

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

REPRESENTAÇÃO PARCIAL DE SISTEMAS DE
POTÊNCIA MULTI-ÁREA PARA SIMULAÇÃO DIDÁ
TICA DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA
CATARINA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA

JOSÉ ROBERTO CAMACHO

FLORIANÓPOLIS, AGOSTO 1987

REPRESENTAÇÃO PARCIAL DE SISTEMAS DE POTÊNCIA MULTI-ÁREA
PARA SIMULAÇÃO DIDÁTICA DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

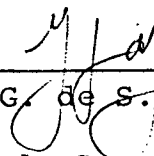
JOSÉ ROBERTO CAMACHO

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO
DE MESTRE EM ENGENHARIA - ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA E
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

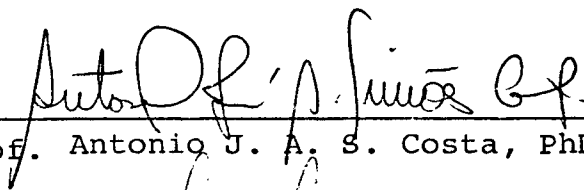
Orientador



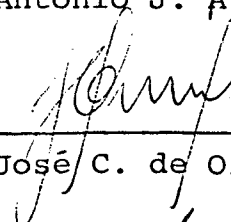
Prof. Luiz G. de S. Fonseca, DSc

Coordenador do Curso de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica

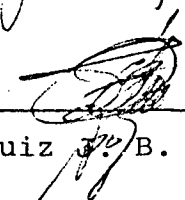
APRESENTADA PERANTE A BANCA EXAMINADORA COMPOSTA DOS PROFESSORES



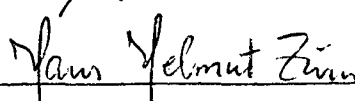
Prof. Antonio J. A. S. Costa, PhD



Prof. José C. de Oliveira, PhD



Prof. Luiz B. Machado, Dr. Ing.



Prof. Hans Helmut Zürn, PhD

À minha esposa Stela
e minha filha Tatiana.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Hans Helmut Zürn pela grande ajuda prestada na orientação deste trabalho.

Aos meus colegas e professores do Curso de Pós-Graduação que contribuíram com idéias e sugestões para a execução desta dissertação.

Ao colega e amigo José Maria Filho pela datilografia.

À Universidade Federal de Santa Catarina e Universidade Federal de Uberlândia pelo apoio técnico, à ELETROBRÁS - CAPES/PICD pelo apoio financeiro.

Aos meus pais, pelo otimismo e incentivo.

À Stela pelo apoio e compreensão em todas as horas.

R E S U M O

Este trabalho propõe o estudo dinâmico do Controle Automático de Geração (C.A.G.) através da representação parcial do sistema de potência multi-área.

O objetivo é criar um modelo para computador que propicie a análise do controle de geração para operação do sistema de potência, levando-se em conta os aspectos inerentes ao sistema, ou seja, faixa morta dos reguladores de velocidade, limitação máxima e mínima de geração para unidades hidro e termêtricas, amostragem e sustentação de ordem zero para os erros de controle de área.

Foram estudados várias estratégias de controle, como o controle integral, proporcional-integral e o controle com estrutura variável, que se constitui em uma opção para os sistemas hidrotérmicos.

O comportamento do C.A.G. e seu desempenho são testados utilizando-se um sistema exemplo, com diversos parâmetros típicos utilizados pelas empresas de energia elétrica no Brasil.

A B S T R A C T

This work studies the dynamics of the automatic generation control (AGC) through partial representation of a multi-area power system.

A computer model has been developed to analyze the generation control of a power system taking into account several inherent aspects to the system such as dead band of speed governors, upper and lower generator limits for hydro and thermal units, sampling and zero order hold of the area control errors.

Several control strategies have been studied such as integral control, proportional-integral control as well as variable structure control as a new approach to hydro-thermal system control.

The performance of the proposed AGC model has been assessed with a sample four area hydro-thermal system containing several typical parameters of Brazilian utilities.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

1.1 - A Proposta do Trabalho	01
1.2 - O Controle Automático de Geração - Revisão Bibliográfica	02
1.3 - Estrutura do Trabalho	04

CAPÍTULO II - CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO EM SISTEMAS
MULTI-ÁREA

2.1 - Introdução	05
2.2 - Área de Controle	06
2.3 - O Controle Primário ou Natural	07
2.3.1 - Característica Natural de Carga	07
2.3.2 - Característica Natural de Geração e Característica Combinada de Geração e Carga	08
2.4 - Características Equivalentes de Geração e Carga	10
2.5 - O Controle Suplementar com Potência-Frequência	12
2.6 - O Despacho Econômico	14
2.7 - O Intercâmbio Líquido e o Erro de Controle de Área ...	15
2.8 - As Perturbações do Sistema	17
2.9 - A Avaliação do Desempenho do Controle Automático de Geração	18
2.9.1 - O Intercâmbio Involuntário	18
2.9.2 - O Erro de Tempo	19
2.9.3 - A Função de Monitoração	20

CAPÍTULO III - MODELAGEM DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

3.1 - Introdução	24
3.2 - O Regulador com Queda de Velocidade	25
3.3 - O Regulador com Estatismo Transitório	30
3.4 - A Modelagem do Controle Primário e Secundário por Área	36
3.4.1 - O Modelo Simplificado das Áreas do Sistema ...	38
3.4.2 - A Função de Transferência do Gerador e Sis tema	39
3.4.3 - Análise de Área Única	42
3.5 - As Áreas Interligadas	46
3.6 - A Modelagem do Sistema em Áreas e Sub-Áreas	49
3.7 - A Interligação das Funções de Controle	52

CAPÍTULO IV - REFINAMENTOS NOS MODELOS E ESTRATÉGIAS DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

4.1 - Introdução	55
4.2 - A Faixa Morta do Regulador de Velocidade	56
4.3 - Amostragem Digital e Sustentação de Ordem Zero	57
4.4 - Os Limites de Geração	61
4.5 - Estratégia de Controle Convencional	62
4.6 - Estratégia de Controle com Estrutura Variável	67
4.6.1 - O Algoritmo de Controle Variável Proposto	68

CAPÍTULO V - O SISTEMA HIDROTÉRMICO - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

5.1 - Introdução	71
5.2 - Configuração e Dados do Sistema - Caso Base	72
5.3 - Resultados da Simulação	77
5.3.1 - Caso Base: Degrau de Carga em uma Área, Controle Integral	77
5.3.2 - Controle de Estrutura Variável	83
5.3.3 - Ilhamento de Sub-Área	90
5.3.4 - Usinas Térmicas sem Controle Suplementar	95
5.3.5 - Faixa Morta, Limitação de Geração, Amos- tagem do ECA	98
5.3.6 - O Caso Base com Coeficientes Sincronizan- tes mais Rígidos	114
5.3.7 - Caso Base - Razão de Polarização (Bias) como metade da Característi- ca Natural	120
5.3.8 - O Efeito da Variação da Razão de Polari- zação (Bias)	126

CAPÍTULO VI - CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABA- LHOS

6.1 - Conclusões	143
6.2 - Sugestões para Futuros Trabalhos	146

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	148
APÊNDICE A - TURBINAS HIDRÁULICAS E A VAPOR	155
APÊNDICE B - O CSMP E O MÉTODO DE INTEGRAÇÃO NUMÉRICA	165

C A P Í T U L O I

INTRODUÇÃO

1.1 - A Proposta do Trabalho

Os sistemas de energia elétrica com o decorrer do tempo, aumentaram em complexidade devido ao crescimento do número de fontes de energia primária, e dos requisitos de economia e confiabilidade exigidos pelas concessionárias e pelos consumidores de energia elétrica.

Em face de tal complexidade torna-se imperativo que a operação do sistema tome conhecimento do comportamento do mesmo para determinados tipos de perturbações, que muitas vezes não podem ser observadas no próprio sistema quando em operação, por motivos de segurança no fornecimento de energia elétrica.

O objetivo deste trabalho foi desenvolver um programa didático de simulação dinâmica via o CSMP (Programa de Modelamento de Sistema Contínuos) para sistemas hidrotérmicos, que pudesse ser utilizado no treinamento de pessoal especializado em Controle de Sistemas Elétricos, e que mostrasse o comportamento dos elementos do sistema frente a perturbações como: ilhamento de parte do sistema ou de parte de área de controle, perda de uma linha ou interligação e/ou aumentos ou diminuições de demanda.

Com intenção de enriquecer o trabalho, introduziu-se a possibilidade de simulação de limites na geração, existência de faixa morta dos reguladores de velocidade e também a amostragem

do sinal de erro de controle com sustentação de ordem zero, por um período de tempo à escolha do usuário. Em se tratando de controle é inevitável que sejam feitas comparações entre estratégias de controle. Para tanto, introduziu-se o controle com estrutura variável [28], [44] para sistemas hidrotérmicos, que pode ser comparado através dos índices de desempenho com os controles integral e proporcional-integral.

É possível também dentro do que se propõe, trabalhar com máquinas hidráulicas e térmicas sob controle primário e secundário ou, como é convencional no Brasil as máquinas térmicas somente com regulação primária e as hidráulicas com regulação primária e secundária.

