS.....	13
3.4. MODELOS INCREMENTAIS PARA REGULADORES DE VELOCIDADE.....	16
3.5. MODELO INCREMENTAL PARA LINHAS DE TRANS- MISSÃO.....	24
3.6. MODELO INCREMENTAL DE CARGAS.....	30
CAPÍTULO 4 - SIMULAÇÕES COM O CONTROLE DE GERAÇÃO CLÁSSICO	33
4.1. INTRODUÇÃO.....	33
4.2. OPERAÇÃO ISOLADA.....	34
4.2.1. REGULADOR BLOQUEADO (CASO 1).....	35
4.2.2. CONTROLE PRIMÁRIO (CASO 2).....	37
4.2.3. CONTROLE SUPLEMENTAR (CASO 3).....	42
4.3. OPERAÇÃO INTERLIGADA.....	44
4.3.1. CONTROLE PRIMÁRIO.....	45

4.3.2. CONTROLE SUPLEMENTAR DE FREQUÊN- CIA.....	50
4.3.3. CONTROLE SUPLEMENTAR "TLB".....	50
4.3.4. CONTROLE SUPLEMENTAR DE INTERCÂM- BIO.....	55
4.4. CONCLUSÃO.....	56
CAPÍTULO 5 - MODELO INCREMENTAL PARA A SIMULAÇÃO DO CAG...	57
5.1. INTRODUÇÃO.....	57
5.2. MODELO INCREMENTAL.....	58
5.2.1. GERADOR.....	58
5.2.2. LINHA DE TRANSMISSÃO.....	60
5.2.3. CARGA.....	61
5.2.4. REDE.....	63
5.3. FLUXOGRAMA.....	65
5.3.1. DIAGRAMA FUNCIONAL PARA 2 GERADO- RES.....	65
5.3.2. ALGORITMO DE SIMULAÇÃO.....	68
5.4. RESULTADOS NUMÉRICOS.....	69
5.4.1. SISTEMA DE 2 ÁREAS.....	69
5.4.2. SISTEMA EPRI.....	71
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES.....	78
APÊNDICE A - MÉTODO DE INTEGRAÇÃO TRAPEZOIDAL IMPLÍCITO (MTI)	80
BIBLIOGRAFIA	87

RESUMO

Neste trabalho são apresentados os conceitos básicos de Controle Automático de Geração de um sistema de potência, assim como uma modelagem clássica para as simulações.

Foi desenvolvida uma nova modelagem, onde é considerada a representação completa do sistema interligado.

A solução alternada das equações diferenciais das máquinas e das equações algébricas da rede, permite obter um algoritmo eficiente para simulações de longa duração. Utilizando-se o modelo de integração trapezoidal implícito passo a passo, foram obtidas curvas de oscilação de até 1 minuto de duração, relativas ao controle automático da geração.

ABSTRACT

In this work, the basic concepts of the Automatic Control Generation of a Power System are presented, and the classical modelling methods are discussed.

A new modelling approach was developed, where the complete representation of the interconnected system is considered.

Alternating solutions of the differential equations of the machines and of the algebraic equations of the network, result in an efficient algorithm for long term simulations. Applying an implicit trapezoidal step by step integration method, oscilation curves until to 1 minute duration were obtained, performing the Automatic Control Generation.

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O estudo do Controle Automático de Geração teve um interesse muito grande nos anos 50, quando surgiram as principais publicações sobre o assunto [2],[3],[5],[23].

Graças a esses pesquisadores foi possível desenvolver métodos de controle para os sistemas interligados, e que são usados até hoje.

Os estudos daquela época eram baseados em simulações, obtidas com os computadores analógicos, que ainda hoje são encontrados na maioria dos Centros de Operação.

Em vista da crescente utilização do computador digital nesses Centros, deve-se voltar a analisar o problema do controle do sistema, utilizando-se novas técnicas de simulação.

Este trabalho descreve os princípios básicos do Controle Automático de Geração e propõe um novo algoritmo de simulação dinâmica.

No Capítulo 2 é apresentado o problema geral do Controle Automático de Geração.

No Capítulo 3 são descritas as principais funções de transferência dos componentes que participam desse controle.

No Capítulo 4 são discutidos os resultados da simulação clássica do problema, para uma área isolada e para duas áreas interligadas.

No Capítulo 5 é apresentada a nova formulação, baseada na modelagem incremental da rede, mostrando-se os resultados obtidos para dois sistemas.

No Capítulo 6 são dadas as conclusões e sugestões para a continuação da pesquisa.

CAPÍTULO 2

O CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

2.1 - INTRODUÇÃO

A função principal do Controle Automático de Geração (CAG) é realizar o balanço contínuo entre a geração e a demanda no sistema de energia elétrica. Devido às características aleatórias da carga e à inexistência de grandes armazenadores de energia elétrica, esse balanço dinâmico depende de processos de controle em tempo real. Desde que se generalizou o uso de corrente alternada, produzida através de geradores síncronos, tornou-se necessário fixar uma frequência base para a operação síncrona das diversas unidades espalhadas pela rede. O controle de tensão no sistema, por sua vez, é necessário para controlar os fluxos de potência reativa, e por conseguinte, reduzir as perdas. No caso de diferentes áreas, operando interligadas, é fundamental também controlar os fluxos de intercâmbio, para se manter os níveis de transferência de energia contratados entre as empresas.

Além desses controles, o CAG pode também levar em conta restrições de segurança e políticas de operação econômica.

Normalmente o CAG trata das pequenas perturbações no sistema. Não existe, no entanto, nenhum bloqueio que evite a sua manifestação no caso de perturbações mais severas, tais como perda de linhas, perda de cargas ou geradores. Do ponto

de vista dinâmico, os processos relativos ao CAG são de média e longa duração. A resposta do sistema de excitação, por exemplo, responsável pelo controle da tensão terminal do gerador, é rápido-da ordem de segundos. A resposta do sistema de admissão de turbinas térmicas ou hidráulicas, responsável pela variação de potência gerada, é lenta, podendo durar vários minutos até a sua estabilização [3], [25].

Devido à complexidade da análise conjunta desses processos dinâmicos, é usual separar os estudos do controle de tensão (potência reativa) dos estudos do controle da frequência (potência ativa). Esta separação justifica-se não só pela diferença no tempo de resposta, como também devido à maior sensibilidade existente entre os pares de variáveis P-f e Q-V nos sistemas de transmissão de energia elétrica.

2.2 - CONTROLE P-f

A velocidade de uma turbina a vapor ou hidráulica varia com a potência mecânica solicitada. Quando a carga elétrica de um gerador muda, varia a solicitação sobre o eixo da máquina e, portanto, altera-se a velocidade do conjunto turbina-gerador. A frequência da tensão gerada, que é proporcional à velocidade da máquina, fornece, portanto, um meio para se avaliar o balanço de potência no sistema. Utilizando-se um acelerômetro, como, por exemplo o dispositivo massa-mola do regulador de Watt, é possível converter variações de velocidade em deslocamentos mecânicos que comandam a válvula de admissão da turbina. Atualmente utiliza-se transdutores elétricos, que são mais rápidos e eficientes. De qualquer forma, todos os pro

cessos de controle P-f pressupõe a existência de um erro de frequência para atuarem por realimentação. A figura 2.1 mostra o esquema básico para o controle da frequência e geração síncrona:

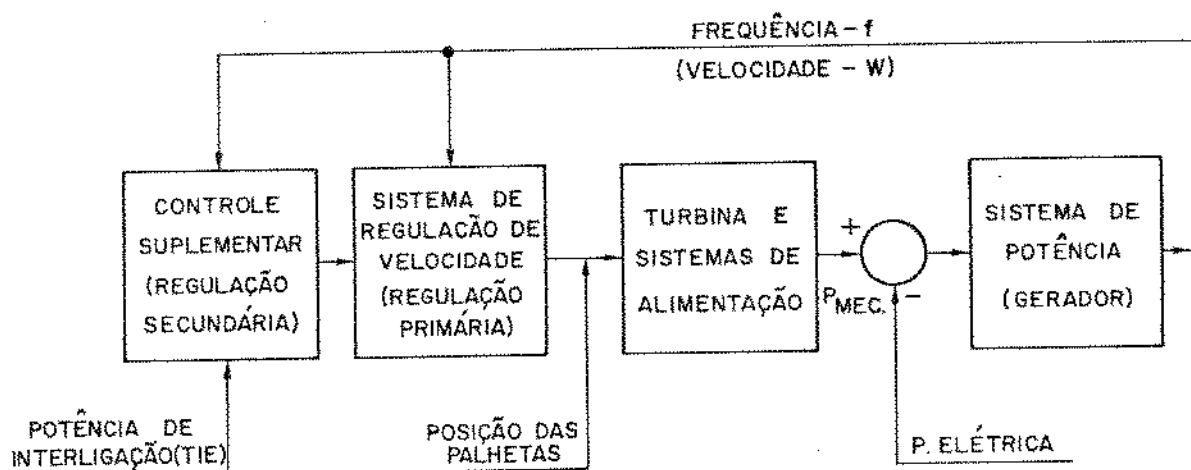


FIG. 2.1 - CONTROLE AUTOMÁTICO DA GERAÇÃO

Conforme é mostrado na figura, existe uma malha de realimentação interna — o Controle Primário — e uma malha de realimentação externa — o Controle Suplementar.

A função do Controle Primário é o de absorver os impactos de carga/geração, traduzidos através de desbalanço entre a potência mecânica e a elétrica, e estabilizar a freqüência em um valor suficientemente próximo do nominal, para evitar a eventual perda de sincronismo.

A função do Controle Suplementar é o de corrigir os desvios de frequência e/ou intercâmbio, resultantes da ação do controle primário.

Uma terceira malha de controle não representada, per

mite reajustar a potência gerada, independentemente de haver ou não desvio de frequência ou intercâmbio, com o objetivo de atender a estudos de despacho ótimo ou de análise de segurança. As constantes de tempo em cada malha, bem como os ganhos de realimentação devem obedecer às restrições de prioridade e estabilidade das respectivas ações de controle.

2.3 - MODOS DE OPERAÇÃO

A operação interligada traz uma série de vantagens para as empresas que compõem o sistema, entre as quais destacam-se:

1. a ajuda mútua decorrente da ação dos reguladores de velocidade de todas as máquinas do sistema;
2. a menor reserva girante necessária para cada área;
3. a redução dos desvios de frequência resultantes;
4. o aumento da estabilidade do sistema;
5. a possibilidade de compra e venda de energia, etc.

Ao lado dessas vantagens, no entanto, cria-se algumas dificuldades, como, por exemplo:

1. a necessidade do controle de intercâmbio;
2. a influência dos sistemas vizinhos sobre os controles, etc.

A estratégia de controle em um sistema interligado deve ser analisada em conjunto pelas empresas participantes, o que torna o problema bastante complexo. No entanto, definindo-se como objetivo básico que cada área ou empresa satisfaça o

seu balanço de potência, dado por:

$$\sum \text{GERAÇÃO} - \sum \text{CARGA} + \sum \text{INTERCÂMBIO} = 0 \quad (2.1)$$

pode-se estabelecer três modos distintos de operação para uma área em particular: [8].

1. Modo Freqüência Constante (FC)

Neste modo de operação o controle suplementar da área é ajustado para anular apenas os desvios de freqüência, não se importando com os desvios de intercâmbio.

2. Modo Intercâmbio Constante (IC)

Neste modo, o controle suplementar da área é ajustado para zerar apenas os erros de intercâmbio, mesmo que haja erro de freqüência.

3. Modo TLB ("Tie Line Bias Control")

Neste modo de operação, mais usual, o controle suplementar é baseado no chamado Erro de Controle de Área (ECA), definido por:

$$\text{ECA}_i = \sum \Delta P_{I_i} + B_i \Delta f_i \quad (2.2)$$

onde:

$\sum \Delta P_{I_i}$ = desvio de intercâmbio da área i;

Δf_i = desvio de freqüência na área i;

B_i = fator de ponderação ("Bíás") ou fator de ajuste dimensional.

Utilizando o ECA como sinal de controle, zera-se si multaneamente os desvios de intercâmbio e de freqüência. Normalmente o valor de B_1 é estabelecido em função dos erros de regime da freqüência e do intercâmbio, após a ação do controle primário e impondo que sejam nulos os valores de ECA para as áreas onde não ocorreram variações de carga.

No Capítulo 4 são mostrados resultados para os dife rentes modos de operação e variações nos parâmetros.

Observa-se que os modos 1 e 2 são casos particula res do modo 3, fazendo respectivamente $B \rightarrow \infty$ e $B = 0$ [22].

2.4 - SIMULAÇÃO DO CAG

Atualmente a maioria dos Centros de Controle Automá tico de Geração no Brasil, utilizam um Simulador Analógico pa ra gerar os sinais de controle suplementar, que devem ser en viados para as usinas geradoras. O controle primário é local, sendo realizado através do regulador de velocidade, cuja ca racterística de freqüência ou estatismo é fixado previamente, através de estudos de operação.

Com a implantação dos Centros de Supervisão e Con trole em Tempo-Real, baseados em computadores, deve ocorrer a substituição da simulação analógica pela simulação digital do CAG. O desenvolvimento de algoritmos computacionais eficientes para a simulação dinâmica dos processos ligados ao CAG é fun damental para a obtenção dos sinais de controle corretos para as usinas de geração ou para as subestações de manobra.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DINÂMICA DOS COMPONENTES DO SISTEMA DE CONTROLE DA GERAÇÃO

3.1. INTRODUÇÃO

As ações das diferentes malhas de controle, como foi visto no capítulo anterior, tem por objetivo absorver as variações na demanda e manter a frequência do sistema e os fluxos de intercâmbio entre empresas nos níveis desejados. A fixação desses níveis, bem como a definição dos fatores de participação ideal das unidades geradoras, depende de estudos mais amplos, envolvendo planejamento da operação, análise de segurança e estudos de operação econômica. A análise do comportamento dinâmico do sistema para pequenas perturbações em torno de um ponto básico de operação, pode ser feita através de modelos dinâmicos incrementais, explorando-se as relações de sensibilidade entre as diversas grandezas envolvidas.

Os modelos incrementais, representados através de funções de transferência, são obtidos, em geral, através de hipóteses aceitas universalmente. Não é objetivo deste trabalho discutir tais hipóteses, e por essa razão apenas se comenta os principais modelos utilizados.

Para maiores detalhes, sugere-se a consulta às referências citadas. O presente trabalho não exclui a utilização de modelos alternativos, que não foram abordados.

3.2. MODELO INCREMENTAL PARA A MÁQUINA SÍNCRONA

No início da ação do controle primário, existe

uma fase, em que as variações na demanda de energia elétrica são supridas em função de variações da energia cinética armazenada nas partes girantes do sistema (turbinas, geradores e motores). Como consequência desse reajuste de energia cinética ocorrem variações na velocidade. A equação dinâmica, que rege esse processo, pode ser expressa por:

$$\Delta T_a \triangleq \Delta T_m - \Delta T_e = \frac{M}{dt} d(\Delta w) + D \Delta w \quad (3.1)$$

onde: ΔT_m = variação do torque útil no eixo da turbina;

ΔT_e = variação do torque eletromagnético no entre-ferro do gerador;

ΔT_a = variação do torque líquido ou acelerante;

Δw = variação da velocidade angular;

M = momento angular do conjunto girante;

D = constante de amortecimento do conjunto.

O momento angular é função da inércia (I) e da velocidade angular (w) [21].

$$M = Iw \quad (3.2)$$

É usual também relacionar " M " com a constante da inércia (H), que é definida como sendo:

$$H \triangleq \frac{\text{ENERGIA CINÉTICA ARMAZENADA NA VELOCIDADE NOMINAL [Mws]}}{\text{POTÊNCIA NOMINAL [MW]}} \quad (3.3)$$

$$H = \frac{1}{2} \frac{I w_0^2}{P_n} = \frac{1}{2} \frac{M w_0}{P_n} \quad (3.4)$$

E, quando considerado em pu de velocidade ($w_0 = 1$ pu) e de potência ($P_n = 1$ pu), resulta a relação numérica:

$$H = \frac{M}{2} \quad [s] \quad (3.5)$$

De acordo com a definição, a constante da inércia pode ser interpretada como sendo o tempo em segundos, durante o qual a energia cinética armazenada poderia ser convertida na potência nominal da máquina.

A constante de amortecimento da máquina (D), representa essencialmente os efeitos sincronizantes do enrolamento amortecedor e do torque de relutância, no caso de polos salientes.

A presença desses efeitos é de extrema importância nas análises dinâmicas de curto e longo prazo uma vez que definem a taxa de decaimento nas oscilações. Observa-se que desprezar tais efeitos, pode levar à instabilidade numérica durante as simulações.

A equação 3.1, expressa no domínio da frequência, resulta na função de transferência:

$$\Delta T_a(s) = \Delta T_m(s) - \Delta T_e(s) = (Ms + D) \Delta w(s) \quad (3.6)$$

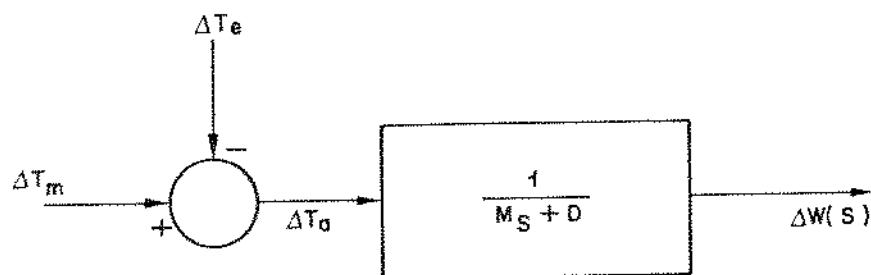


FIG. 3.1 - MODELO INCREMENTAL DO GERADOR SÍNCRONO [1] , [4] , [12], [21].

A resposta temporal a um degrau unitário ($\Delta T_a(s) = \frac{1}{s}$) é mostrada na Figura 3.2:

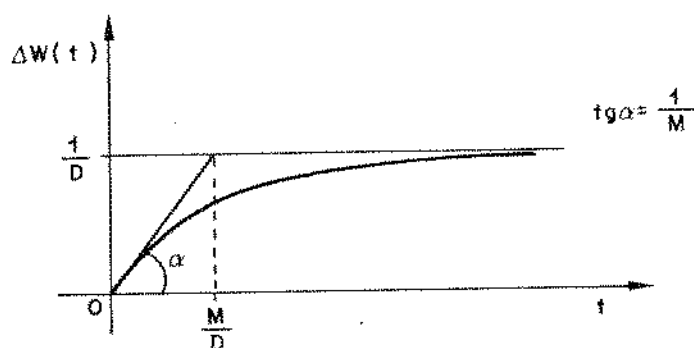


FIG. 3.2 - RESPOSTA DO GERADOR A UM DEGRAU UNITÁRIO

Observa-se que a resposta exponencial desse sistema de 1.^a ordem apresenta $\frac{M}{D}$ como constante de tempo e $\frac{1}{D}$ como valor de regime permanente. Se o amortecimento fosse nulo ($D = 0$), o desvio de velocidade cresceria indefinidamente com a taxa $\frac{1}{M}$, ou seja, tanto mais rapidamente quanto menor fosse a inércia da máquina. Em um sistema sem controle, as máquinas menores seriam assim responsáveis pela absorção dos impactos.

Essa situação indesejável é corrigida através do controle primário, como será visto no próximo capítulo.

3.3 - MODELO INCREMENTAL PARA AS TURBINAS

Esse modelo trata basicamente dos processos de conversão fluído-mecânicos envolvidos. Os detalhes construtivos das turbinas em geral não são considerados na obtenção desses modelos.

Para o caso das turbinas térmicas com um estágio, a relação entre a potência mecânica útil e a entrada de vapor pode ser expressa através da equação de 1.^a ordem [2],[4] e [7]:

$$\Delta P_m(s) = \frac{1}{1 + T_v s} \Delta E(s)$$

onde: T_v = constante de tempo de resposta da turbina (0.2 a 0.3s).

ΔE = variação da posição da válvula de admissão de vapor.

A principal suposição feita nessa modelagem é a de que a caldeira seja infinita, não se modificando as características do vapor com a abertura da válvula.

A resposta da turbina a um degrau unitário no deslocamento da válvula é mostrada na Figura 3.3:

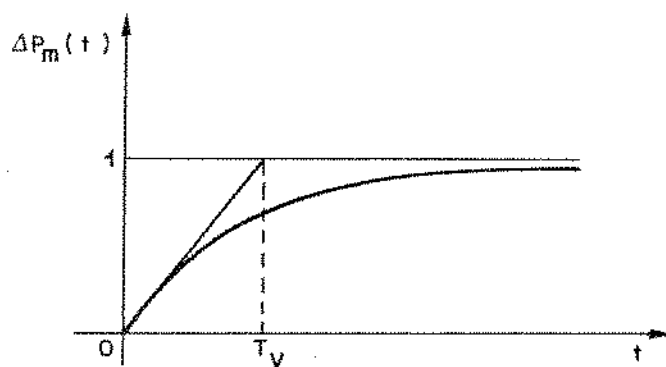


FIG. 3.3 - RESPOSTA DE TURBINA TÉRMICA DE 1 ESTÁGIO.

A potência varia de 0 a 1 pu com atraso de resposta definido pelo tempo de enchimento da turbina (T_v).

Nas turbinas hidráulicas, a relação entre a potência útil e a variação de posição das comportas de alimentação é descrita pela equação:

$$\Delta P_m(s) = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{T_w s}{2}} \Delta E(s) \quad (3.8)$$

Essa expressão representa a conversão de energia potencial em cinética correspondente ao da Figura 3.4 [1],[4],[10].

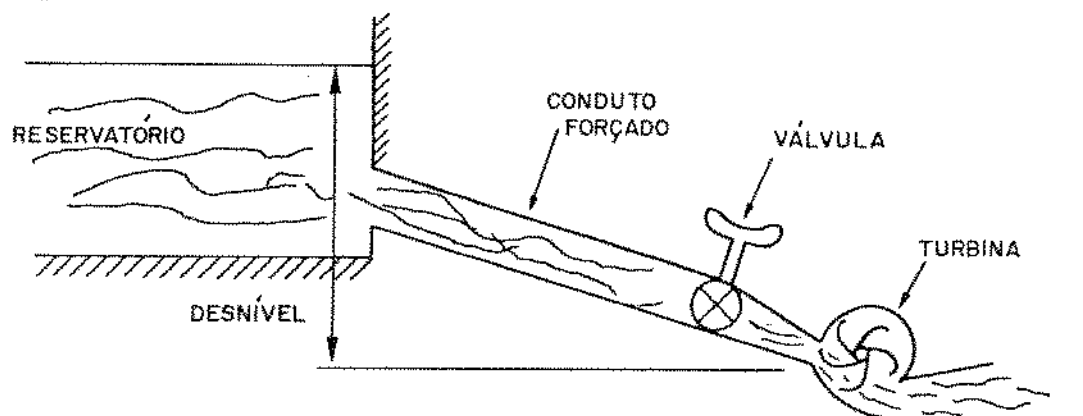


FIG. 3.4 - SISTEMA DE CONVERSÃO HIDROMECAÂNICO.

As principais hipóteses feitas são:

1. Reservatório Infinito;
2. Líquido Incompressível;
3. Conduto Inelástico.

Estas hipóteses em geral são válidas, porém a existência de chaminés de equilíbrio pode alterar o comportamento transitório. A resposta a um degrau unitário de deslocamento da válvula de entrada é mostrada na Figura 3.5.

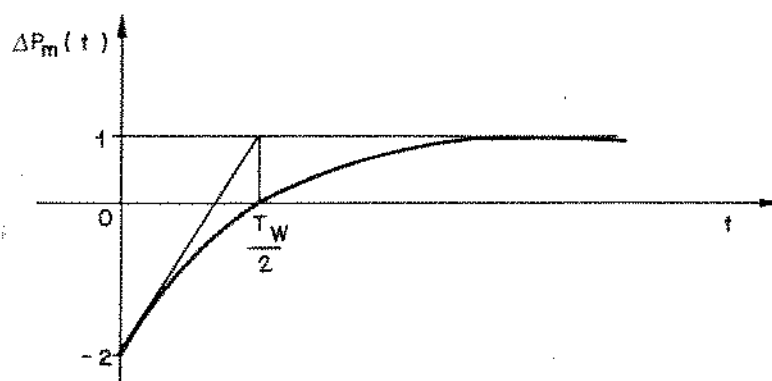


FIG. 3.5 - RESPOSTA DA TURBINA HIDRÁULICA.

A principal característica desse tipo de turbina é a perda de potência que ocorre imediatamente após a abertura da válvula, em consequência da queda de pressão no conduto forçado e da inércia da água. No caso de grandes perturbações, é preciso prevenir contra falsas oscilações do sistema de abertura de comportas, através do regulador de velocidade.

3.4 - MODELOS INCREMENTAIS PARA REGULADORES DE VELOCIDADE

O regulador de velocidade, conforme já foi dito no capítulo anterior, controla a entrada de vapor ou água na turbina, ajustando a potência mecânica às solicitações elétricas da rede.

O processo é controlado através de um sensor de variação de velocidade ou acelerômetro. A Figura 3.6 mostra um controlador de velocidade, baseado no regulador de Watt:

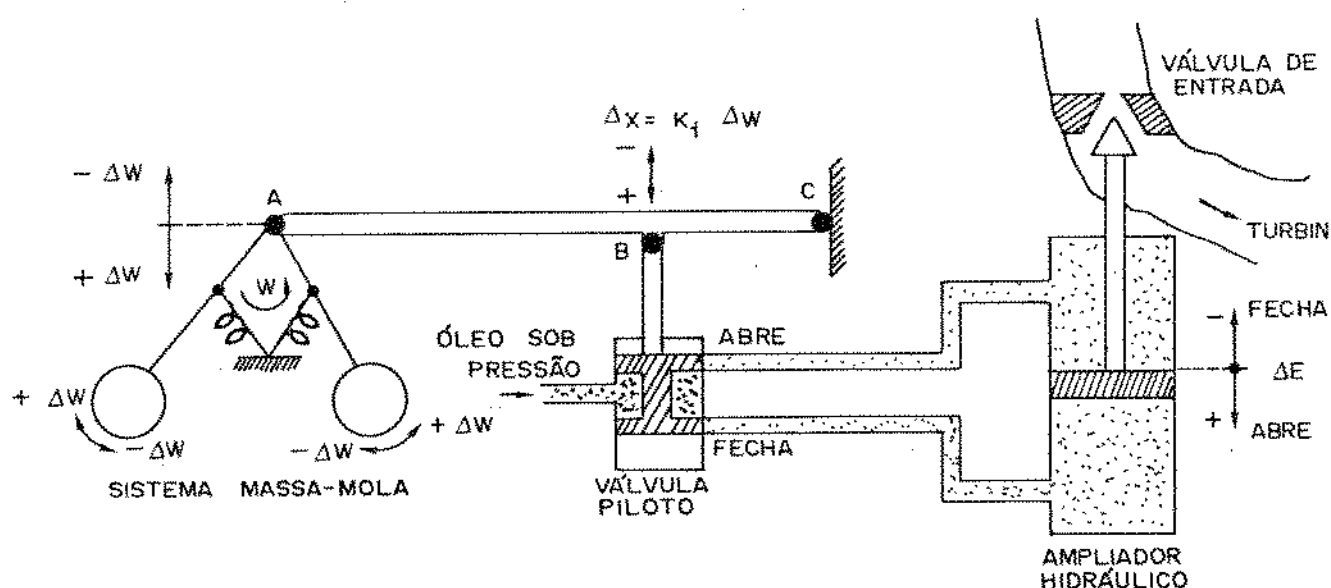


FIG. 3.6 - REGULADOR DE VELOCIDADE CONSTANTE OU ISÓCRONO. [2], [7] [12]

O sistema massa-mola funciona como acelerômetro, detectando as variações de velocidade (Δw) que ocorrem em função da variação na demanda. Os vértices A e B, deslocam-se proporcionalmente devido ao apoio do ponto C.

O deslocamento (Δx) da válvula piloto faz com que o óleo sob pressão seja dirigido à válvula principal, movimentando assim a válvula de entrada da turbina. É fácil ver que um aumento/redução da velocidade provoca uma redução/aumento

na entrada da turbina. A função de transferência entre a variação da velocidade e a variação da entrada, considerando-se constante a pressão do óleo, é dada por:

$$\Delta E(s) = - \frac{K_2}{s} \Delta X(s) = - \frac{K_1 K_2}{s} \Delta w(s) \triangleq - \frac{K_R}{s} \Delta w(s) \quad (3.9)$$

onde: $\frac{K_2}{s}$ = Característica de Integração do Amplificador Hidráulico;

K_1 = Relação dos braços da alavanca (BC/AC);

$K_R = K_1 K_2$ = Ganho de malha aberta.

A resposta do regulador isócrono a um degrau unitário de perda de velocidade ($-\frac{1}{s}$) é mostrada na Figura 3.7:

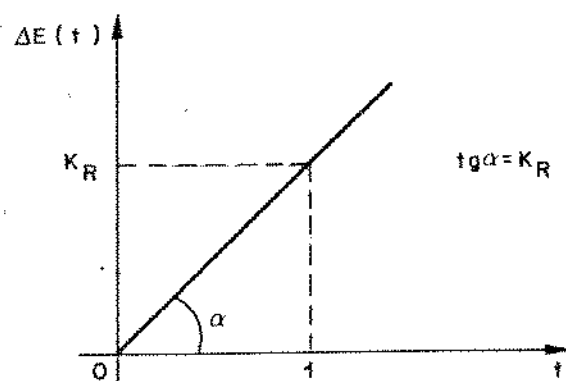


FIG. 3.7 - RESPOSTA DO REGULADOR ISÓCRONO

ou seja, a válvula de entrada varia de 0 a 1 pu no intervalo de tempo $\frac{1}{K_R}$. Sendo ΔE a integral do desvio de velocidade, esse tipo de regulador só estabiliza ($\Delta E = \text{cte}$) quando o sinal de controle for nulo ($\Delta w = 0$), o que significa que a velocidade sempre volta ao valor especificado ($w = \text{cte}$). Essa é a caracte

rística de regulação nula do regulador isócrono.

Para se obter a característica de regulação com estatismo permanente, introduz-se uma pequena modificação no regulador isócrono, transferindo-se o ponto de apoio C para o eixo da válvula de entrada, conforme mostra a Figura 3.8:

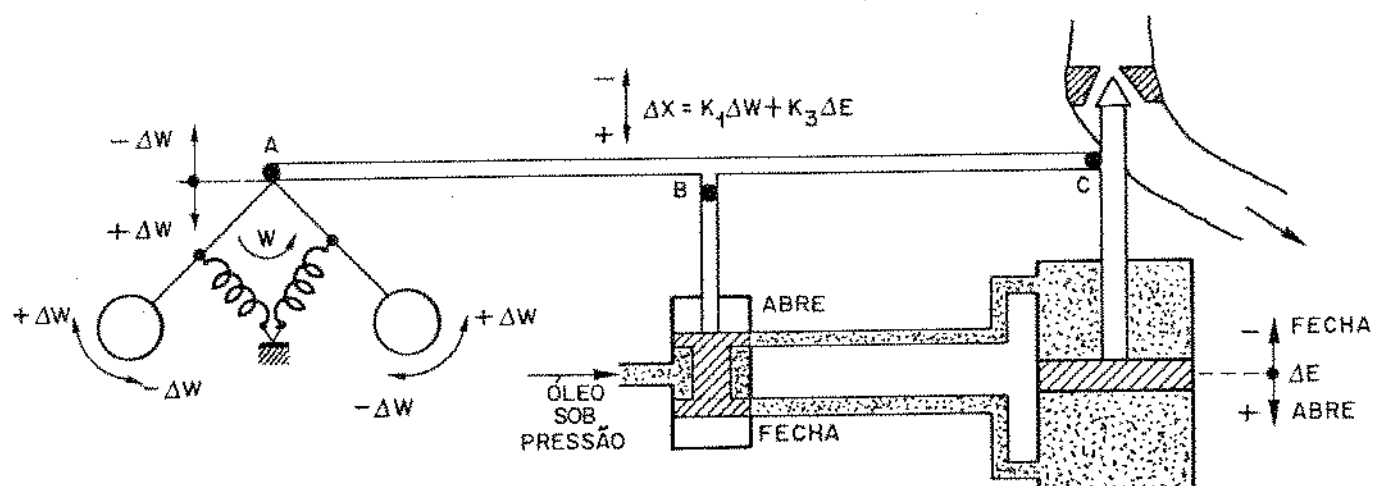


FIG. 3.8 - REGULADOR DE VELOCIDADE COM ESTATISMO PERMANENTE.
[2], [7], [11].

Dessa forma introduz-se uma realimentação negativa no deslocamento Δx , uma vez que os pontos B e C se movimentam em sentidos opostos. A função de transferência neste caso é dada por:

$$\Delta E(s) = -\frac{k_2}{s} \quad \Delta x(s) = -\frac{k_2}{s} \left[K_1 \Delta w(s) + K_3 \Delta E(s) \right] \quad (3.10)$$

Rearranjando os termos, resulta:

$$\Delta E(s) = \left[\frac{-\frac{K_1}{K_3}}{1 + \frac{S}{K_2 K_3}} \right] \Delta w(s) \triangleq \left[\frac{-\frac{1}{R}}{1 + T_R s} \right] \Delta w(s) \quad (3.11)$$

onde: $\frac{1}{R} = \frac{K_1}{K_3}$ é o ganho de malha aberta;

$T_R = \frac{1}{K_2 K_3}$ é a constante de tempo do regulador (0.2 a 0.6 s);

R = Estatismo permanente do regulador (5 a 15%).

A resposta a um degrau unitário de perda de velocidade, é mostrado na Figura 3.9:

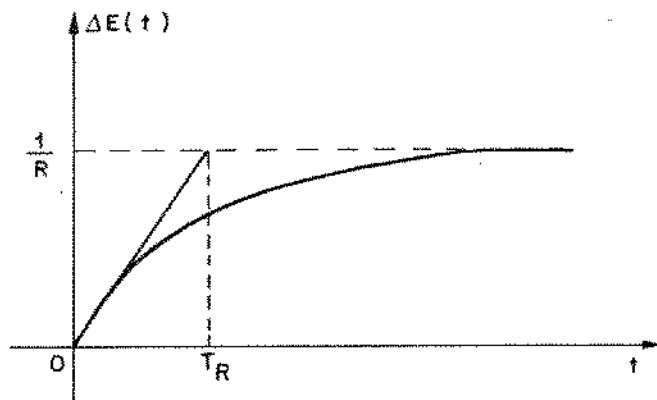


FIG. 3.9 - RESPOSTA DO REGULADOR COM ESTATISMO PERMANENTE.

A abertura final da válvula de entrada da turbina é fixada pelo valor do estatismo (R). Em regime permanente tem-se:

$$\Delta E = -\frac{\Delta w}{R} \quad (3.12)$$

Considerando-se que para uma variação $\Delta E = 1$ pu, a potência gerada também varia de 1 pu, pode-se através de (3.12) interpretar o estatismo permanente como sendo:

$$R = \frac{\text{REDUÇÃO \% DA FREQUÊNCIA}}{\text{AUMENTO DE 100\% DA POTÊNCIA}} \quad (3.13)$$

Cuja interpretação gráfica é mostrada na Figura 3.10:

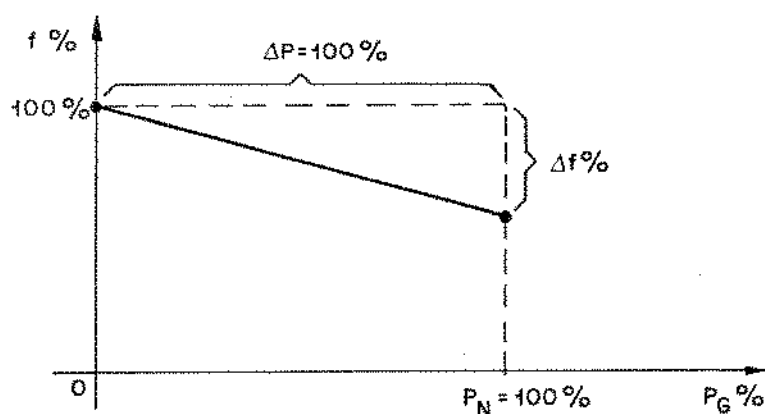


FIG. 3.10 - INTERPRETAÇÃO DO ESTATISMO PERMANENTE

Um estatismo de 5% de uma máquina de 60Hz significa uma variação de $0,05 \times 60 = 3$ Hz entre vazio e plena carga.

A Figura 3.10 sugere que o estatismo também pode ser obtido pela relação de sensibilidade:

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (3.14)$$

No entanto, testes de rejeição de carga mostraram que o valor de R é função do ponto de operação e do tamanho da perturbação. A explicação é que o processo de abertura de

válvulas e comportas não é linear com o comando, assumindo uma característica do tipo mostrada na Figura 3.11:

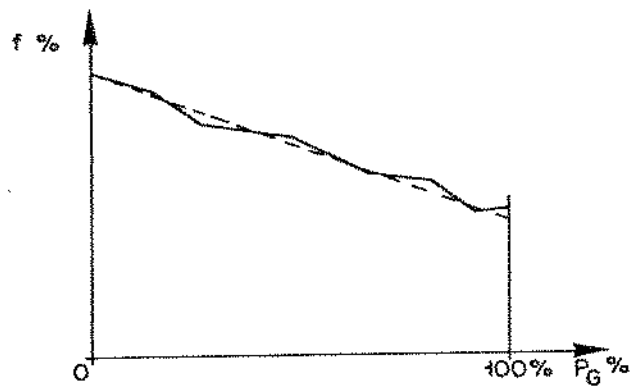


FIG. 3.11 - CARACTERÍSTICA FREQUÊNCIA $\times$ POTÊNCIA DE SAÍDA EM TURBINAS REAIS.[3]

No regulador com estatismo transitório, é adicionada uma segunda malha de realimentação, contendo um amortecedor hidráulico, conforme ilustrado na Figura 3.12:

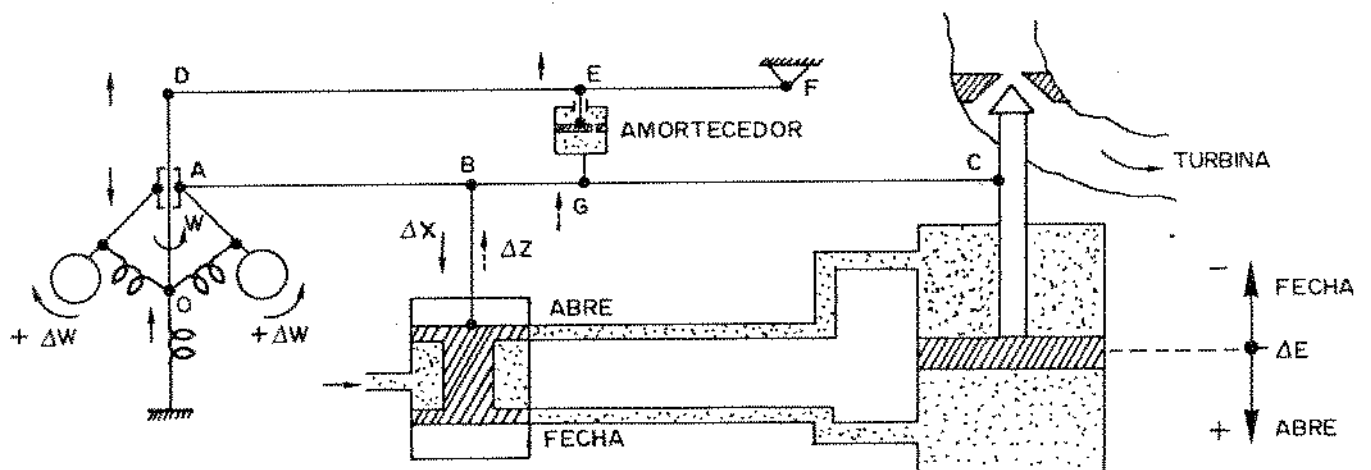


FIG. 3.12 - REGULADOR DE VELOCIDADE COM ESTATISMO TRANSITÓRIO.
[2], [7], [12].

Nesse regulador, os dois v rtices do sistema massa-mola (pontos A e O), podem se deslocar. Em consequência disso, a alavanca DEF exerce, através do amortecedor, um esforço contrário ao deslocamento da alavanca ABC. Esses dois esforços são representados através dos deslocamentos opostos Δx e Δz .

Na Figura 3.12, as flechas indicam os respectivos deslocamentos, considerando uma perturbação que acelera a máquina. Se o processo é lento, o deslocamento do ponto E não exerce pressão sobre o ponto G, uma vez que o óleo contido no amortecedor se transfere gradualmente através do orifício de estrangulamento. Nesse caso $\Delta Z = 0$ e o regulador funciona de forma similar ao regulador com estatismo permanente. O deslocamento ΔZ pode ser representado pela expressão:

$$\Delta Z(t) = K_4 \Delta E(t) - \int K_5 \Delta Z(t) dt \quad (3.15)$$

onde: $K_4 \Delta E(t)$ = representa a nova realimentação sem o efeito amortecedor;

$\int K_5 \Delta Z(t) dt$ = representa o volume de óleo que se transferiu através do estrangulamento do amortecedor;

Portanto:

$$\Delta Z(s) = K_4 \Delta E(s) - \frac{1}{s} K_5 \Delta Z(s) \quad (3.16)$$

$$\Delta Z(s) = \frac{k_4 s}{k_5 + s} \Delta E(s) \quad (3.17)$$

Considerando, como nos reguladores anteriores, que:

$$\Delta E(s) = -\frac{K_2}{s} \left[\Delta x(s) - \Delta Z(s) \right] \quad (3.18)$$

Resulta:

$$\Delta E(s) = -\frac{K_2}{s} \left[K_1 \Delta w(s) - K_3 \Delta E(s) - \frac{K_4 s}{K_5 + s} \Delta E(s) \right] \quad (3.19)$$

O diagrama correspondente a essa função é dada por:

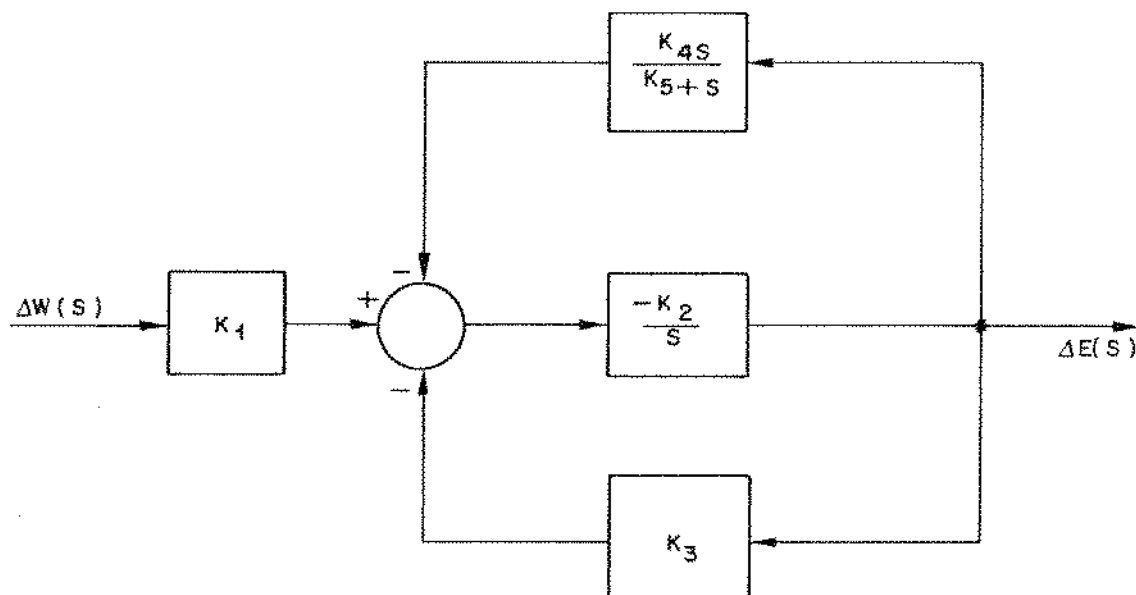


FIG. 3.13 - REGULADOR COM ESTATISMO TRANSITÓRIO.

Através de manipulações algébricas, pode-se colocar a função de transferência 3.19 na forma:

$$\Delta E(s) = \frac{-(1 + s T_r)}{R(1 + \frac{r}{R} T_r s) (1 + T_R s)} \Delta w(s) \quad (3.20)$$

onde: T_r = Tempo de escoamento do óleo amortecedor
(de $2T_w$ a $5T_w$).

r = Estatismo Transitório ($r \cong 10R$).

R = Estatismo Permanente (0.05 a 0.15 pu).

$\frac{r}{R} T_r$ = Constante de Tempo Transitória.

T_R = Constante de Tempo Permanente (0.2 a 0.6s).

A resposta a um degrau $\Delta w = -\frac{1}{s}$ é mostrada na Figura 3.14:

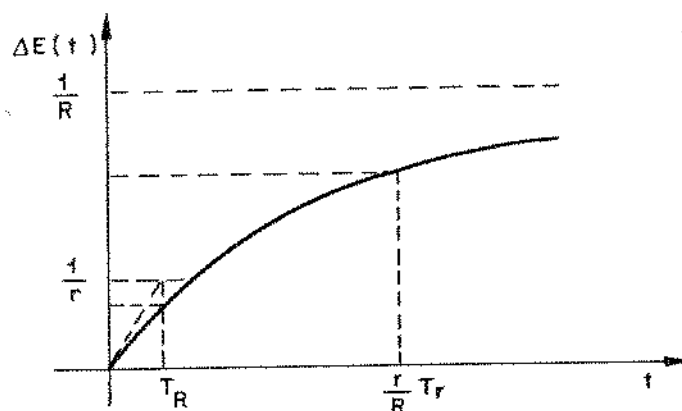
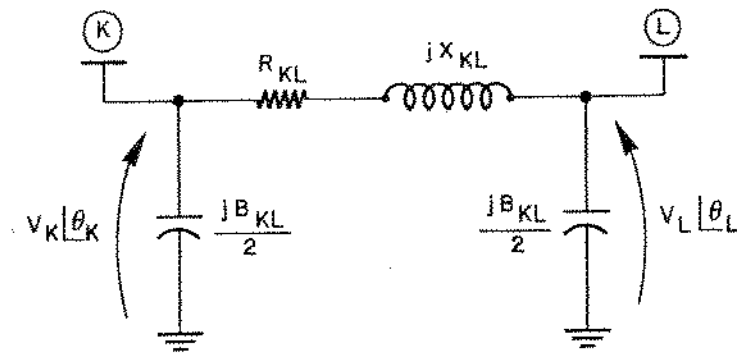


FIG.3.14 - RESPOSTA DO REGULADOR COM ESTATISMO TRANSITÓRIO.[1].