1.2 - O Controle Automático de Geração-Revisão Bibliográfica

O sistema de potência deve ser capaz de atender as demandas de pequenos e grandes consumidores residenciais, comerciais e industriais. Em uma época de altos custos de energia, o controle de geração é solicitado a transformar as reservas de energia primária em energia elétrica procurando-se uma eficiência máxima [32]. Com essa intenção, Nathan Cohn começou a desenvolver há três décadas alguns estudos sobre os aspectos estáticos do Controle Automático de Geração [03], a partir da definição do Erro de Controle de Área em regime permanente. Estes estudos tornaram-se a base para os critérios de operação, ainda largamente utilizados nos dias de hoje.

Cohn [14], [15], De Mello [19] e Kirchmayer [20] passaram dos estudos em regime estático para o dinâmico, que per

mitiu a análise de desempenho do controle desde o instante inicial até a condição final em regime permanente. O Controle Automático de Geração vem se desenvolvendo de forma vertiginosa, atingindo hoje a busca da máxima eficiência via controle ótimo [02].

Os parâmetros e modelos do sistema apresentado foram obtidos a partir de [02], [19], [20], [29] e [42]. O modelamento da faixa morta dos reguladores de velocidade é dado por [42], a limitação de geração em qualquer das unidades equivalentes do sistema é sugerida em [03] e [19]. A amostragem e a sustentação de ordem zero do Erro de Controle de Área é apresentada de acordo com [45]. O controle com estrutura variável foi introduzido no trabalho tomando-se como referência aqueles desenvolvidos para sistemas térmicos [28], [44], embora em [20] Kirchmayer tenha feito uma análise para sistemas hidrotérmicos com controle integral.

O Controle Automático de Geração (CAG) pode ser viabilizado utilizando-se computadores analógicos ou digitais. A implementação tradicional do CAG de forma analógica apresenta algumas desvantagens em relação ao moderno meio de fazê-lo por via digital. No computador analógico é grande a dificuldade de modificação do algoritmo de controle, não existe espaço de memória para armazenamento de dados, a confiabilidade é pequena, os circuitos analógicos são complexos e a precisão é baixa. Embora o computador analógico apresente as vantagens de rapidez de resposta e facilidade de variação de parâmetros, as desvantagens acima enumeradas fizeram com que os centros de operação passassem a optar pelo controle digital bem mais versátil.

1.3 - Estrutura do Trabalho

No capítulo II apresenta-se o Controle Automático de Geração (CAG), definindo-se área de controle, regulação primária ou natural, regulação secundária, grandezas de controle, perturbações do sistema e parâmetros de avaliação do desempenho do CAG, como o erro de tempo, o intercâmbio involuntário e o fator de monitoração dado pela soma dos quadrados dos desvios de intercâmbio e frequência em cada sub-área.

A modelagem dinâmica do CAG é apresentada no capítulo III, apresentando-se o comportamento dinâmico dos reguladores de velocidade, a modelagem da regulação primária e secundária para cada uma das áreas do sistema, as funções de transferência do gerador e do sistema, fazendo-se análise para área única e áreas interligadas, modelagem do sistema em áreas e sub-áreas e considerações sobre a interligação das funções de controle.

No capítulo IV apresentam-se os refinamentos nos modelos, como a introdução da faixa morta dos reguladores de velocidade, a amostragem digital e sustentação de ordem zero, a limitação de geração, e a estratégia de controle convencional e com estrutura variável.

O sistema hidrotérmico é apresentado no capítulo V, fornecendo-se sua configuração e seus parâmetros, juntamente com os resultados da simulação e a análise dos mesmos.

O capítulo VI, trata, finalmente, das conclusões e apresenta sugestões para novos trabalhos.

C A P Í T U L O II

CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO EM
SISTEMAS MULTI-ÁREA2.1 - Introdução

O Controle Automático de Geração (CAG) é o elo de ligação entre o centro de operação e o equipamento de geração. A esta função é atribuída a responsabilidade de ajuste da potência de saída dos geradores para atender os objetivos do sistema, sob a ação de desequilíbrios entre carga e potência gerada. Estes objetivos são:

- i) regulação de frequência para o valor programado;
- ii) manutenção do intercâmbio líquido de potência com as áreas vizinhas no valor requerido pelos contratos de intercâmbio a cada instante;
- iii) execução do despacho econômico, para alocação econômica de geração entre as unidades geradoras participantes.

Para o cumprimento destes objetivos nos sistemas reais, é necessário um conjunto de equipamentos e programas de computador, que implantam o controle realimentado à frequência e ao intercâmbio líquido e executam a tarefa de despacho econômico de geração.

Neste trabalho, conceitua-se fisicamente o problema do CAG através dos dois primeiros itens, considerando-se o despacho econômico somente pelos índices de repartição de geração no

instante da perturbação.

É de importância fundamental a definição de certos conceitos no estudo do controle de geração, tais como: área de controle, hierarquia e grandezas de controle, perturbações e índices de desempenho.

2.2 - Área de Controle

Área de controle é uma parte do sistema interligado, com carga significativa e razoável capacidade de geração, na qual as unidades geradoras nela contidas respondem pelas variações de carga que ocorrem dentro de suas fronteiras [02].

Uma área de controle pode ser confundida, obedecendo as condições acima, com uma companhia de energia elétrica com centro de operação próprio.

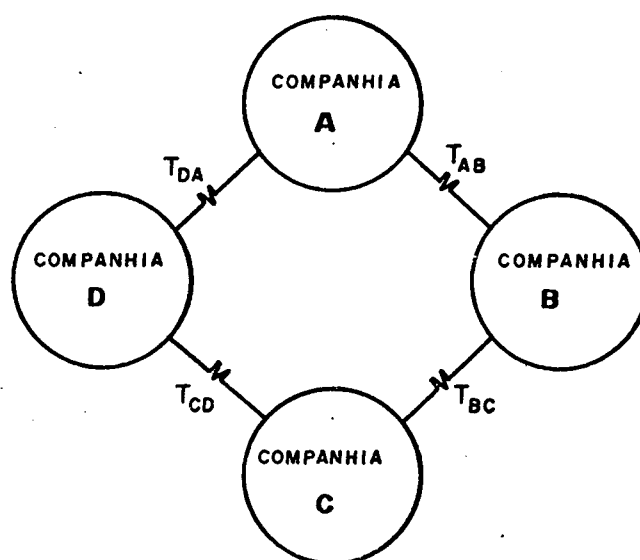


Figura 2.1 - Diagrama simplificado de várias áreas (companhias) interligadas.

2.3 - O Controle Primário ou Natural

O controle primário é definido pelas características naturais de carga e geração.

2.3.1 - Característica Natural de Carga

Mesmo na ausência de qualquer ação de regulação, um sistema poderá ter capacidade inerente de alcançar um novo estado de equilíbrio entre potência de geração e carga. Isto é explicado pelo fato da carga ser variável com a frequência, e pelo fato de, quando da ocorrência de uma variação de frequência, a potência da carga sofre variação no mesmo sentido. Esta situação física é ilustrada na figura (2.2).

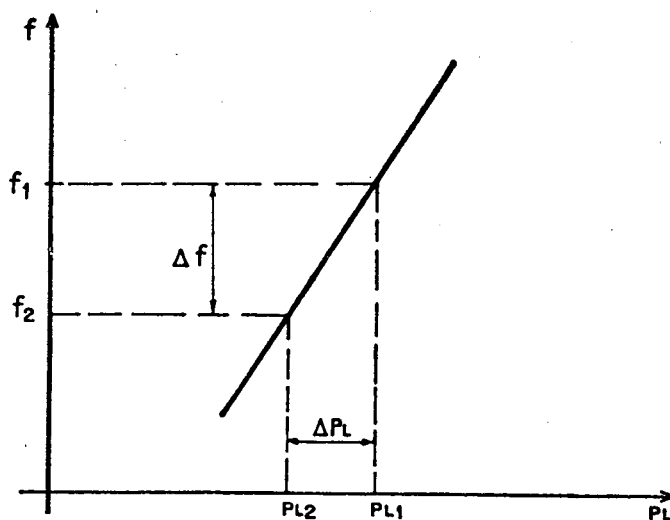


Figura 2.2 - Curva representativa da variação da carga com a frequência.

A indicação de que o sistema, através de sua dinâmica de carga introduz o amortecimento das oscilações, é quantificado pela expressão (2.1). Esta expressão fornece a característica de variação de carga (P_L) com a frequência (f), para uma única máquina

na, área de controle ou um sistema isolado.

$$D = \frac{\Delta P_L}{\Delta f} \quad (2.1)$$

Considerando apenas a característica de carga, se a regulação própria do sistema for suficiente para restabelecer o equilíbrio, após um aumento de carga ΔP_L , a parcela de variação da frequência devida à característica de carga é dada por:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_L}{D} \quad (2.2)$$

2.3.2 - Característica Natural de Geração e Característica Com - binada de Geração e Carga

A característica de geração é obtida para um único regulador, ou para um grupo de reguladores de velocidade, e apresenta uma característica negativa, descrita de forma detalhada no capítulo III. No entanto, a ausência da regulação secundária faz com que seja introduzido um problema adicional, que seja, o afastamento em regime permanente da frequência, de seu valor de referência. A figura (2.3) ilustra a situação.

Considerando apenas a variação da geração com a frequência, a figura (2.3) indica a característica de regulação de uma máquina, de uma área ou de um sistema que possua somente reguladores com que de velocidade. Da figura pode-se escrever:

$$\frac{\Delta P_G}{\Delta f} = \text{tg } \psi \quad (2.3)$$

e que
$$\psi = \text{arc tg } \left(\frac{1}{R} \right) \quad (2.4)$$

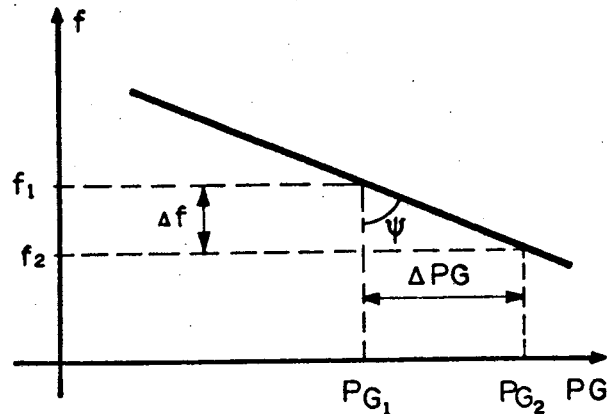


Figura 2.3 - Curva representativa da característica de geração proporcionada pelos reguladores de velocidade.

Onde R é o estatismo permanente do regulador (capítulo III). A equação (2.3) fica da seguinte forma:

$$\frac{\Delta P_G}{\Delta f} = \frac{1}{R} \quad (2.5)$$

Se a característica da carga - figura (2.2) - e a característica da geração - figura (2.3) - são combinadas, tem-se então o que se denomina de característica natural do sistema. Assim, observa-se que a característica natural (N) de uma máquina, uma área ou um sistema com n máquinas, onde N é da forma dada pela figura (2.4) tem sua inclinação dada pela expressão (2.6). Desta equação é possível verificar que a característica resultante apresenta uma menor inclinação que aquela da figura (2.3).

$$N = D + \frac{1}{R} = \frac{\Delta P_R}{\Delta f} \quad (2.6)$$

De acordo com a equação (2.6), uma variação de carga,

ΔP_L , produzirá um desvio de frequência em regime permanente dado por:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_R}{(D + 1/R)} \quad (2.7)$$

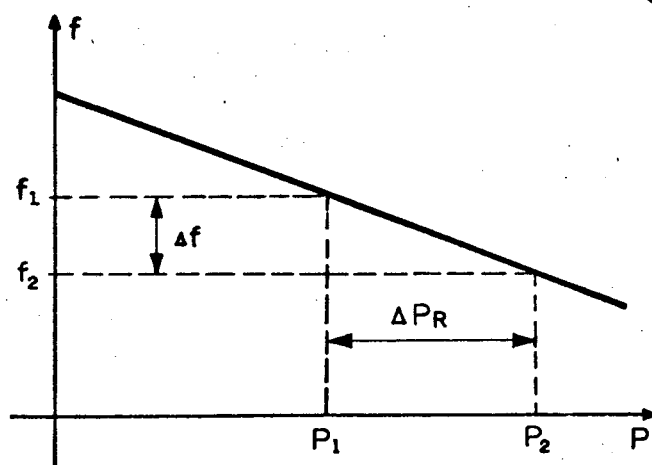


Figura 2.4 - Forma da característica natural do sistema (superposição das características de carga e geração).

Neste ponto, é conveniente observar que o tratamento anterior envolveu uma única característica de carga e de geração. Naturalmente, nos casos reais a situação encontrada é de várias cargas e várias unidades geradoras. Nestes casos, torna-se então necessária a representação das mesmas na forma de equivalentes, que têm sua obtenção mostrada adiante.

2.4 - Características Equivalentes de Geração e Carga

A característica equivalente de carga de uma área ou de um sistema com "m" cargas concentradas é obtida de acordo com a figura (2.5) e as equações (2.8) e (2.9).

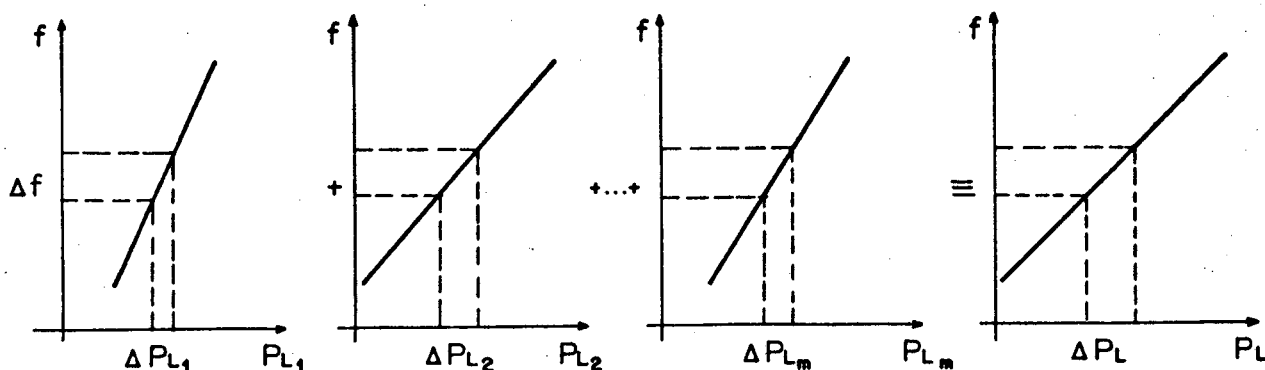


Figura 2.5 - Obtenção da característica global de carga de um sistema ou de uma área.

sendo:

$$D = D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_m \quad (2.8)$$

ou seja,

$$D = \frac{\Delta P_{L1}}{\Delta f} + \frac{\Delta P_{L2}}{\Delta f} + \frac{\Delta P_{L3}}{\Delta f} + \dots + \frac{\Delta P_{Lm}}{\Delta f} \quad (2.9)$$

Da mesma forma, é possível efetuar agora a suposição de uma área ou um sistema com "n" máquinas reguladas. Para este caso tem-se que a característica equivalente de geração para estas máquinas é calculada pela equação (2.10).

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \dots + \frac{1}{R_n} \quad (2.10)$$

Uma representação gráfica da obtenção desta característica equivalente para um sistema com "n" máquinas é apresentada na figura (2.6).

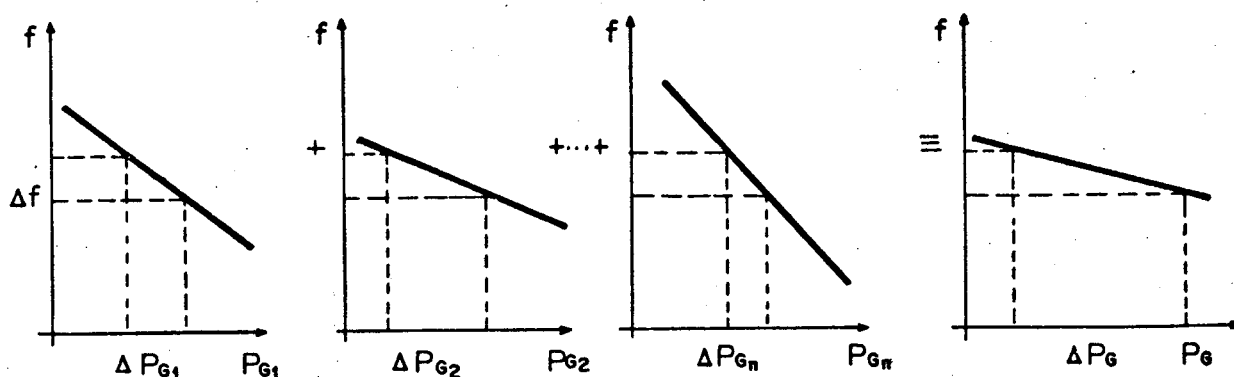


Figura 2.6 - Obtenção da característica global de geração de uma área ou de um sistema.

De acordo com a equação (2.10) e a figura (2.6) tem-se:

$$\frac{1}{R} = \frac{\Delta P_{G1}}{\Delta f} + \frac{\Delta P_{G2}}{\Delta f} + \frac{\Delta P_{G3}}{\Delta f} + \dots + \frac{\Delta P_{Gn}}{\Delta f} \quad (2.11)$$

O agrupamento das características de geração é perfeitamente válido porque a frequência do sistema é determinada pela ação conjunta de todos os reguladores.

A análise para determinação das características equivalentes é feita separadamente para geração e carga. Uma vez obtidos os equivalentes deve-se então proceder ao estudo do controle levando-se em conta a superposição das características equivalentes de geração e carga.

2.5 - O Controle Suplementar com Potência - Frequência

O efeito do controle (regulação primária e secundária) sobre um sistema, uma área ou uma unidade geradora pode ser observado na figura (2.7), onde se supõe o caso genérico de gera

ção e carga variáveis com a frequência. Admitindo-se que um aumento de carga ΔP_L , na frequência f_0 , produza um desvio de frequência em regime permanente Δf , a potência gerada sofre um aumento de P_{G0} a P_{G1} passando do ponto 1 ao 2. Caso não fosse considerada a carga variável com a frequência a potência gerada sofreria um aumento de P_{G0} a P_{G3} , passando do ponto 1 ao ponto 2'. Desta forma, a independência da carga com a frequência geraria um desvio de frequência maior em regime permanente. Isto seria justificado pelo fato da carga não sofrer uma pequena variação na potência consumida em consequência da diminuição da frequência.

A ação descrita até este momento pode ser chamada de regulação primária, e percebe-se a manutenção de um desvio de frequência em regime permanente. Descreve-se a seguir a eliminação de tal desvio via controle suplementar.