Como se vê, a resposta com estatismo transitório processa-se gradualmente, atendendo às exigências estruturais, principalmente das turbinas hidráulicas.

3.5 - MODELO INCREMENTAL PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO

O fluxo de potência ativa através de uma linha de transmissão, representada através do modelo "π" clássico,

FIG. 3.15 - MODELO π DA LINHA. [9], [19], [20].

é expresso por:

$$P_{KL} = \frac{R_{KL}}{R_{KL}^2 + X_{KL}^2} \left[V_K^2 - V_K V_L \cos \theta_{KL} \right] + \frac{X_{KL}}{R_{KL}^2 + X_{KL}^2} V_K V_L \sin \theta_{KL} \quad (3.21)$$

Considerando, de acordo com as premissas, que as tensões no sistema são fixas, as variações de potência ativa são acompanhadas de variações na abertura angular. Para pequenas variações, a relação de sensibilidade que nos interessa vale:

$$\Delta P_{KL} \cong \frac{\partial P_{KL}}{\partial \theta_{KL}} \Delta \theta_{KL} \quad (3.22)$$

onde: $\Delta \theta_{KL} = \Delta \theta_K - \Delta \theta_L$

$$\frac{\partial P_{KL}}{\partial \theta_{KL}} = \frac{R_{KL}}{R_{KL}^2 + X_{KL}^2} V_K V_L \sin \theta_{KL} + \frac{X_{KL}}{R_{KL}^2 + X_{KL}^2} V_K V_L \cos \theta_{KL} \quad (3.23)$$

Para as linhas de transmissão usuais, tem-se:

$$R_{KL} \ll X_{KL} \quad (3.24)$$

$$\text{SEN } \theta_{KL} \ll \text{COS } \theta_{KL}$$

Explorando as relações 3.24, pode-se aproximar o coeficiente sincronizante da linha expresso pela equação 3.23, para:

$$T_{KL} \triangleq \frac{\partial P_{KL}}{\partial \theta_{KL}} \cong \frac{V_K V_L}{X_{KL}} \text{COS } \theta_{KL} \quad (3.25)$$

Esse parâmetro análogo à constante de mola, responde pela rigidez elétrica da linha. Como se pode observar, a rigidez da linha diminui com o carregamento (aumento da abertura angular θ_{KL}) e com o comprimento da linha (aumento de X_{KL}).

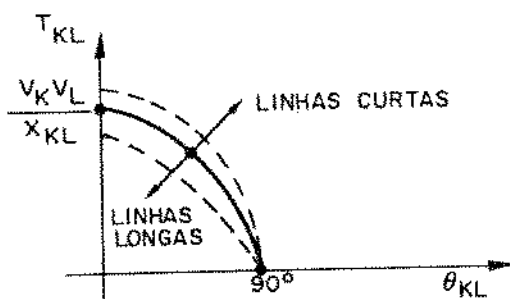


FIG. 3.16 - COEFICIENTE SINCRONIZANTE x ABERTURA ANGULAR DA LINHA.

O modelo da linha para variações de fluxo de potên-

cia ativa, em torno de um ponto de operação pode ser representado por:

$$\Delta P_{KL} \cong T_{KL}^0 \Delta \theta_{KL} \quad (3.26)$$

onde:

$$T_{KL}^0 = \frac{V_K^0 V_L^0}{X_{KL}} \cos \theta_{KL}^0$$

V_K^0 , V_L^0 = Magnitudes das tensões terminais no ponto de operação;

$\theta_{KL}^0 = \theta_K^0 - \theta_L^0$ = Abertura angular correspondente ao ponto de operação.

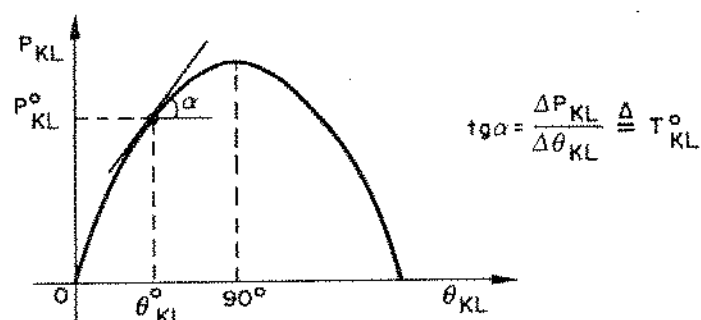


FIG. 3.17 - LINEARIZAÇÃO DO FLUXO ATRAVÉS DA LINHA [20] .

Para vincular a equação 3.26 com o problema de controle de geração basta supor que a linha em questão interliga dois geradores. Em condições normais, haverá um fluxo de circulação através da linha, dependendo dos respectivos ajustes

de geração das máquinas e da carga do sistema:

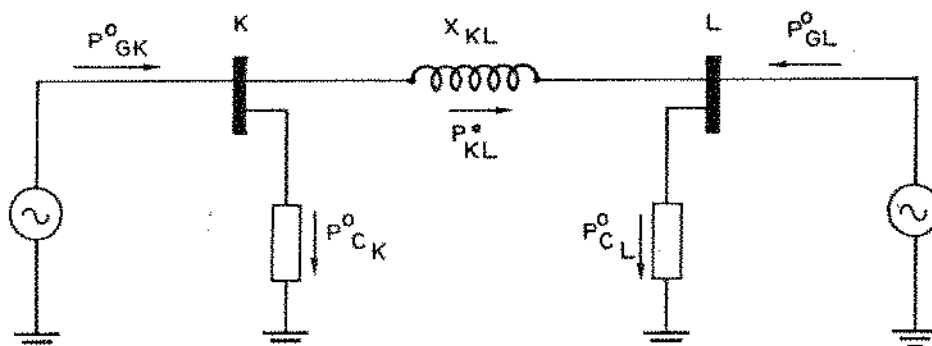


FIG. 3.18 - OPERAÇÃO DE DOIS GERADORES INTERLIGADOS.

Qualquer perturbação na demanda ou na geração provoca uma reação conjunta dos geradores, que responderão de acordo com os modelos incrementais de seus componentes: turbinas, geradores e reguladores. Os respectivos desvios de velocidade (frequência) serão responsáveis pela variação da abertura angular sobre a linha:

$$\Delta\theta_{KL} = \Delta\theta_K - \Delta\theta_L = \int w_0 (\Delta w_K - \Delta w_L) dt \quad (3.27)$$

onde: $w_0 = 2\pi f_0$ = velocidade síncrona

$$\Delta w \triangleq \frac{w - w_0}{w_0} = \text{desvio da velocidade síncrona em pu.}$$

Portanto o modelo incremental da linha, no domínio da frequência é representado por:

$$\Delta P_{KL}(s) = T_{KL}^0 \Delta \theta_{KL}(s)$$

$$\Delta P_{KL}(s) = \frac{w_0 T_{KL}^0}{s} \left[\Delta w_K(s) - \Delta w_L(s) \right] \quad (3.28)$$

Em diagrama de blocos:

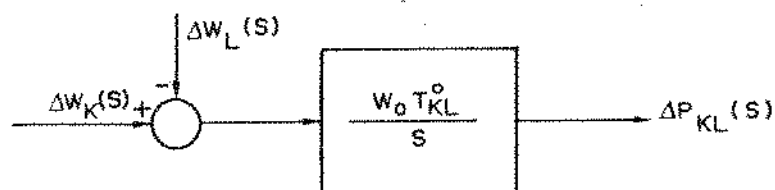


FIG. 3.19 - MODELO INCREMENTAL DA LINHA DE TRANSMISSÃO.

A resposta a um degrau unitário é dada por:

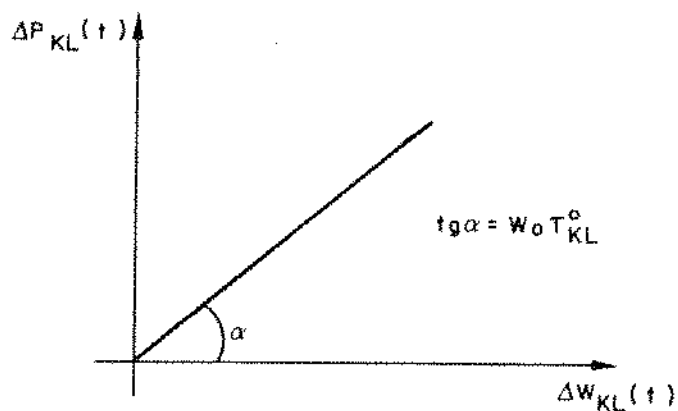


FIG. 3.20 - RESPOSTA DA LINHA A UM DEGRAU DE VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA.

Observa-se que o fluxo através da linha não estabiliza ($\Delta P_{KL} \neq 0$), enquanto o desvio de frequência Δw_{KL} não for eliminado.

3.6 - MODELO INCREMENTAL DE CARGAS

Através de ensaios com diferentes cargas, submetidas a frequências variáveis, pode-se obter modelos funcionais visando a representação adequada das cargas do sistema no processo de controle da geração. Estudos nesse sentido revelaram que a grande maioria das cargas podem ser representadas por uma relação linearizada da série de Taylor, desprezando-se os termos de 2.^a ordem em diante, resultando:

$$P_c = P_{c_n} + D \Delta f = P_{c_n} (1 + D' \Delta f) \quad (3.29)$$

onde: P_c = carga efetiva (pu) na frequência atual f ;

P_{c_n} = carga básica (pu) existente na frequência nominal f_n ;

$$D = \left. \frac{\partial P_c}{\partial f} \right|_{P_{c_n}, f_n} = \text{coeficiente linear da carga};$$

$$D' = \frac{D}{P_{c_n}} = \text{coeficiente de amortecimento da carga em pu};$$

$$\Delta f = \frac{f - f_0}{f_0} = \text{variação da frequência em pu};$$

A figura 3.21 ajuda a interpretar o coeficiente de amortecimento da carga.

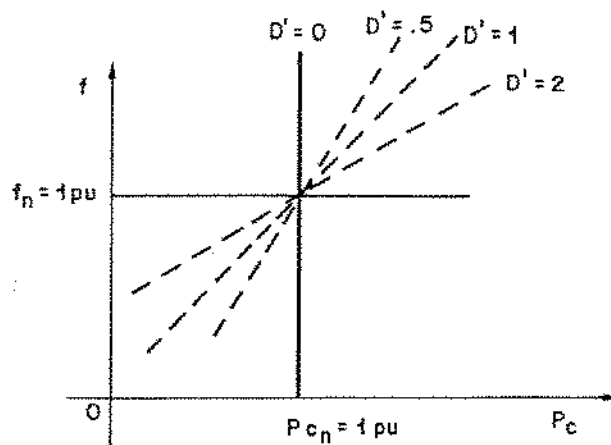


FIG. 3.21 - CARACTERÍSTICA DE FREQUÊNCIA PARA A CARGA. [1], [6], [7], [9], [12], [13].

Para cargas insensíveis às variações de frequência, resulta $D' = 0$.

Em cargas usuais obtém-se D' em torno de 1 a 2 $\frac{\text{pu MW}}{\text{pu Hz}}$, o que significa que a carga cresce linearmente de 1 a 2% para iguais variações percentuais da carga.

A relação incremental das variações de frequência e da carga, obtida de 3.29, vale:

$$\Delta P_c(s) = D \Delta f(s)$$

Se a frequência aumenta, a carga efetiva também aumenta, e vice-versa para frequência menor. Em consequência, a carga exerce um efeito moderador sobre as variações de frequência ocorridas no sistema. O efeito amortecedor cresce com o valor da característica D , e conseqüentemente do coeficiente D' .

O efeito de amortecimento da carga é similar ao efeito de amortecimento do enrolamento amortecedor da máquina síncrona referido no item 3.2. De fato, seus efeitos são somados, como mostra o exemplo de um gerador com amortecimento D_G , alimentando uma carga com amortecimento D_C , cujos modelos incrementais são mostrados na Figura 3.22 a):

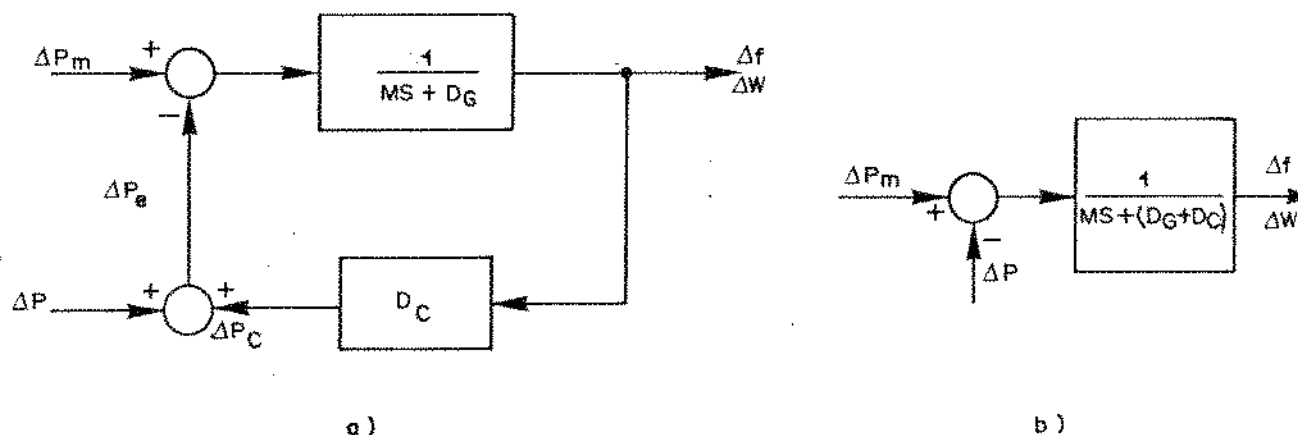


FIG. 3.22 - MODELO INCREMENTAL DE GERADOR E CARGA ISOLADA.

Através de álgebra de blocos mostra-se a equivalência dos diagramas a) e b).

CAPÍTULO 4

SIMULAÇÕES COM O CONTROLE DE GERAÇÃO CLÁSSICO

4.1 - INTRODUÇÃO

O objetivo deste capítulo é o de discutir e caracterizar o controle de geração clássico, e fornecer subsídios para justificar o modelo a ser apresentado no próximo capítulo. Basicamente serão discutidos os desempenhos dos controles primário e secundário, em função da variação dos parâmetros mais importantes nas funções de transferência apresentadas no capítulo anterior.

Para a solução das equações diferenciais foi usado o método de integração trapezoidal implícito (MTI) [14],[15],[16],[17], devido à sua reconhecida superioridade sobre os demais métodos, em particular para simulações dinâmicas de média e longa durações. O método, descrito no Apêndice A, presta-se para a solução individual ou simultânea das equações diferenciais, que representam o processo dinâmico. A solução simultânea apresenta a vantagem de reduzir os erros de interface entre as diversas malhas de controle, permitindo maiores passos de integração. A solução individual, por outro lado, não necessita da inversão da matriz de coeficientes, facilitando o reajuste dos parâmetros durante o processo de simulação. Além disso, facilita o acréscimo ou retirada de equações do sistema, simulando o bloqueio ou substituição de determinados componentes ou blocos nas malhas de controle.

4.2 - OPERAÇÃO ISOLADA

A figura 4.1 apresenta o diagrama funcional correspondente a um gerador ou área, operando isoladamente e mostrando as malhas de controle primário e suplementar:

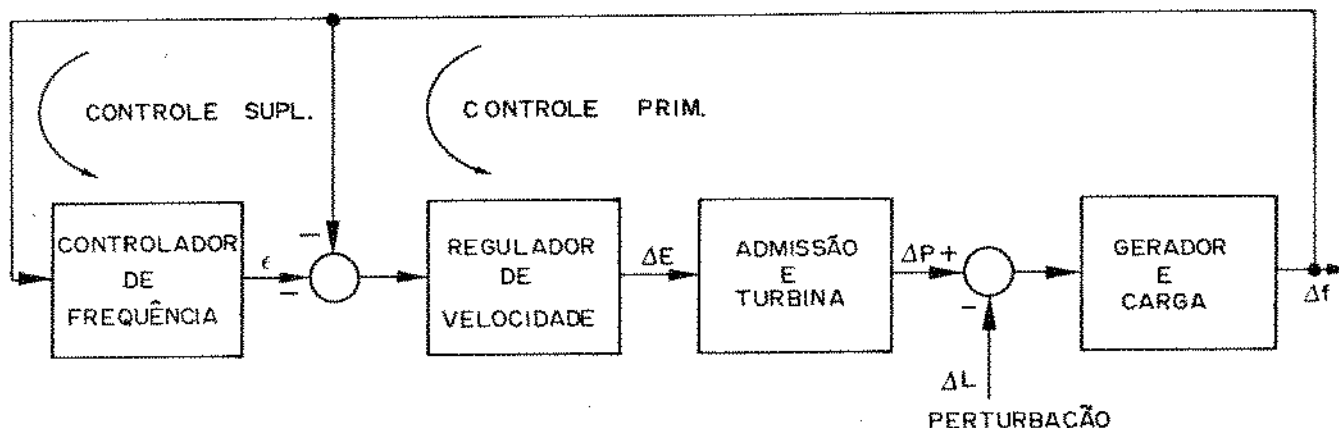


FIG. 4.1 - CONTROLE PRIMÁRIO E SUPLEMENTAR PARA UM GERADOR ISOLADO.

A função de transferência correspondente a cada bloco, dependerá do equipamento em consideração, por exemplo, tipo de turbina, de regulador ou de controlador, etc. Note-se que o objetivo do controle, no caso de área isolada, é o de zerar o desvio de velocidade (Δw) ou frequência (Δf), cujos valores numéricos, em pu, coincidem.

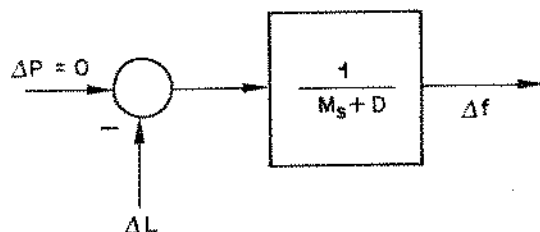
Utilizando-se o esquema geral acima, serão discutidos os efeitos dos parâmetros das funções de transferência na resposta (Δf) do sistema a um degrau unitário de perturbação, correspondente a um aumento brusco de carga. Para separar os efeitos das malhas de controle primário e suplementar, anula-se convenientemente os sinais de controle, a saber:

CASO	SIMULAÇÃO RESULTANTE	BLOQUEIO
1	REGULADOR BLOQUEADO	$\Delta P = 0$
2	CONTROLE PRIMÁRIO	$\varepsilon = 0$
3	CONTROLE PRIMÁRIO E SUPLEMENTAR	-

TABELA I - SIMULAÇÃO RESULTANTE

4.2.1 - REGULADOR BLOQUEADO (CASO 1)

A função de transferência, neste caso, fica reduzida a:



$$\Delta f = \frac{1}{M_S + D} \Delta L = \frac{\frac{1}{D}}{\frac{M}{D}S + 1} \Delta L \quad (4.1)$$

A figura 4.2 confirma que M afeta apenas a constante de tempo, não influenciando sobre o valor de regime da resposta. Assim, o tempo de estabilização aumenta com a "inércia" do gerador.

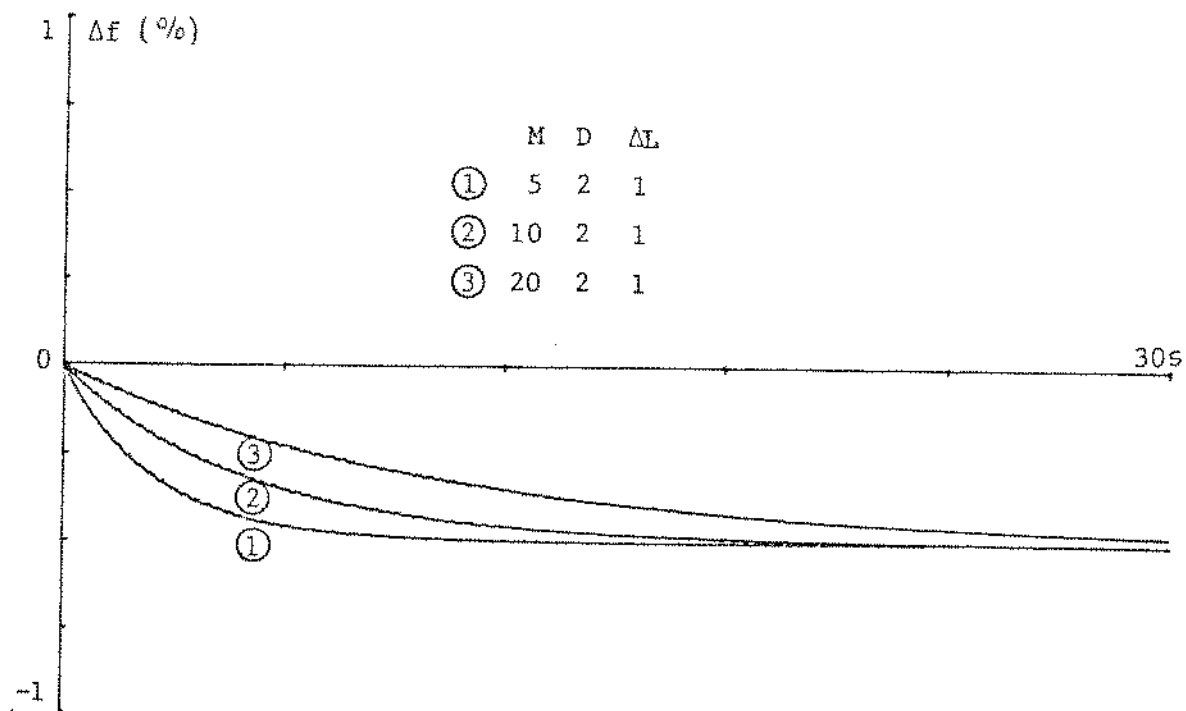


FIG. 4.2 - VARIAÇÃO DA INÉRCIA M.