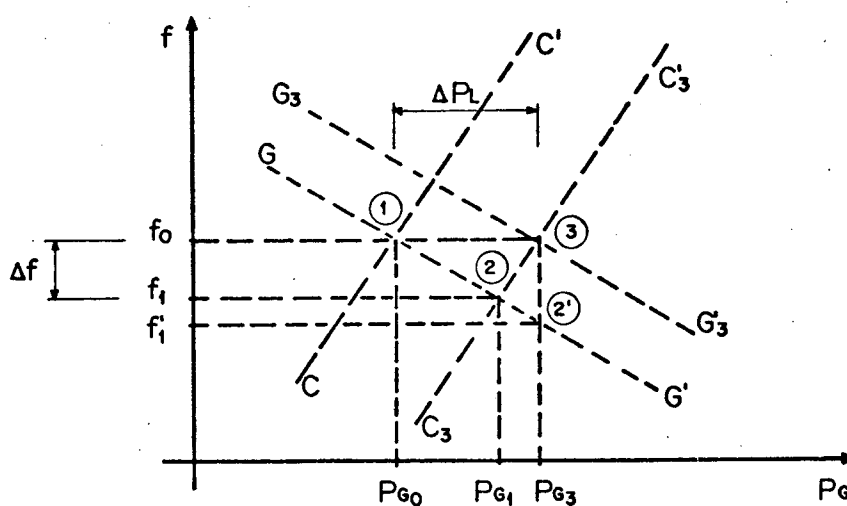


Figura 2.7 - Ação de regulação secundária com a carga variável com a frequência.

A consideração de ação da regulação secundária será traduzida em forma do deslocamento da característica de GG' para

G_3G_3' . Com isto o ponto de operação será aquele definido pelas coordenadas (P_{G_3}, f_0) . Para este novo ponto de operação (ponto 3), tem-se que a frequência de geração será restabelecida à frequência programada f_0 .

2.6 - O Despacho Econômico

Além da tarefa de controlar a frequência e manter o intercâmbio programado nas linhas do sistema, uma função muito importante do controle suplementar é a distribuição da geração desejada entre as várias fontes, de forma a minimizar custos operacionais. A teoria de distribuição da geração, para minimizar custos operacionais não será enfocada neste trabalho, uma vez que aqui trata-se da análise do controle automático de geração para pequenos desvios em torno de um ponto de operação inicial.

Os fatores de participação, responsáveis pela repartição da geração, existentes quando da ocorrência de determinada perturbação, serão mantidos constantes, podendo-se observar assim os seus efeitos sobre o controle.

É importante frisar que em sistemas predominantemente hidráulicos, é prática normal fazer com que as unidades de usinas térmicas não participem da regulação secundária.

Os princípios envolvidos na repartição de geração para sistemas térmicos são relativamente simples e são tratados de forma concisa em [19], onde se estuda a teoria de igualdade de custos incrementais para implantação do controle automático carga-frequência (ACG) com distribuição econômica da geração. Já

o despacho econômico de sistemas hidrotérmicos com significativa participação de ambos os tipos de geração é bem mais complexo , pois envolve o conceito de valor d'água, função da previsão da disponibilidade hídrica no futuro próximo.

2.7 - O Intercâmbio Líquido e o Erro de Controle de Área

As variáveis T_{AB} , T_{BC} , T_{CD} e T_{DA} , introduzidas na figura 2.1, são os intercâmbios entre as áreas. O intercâmbio líquido de uma determinada área é a soma dos intercâmbios desta área com as áreas adjacentes [03]. Por exemplo, o intercâmbio líquido na área A é dado, segundo a figura (2.1), pela equação (2.12).

$$T_A = T_{AB} + T_{AD} \quad (2.12)$$

Na figura (2.1) tem-se um sistema interligado com quatro áreas sob controle automático de geração, onde cada uma das áreas tem como meta manter constantes os intercâmbios líquidos de potência com seus vizinhos e a frequência em seu valor nominal [1]. Na figura (2.8) a área S é uma parcela exemplo deste sistema interligado, semelhante às áreas A, B e C, que por questões de simplificação não tiveram seus geradores e cargas indicadas. Cada uma das áreas possui seu centro de operação de sistema (COS) para execução do controle automático de geração (CAG) e de outras funções.

O sinal de erro de controle neste sistema de controle é chamado erro de controle de área (ECA), sendo gerado a partir dos desequilíbrios de frequência e do intercâmbio líquido.

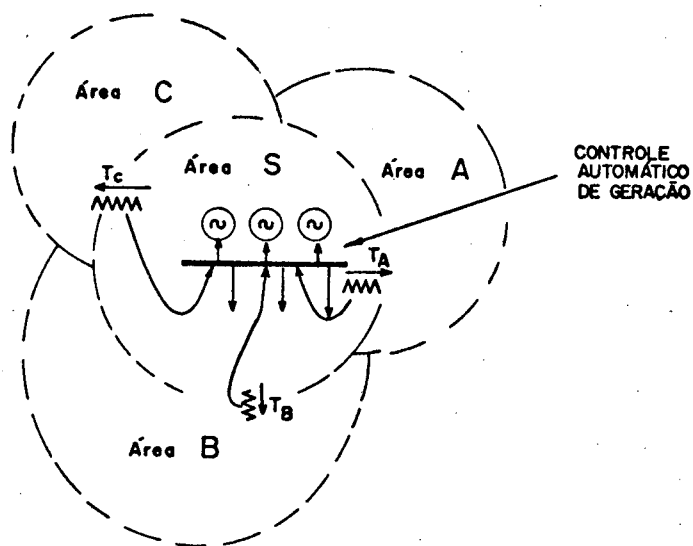


Figura 2.8 - Intercâmbio entre a área S e sua vizinhança sob o CAG.

Este sinal de erro é definido como uma medida, em unidades de potência, do desequilíbrio entre geração e carga na área em questão. Quando a característica natural combinada coincide com a razão de polarização ("Bias"), é a quantidade que a geração da área deve variar para atender tal desequilíbrio, corrigindo-se assim os desvios de intercâmbio líquido e repartindo-se a responsabilidade de regulação de frequência do sistema pelas áreas participantes [03]. Define-se matematicamente o erro de controle de área através da expressão (2.13).

$$ECA = \Delta T + 10,0 \times B \times \Delta f \quad (2.13)$$

onde ΔT é o desvio de intercâmbio líquido, B a razão de polarização ("Bias") que pode ser igual à característica combinada de carga e geração e Δf o desvio de frequência.

Aplicando-se a definição acima para o caso da figura (2.8), na área S, tem-se:

$$ECA = [(T_{Ad} + T_{Bd} + T_{Cd}) - (T_A + T_B + T_C)] + \\ + 10,0 \times B \times \Delta f \quad (2.14)$$

A variável introduzida pela equação (2.14) requer informações somente das vizinhanças da área e não das condições externas [03]. Os termos T_{Ad} , T_{Bd} e T_{Cd} são os intercâmbios da área S com as áreas adjacentes após um desvio de frequência Δf . T_A , T_B e T_C são os intercâmbios programados e B é a razão de polarização ("Bias") de área, dada em MW/dHz. Esta grandeza é de importância fundamental, pois o controle automático de geração de uma área deve produzir variações de geração para a mesma somente quando existir um sinal de erro, sinal este denominado Erro de Controle de Área.

2.8 - As Perturbações do Sistema

Coexistem nesta análise perturbações e situações anormais que acarretam intervenção do controle de geração produzindo excursões das variáveis de controle em torno do ponto de operação inicial. Tais perturbações ou situações anormais, podem ser estimadas em valores que não excedam de 10% da geração no instante da ocorrência destas anormalidades. O sistema convive com perturbações de carga de pequena intensidade. Os degraus de carga são apenas idealizações dessas variações.

As situações anormais que geralmente ocorrem, afetando diretamente os Centros de Operação do Sistema (COS) de cada

uma das áreas sob CAG são: variações substanciais de carga, perdas de geração, perdas de interligação, ilhamento de área e ilhamento de parte de uma área de controle.

Analisam-se então neste trabalho aumentos ou reduções de carga e perdas de interligação que atendem a condição acima. As variações de carga podem ser em degrau e rampa, dependendo do tipo de carga sob análise.

Uma análise bastante interessante são os ilhamentos e seus efeitos sobre o sistema. Um ilhamento consiste na perda das linhas de interligação de parte do sistema, tal como de uma área ou parte de uma área de controle com o restante do sistema. Para que fosse possível a análise de ilhamento de parte de uma área de controle, é introduzido no capítulo seguinte o conceito de sub-área de uma área de controle.

Para análise do desempenho do controle em face de tais perturbações procura-se agora analisar critérios que o avaliem de forma coerente.

2.9 - A Avaliação do Desempenho do CAG

2.9.1 - O Intercâmbio Involuntário [02]

A definição do Intercâmbio Involuntário se justifica, pelo fato do mesmo se constituir num dos métodos de avaliação do desempenho do controle automático de geração para as áreas do sistema.

Em uma área de controle "i" qualquer, suponha que $(T_i)_p$ é o intercâmbio líquido global programado para tal área, e

$(T_i)_v$ é o intercâmbio líquido global efetivamente verificado na mesma.

Define-se como intercâmbio involuntário na área "i" no intervalo de tempo de 0 a t:

$$IInv_i = \int_0^t (T_i)_v dt - \int_0^t (T_i)_p dt \quad (2.15)$$

Pode-se constatar que é praticamente impossível a não ocorrência do intercâmbio involuntário, devido, por exemplo, às constantes variações no balanço entre carga e geração. Este fato deve acarretar desvios de frequência e desvios no fluxo de potência natural entre áreas, ocorrendo diferenças em regime dinâmico entre o intercâmbio líquido programado e o verificado.

Embora o intercâmbio involuntário seja indesejável, mesmo que se proceda a métodos de compensação, é bastante útil na avaliação do desempenho do controle. Outra grandeza útil neste aspecto é o erro de tempo.

2.9.2 - O Erro de Tempo [02]

Verifica-se que, quando há um impacto de carga em uma determinada área de controle, serão produzidos desvios de frequência que variam com o tempo $[\Delta f_i(t)]$, até que o controle secundário atue e reduza a zero tal desvio de frequência.

Alguns relógios elétricos existentes em consumidores, e nas próprias instalações do sistema interligado, marcam o tempo em sincronismo com a frequência do sistema. Desta maneira quando a frequência aumenta ou diminui, o relógio se adianta ou

atrasa, indicando um erro de tempo positivo ou negativo respectivamente.

Chega-se à conclusão que o erro de tempo é uma função cumulativa dos desvios de frequência instantâneos, que podem passar por valores positivos e negativos. O erro de tempo (e_T) será então proporcional à integral dos desvios de frequência ocorridos na área de controle em um determinado intervalo de tempo, de forma que:

$$e_T \sim \int \Delta f_i(t) dt \quad (2.16)$$

O erro de tempo é acumulado no sistema interligado. Para evitar seu acúmulo indefinido, deve-se efetuar um procedimento corretivo a partir de um valor determinado para o erro. O procedimento corretivo se constitui em elevar ou diminuir intencionalmente a frequência do sistema de modo a se conseguir tal correção, devendo ser executado em todas as áreas simultaneamente.

Uma vez introduzidos estes avaliadores de desempenho é necessária a introdução de um outro método de avaliação mais preciso e que leve em consideração a possibilidade de divisão do sistema em sub-áreas.

2.9.3 - Função de Monitoração [02]

Considera-se aqui um critério simples da teoria de otimização que é utilizado para avaliar o desempenho do sistema. O método consiste basicamente em obter os desvios, ou erros, que devem ser eliminados pelo sistema de controle, e aplicar uma função de monitoração nos mesmos.

Para um sistema com várias áreas de controle (n áreas), os desvios de frequência e intercâmbio envolvidos, e que devem ser anulados pelos controladores podem ser definidos por um vetor \bar{E} , de dimensões $[2n \times 1]$:

$$\bar{E} = \begin{bmatrix} \Delta f_1 \\ \Delta f_2 \\ \Delta f_3 \\ \vdots \\ \Delta f_n \\ \Delta T_1 \\ \Delta T_2 \\ \Delta T_3 \\ \vdots \\ \Delta T_n \end{bmatrix}$$

Uma função de monitoração bastante comum é aquela que considera os valores quadráticos dos desvios, atribuindo-se um fator de peso para cada desvio (W_j).

Pode-se definir a função de monitoração como

$$F = \bar{E}^t \cdot \bar{W} \cdot \bar{E} \quad (2.17)$$

onde \bar{W} é uma matriz diagonal de ponderação de dimensão $2n \times 2n$:

$$\bar{W} = \begin{bmatrix} W_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & W_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & W_{2n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 1 \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Logo,

$$F = W_1 \Delta f_1^2 + W_2 \Delta f_2^2 + \dots + W_n \Delta f_n^2 + \\ + W_{n+1} \Delta T_1^2 + W_{n+2} \Delta T_2^2 + \dots + W_{2n} \Delta T_n^2 \quad (2.19)$$

O critério quadrático é adequado nos casos em que ΔT (desvio de intercâmbio), e Δf (desvio de frequência) podem ser tanto positivos como negativos, e a monitoração é feita da mesma forma se o desvio for positivo ou negativo, pois considera-se o quadrado do mesmo.

Esta função de monitoração tem, desta forma, o efeito principal de penalizar a magnitude dos erros. Tal função poderá ser calculada a cada instante, e a soma dos valores assim obtidos dirá se o desempenho do sistema de controle é bom ou não. É óbvio que, para controle ótimo, a soma destes valores da função de monitoração deve ser a mínima possível, pois o controle ótimo visa minimizar uma função objetivo que poderia ser essa função de monitoração.

Matematicamente, isto é traduzido por:

$$\lambda = \int_0^{\infty} (F) dt = \int_0^{\infty} (\bar{E}^t \times \bar{W} \times \bar{E}) dt \quad (2.20)$$

e o controle será ótimo para o ponto em que $\lambda = \lambda_{\text{mínimo}}$.

A função de monitoração é utilizada, neste trabalho, apenas como ferramenta para avaliação do desempenho, e não na de terminação de parâmetros ótimos de controle secundário.

Uma vez introduzido o avaliador de desempenho, é ne cessária a fundamentação da modelagem proposta, que se pretende estudar a seguir.

C A P Í T U L O I I I

M O D E L A G E M D O C O N T R O L E A U T O M Á T I C O D E G E R A Ç Ã O

3.1 - Introdução

Este capítulo, tem por objetivo apresentar, discutir e modelar os principais modelos de reguladores de velocidade propostos pela literatura. Esta modelagem será abordada tanto em seu as pecto estático quanto no dinâmico.

Os tipos de reguladores enfocados são:

- o regulador com queda de velocidade (estatismo permanente);
- o regulador com estatismo transitório.

Os reguladores de velocidade agregados à máquina síncrona têm por meta controlar o fornecimento de energia primária aos geradores síncronos de um sistema, isto em face da carga variável a que os mesmos estão sujeitos, e como consequência exercer um controle sobre a frequência.

Deve-se deixar claro que os modelos de reguladores de velocidade apresentados neste trabalho, são modelos hidráulicos e mecânicos, tendo validade apenas para fins didáticos.

Os atuais reguladores de velocidade, embora desempenhando as mesmas funções, são bem mais modernos, apresentando sensores de velocidade elétricos ou óticos, e dispositivos eletrônicos combinados aos dispositivos mecânicos e hidráulicos incumbidos da tarefa de regulação de velocidade das unidades geradoras.

Numa segunda etapa, este capítulo trata do modelamento do sistema interligado, subdividido em áreas e sub-áreas, fornecendo-se o esquema de controle de geração para as áreas de controle de acordo com o sugerido por Nathan Cohn em [03].

3.2 - O Regulador com Queda de velocidade [2], [18], [19], [23], [24]

Em [02], o autor apresenta o diagrama de blocos do regulador isócrono, onde a abertura ou fechamento na admissão da turbina somente chega ao fim quando a frequência retorna de forma precisa ao seu valor original. Baseado no mesmo, constrói-se o modelo matemático de regulador com queda de velocidade. O modelo matemático do regulador isócrono, era um integrador (K_2/s) modelando o servomotor, taquímetro e distribuidor, que atuava devido a uma variação na frequência (velocidade).

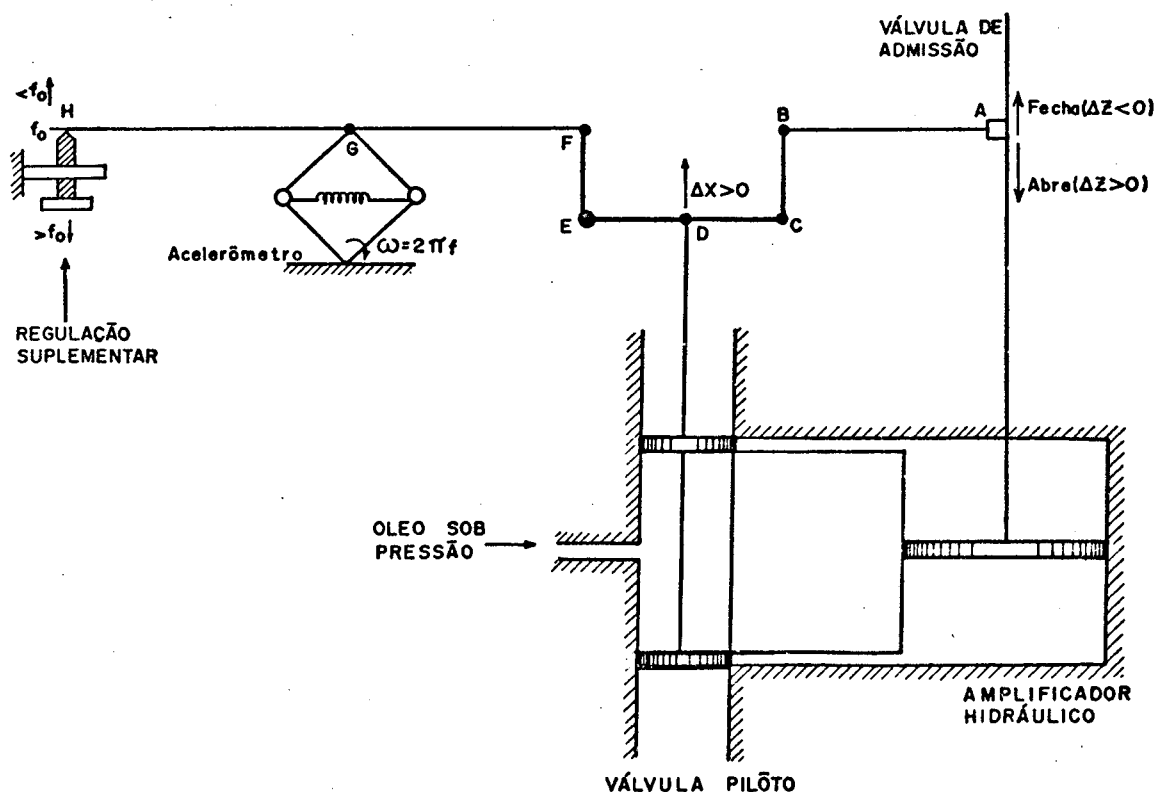


Figura 3.1 - O regulador com queda de velocidade.