Por outro lado, a característica de amortecimento do gerador e da carga (D) afeta tanto o ganho (valor de regime) quanto a constante de tempo, conforme mostra a figura 4.3:

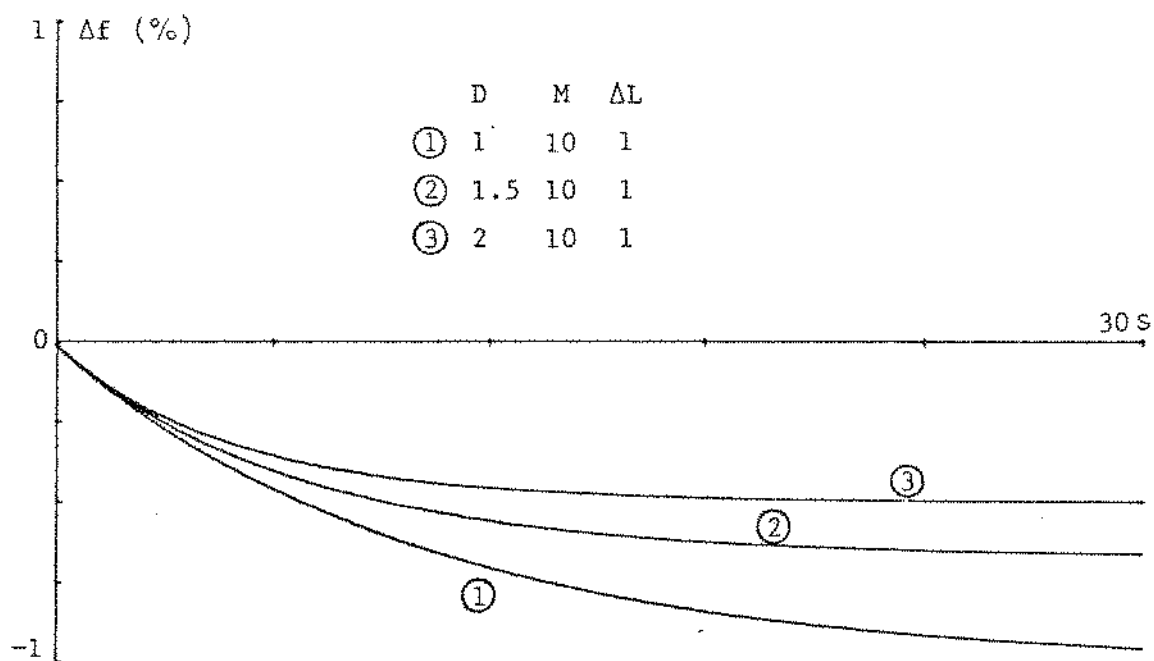


FIG. 4.3 - VARIAÇÃO DO AMORTECIMENTO D.

Como é esperado, nos primeiros instantes, a taxa de variação da frequência é determinada apenas pela inércia da máquina.

4.2.2 - CONTROLE PRIMÁRIO (CASO 2)

A figura 4.4 mostra as funções de transferência que representam o controle primário de um gerador com turbina a vapor (a) e com turbina hidráulica (b):

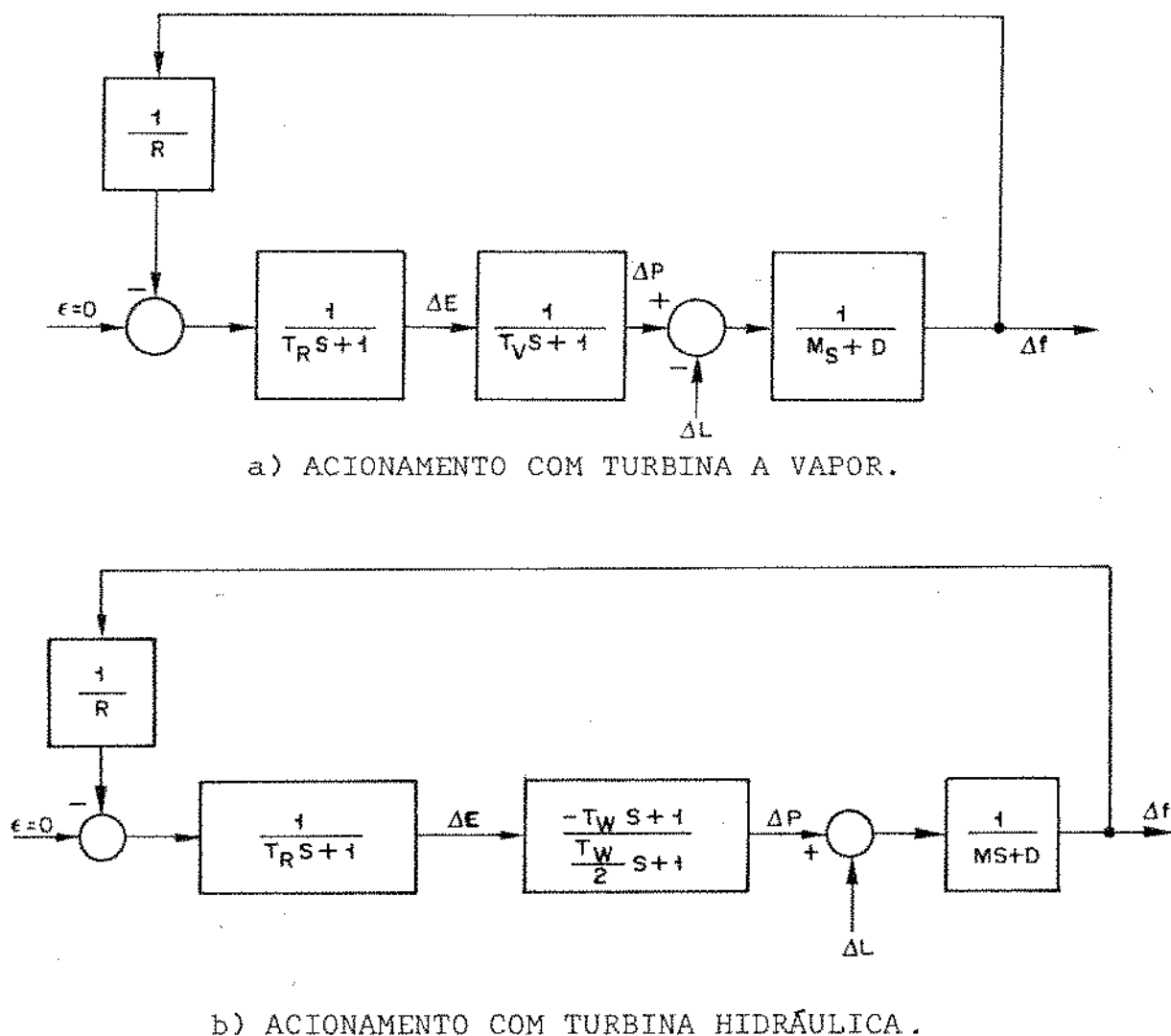


FIG. 4.4 - CONTROLE PRIMÁRIO.

No caso de turbina a vapor, sem reaquecimento, a função de transferência entre a perturbação e o desvio de frequência é dada por:

$$\begin{aligned}\Delta f(s) &= \frac{-\frac{1}{MS + D}}{1 + \frac{1}{R} \cdot \frac{1}{MS + D} \cdot \frac{1}{(1 + T_R s)(1 + T_V s)}} \Delta L(s) \\ &= -\frac{(1 + T_R s)(1 + T_V s)}{\frac{1}{R} + (MS + D)(1 + T_R s)(1 + T_V s)} \Delta L(s)\end{aligned}\quad (4.2)$$

Para entrada com um degrau unitário, o teorema do valor final fornece como valor de regime:

$$\Delta f(t \rightarrow \infty) = \lim_{s \rightarrow 0} s \Delta f(s) = -\frac{1}{\frac{1}{R} + D} \quad (4.3)$$

Este resultado nos informa que o valor final da frequência, após a ação do controle primário, não depende das características da turbina, variando apenas com as características do regulador e do amortecimento do conjunto carga/gerador. Isto é esperado, uma vez que os ganhos das funções de transferência do regulador e da turbina são unitários. O valor $D + \frac{1}{R}$, é chamado de Característica Natural do Gerador (ou Área).

A figura 4.5 mostra a resposta para diferentes características de regulação.

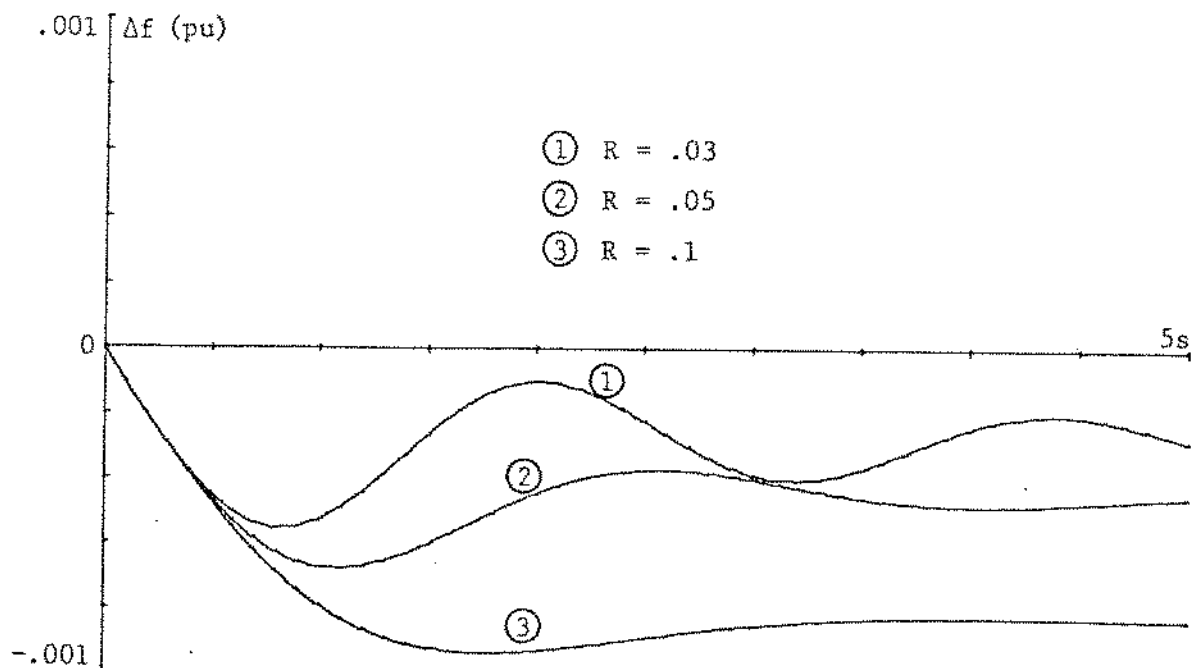


FIG. 4.5 - EFEITO DO CONTROLE PRIMÁRIO (TÉRMICA).

As curvas 4.5 e 4.6 mostram também que, à medida que R diminui, i.e., aumenta a realimentação, o sistema se torna mais oscilatório. Observa-se que para turbinas térmicas a resposta é bastante estável para $R = 5\%$, ao passo que para turbinas hidráulicas, isto só ocorre para valores de $R > 15\%$, justificando o uso de um regulador com estatismo transitório, como será mostrado adiante.

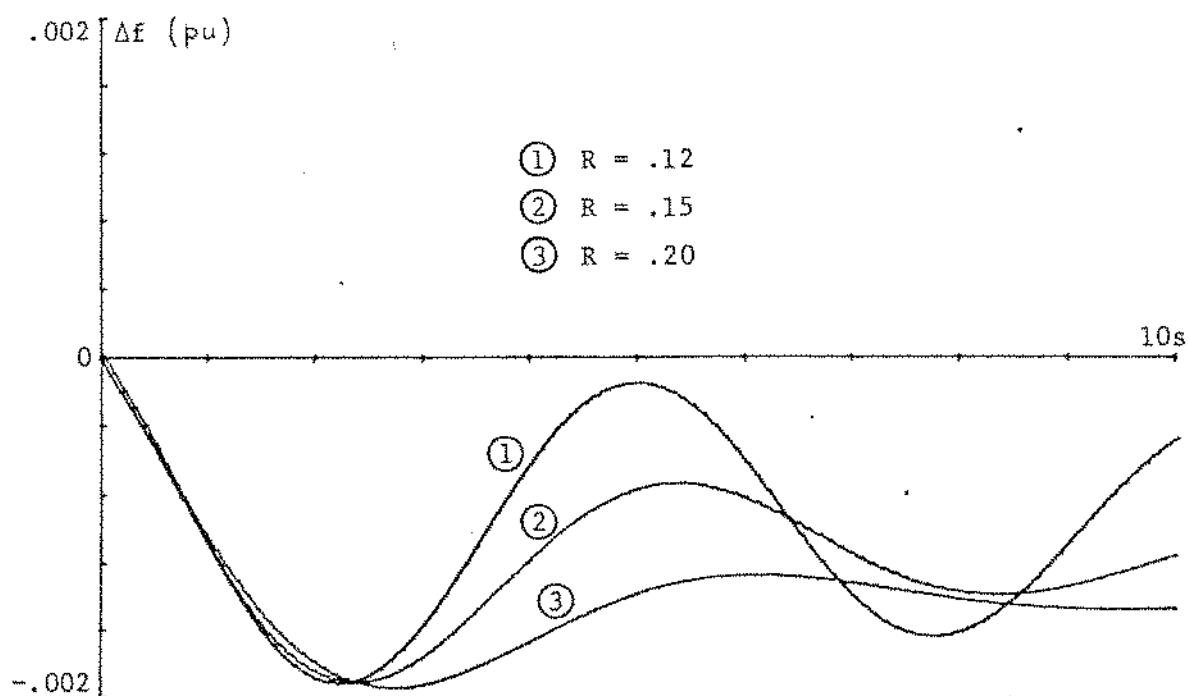


FIG. 4.6 - EFEITO DO CONTROLE PRIMÁRIO (HIDRÁULICA).

A figura 4.7 mostra a influência das constantes de tempo do regulador e das turbinas sobre o comportamento transitório:

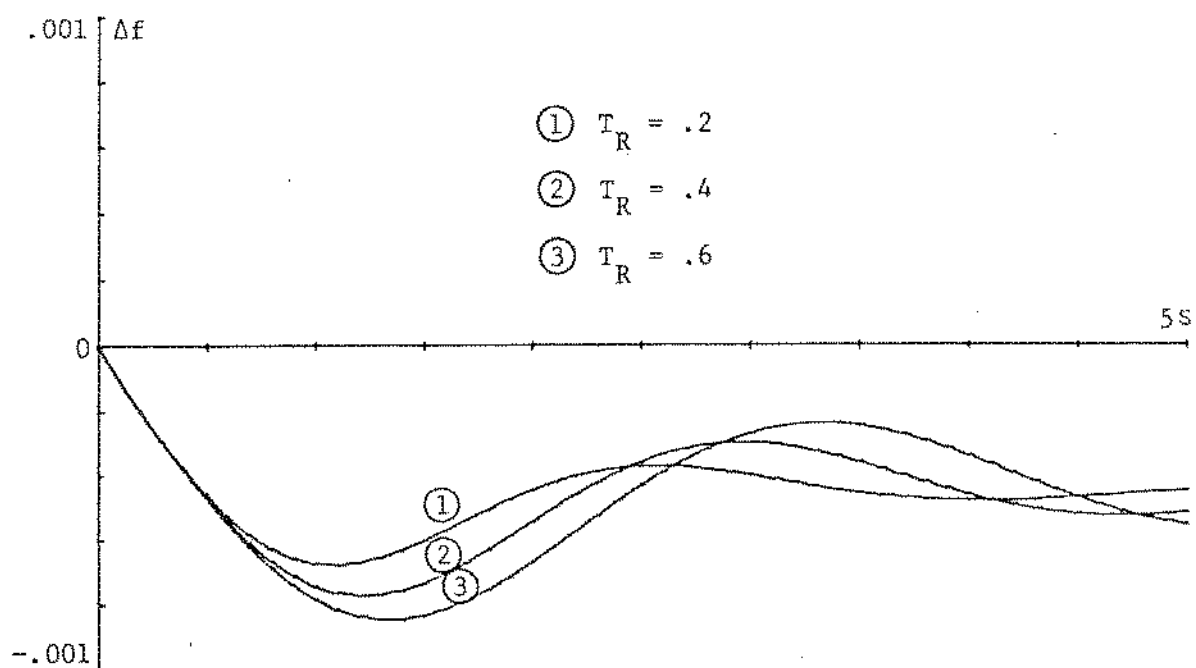


FIG. 4.7 a) - VARIAÇÃO DA CONSTATANTE DE TEMPO T_R .

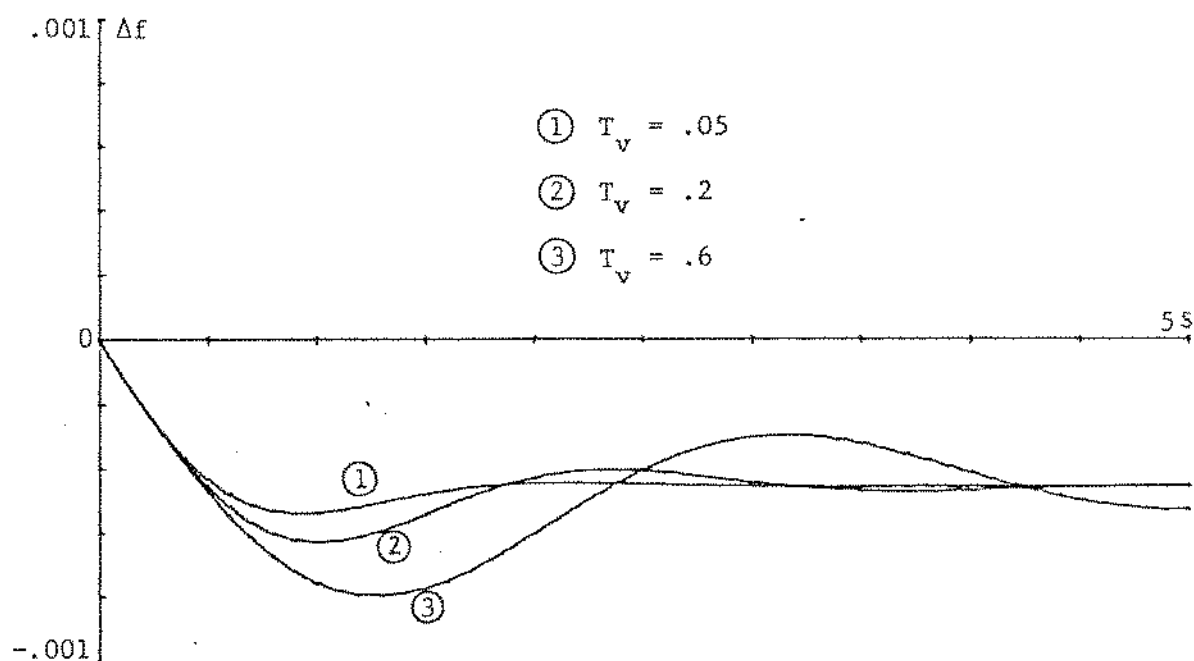
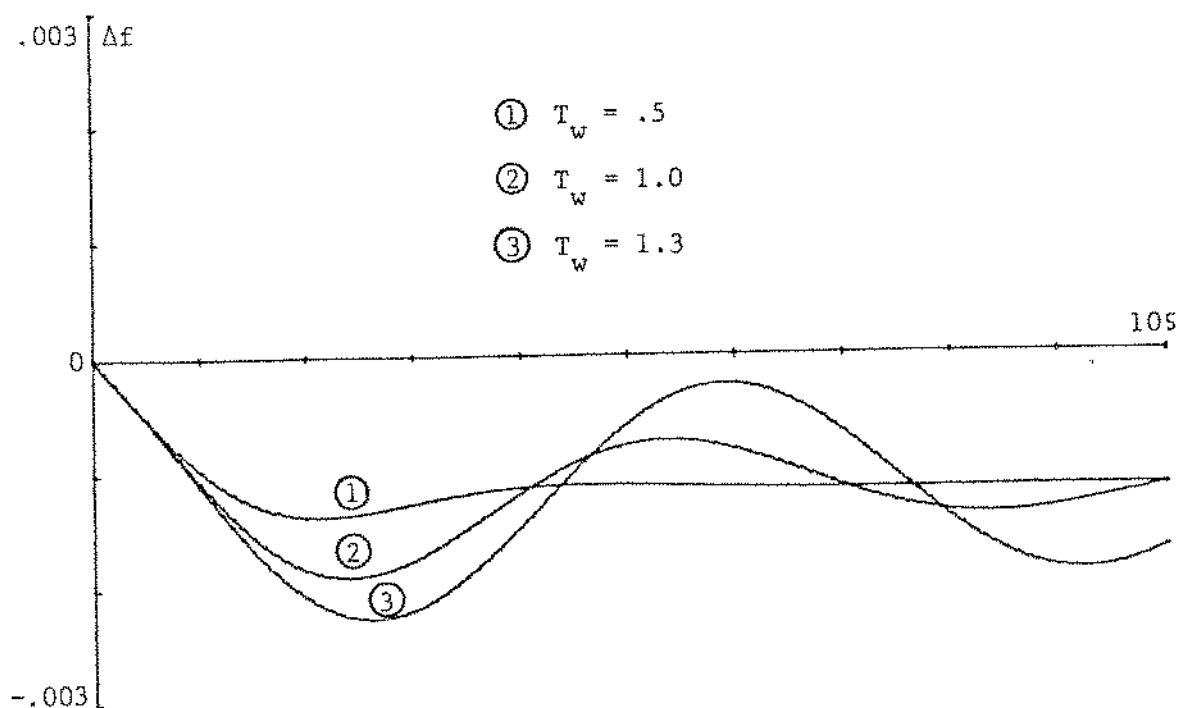
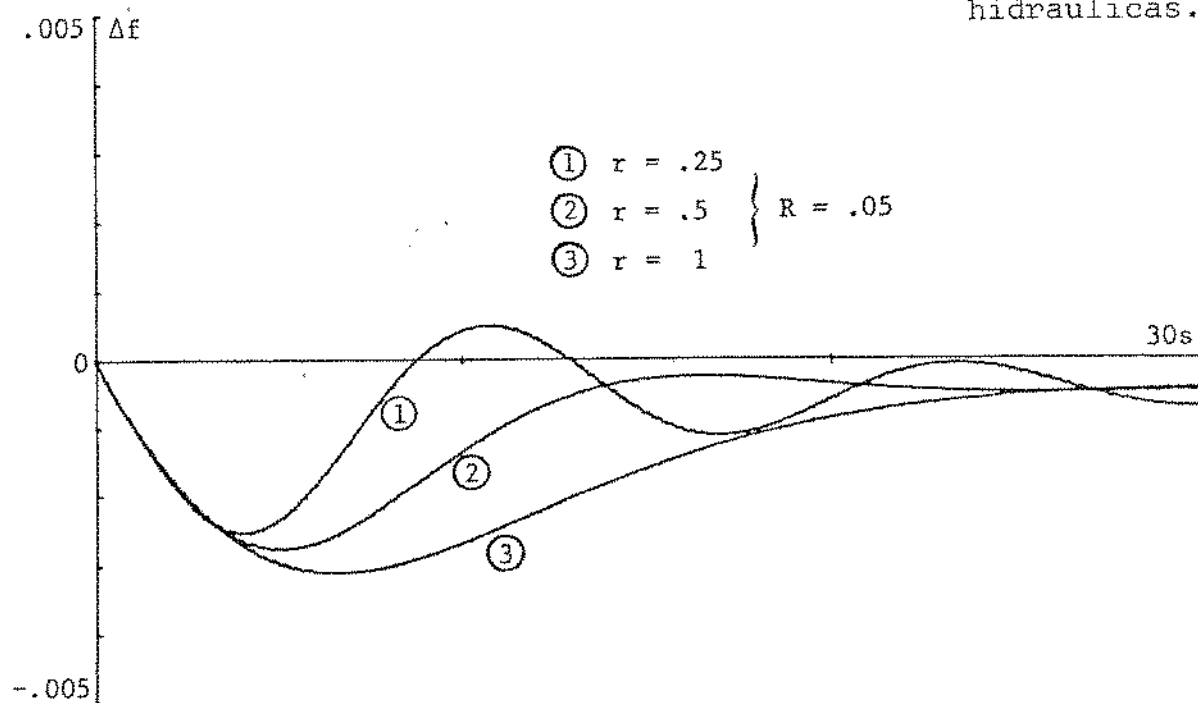


FIG. 4.7 b) - VARIAÇÃO DA CONSTATANTE DE TEMPO T_V .