No regulador da figura 3.1 mais elaborado, o conjunto atuará também devido ao deslocamento do ponto A, que surgirá no diagrama de blocos como uma realimentação proporcional à abertura na válvula de admissão.

O deslocamento Δx do ponto D na figura 3.1 é dado por:

$$\Delta x(s) = K_1 \Delta f(s) - K_3 \Delta z(s) \quad (3.1)$$

O deslocamento do ponto A para o amplificador hidráulico sem realimentação é [02],

$$\Delta z(s) = \frac{K_2}{s} \Delta x(s) \quad (3.1.a)$$

Substituindo-se (3.1.a) em (3.1) obtém-se:

$$\Delta x(s) = K_1 \Delta f(s) - \frac{K_3 \cdot K_2}{s} \Delta x(s) \quad (3.1.b)$$

O diagrama de blocos fica:

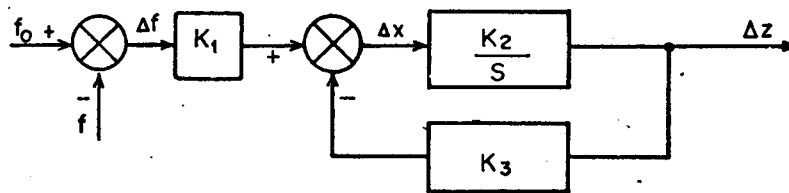
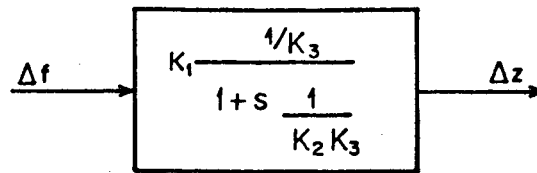


Figura 3.2 - Diagrama de blocos de regulador com queda de velocidade.

que aplicando a transformada de Laplace resulta em:



A função de transferência fica:

$$\frac{\Delta z}{\Delta f} = \frac{G}{1 + s T_G} \quad (3.2)$$

onde:

$G = K_1/K_3$ ou $1/R$, é também chamada de Energia de Regulação da Máquina, enquanto que R é denominado de estatismo permanente do regulador, e:

$T_G = 1/K_2 K_3$, é a constante de tempo do regulador.

A resposta deste regulador de velocidade a um degrau unitário de aumento de carga é dada pela figura 3.3.

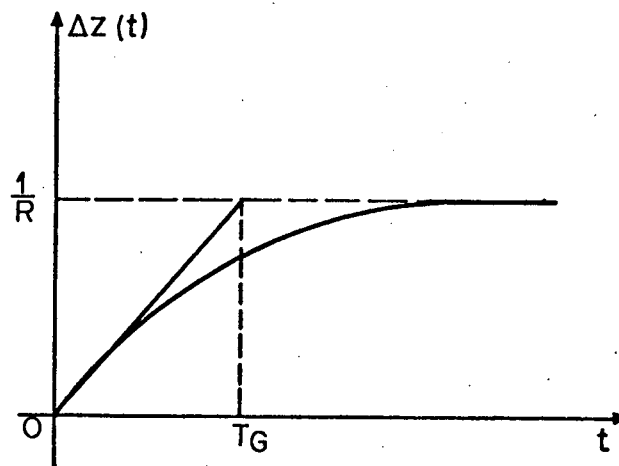


Figura 3.3 - Resposta dinâmica do regulador com estatismo permanente.

Como sua função de transferência é dada por:

$$\frac{\Delta z(s)}{\Delta f(s)} = \frac{1/R}{1 + s T_G}$$

pelo Teorema do Valor Final, tem-se:

$$\left(\frac{\Delta z}{\Delta f}\right)_{rp} = 1/R \quad (3.3)$$

Como $\Delta z_{rp} = z_{final} - z_{inicial}$ e $\Delta f_{rp} = f_o - f_{final}$, convém reescrever a relação acima como:

$$\frac{z_{final} - z_{inicial}}{f_{final} - f_o} = - \frac{1}{R} \quad (3.3.a)$$

A equação (3.3.a) define a característica estática do regulador como uma reta com inclinação negativa. Para se chegar a esta conclusão aplica-se ao regulador um degrau de variação na frequência e verifica-se a potência adicional gerada em regime permanente:

$$\Delta f(s) = \Delta F/s$$

Tomando-se por base que a variação na potência gerada é proporcional a variação na admissão da turbina, tem-se:

$$\Delta P_G = \frac{-1/R}{1 + sT} \cdot \frac{\Delta f}{s}$$

A variação da potência gerada em regime permanente é obtida através do Teorema do Valor Final:

$$(\Delta P_G)_{rp} = \lim_{s \rightarrow 0} \Delta P_G(s) = \lim_{s \rightarrow 0} \frac{-1/R}{1 + sT} \cdot \Delta f$$

$$(\Delta P_G)_{rp} = \frac{-1}{R} (\Delta f)_{rp}$$

Supondo-se o ponto de equilíbrio de partida caracte -

rizado por uma frequência f_0 e uma potência gerada P_{G0} , o afastamento suposto para a nova situação de regime permanente levará a frequência e a potência gerada a valores f_1 e P_{G1} respectivamente.

Então, baseando-se na equação anterior, chega-se a:

$$P_{G1} - P_{G0} = \frac{-1}{R} (f_1 - f_0) \quad (3.5)$$

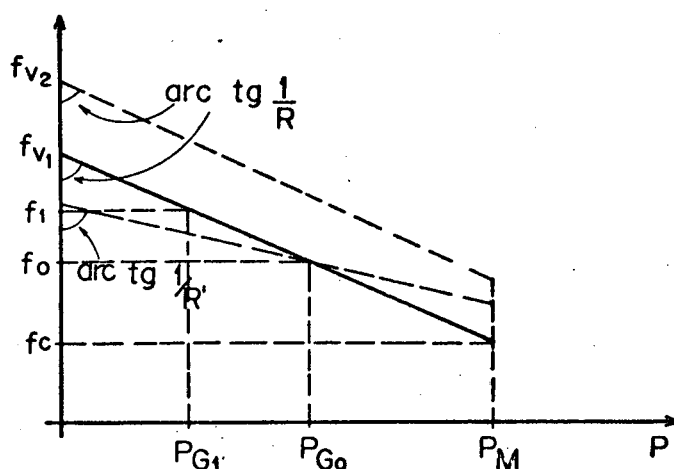


Figura 3.4 - Comportamento estático de um regulador com queda de velocidade.

Para que o regulador seja rápido e estável, é necessária a introdução de uma realimentação negativa, que conecta o movimento do êmbolo do atuador hidráulico ao movimento da haste da válvula do mesmo, no sentido de cessar a abertura da válvula à medida que o êmbolo se move, abrindo ou fechando mais a admissão da máquina primária.

Uma queda na frequência Δf , conseqüência de um aumento de carga, produzirá uma elevação no ponto G da haste, solidá-

ria ao acelerômetro. Esta elevação de G produz uma elevação no ponto D (Δx), que abre a válvula piloto no sentido de abrir a válvula de admissão da turbina. O ponto A se desloca para baixo, $\Delta z > 0$, levando ao abaixamento do ponto D até sua posição original e o servomecanismo deixa de atuar. Nesta situação o sistema está de novo em equilíbrio.

Este tipo de regulador alcança um estado de equilíbrio em que a frequência é diferente da nominal, permite regulação estável e rápida divisão das variações de carga de forma previsível entre várias unidades geradoras operando em paralelo.

O efeito do abaixamento do ponto H na figura 3.1 é mostrado na figura 3.4 pela linha tracejada, que graficamente se resume em um deslocamento da reta original paralela à sua direção. Para a máquina funcionando em vazio, num estado inicial a frequência é f_{v1} , elevando-se o ponto H da figura 3.1, para a mesma condição em vazio a frequência estabiliza-se em f_{v2} maior que f_{v1} [24].

O estatismo R pode ser ajustado no valor mais conveniente para cada unidade geradora. Este ajuste implica na alteração da inclinação da característica de regulação natural, conforme mostrado também na figura 3.4.

3.3 - O Regulador com Estatismo Transitório [2], [13], [19], [23], [24]

Devido às características peculiares das turbinas hidráulicas, necessita-se de reguladores de velocidade para essas centrais que não atuem muito rapidamente, devido à inércia da coluna d'água que move estas unidades geradoras. Uma atuação muito

rápida, pode implicar em pressões excessivas na tubulação, ou mesmo causar instabilidade no sistema.

O esquema da figura 3.5 mostra a adição de uma malha de realimentação transitória através de uma câmara de óleo C com um orifício de estricção conectado ao depósito D. Assim, movimentos rápidos do distribuidor são transferidos integralmente pelo fluido incompressível da câmara C no sentido de cerrar a válvula carretel ao mesmo tempo que a mola M é tensionada. A medida que cessa o movimento do distribuidor a tensão da mola é aliviada através do escoamento lento do fluido pela válvula agulha, seja da câmara para o depósito, seja em sentido oposto, de acordo com o sentido do movimento do distribuidor. Com isso cessa o efeito da realimentação transitória (mola sem tensão, óleo sem pressão).

A realimentação adicional, introduzindo o estatismo transitório, implica que, para desvios rápidos na frequência, o regulador apresenta um baixo ganho (alta regulação), enquanto que para variações lentas e no estado de equilíbrio, o mesmo tem um alto ganho (baixa regulação).

Um função de transferência da realimentação (baixa regulação) adicional Δy para a posição da válvula Δz se obtém a seguir. A transmissão do movimento, pelo fluido incompressível na câmara C, é dada por:

$$\Delta y = K_4 \Delta z - \int \frac{Q^0}{A} dt \quad (3.6)$$

onde:

Q^0 = vazão do fluxo da câmara C para o depósito D;

A = área dos êmbolos na câmara C;

K_4 = constante devida às relações dos comprimentos das alavancas.

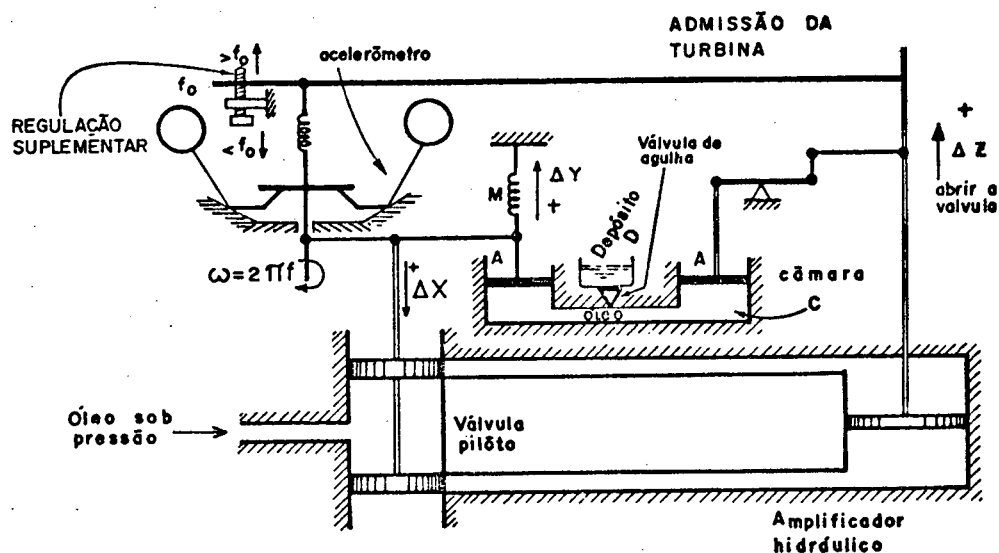


Figura 3.5 - Regulador de velocidade com compensação de queda transitória.

A pressão no fluido é proporcional ao deslocamento Δy devido à compressão da mola M . A vazão Q^0 , por sua vez é proporcional à pressão. Desta forma, pode-se escrever que:

$$\frac{Q^0}{A} = K_5 \Delta y \quad (3.7)$$

Substituindo-se (3.7) em (3.6):

$$\Delta y = K_4 \Delta z - \int K_5 \Delta y dt. \quad (3.8)$$

Passando para o domínio da frequência:

$$\Delta y(s) \left(1 + \frac{K_5}{s}\right) = K_4 \Delta z(s)$$

Ou seja:

$$\frac{\Delta y(s)}{\Delta z(s)} = \frac{K_4}{\left(1 + \frac{K_5}{s}\right)} = \frac{K_4}{K_5} \cdot \frac{s}{\left(1 + \frac{s}{K_5}\right)} \quad (3.9)$$

O modelo amplificador hidráulico é dado por:

$$\Delta z(s) = \frac{K_2}{s} \Delta x(s)$$

enquanto que a composição do movimento da válvula carretel é:

$$\Delta x(s) = K_1 \Delta f(s) - K_3 \Delta z(s) - K_6 \Delta y(s) \quad (3.10)$$

onde K_6 é obtido da mesma forma que K_4 .

Substituindo a equação (3.9) em (3.10):

$$\Delta x(s) = K_1 \Delta f(s) - K_3 \Delta z(s) - \frac{K_6 K_4}{K_5} \frac{s}{1 + s/K_5} \Delta z(s)$$

que resulta em:

$$\Delta z(s) = \frac{K_2}{s} [K_1 \Delta f(s) - K_3 \Delta z(s) - \frac{K_6 K_4}{K_5} \frac{s}{1 + s/K_5} \Delta z(s)] \quad (3.11)$$

Assim, através desta função, introduz-se no diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade uma realimentação adicional, como mostra a figura 3.6.

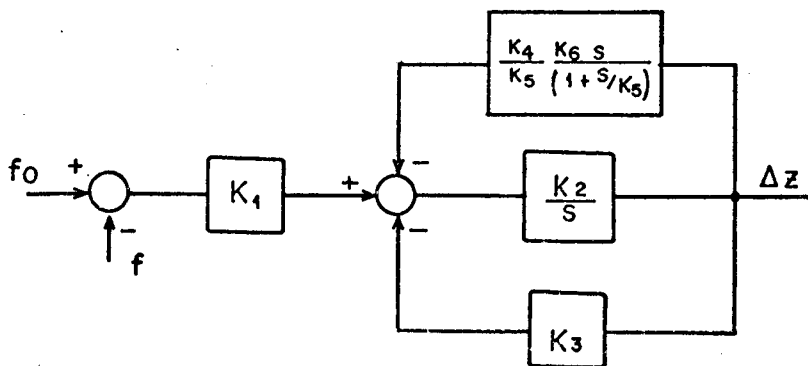


Figura 3.6 - Diagrama de blocos do regulador com esta tismo transitório.

Através de fatoração na função de transferência da figura 3.6, tem-se que:

$$\frac{\Delta z(s)}{\Delta f(s)} = \frac{(1 + s T_r)}{R(1 + s \frac{r}{R} T_r)(1 + s T_G)} \quad (3.12)$$

T_r = constante de tempo da realimentação transitória;

r = estatismo transitório;

R = estatismo no estado de regime permanente;

$\frac{r}{R} T_r$ = constante de tempo de escoamento;

T_G = constante de tempo do regulador.

Este regulador apresenta característica estática semelhante àquela do regulador com queda de velocidade, somente que agora têm-se dois estatismos extremos: o estatismo transitório (r) e o estatismo no estado de regime permanente (R). A medida que o transitório evolui para o regime permanente, assim também evolui o estatismo.

Suponha um sistema operando a uma frequência f_1 e fornecendo uma potência P_{G1} (figura 3.7). Com uma redução de carga a potência tende para P_{G2} que através da reta de estatismo inicial levaria a uma frequência f_2 . Entretanto, com a extinção do transitório, o sistema irá estabilizar-se em f_3 (menor que f_2) sobre a reta do estatismo final.

Quanto à característica dinâmica, pode-se observar o aspecto da característica adequada às centrais hidráulicas, ou seja, uma constante de tempo maior resultando em uma atuação mais lenta como mostrado na figura 3.8.

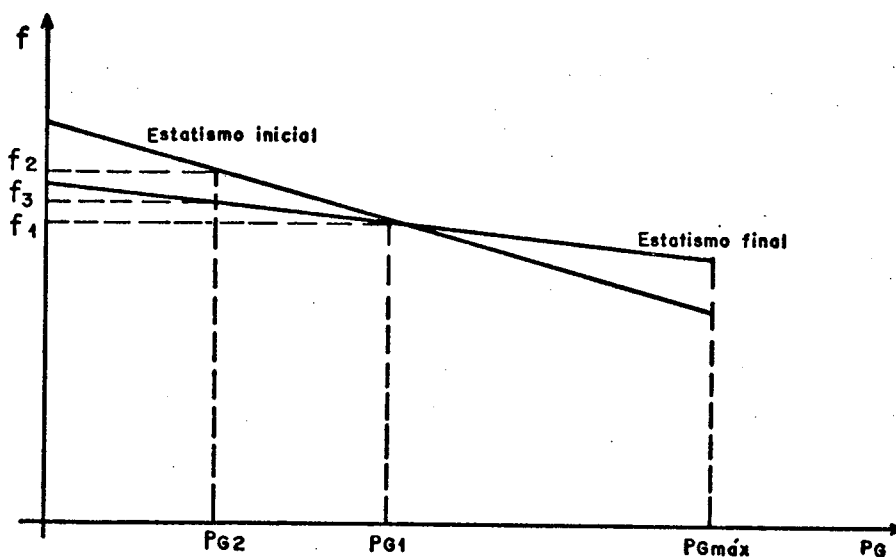


Figura 3.7 - Comportamento estático de um regulador com estatismo transitório.

Após a introdução das características estáticas e dinâmicas dos principais tipos de reguladores de velocidade é interessante analisar o mecanismo de funcionamento da regulação secundária acoplada a tais reguladores. De fato, as diversas características anteriormente consideradas proporcionam aos geradores o que se convencionou chamar de regulação primária. Outros dispositivos são necessários para que as frequências sejam retornadas, para qualquer carga, em um valor pré-fixado. Estes dispositivos são designados pelo que se denomina genericamente por reguladores secundários.