FIG. 4.7 c) - VARIAÇÃO DA CONSTANTE DE TEMPO T_w .

Observa-se que as constantes de tempo não afetam o valor de regime da frequência, influenciando porém no comportamento transitório.

A figura 4.8, representa o efeito do estatismo transitório sobre as oscilações da frequência, no caso de turbinas hidráulicas.

FIG. 4.8 - EFEITO DO ESTATISMO TRANSITÓRIO (r).

Nota-se pela figura 4.8, que quando se introduz o estatismo transitório (r), as oscilações tendem a diminuir, mesmo utilizando um estatismo permanente pequeno ($R = 5\%$). O comportamento é bastante estável quando $r > 10R$.

Os resultados até aqui, comprovaram uma série de considerações anteriores, como por exemplo:

1. Que as cargas dependentes da frequência ($D \neq 0$), contribuem para reduzir o desvio da frequência [1].
2. Que o controle primário é responsável pela absorção dos impactos de carga/geração, porém às custas de um desvio de frequência, proporcional à característica de regulação (R).
3. Que o tempo de resposta é proporcional à inércia das máquinas, e das constantes de tempo do regulador e da turbina.
4. Como é de se esperar, a introdução do estatismo transitório (r), não afeta o valor de regime, influenciando apenas no comportamento transitório, reduzindo as oscilações neste período.

4.2.3 - CONTROLE SUPLEMENTAR (CASO 3)

Mesmo considerando que o desvio de frequência decorrente do controle primário seja pequeno, há interesse em trazer o valor atual f para o valor nominal f_n . Mais do que isso, é usual corrigir-se periodicamente o desvio de tempo síncrono, representado pela integral do erro de frequência no pe

modo considerado (T):

$$\Delta t_T = \int_0^T (f - f_n) dt \quad (4.4)$$

Nos sistemas atuais, a correção do erro de frequência é feita automaticamente através da malha de controle suplementar, enquanto que a correção do erro de tempo é feita por interferência humana toda vez que se atinge um erro de $\Delta t_T = \pm 3$ segundos, indicado através de um relógio sincronizado com a rede. Nada impede, no entanto, que esse controle também seja automatizado.

Nos próximos itens serão apresentados alguns resultados relativos ao controle suplementar de uma área isolada. A figura 4.8 mostra um controlador integral com ganho K_I além da característica de atraso T_K do dispositivo de controle (motor, por exemplo):

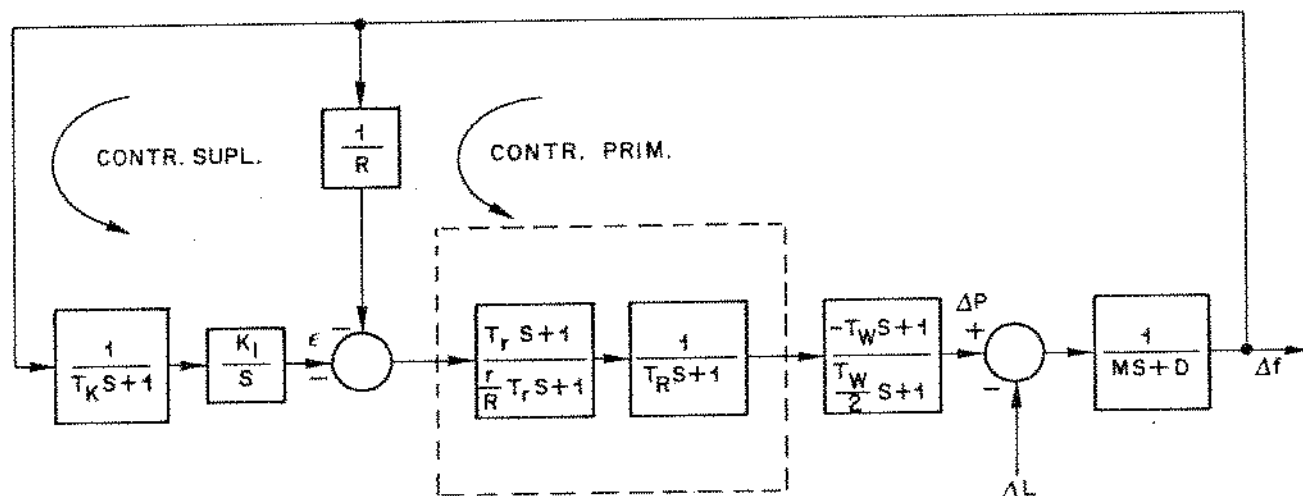


FIG. 4.8 - CONTROLE INTEGRAL PARA GERADOR ISOLADO (HIDRO).

A figura 4.9 mostra o efeito do controle suplementar sobre o desvio de frequência.

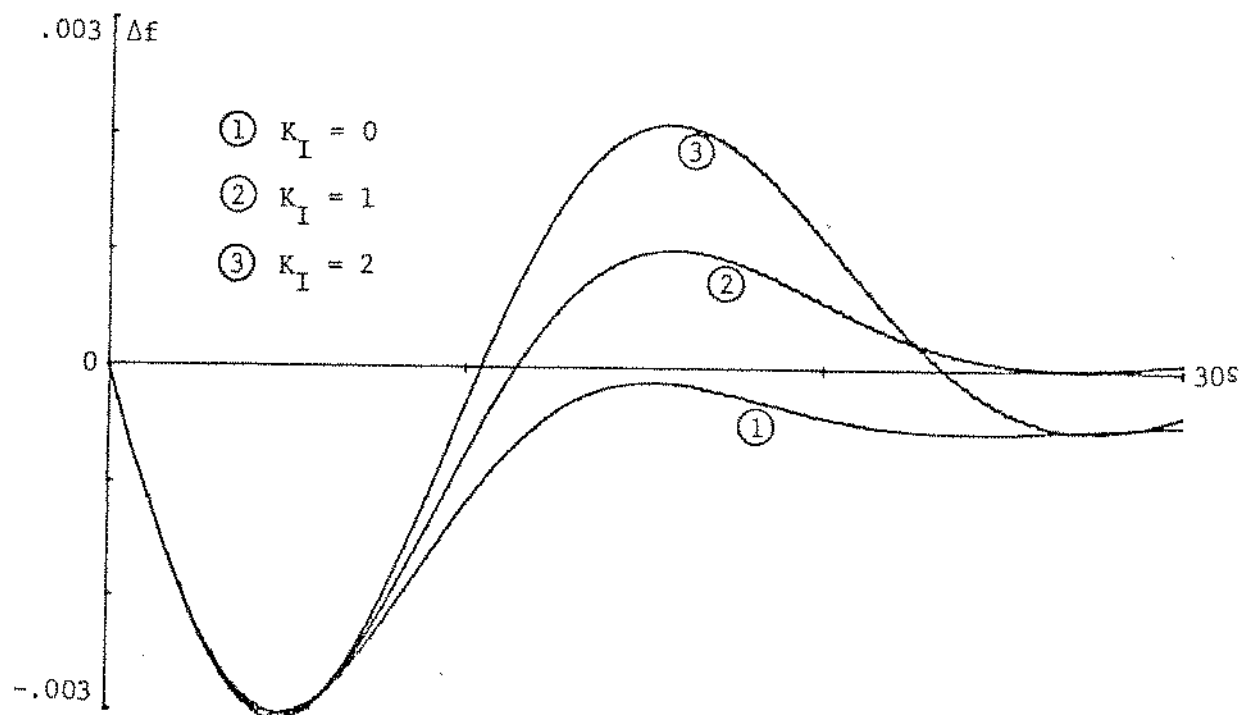


FIG. 4.9 - CONTROLE SUPLEMENTAR EM GERADOR (ÁREA) ISOLADO.

Nota-se que o aumento do ganho de controle K_I reduz o tempo de ação do controle suplementar, porém às custas de maiores oscilações. Um ganho excessivo poderá instabilizar o sistema.

4.3 - OPERAÇÃO INTERLIGADA

Utilizando-se o modelo incremental para a linha de transmissão, conforme descrito no capítulo anterior, chega-se à representação do sistema interligado da figura 4.10:

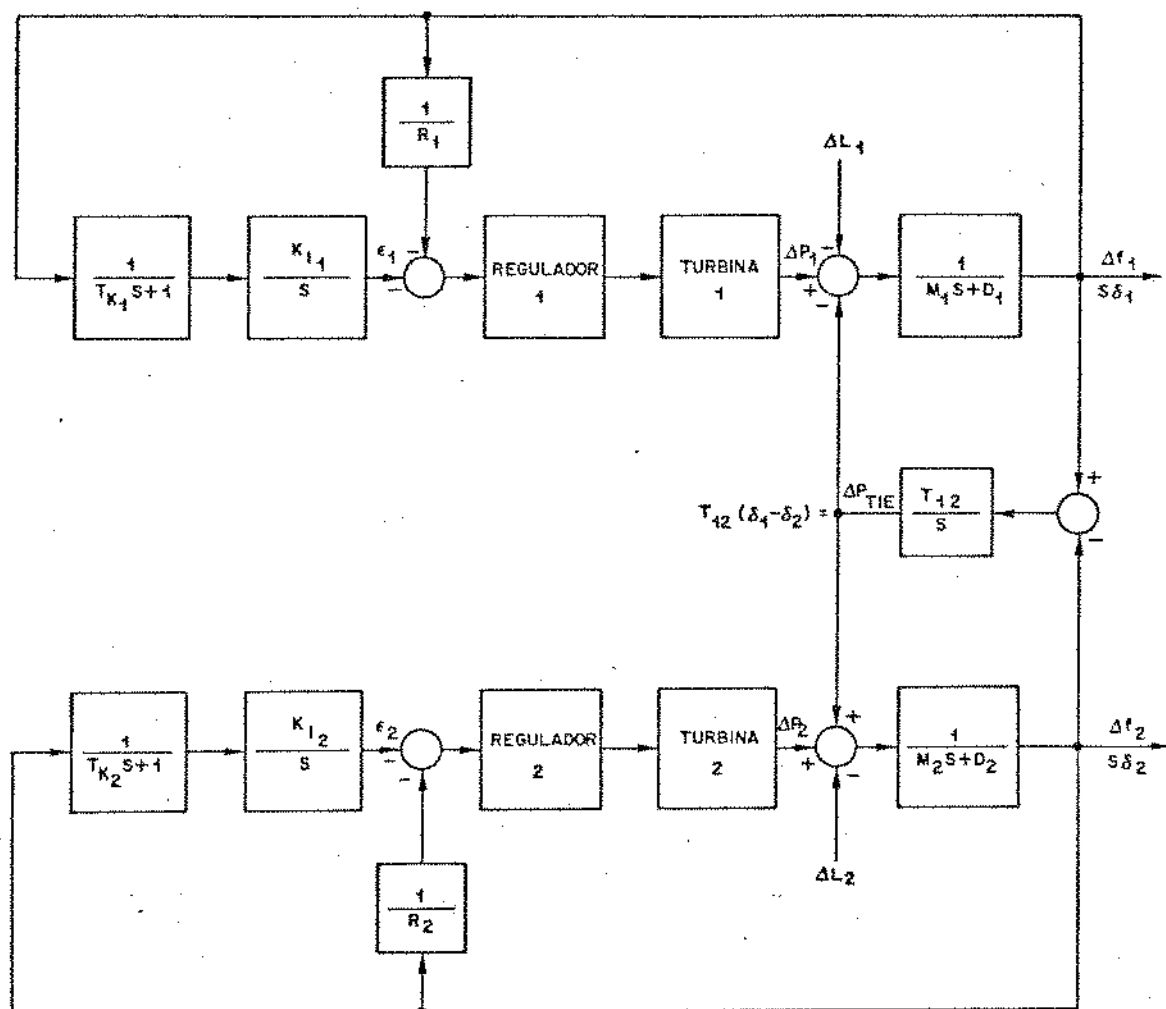


FIG. 4.10 - DOIS GERADORES INTERLIGADOS COM CONTROLE DE FREQUÊNCIA.

4.3.1 - CONTROLE PRIMÁRIO

Considerando inicialmente o sistema sem controle suplementar ($\epsilon_1 = \epsilon_2 = 0$), determina-se os desvios de freqüência devido à ação do controle primário.

De acordo com a figura 4.10, os torques líquidos atuando nos geradores 1 e 2, são dados pelas expressões: [23]

$$M_1 S^2 \delta_1 + D_1 S \delta_1 + T_{12}(\delta_1 - \delta_2) = \Delta P_1 - \Delta L_1 \quad (4.5)$$

$$M_2 S^2 \delta_2 + D_2 S \delta_2 + T_{12}(\delta_2 - \delta_1) = \Delta P_2 - \Delta L_2 \quad (4.6)$$

onde δ_1 e δ_2 são as variações angulares das tensões internas dos geradores e T_{12} é o coeficiente sincronizante entre os ângulos dos rotores correspondentes. Nesse modelo as reatâncias síncronas são somadas à reatância da linha de intercâmbio, para fins de cálculo de T_{12} . Sendo $\epsilon_1 = \epsilon_2 = 0$, resulta:

$$\Delta P_1 = - \frac{\frac{T_{r1} S + 1}{\frac{r_1}{R_1} T_{r1} S + 1}}{\frac{1}{T_R S + 1}} \cdot \frac{\frac{T_{w1} S + 1}{\frac{T_{w1} S + 1}{2}}}{\frac{1}{R_1} S \delta_1} \quad (4.7)$$

E portanto, no estado permanente, tem-se:

$$\Delta P_1 = - \frac{1}{R_1} S \delta_1 \quad (4.8)$$

$$\Delta P_2 = - \frac{1}{R_2} S \delta_2 \quad (4.9)$$

Das equações (4.5) e (4.6), para o estado em regime permanente ($S^2 \delta_1 = S^2 \delta_2 = 0$), obtêm-se:

$$D_1 S \delta_1 + T_{12}(\delta_1 - \delta_2) = \Delta P_1 - \Delta L_1 \quad (4.10)$$

$$D_2 S \delta_2 + T_{12}(\delta_2 - \delta_1) = \Delta P_2 - \Delta L_2 \quad (4.11)$$

Como, para sistemas síncronos $S \delta_1 = S \delta_2 = S \delta$, de (4.8), (4.9), (4.10) e (4.11), tem-se:

$$\left(D_1 + \frac{1}{R_1}\right) S \delta + T_{12} (\delta_1 - \delta_2) = -\Delta L_1 \quad (4.12)$$

$$\left(D_2 + \frac{1}{R_1}\right) S \delta + T_{12} (\delta_2 - \delta_1) = -\Delta L_2 \quad (4.13)$$

E portanto:

$$\Delta f = S \delta = \frac{-\Delta L_1 - \Delta L_2}{\left(D_1 + D_2\right) + \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right)} \quad (4.14)$$

Substituindo (4.14) em (4.12), resulta:

$$\Delta P_{TIE} = T_{12} (\delta_1 - \delta_2) = \frac{-\Delta L_1 \left(D_2 + \frac{1}{R_2}\right) + \Delta L_2 \left(D_1 + \frac{1}{R_1}\right)}{\left(D_2 + \frac{1}{R_2}\right) + \left(D_1 + \frac{1}{R_1}\right)} \quad (4.15)$$

Para geradores idênticos, ou seja, com $R_1 = R_2$ e $D_1 = D_2$, as equações (4.14) e (4.15), tomam as formas:

$$\Delta f = \frac{-\Delta L_1 - \Delta L_2}{2\left(D + \frac{1}{R}\right)} \quad (4.16)$$

$$\Delta P_{TIE} = \frac{-\Delta L_1 + \Delta L_2}{2} \quad (4.17)$$

Analisando-se as equações 4.16 e 4.17, para a entrada de um degrau unitário de carga em um dos geradores, tem-se:

$$\Delta L_1 \rightarrow \Delta L_1 (S) = \frac{\Delta L_1}{S}$$

$$\Delta L_2 = 0$$

Utilizando-se o teorema do valor final nas equações 4.16 e 4.17, obtêm-se o valor de regime:

1) Para a variação de frequência

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta f(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \Delta f(s) = - \frac{\Delta L}{2 \left(D + \frac{1}{R} \right)}$$

2) Para a variação de intercâmbio

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta P_{TIE}(t) = \lim_{s \rightarrow 0} s \Delta P_{TIE}(s) = - \frac{\Delta L}{2}$$

Esta mesma análise pode ser feita para um impacto no gerador 2, ou seja:

$$\begin{aligned} \Delta L_1 &= 0 \\ \Delta L_2 &= \Delta L_2(s) = \frac{\Delta L_2}{s} \end{aligned}$$

A partir desses resultados, obtêm-se a tabela abai-

		GERADOR 1		GERADOR 2	
VARIAÇÃO DE CARGA		VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA	VARIAÇÃO DE INTERCÂMBIO	VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA	VARIAÇÃO DE INTERCÂMBIO
ΔL_1	ΔL_2	$s \delta_1$	$T_{12} (\delta_1 - \delta_2)$	$s \delta_2$	$T_{12} (\delta_2 - \delta_1)$
ΔL	0	$- \frac{\Delta L}{2 \left(D + \frac{1}{R} \right)}$	$- \frac{\Delta L}{2}$	$- \frac{\Delta L}{2 \left(D + \frac{1}{R} \right)}$	$+ \frac{\Delta L}{2}$
0	ΔL	$- \frac{\Delta L}{2 \left(D + \frac{1}{R} \right)}$	$+ \frac{\Delta L}{2}$	$- \frac{\Delta L}{2 \left(D + \frac{1}{R} \right)}$	$- \frac{\Delta L}{2}$

TABELA II - RESPOSTA PERMANENTE DE 2 GERADORES IDÊNTICOS INTERLIGADOS, SEM CONTROLE SUPLEMENTAR.

A figura 4.11, mostra os desvios de frequência Δf_1 e Δf_2 e o desvio de intercâmbio ΔP_{TIE} , obtidos para geradores iguais interligados, com impacto de carga no gerador 1.

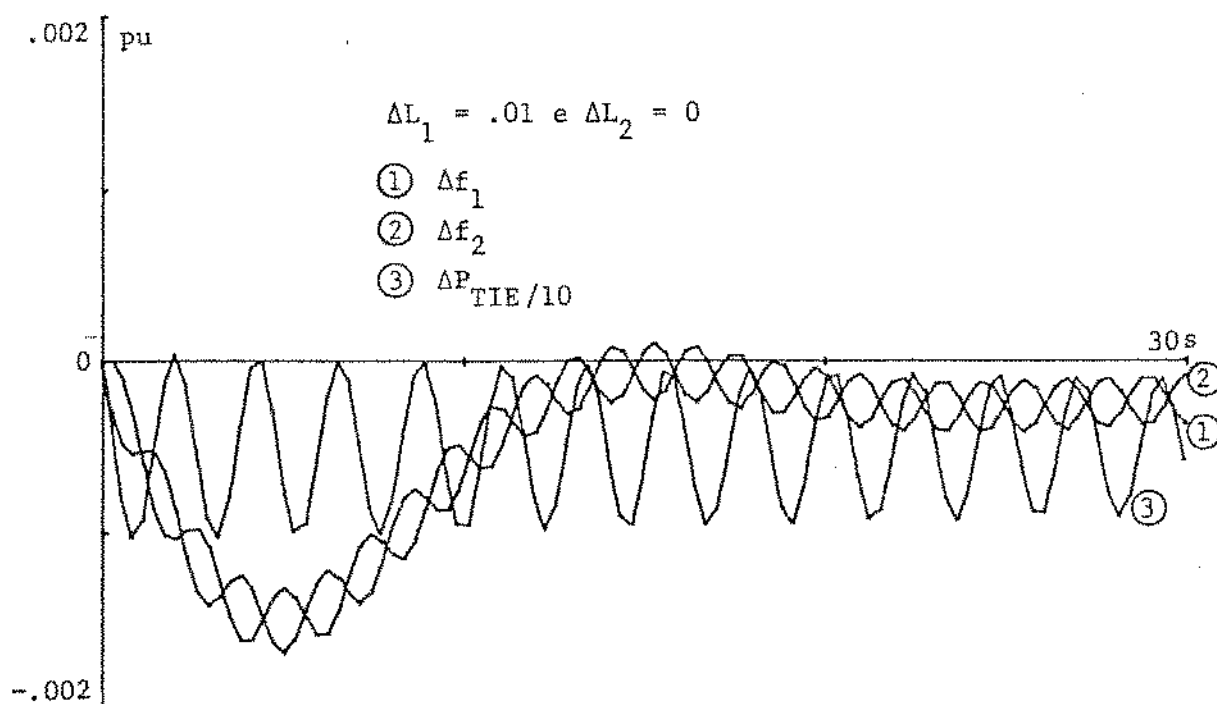


FIG. 4.11 - 2 GERADORES SEM CONTROLE SUPLEMENTAR.

Pode-se observar pela figura 4.11, que os valores de regime não tendem a zero, pois o sistema, sem controle suplementar, responde somente com o valor do estatismo, como já era esperado pelos resultados encontrados na Tabela II. As curvas mostram que um gerador oscila contra o outro devido ao acoplamento "elástico" proporcionado pela interligação. Pode-se demonstrar [2] que a frequência de oscilação depende da rigidez elétrica T da ligação entre os geradores. As oscilações de potência na linha de intercâmbio podem provocar dificuldades de operação do sistema interligado.

4.3.2 - CONTROLE SUPLEMENTAR DE FREQUÊNCIA

A figura 4.12 mostra a resposta do sistema interligado, considerando a atuação do controle suplementar da frequência, como indicado na figura 4.10.

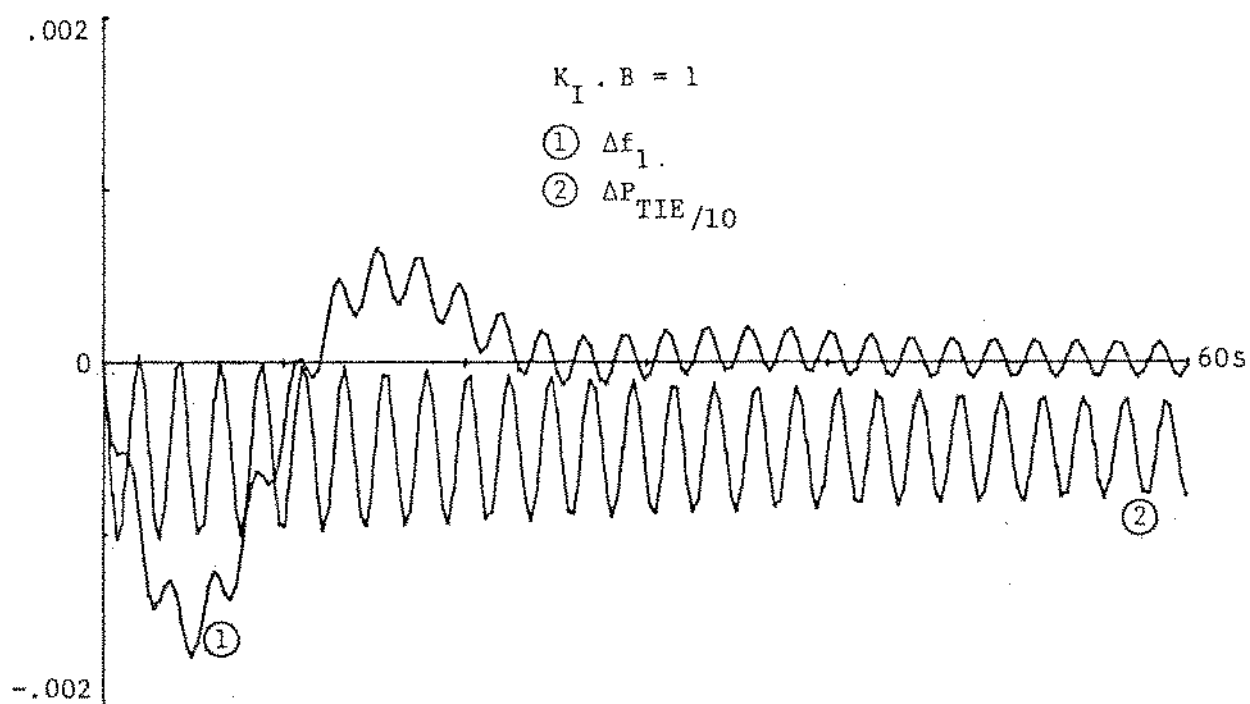


FIG. 4.12 - OPERAÇÃO INTERLIGADA COM CONTROLE DE FREQUÊNCIA.

Como se pode observar, a correção do desvio de frequência não significa que o desvio de intercâmbio tenha sido eliminado.

4.3.3 - CONTROLE SUPLEMENTAR "TLB"

É princípio geralmente aceito, que o controle suplementar deve atuar de forma que cada área assuma suas próprias variações de carga ao longo do processo de controle da geração. Dentro deste princípio é desejável que os controles suplementares das áreas não afetadas sejam inibidas automatica-

mente. Um esquema que realiza esta etapa é o chamado controle TLB "Tie Line Bias", mostrado na figura 4.13.

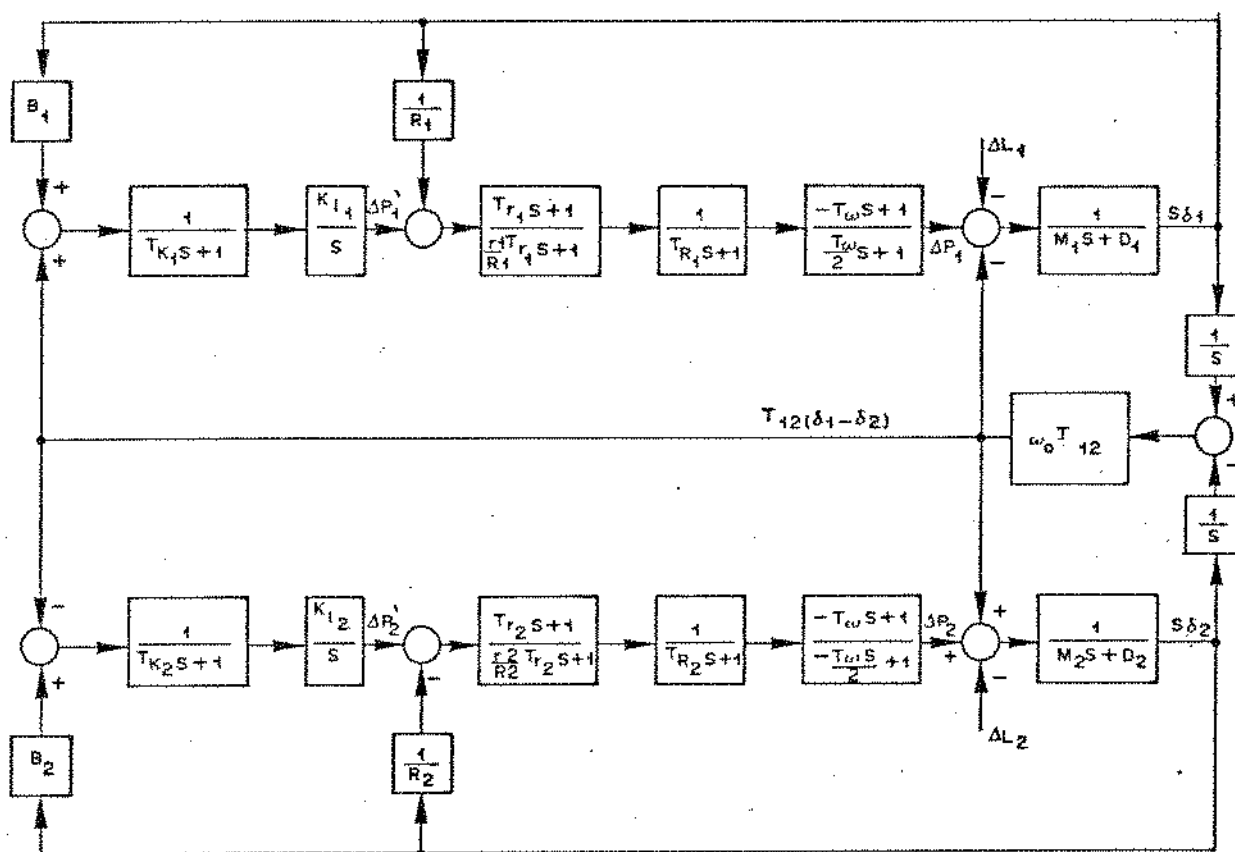


FIG. 4.13 - DIAGRAMA DE BLOCOS DE 2 ÁREAS INTERLIGADAS OPERANDO EM TLB.

Nesse esquema, observa-se que o desvio de intercâmbio participa da formação do Erro de Controle de Área (ECA). O ECA consiste da soma do desvio de intercâmbio com o desvio de frequência, ponderado por um fator B ("Bias"):

$$ECA_1 = \Delta P_{TIE_{12}} + B_1 \Delta f_1$$

$$ECA_2 = \Delta P_{TIE_{21}} + B_2 \Delta f_2$$

Dimensionalmente B_1 e B_2 devem ser dados em pu MW/pu HZ, se os erros de controle ECA_1 e ECA_2 forem dados em pu MW.

Analisando-se o diagrama 4.13 obtêm-se:

$$\Delta P'_1 = \frac{K_{I1}}{S} \left[\Delta P_{TIE_{12}} + B_1 \Delta f_1 \right] \quad (4.18)$$

$$\Delta P'_2 = \frac{K_{I2}}{S} \left[\Delta P_{TIE_{21}} + B_2 \Delta f_2 \right] \quad (4.19)$$

Supondo que o impacto ΔL_2 ocorra na área 2, deveremos ter $\Delta P'_1 = 0$, ou seja:

$$\frac{K_{I1}}{S} \left[\Delta P_{TIE_{12}} + B_1 \Delta f_1 \right] = 0$$

De acordo com as equações (4.14) e (4.15) os desvios da área 1, após a ação do controle primário, valem:

$$\Delta f_1 = \frac{-\Delta L}{\left(D_1 + \frac{1}{R_1}\right) + \left(D_2 + \frac{1}{R_2}\right)} \quad (4.20)$$

e

$$\Delta P_{TIE_{12}} = - \frac{\Delta L \left(D_2 + \frac{1}{R_2}\right)}{\left(D_1 + \frac{1}{R_1}\right) + \left(D_2 + \frac{1}{R_2}\right)} \quad (4.21)$$

Resultando:

$$\frac{K_{I1}}{S} \left[\frac{\Delta L_2 \left(D_1 + \frac{1}{R_1}\right)}{\left(D_1 + \frac{1}{R_1}\right) + \left(D_2 + \frac{1}{R_2}\right)} + B_1 \frac{-\Delta L_2}{\left(D_1 + \frac{1}{R_1}\right) + \left(D_2 + \frac{1}{R_2}\right)} \right] = 0$$

Portanto:

$$B_1 = D_1 + \frac{1}{R_1} \triangleq \beta_1 \quad (4.22)$$

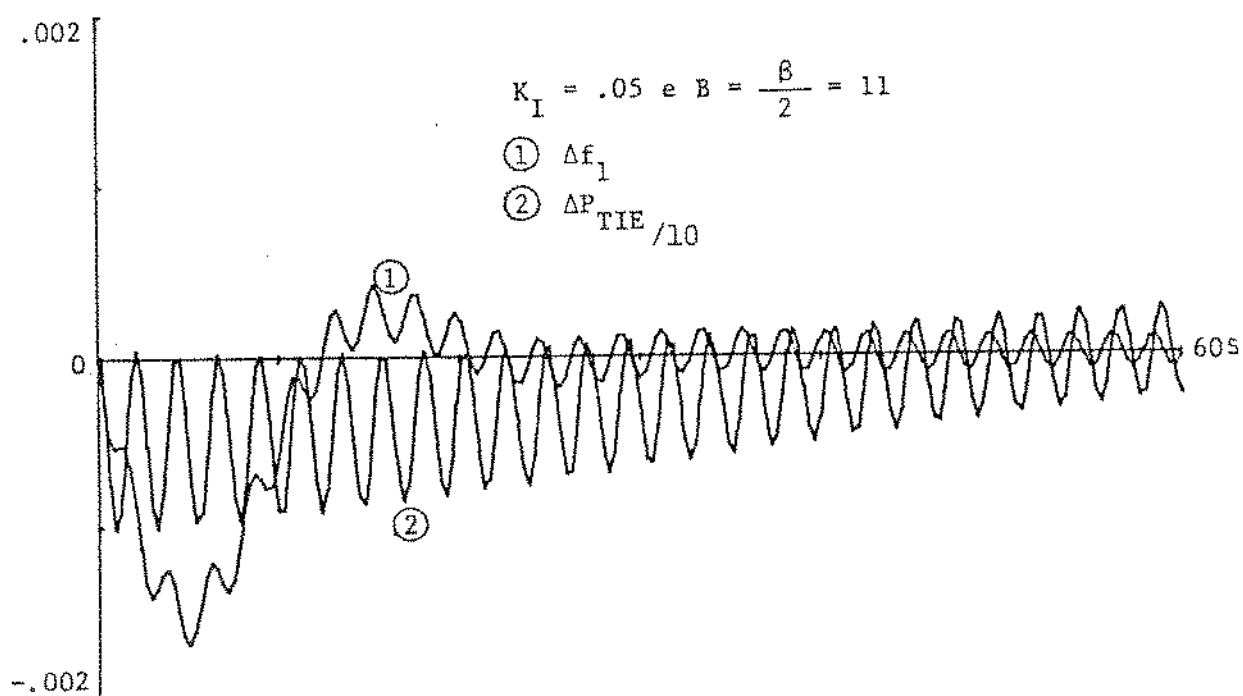
Analogamente, mostra-se que:

$$B_2 = D_2 + \frac{1}{R_2} \triangleq \beta_2$$

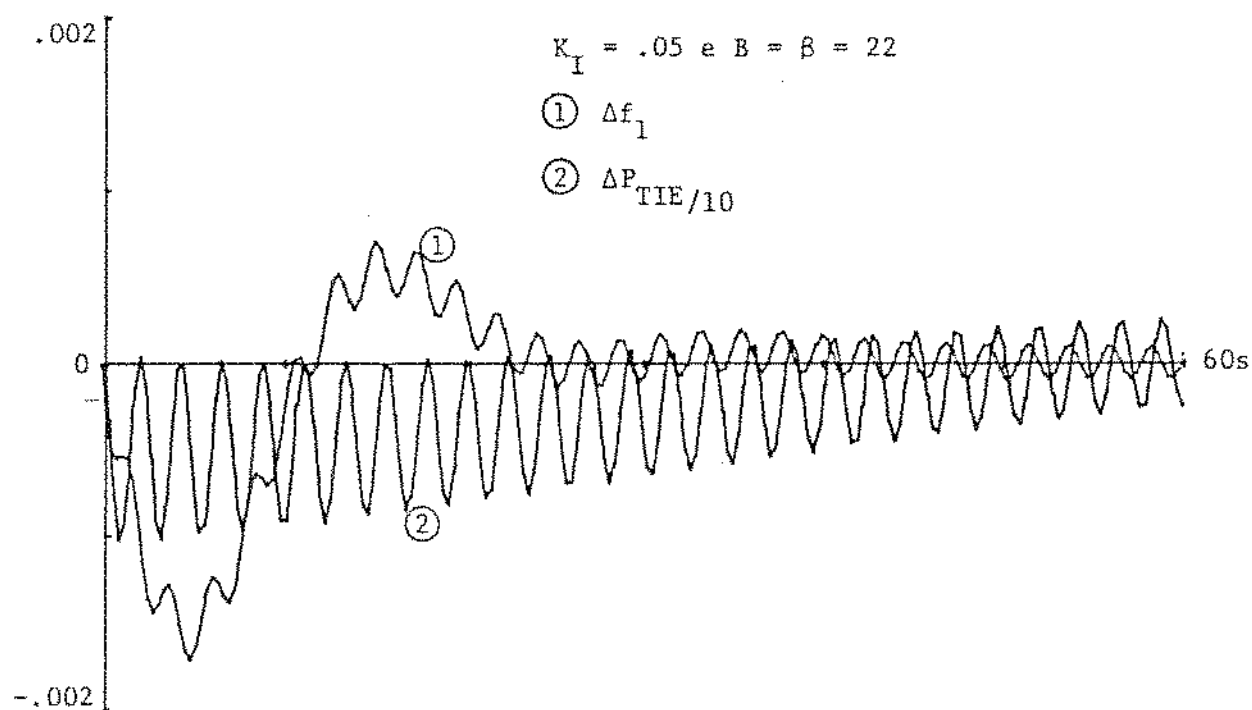
ou seja, o fator de ponderação ("Bias") ideal do ponto de vista estático, corresponde à característica natural da respectiva área. [2], [4], [22].

As figuras seguintes mostram as respostas do sistema, controlado em TLB, para os casos:

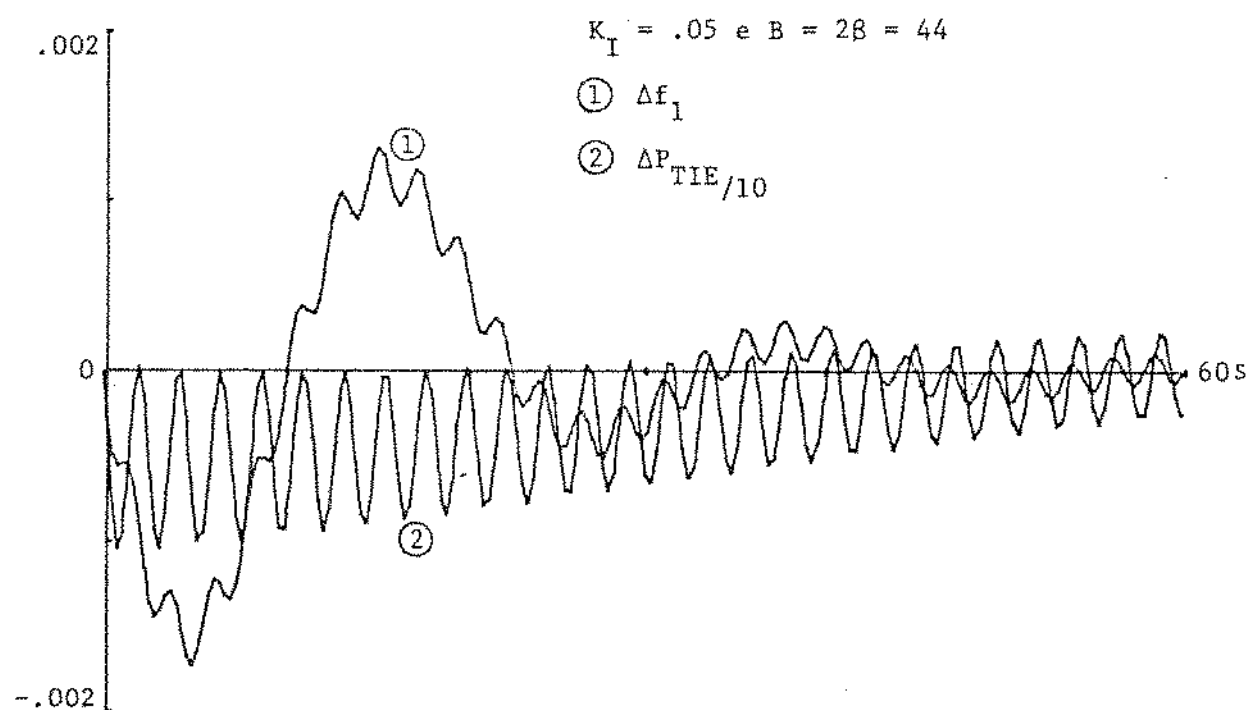
- a) B = metade da característica natural
- b) B = característica natural
- c) B = dobro da característica natural.



a) METADE DA CARACTERÍSTICA NATURAL.



b) CARACTERÍSTICA NATURAL.



c) DOBRO DA CARACTERÍSTICA NATURAL.

FIG. 4.14 - ÁREAS INTERLIGADAS COM CONTROLE TLB.

Como se pode observar, no caso a) as oscilações de frequência são reduzidas mais rapidamente. Do ponto de vista de correção do erro de tempo síncrono porém, a resposta do caso b) é melhor uma vez que a perda inicial de frequência é parcialmente compensada pelo posterior aumento da frequência. O comportamento do caso c) já se mostra muito oscilatório.

Em qualquer dos casos, no entanto, são zerados simultaneamente os erros de frequência e de intercâmbio.

4.3.4 - CONTROLE SUPLEMENTAR DE INTERCÂMBIO

Se, no controle TLB, se tomar $B_1 = B_2 = 0$, resulta o controle de Intercâmbio Constante (IC), cujo resultado está mostrado na figura 4.15:

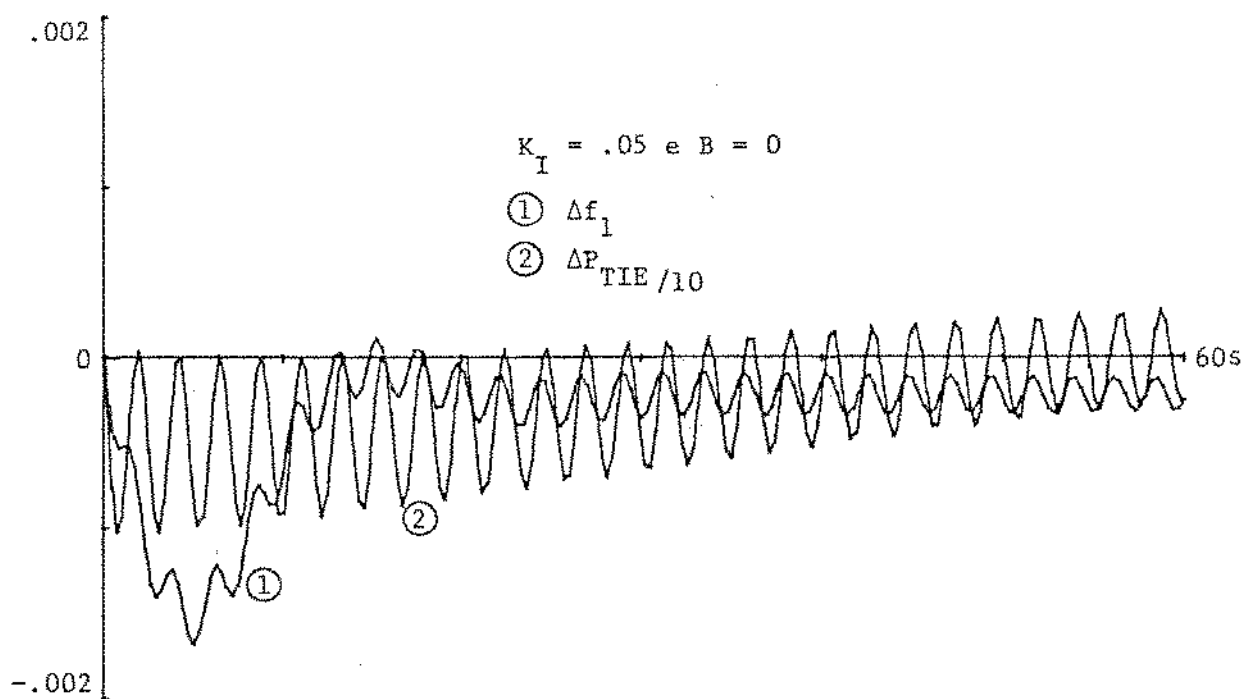


FIG. 4.15 - ÁREAS INTERLIGADAS COM CONTROLE DE INTERCÂMBIO.

Como se vê, o desvio de frequência não é anulado.

4.4 - CONCLUSÃO

Observou-se pelas análises feitas, que a variação dos parâmetros, além de certos limites, pode levar o sistema a resultados não viáveis na prática, ou até mesmo à instabilidade.

Torna-se necessário portanto, ajustar corretamente os parâmetros, para obter-se um bom desempenho do sistema.

Esse fato é mais crítico para usinas com turbinas hidráulicas, devido às suas características particulares, que requerem a introdução do estatismo transitório, aumentando o tempo de estabilização, diminuindo assim a sua margem de estabilidade.

CAPÍTULO 5

MODELO INCREMENTAL PARA SIMULAÇÃO DO C.A.G.

5.1 - INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentada uma formulação não convencional para a simulação dinâmica do Controle Automático da Geração. As principais diferenças, com relação aos métodos usuais, estão na modelagem da rede e das cargas do sistema interligado. A fim de proporcionar uma visão mais detalhada dos processos dinâmicos que ocorrem dentro de cada área, o sistema interligado não sofre redução, nem mesmo dos nós de carga.

Um modelo incremental da rede, baseado nos coeficientes sincronizantes das linhas, traduz as solicitações elétricas, representadas pelas variações das cargas, em solicitações de geração e sinais de controle.

A solução alternada do sistema algébrico com a integração numérica das equações diferenciais relativos aos controles primário e suplementar, permite observar o comportamento dinâmico de qualquer ponto do sistema original.

A representação do sistema completo tem, entre outras, as seguintes vantagens:

1. Possibilita representar cada componente do sistema através dos seus próprios parâmetros;
2. Permite obter um termo de comparação para os estudos feitos com sistemas reduzidos;
3. Facilita a identificação de problemas de operação;

4. Permite investigar diferentes políticas de controle e despacho de carga;
5. Viabiliza a simulação dinâmica das contingências.

O modelo incremental proposto, pressupõe:

- a) pequenas perturbações em torno do ponto de operação;
- b) perdas nulas;
- c) tensões fixas.

Estas são as mesmas hipóteses feitas na modelagem clássica do problema de CAG.

5.2 - MODELO INCREMENTAL

5.2.1 - GERADOR

Admitindo-se o modelo I (IEEE) para o gerador síncrono:

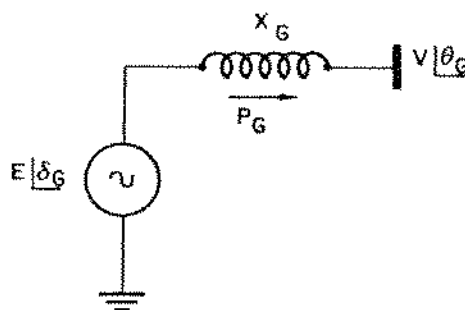


FIG. 5.1 - MODELO I PARA O GERADOR.

onde:

E = Tensão interna do gerador

δ_G = Ângulo da tensão interna

V = Tensão terminal

θ_G = Ângulo da tensão terminal

Segundo esse modelo, a potência fornecida pelo gerador é dada por:

$$P_G = \frac{EV}{X_G} \sin (\delta_G - \theta_G) \triangleq \frac{EV}{X_G} \sin \alpha_G \quad (5.1)$$

Em torno do ponto de operação ($^\circ$), pode-se linearizar a expressão (5.1), obtendo:

$$\Delta P_G \cong \left. \frac{\partial P_G}{\partial \alpha_G} \right|_{\alpha_G^\circ} \Delta \alpha_G \quad (5.2)$$

A relação incremental, no ponto base vale:

$$\left. \frac{\partial P_G}{\partial \alpha_G} \right|_{\alpha_G^\circ} = \frac{E^\circ V^\circ}{X_G} \cos \alpha_G^\circ \triangleq T_G^\circ \quad (5.3)$$

onde T_G° é o coeficiente sincronizante do gerador.

Substituindo-se (5.3) em (5.2), resulta:

$$\Delta P_G = T_G^\circ \Delta \alpha_G = T_G^\circ (\Delta \delta_G - \Delta \theta_G) \quad (5.4)$$

A equação (5.4) pode ser interpretada através do modelo incremental de Norton:

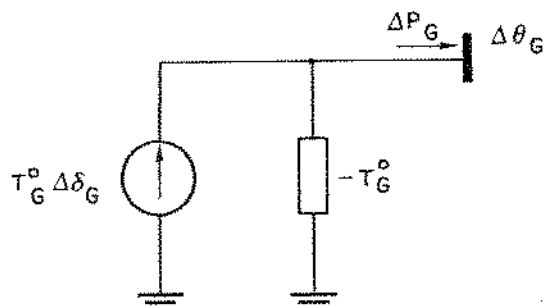


FIG. 5.2 - EQUIVALENTE INCREMENTAL NORTON.

Nesse modelo, a parcela da geração ($-T_G^o \Delta \theta_G$) é função da variação angular do nó terminal da máquina, imposta pela rede, enquanto a parcela ($T_G^o \Delta \delta_G$) é função da variação do ângulo interno do gerador. Esta variação é obtida em função da resposta dinâmica dos controles primário e suplementar da respectiva máquina. A solução alternada das equações da rede e da integração numérica das equações diferenciais das máquinas permite atualizar, a cada passo, os valores de $\Delta \theta_G$ e $\Delta \delta_G$, respectivamente.

5.2.2 - LINHA DE TRANSMISSÃO

Considerando-se uma linha de transmissão, sem perdas, resulta o modelo:

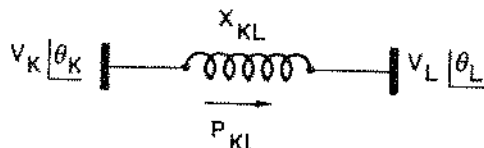


FIG. 5.3 - LINHA SEM PERDAS.

Conforme foi deduzido no Capítulo 3, uma variação de fluxo através da linha, admitindo tensões terminais fixas, pode ser aproximada por:

$$\Delta P_{kl} \approx T_{kl}^{\circ} \Delta \theta_{kl} \quad (5.5)$$

onde

$$T_{kl}^{\circ} = \frac{V_K^{\circ} V_L^{\circ}}{X_{KL}} \cos \theta_{kl}^{\circ} \text{ é o coeficiente sincronizante da linha.}$$

5.2.3 - CARGA

Considerando que as cargas industriais possam ser representadas em função da tensão e da frequência:

$$P_C = P(V, f) \quad (5.6)$$

sendo a tensão fixa, resulta um modelo que é função apenas da frequência:

$$P_C = P(f) \quad (5.7)$$

Linearizando em torno da frequência básica, f_0 , resulta:

$$P_c = P_0 + \left. \frac{\partial P}{\partial f} \right|_{f_0} \Delta f \triangleq P_0 + D_c \Delta f \quad (5.8)$$

onde:

D_c = característica linear da carga para f_0 .

P_0 = carga básica para f_0 .

A variação da carga pode ser expressa por:

$$\Delta P_c = P_c - P_0 = D_c \Delta f \quad (5.9)$$

A característica D_c é suposta conhecida, e depende do tipo de carga ligada em cada nó do sistema. A variação de frequência sentida pela carga depende da dinâmica dos diversos geradores do sistema. Apesar de que cada gerador, em princípio, apresenta uma curva de oscilação própria, pelo fato do sistema estar operando em sincronismo, a variação de frequência nas cargas pode ser aproximada pela média dos desvios de frequência dos geradores do sistema [26]. A figura 5.4 ilustra essa situação:

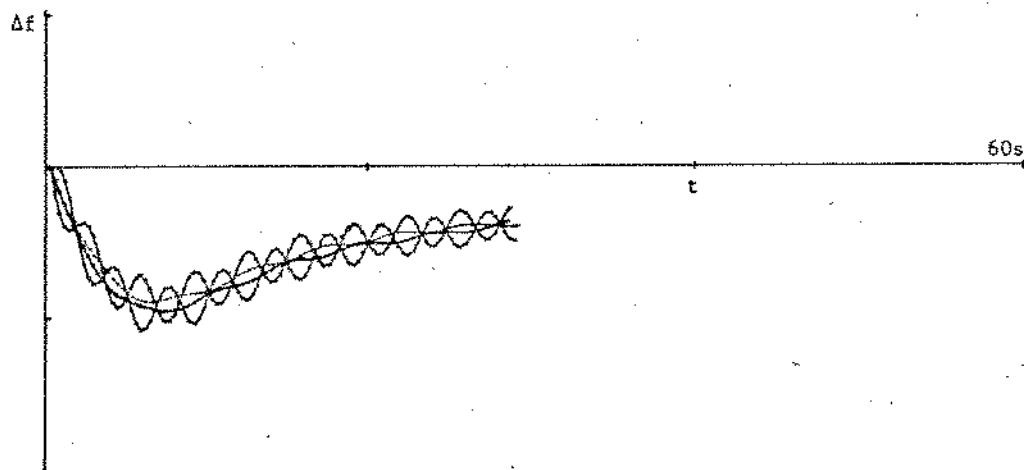


FIG. 5.4 - CURVAS TÍPICAS DE OSCILAÇÃO DE GERADORES.

De acordo com essa hipótese, as variações de carga são calculadas através de (5.10).

$$\Delta P_c = D_c \cdot \overline{\Delta f} \quad (5.10)$$

onde:

$$\overline{\Delta f} = \frac{\sum_{i=1}^{NG} \Delta f_i}{NG}, \text{ NG = número de geradores.}$$

5.2.4 - REDE

Para um nó genérico K do sistema, a relação entre a variação da carga e a variação dos fluxos nas ligações vizinhas, leva ao modelo incremental da rede:

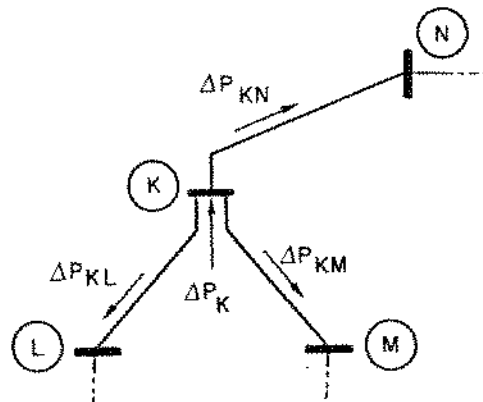


FIG. 5.5 - BALANÇO NODAL DE POTÊNCIA.

O balanço de potência no nó K fornece:

$$\Delta P_K = \Delta P_{KL} + \Delta P_{KM} + \Delta P_{KN} \quad (5.11)$$

$$= T_{KL}^{\circ} \Delta \theta_{KL} + T_{KM}^{\circ} \Delta \theta_{KM} + T_{KN}^{\circ} \Delta \theta_{KN} \quad (5.12)$$

$$= \left(T_{KL}^{\circ} + T_{KM}^{\circ} + T_{KN}^{\circ} \right) \Delta \theta_K - T_{KL}^{\circ} \Delta \theta_L - T_{KM}^{\circ} \Delta \theta_M - T_{KN}^{\circ} \Delta \theta_N$$

Utilizando a notação matricial para um sistema com N barras, resulta a relação incremental:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_K \\ \vdots \\ \Delta P_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} T_{11} & \dots & T_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \vdots & T_{KK} & \vdots \\ \vdots & \vdots & \ddots \\ T_{N1} & \dots & T_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_1 \\ \vdots \\ \Delta \theta_K \\ \vdots \\ \Delta \theta_N \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

onde os termos da matriz [T] obedecem à lei de formação da matriz admitância nodal [YBARRA] :

$$T_{ii} = \sum_{j \in \Omega_i} T_{ij}^o = \text{soma dos torques sincronizantes das ligações com a barra } i;$$

$$T_{ij} = -T_{ij}^o = \text{negativo do torque sincronizante da ligação } i-j.$$

Além da simplicidade da lei de formação, a matriz de torque sincronizante $[T]$ da rede é simétrica e esparsa. Isto significa que a solução do sistema:

$$[\Delta\theta] = [T]^{-1}[\Delta P] \quad (5.14)$$

pode ser obtida através das técnicas de esparsidade usuais em grandes redes.

Nas barras onde há geradores, aparecem as ligações "shunt" ($-T_G^o$), que podem ser adicionadas às diagonais correspondentes da matriz, tornando-a não singular.

5.3 - FLUXOGRAMA

O fluxograma da Fig. 5.6 mostra o processo de simulação do CAG utilizando o modelo incremental para a rede.

5.3.1 - DIAGRAMA FUNCIONAL PARA 2 GERADORES

A simulação proposta pode ser comparada com o método clássico para o caso particular de dois geradores interligados. O diagrama funcional neste caso é mostrado na figura 5.7.

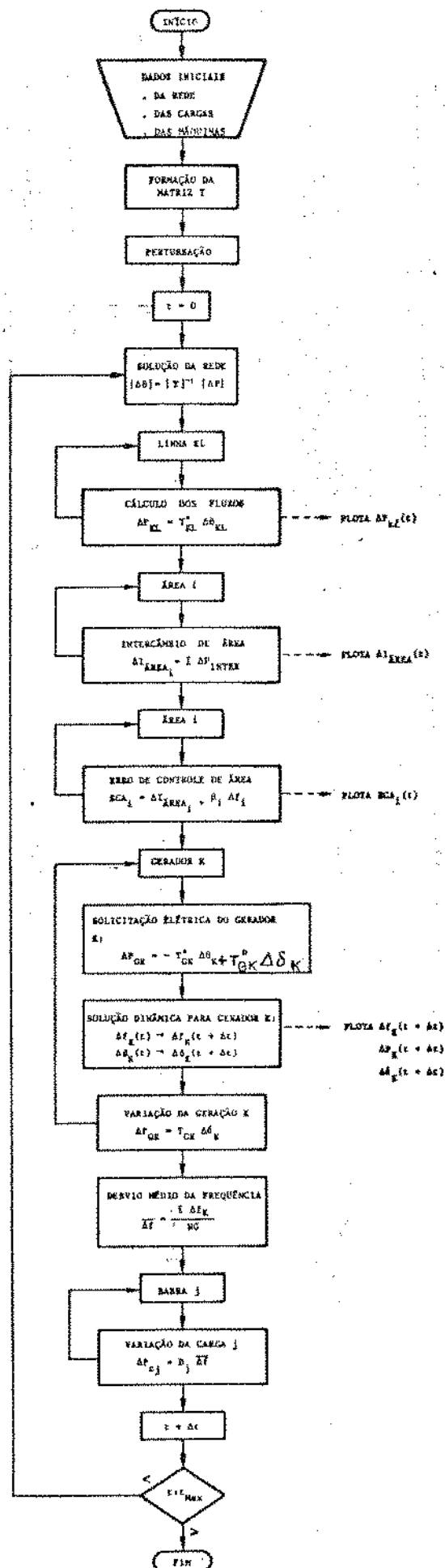


FIG. 5.6 - FLUXOGRAMA PARA SIMULAÇÃO DO CAG.

5.3.2 - ALGORITMO DE SIMULAÇÃO

O processo de simulação obedece ao seguinte algoritmo:

- i) Formação do vetor de perturbação $[\Delta P]$;
- ii) Solução do sistema algébrico, $[\Delta \theta] = [T]^{-1} [\Delta P]$;
- iii) Cálculo dos sinais de controle ΔP_I e solicitação elétrica ΔP_e ;
- iv) Simulação de um passo de integração em cada gerador;
- v) Retorno a i enquanto $t < t_{Max}$.

No início da simulação ($t = 0$), o valor de perturbação só não é nulo na barra onde ocorre a perturbação. A solução da rede gera desvios angulares em todas as barras, provocando variações nos fluxos das linhas e nos geradores. Através dos desvios de fluxos das linhas de intercâmbio, obtêm-se os sinais de controle suplementar para cada gerador. Conhecidas as solicitações que a rede impõe aos geradores, processa-se um novo passo de integração na função de transferência de cada gerador, obtendo os desvios de frequência correspondentes. A média desses desvios permite calcular a reação das cargas e formar o novo vetor de perturbação $[\Delta P]$. Com isto completa-se um passo de simulação. Pelo fato de se dispor da rede detalhada, é possível registrar a evolução temporal de qualquer variável do sistema modelado.

5.4 - RESULTADOS NUMÉRICOS

Neste item é mostrada a aplicação do método de simulação, primeiramente para um sistema hidráulico interligado com 2 áreas e posteriormente para o sistema EPRI [18], [24], dividido em 3 áreas.

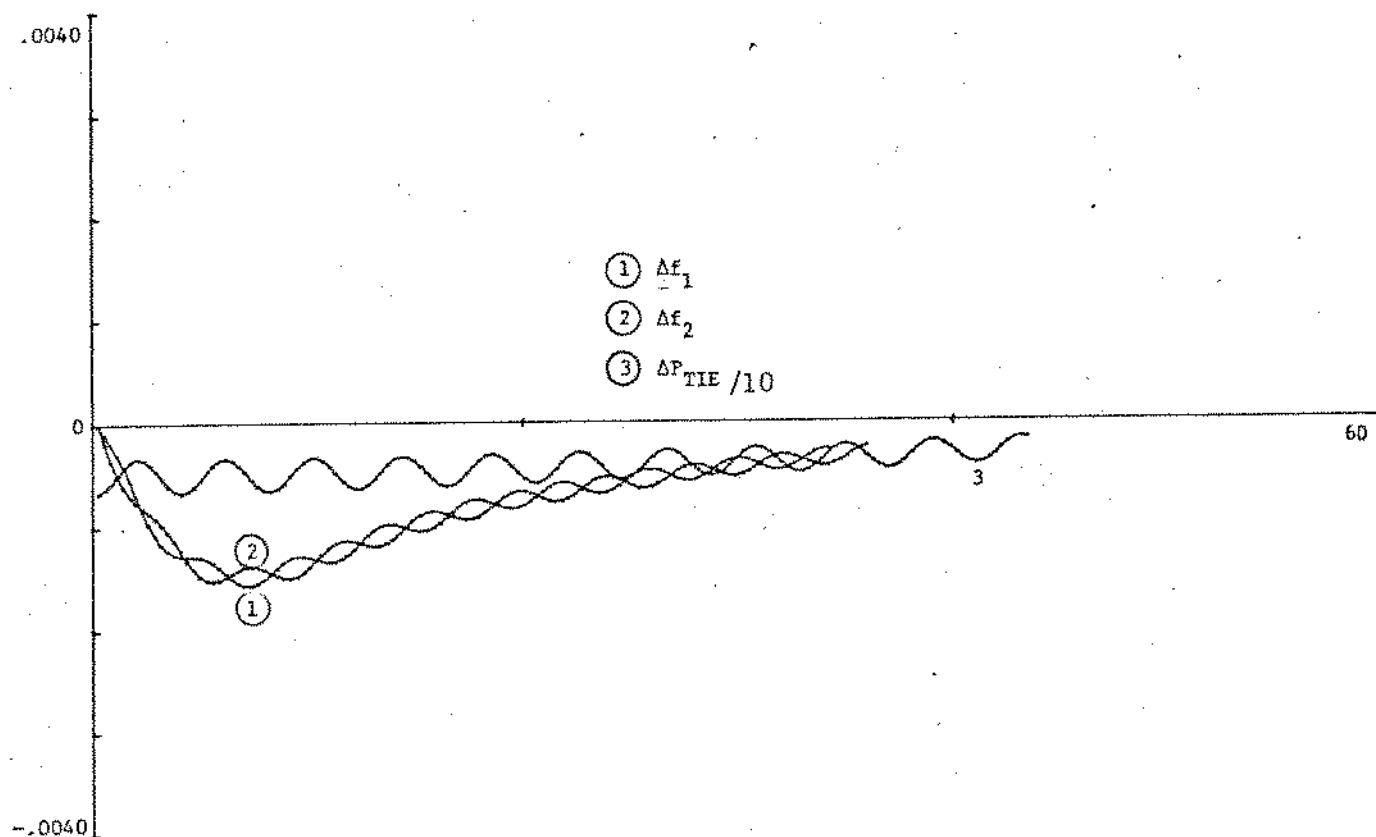
O primeiro sistema foi testado através de um programa desenvolvido para um computador HP-9820A, provido de um Plotter. Os resultados desta simulação comprovaram a eficiência do método aqui proposto, comparados com os testes realizados no Capítulo 4, onde foi utilizado o método tradicional.

Para o segundo sistema, foi desenvolvido um programa em linguagem Fortran, implementado em computador PDP-10. Este programa foi generalizado para resolver um sistema de grande porte, e mostrou ser bastante eficiente.

5.4.1 - SISTEMA DE 2 ÁREAS

A figura 5.8, mostra os desvios de frequência de duas áreas e o respectivo intercâmbio, supondo-se um impacto de carga ($+\Delta L$) na área 1.

Observa-se a oscilação e o entrelaçamento dos desvios Δf_1 e Δf_2 , e a atuação dos controles levando-os ao valor de regime, retornando portanto o intercâmbio ΔP_{TIE} ao valor programado.

FIG. 5.8 - DESVIOS Δf_1 , Δf_2 , ΔP_{TIE} .

Como teste de consistência do método, simulou-se impactos iguais nas duas áreas. Por serem as áreas iguais, é esperado que não haja desvio de intercâmbio e que os desvios de frequência sejam iguais e sem oscilações, o que é comprovado através da figura 5.9.

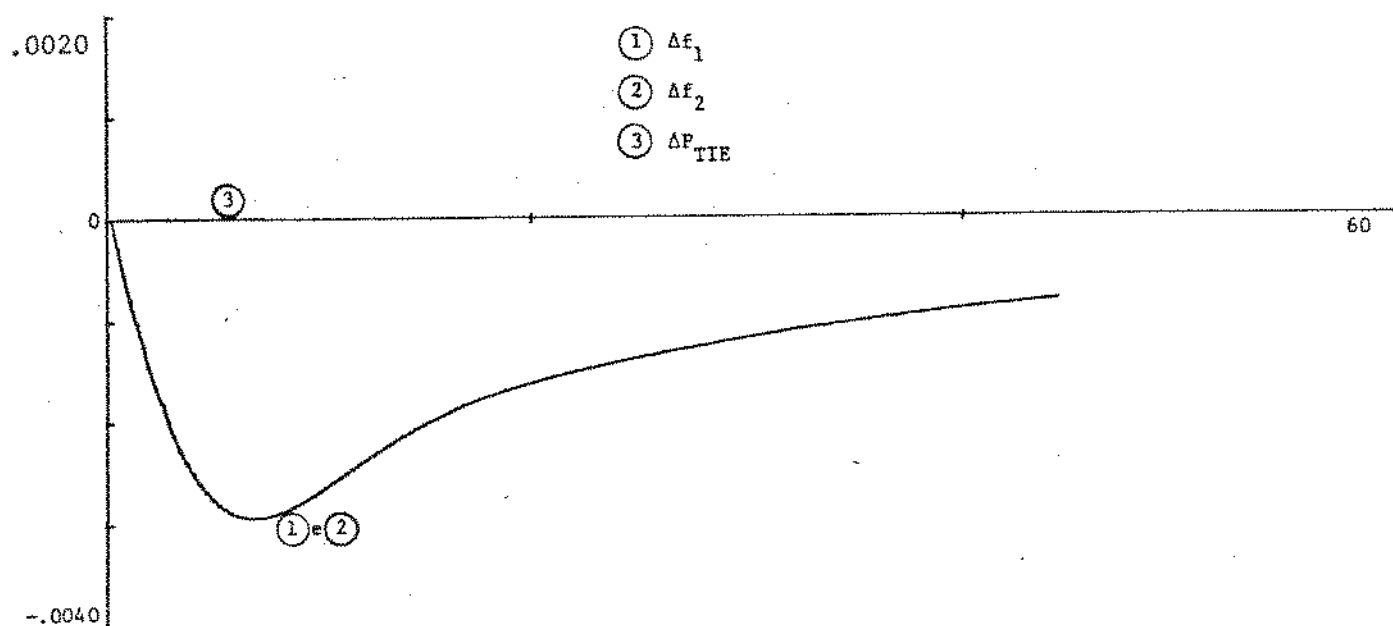


FIG. 5.9 - RESPOSTA A IMPACTOS IGUAIS EM ÁREAS IGUAIS.

As curvas da figura 5.10 mostram a influência das tensões sobre os coeficientes sincronizantes. As curvas representam variação de $\pm 5\%$ das tensões do sistema.

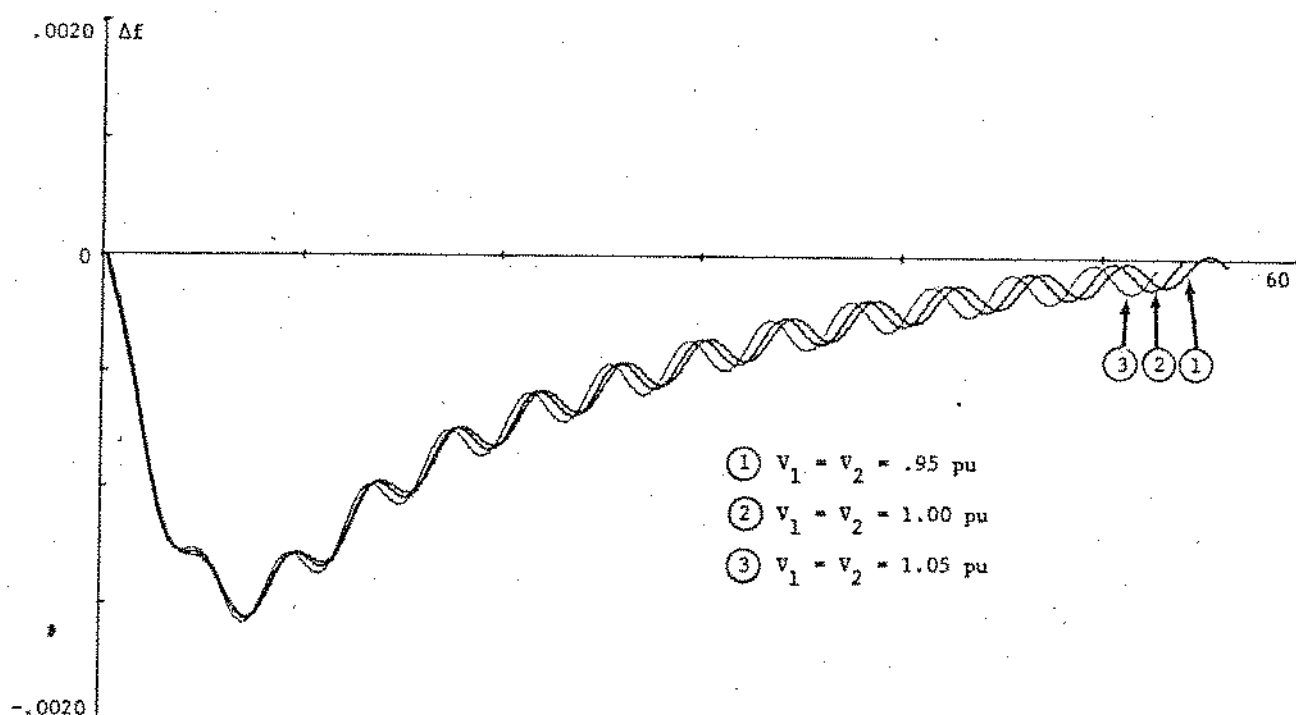


FIG. 5.10 - INFLUÊNCIA DAS TENSÕES.

5.4.2 - SISTEMA EPRI

O modelo incremental foi testado no sistema EPRI de 9 barras, 9 linhas e 3 geradores, descrito nas ref. [18], [24]. A rede foi dividida em três áreas de acordo com a figura 5.11:

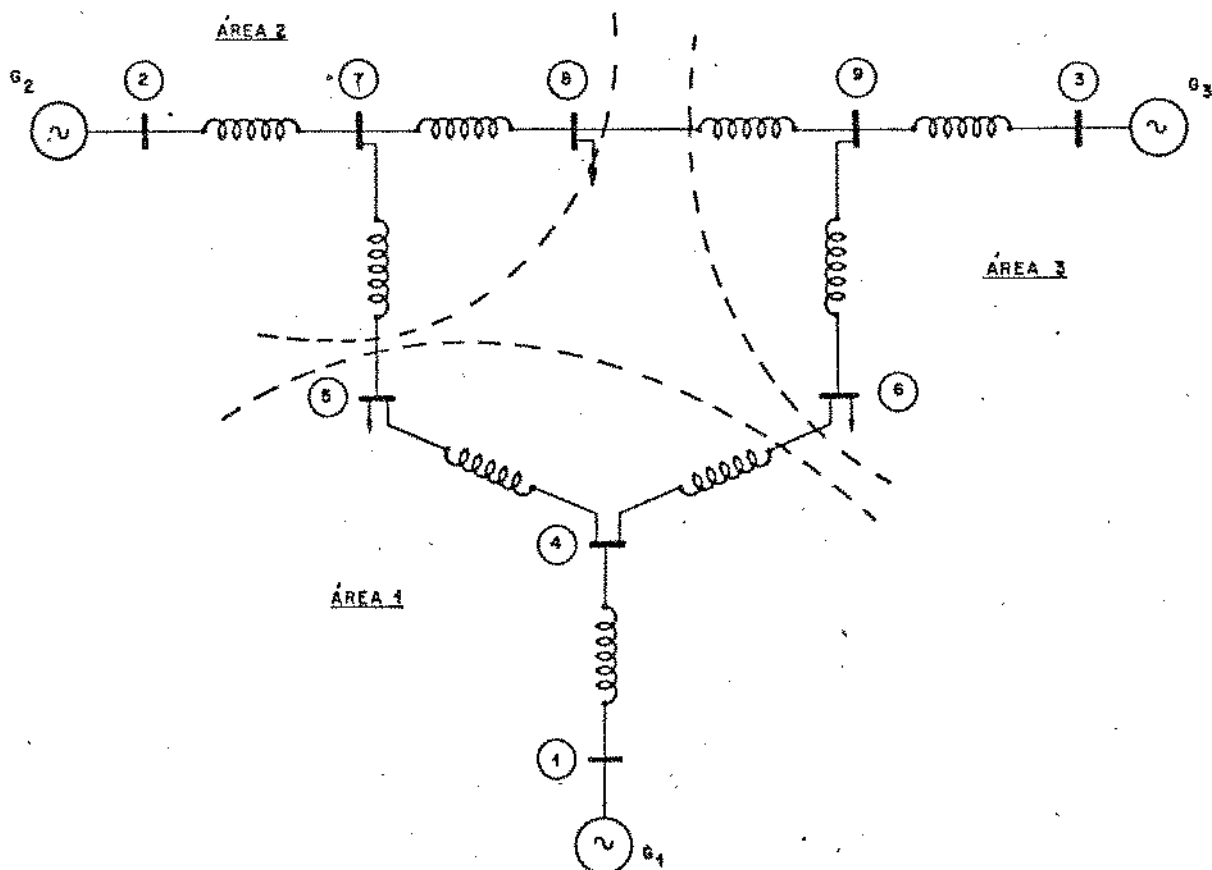


FIG. 5.11 - SISTEMA EPRI DIVIDIDO EM 3 ÁREAS

Os resultados apresentados referem-se à simulação de um aumento de carga de 10% na barra 8, localizado na área 2. Os dados dinâmicos para as três máquinas são dados na Tabela III. Os demais dados são os mesmos das ref. [18], [24].

MÁQUINA	P_N	M	D_G	X_S	T_w	T_R	T_r	R	r	K_I	T_K
1	248	23.6	2	14.6	1	.5	5	.05	.5	.085	.2
2	192	6.4	2	89.6	1	.5	5	.05	.5	.085	.2
3	128	3.0	2	131.3	1	.5	5	.05	.5	.085	.2

TABELA III - DADOS DINÂMICOS DAS MÁQUINAS

As figuras seguintes mostram respectivamente as curvas obtidas para Δf , ΔP_{TIE} , ECA e ΔP_m correspondentes às três áreas. Como as inércias, as capacidades das máquinas e as ligações são diferentes, as oscilações também são distintas, conforme é esperado.

Da observação das curvas ECA, obtidas com "Bias" igual à característica natural de cada área, verifica-se que o controle suplementar é anulado mais rapidamente nas áreas 1 e 3, enquanto que a área 2 assume o acréscimo de carga em sua área.

Com relação às curvas ΔP_m , observa-se uma demora de aproximadamente 2s até que ocorram variações significativas na potência mecânica das turbinas. A divisão inicial da carga é proporcional às capacidades das máquinas, porém, após 40 segundos a máquina 2 assumiu quase integralmente a potência solicitada.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

No Capítulo 4 foram apresentados e discutidos os resultados obtidos da simulação do controle clássico de geração para uma área isolada e duas áreas interligadas. Além de fornecer subsídios para um estudo mais detalhado do problema, verificou-se a importância do ajuste correto dos parâmetros envolvidos no comportamento dinâmico do sistema.

Desses estudos verificou-se a necessidade de realizar simulações dinâmicas para um sistema representado com maiores detalhes, mantendo-se, por exemplo, a configuração real do sistema. Apesar das dificuldades que isto acarreta, devido ao grande número de equações diferenciais que representam as malhas de controle primário e suplementar, existem diversas vantagens decorrentes da modelagem da rede completa.

Entre estas vantagens pode-se citar:

1. a possibilidade de representar as características individuais das cargas, linhas e geradores;
2. a possibilidade de observar o comportamento dinâmico de cada componente do sistema;
3. a facilidade de comparar os efeitos sobre a rede, das diferentes estratégias de controle e ajuste de parâmetros.

A modelagem incremental da rede em função dos coeficientes sincronizantes, resultou em uma matriz constante, e

simétrica com estrutura da matriz Y BARRA, possibilitando uma solução rápida através das técnicas de matrizes esparsas. Com a utilização de uma versão eficiente do método de integração trapezoidal implícito obtém-se respostas dinâmicas precisas com passo de integração em torno de 0,2 segundos. Obteve-se curvas de oscilação de até 60 segundos de duração.

A metodologia desenvolvida no Capítulo 5, abre novas perspectivas na pesquisa de uma série de problemas, como por exemplo:

1. Implementação de estudos de estabilidade dinâmica;
2. Estudos de otimização dos parâmetros de controle primário e suplementar;
3. Estudo de equivalentes dinâmicos;
4. Inclusão de linhas de transmissão DC;
5. Inclusão do efeito da variação de tensão no CAG.

APÊNDICE AMÉTODO DE INTEGRAÇÃO TRAPEZOIDAL IMPLÍCITO. (MTI).

Seja a equação diferencial de 1.^a ordem:

$$\dot{X}(t) = ax(t) + bu(t) \quad (A.1)$$

Deseja-se obter o valor de $X(t_n) = X_n$, conhecendo-se o valor de $X(t_{n-1}) = X_{n-1}$.

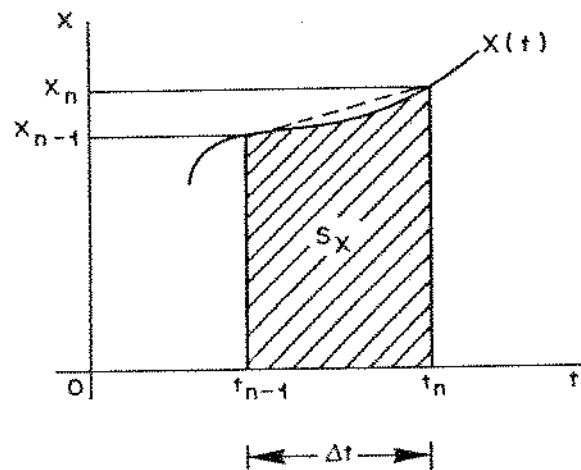
Sabe-se que:

$$X_n \triangleq X_{n-1} + \int_{t_{n-1}}^{t_n} \dot{X} \, dt$$

$$X_n = X_{n-1} + \int_{t_{n-1}}^{t_n} (ax + bu) \, dt$$

$$X_n = X_{n-1} + \int_{t_{n-1}}^{t_n} ax(t) \, dt + \int_{t_{n-1}}^{t_n} bu(t) \, dt$$

Para pequenos intervalos de tempo, $\int_{t_{n-1}}^{t_n} x(t) \, dt$ pode ser aproximada pela área do trapézio inscrito S_X .



$$S_X = \frac{X_n + X_{n-1}}{2} \cdot \Delta t$$

Da mesma forma:

$$S_U = \frac{U_n + U_{n-1}}{2} \cdot \Delta t$$

Resultando:

$$X_n = X_{n-1} + a \left(\frac{X_n + X_{n-1}}{2} \right) \Delta t + b \left(\frac{U_n + U_{n-1}}{2} \right) \Delta t$$

$$X_n \left(1 - a \frac{\Delta t}{2} \right) = X_{n-1} \left(1 + a \frac{\Delta t}{2} \right) + b \left(\frac{U_n + U_{n-1}}{2} \right) \Delta t$$

$$X_n = \frac{1}{\left(1 - a \frac{\Delta t}{2} \right)} \left[\left(1 + a \frac{\Delta t}{2} \right) X_{n-1} + b \left(\frac{U_n + U_{n-1}}{2} \right) \Delta t \right] \quad (A.2)$$

A equação A.2, representa a fórmula de recorrência para solução passo a passo da equação diferencial (A.1).

A resposta X_n , no instante t_n , é função da resposta X_{n-1} no instante anterior, t_{n-1} , e do valor médio do sinal de entrada $\frac{U_n + U_{n-1}}{2}$, no intervalo considerado.

De forma análoga, obtêm-se a recorrência para um sistema de equações diferenciais, que permite a solução simultânea de todas as equações de estado na forma:

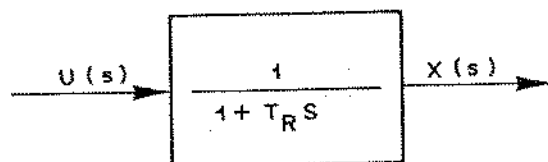
$$\dot{X} = AX + BU$$

Cuja solução é dada por:

$$X_n = \left[I - A \frac{\Delta t}{2} \right]^{-1} \left\{ \left[I + A \frac{\Delta t}{2} \right] X_{n-1} + B \left[U_n + U_{n-1} \right] \frac{\Delta t}{2} \right\}$$

Como exemplo da aplicação do método trapezoidal, considere-se a seguinte função de transferência:

Exemplo 1: REGULADOR



$$X(s) = \frac{1}{1 + T_R S} U(s)$$

$$X(s) (1 + T_R S) = U(s)$$

$$S X(s) = \frac{1}{T_R} \left[-X(s) + U(s) \right]$$

No domínio do tempo:

$$\dot{X}(t) = -\frac{1}{T_R} X(t) + \frac{1}{T_R} U(t) \quad (A.3)$$

Comparando-se (A.3) com (A.1) conclui-se que:

$$a = -\frac{1}{T_R}$$

$$b = \frac{1}{T_R}$$

E a recorrência assume a forma:

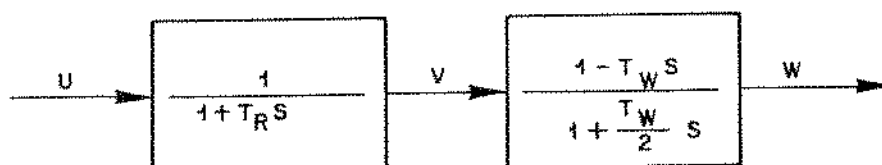
$$X_n = \frac{1}{1 + \frac{\Delta t}{2T_R}} \left[\left(1 - \frac{\Delta t}{2T_R} \right) X_{n-1} + \frac{U_n + U_{n-1}}{2T_R} \Delta t \right]$$

Se a entrada for um degrau unitário, $U_{n-1} = U_n = 1$.

Logo:

$$X_n = \frac{1}{1 + \frac{\Delta t}{2T_R}} \left[\left(1 - \frac{\Delta t}{2T_R} \right) X_{n-1} + \frac{\Delta t}{R} \right].$$

Exemplo 2: REGULADOR + TURBINA



Do exemplo 1, tem-se:

$$\dot{V} = - \frac{1}{T_R} V + \frac{U}{T_R} \quad (\text{A.4})$$

Do bloco da turbina, podemos escrever:

$$W = \left[\frac{1 - T_w S}{1 + \frac{T_w S}{2}} \right] V$$

$$W = \left(1 + \frac{T_w S}{2} \right) = \left(1 - T_w S \right) V$$

$$W + \frac{T_w}{2} \dot{W} = V - T_w \dot{V} \quad (\text{A.5})$$

Substituindo-se A.4 em A.5, tem-se:

$$W + \frac{T_w}{2} \dot{W} = V - T_w \left[- \frac{1}{T_R} V + \frac{U}{T_R} \right]$$

$$\dot{W} = \frac{2}{T_w} \left[- W + V \left(1 + \frac{T_w}{T_R} \right) - \frac{T_w}{T_R} U \right] \quad (\text{A.6})$$

Associando-se a equação (A.6) à equação (A.1), tem-se:

$$a = - \frac{2}{T_w}$$

$$b = \frac{2}{T_w} \left[V \left(1 + \frac{T_w}{T_R} \right) - \frac{T_w}{T_R} U \right]$$

$$= 2 \left[V \left(\frac{T_R + T_w}{T_w \cdot T_R} \right) - \frac{1}{T_R} U \right]$$

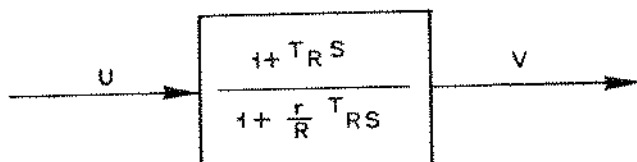
A recorrência final para este exemplo, fica:

$$W_n = \frac{1}{1 - \left(\frac{-2}{T_w}\right) \frac{\Delta t}{2}} \left\{ \left[1 + \left(\frac{-2}{T_w}\right) \frac{\Delta t}{2} \right] W_{n-1} + \right. \\ \left. 2 \left[\left(\frac{T_R + T_w}{T_R \cdot T_w}\right) \left(\frac{V_n + V_{n-1}}{2}\right) - \frac{1}{T_R} \left(\frac{U_n + U_{n-1}}{2}\right) \right] \Delta t \right\} \quad (A.7)$$

São usadas portanto as entradas dos dois blocos nos instantes t_{n-1} e t_n .

Exemplo 3: ESTATISMO (r)

Seja o bloco de estatismo transitório:



$$V = \frac{1 + T_R S}{1 + \frac{r}{R} T_R S} U$$

$$\left(1 + \frac{r}{R} T_R S\right) V = \left(1 + T_R S\right) U$$

$$V + \dot{V} T_R \frac{r}{R} = U + \dot{U} T_R$$

$$\dot{V} T_R \frac{r}{R} = U - V + \dot{U} T_R$$

$$\dot{V} = \frac{1}{\frac{r}{R} T_R} \left[-V + U + T_R \dot{U} \right]$$

$$\dot{V} = -\frac{1}{\frac{r}{R} T_R} V + \frac{1}{\frac{r}{R} T_R} \left[U + T_R \dot{U} \right]$$

Linearizando U no intervalo $t_{n-1} \rightarrow t_n$, resulta:

$$\dot{U} = \frac{\Delta U}{\Delta t} = \frac{U_n - U_{n-1}}{\Delta t}$$

Usando a recorrência final, obtém-se:

$$a = -\frac{1}{\frac{r}{R} T_R}$$

$$b = \frac{1}{\frac{r}{R} T_R} \left[U + T_R \frac{\Delta U}{\Delta t} \right]$$

$$V_n = \frac{1}{1 + \frac{R \Delta t}{2r T_R}} \left\{ \left(1 - \frac{R \Delta t}{2r T_R} \right) V_{n-1} + \frac{1}{\frac{r}{R} T_R} \cdot \left[\frac{U_n + U_{n-1}}{2} + T_R \frac{U_n - U_{n-1}}{\Delta t} \right] \Delta t \right\}$$

BIBLIOGRAFIA

- [1] - POWER TECHNOLOGIES INCORPORATION (P.T.I) - Generation Dynamics and Control. Schenectady, 1979.
- [2] - KIRCHMAYER, K.L. - Economic Control of Interconnected Systems. John Wiley & Sons, 1959.
- [3] - COHN, N. - Control of Generation and Power Flow on Interconnected Power Systems. John Wiley & Sons, 1971.
- [4] - BOTTEGA, C. - Controle Automático de Geração. Rio de Janeiro, Publicação 1977.
- [5] - COHN, N. - Common Denominators in the Control of Generation on Interconnected Power Systems. Systems Operation Committee and Leeds & Northrup Company, 1957.
- [6] - DECKMANN, M.S. - Operação em Sistemas de Potência. UNICAMP, 1982.
- [7] - WOOD, B.A. - Controle de Geração. CESP, 1980.
- [8] - PUBLICAÇÃO FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S/A. - Curso de Aperfeiçoamento dos Despachantes do Sistema de Operação dos Sistemas Isolados e Interligados. FURNAS, 1971.
- [9] - ELGERD, O. - Electric Energy Systems Theory, McGraw-Hill, 1971.

- [10] - HANO, I. - Operating Characteristics of Electric Power Systems. Denki Shoin, 1967.
- [11] - SAUER, R. - Controle Freqüência-Potência em Sistemas Elétricos. ABEE, 1967.
- [12] - MOKARZEL, H. - Dinâmica e Controle de Sistemas Elétricos. Itajubá, FUPAI, 1977.
- [13] - LEPECKI, J. - Controle de Freqüência dos Sistemas Elétricos. UFMG, 1964.
- [14] - DA COSTA, V.F. - Análise de estabilidade Transitória em Sistemas de Energia Elétrica. Tese de Mestrado, UNICAMP, Dez. 1981.
- [15] - ZURMÜHL, R. - Praktische Mathematik für Ingenieure und Physiker. Springer Verlag, Berlim, 1965.
- [16] - CONTE, S.D. - Elementos de Análise Numérica. Porto Alegre, Editora Globo, 1975.
- [17] - ARNOLD, C.P. - Solutions of the Multi-Machine Power System Stability Problem. The Victoria University of Manchester, Tese de Doutorado, June 1976.
- [18] - BOEING COMPUTER SERVICES POWER SYSTEM DYNAMIC ANALYSIS. Phase I, EPRI EL-484, Project 670-1, Final Report, July 1977.

- [19] - STEVENSON, W.D. - Elements of Power Analysis. McGraw-Hill, 1974.

- [20] - SODERQUIST, L.A. - Fundamentals of System Stability.
IEEE TUTORIAL COURSE - "The Role of Prime Movers in
System Stability", 1970, pp. 7-15.

- [21] - STEPHAN, R., FABIANO, J. e GONDIN, E. - Programa Con-
trole de Geração Automático. FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS
S/A., 1978.

- [22] - COHN, N. - Bias Revisited. Talk Presented to the "East
Central Systems Group of the North American Power Sys-
tems Interconnection Committee", April 9, 1970.

- [23] - CONCORDIA, C. and KIRCHMAYER, L. - Tie-Line Power and
Frequency Control of Electric Power Systems. Parte II,
AIEE Winter General Meeting, New York, April 1954.

- [24] - ANDERSON and FOAUD. Power System Control and Stability.
Iowa State University, 1977.

- [25] - STERLING, M.J.H. - Power System Control. IEE, 1978.

- [26] - VENIKOV, V. - Transient Processes in Electrical Power
Systems. MIR Publishers, 1980.