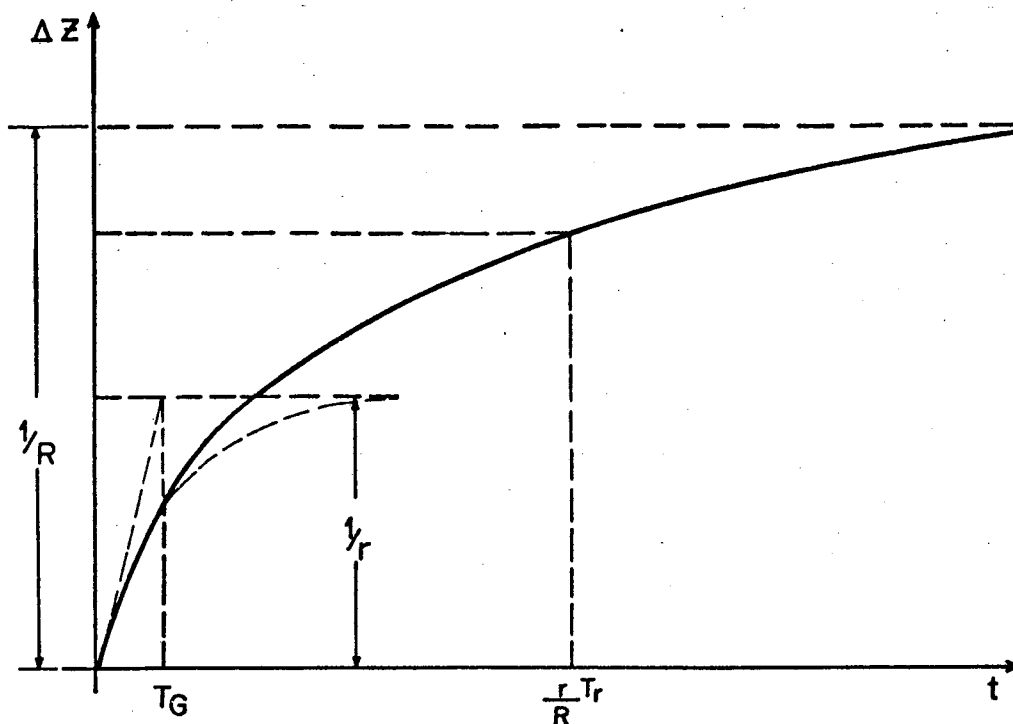


Figura 3.8 - Resposta dinâmica do regulador a um desvio em degrau unitário na frequência.

3.4 - A Modelagem do Controle Primário e Secundário por Área [2], [3]

Em uma unidade geradora equivalente dotada apenas de regulação primária, uma variação de frequência proporciona a ocorrência de variação em sentido oposto da abertura da admissão da máquina primária e permite a realimentação necessária para estabilização da frequência, embora diferente da frequência nominal.

A ação automática de regulação secundária da unidade geradora equivalente é obtida medindo-se sua frequência em intervalos de tempo regulares e comparando-se a mesma com a frequência programada. A diferença entre a frequência da unidade equiva-

lente e a frequência programada é utilizada no Erro de Controle de Área que é convertido em pulsos que são injetados na malha de controle com o objetivo de que o sistema retorne à frequência programada.

Na figura 3.9, que corresponde a um gráfico frequência pela potência gerada, é apresentada a ação automática de regulação secundária em sua forma estática. Na figura considera-se a carga invariável com a frequência, e indica-se o comportamento desta etapa de regulação sob a ação de um aumento de carga ΔP_L .

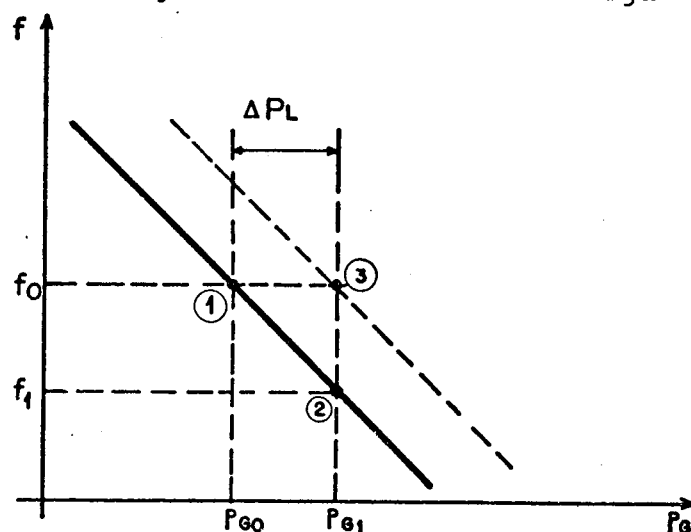


Figura 3.9 - Comportamento da regulação secundária em uma unidade geradora submetida a um aumento de carga ΔP_L , supondo carga constante com a frequência.

Após a variação de carga em questão, a geração fornecerá:

$$P_{G1} = P_{G0} + \Delta P_L \quad (3.13)$$

Considerando-se apenas o efeito da regulação primária o gerador estaria operando em uma frequência mais baixa f_1 , asso-

ciada ao ponto 2. Neste ponto a frequência é menor que a frequência original f_0 , ocasionando a ação do controle secundário até que ocorre o retorno à frequência original.

O efeito da regulação secundária é no sentido de deslocar a característica estática do regulador até o novo ponto de operação (P_{G1}, f_0), que corresponde ao ponto 3 da citada figura. A ação do controle suplementar sob o ponto de vista estático, pode ser definida como um deslocamento da reta original, paralela à sua própria direção pela movimentação do ponto H na figura 3.1.

O diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade da figura 3.2 pode ser associado ao diagrama de blocos da regulação secundária de uma unidade geradora equivalente ou de toda uma área de controle com várias unidades geradoras.

Uma vez discutidos os tipos e características operacionais dos diversos princípios dos reguladores usualmente encontrados nas instalações geradoras, procede-se aqui à discussão do modelo utilizado para as áreas de controle sob controle automático de geração (CAG).

3.4.1 - Modelo das Áreas do Sistema

Durante a operação, a frequência do sistema e os fluxos de intercâmbio estarão oscilando continuamente, geralmente em períodos de poucos segundos. Considerando-se as constantes de tempo das medidas, as características dos reguladores, etc...; os controles suplementares não respondem às rápidas oscilações na frequência e no fluxo de intercâmbio. É fundamental que o controle suplementar regule os desvios de frequência e de intercâmbio em

uma base que corresponda a valores pré-programados, uma vez que o controle suplementar é um controle de dinâmica mais lenta. Uma análise dinâmica do sistema e das características de área é feita através do diagrama de blocos da figura 3.10, que representa o controle automático de geração (C.A.G.) de uma área com regulação primária e secundária.

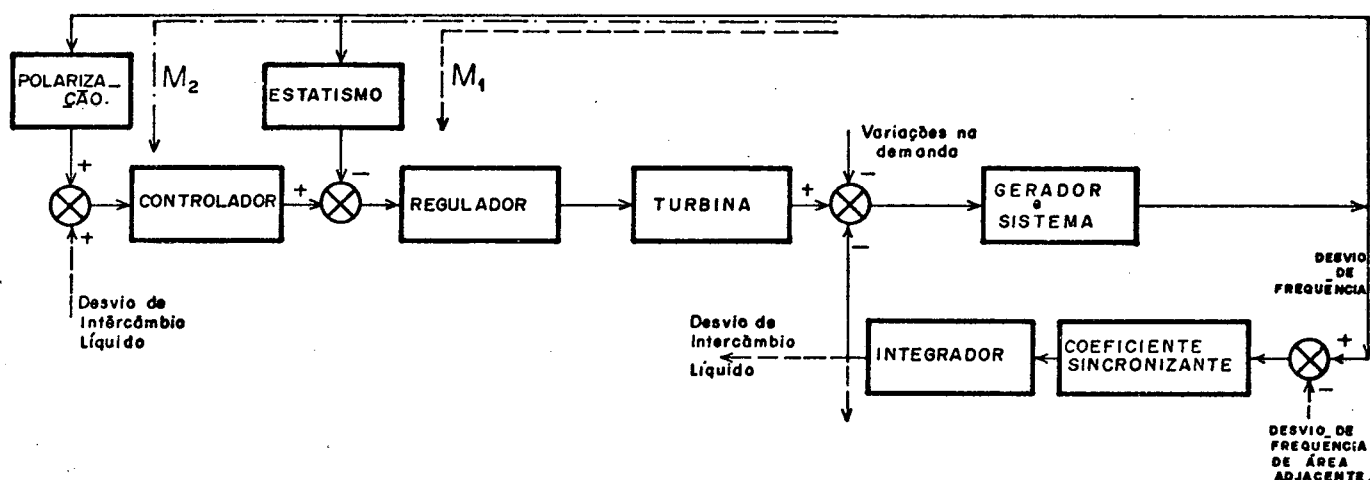


Figura 3.10 - Diagrama de blocos do C.A.G. de uma área com regulação primária e secundária.

As malhas M_1 e M_2 da figura 3.10 representam respectivamente o controle primário e secundário da área de controle em questão. Faz-se a seguir a análise do modelo para uma única área.

3.4.2 - A Função de Transferência do Gerador e Sistema

Sob condições de operação em regime permanente ω_s é a velocidade angular da máquina síncrona e f_s é a frequência elétrica. Estas variações são relacionadas por:

$$\omega_s = 2\pi f_s \quad (3.14)$$

Se $\Delta\delta$ é a variação na posição angular do gerador equivalente representando a área, correspondente a um aumento de ΔP_D na carga da área,

$$\text{Então, } \delta = \delta_0 + \Delta\delta$$

$$\omega = \omega_s + \frac{d\delta}{dt} = \omega_s + \frac{d}{dt}(\delta_0 + \Delta\delta) = \omega_s + \frac{d\Delta\delta}{dt}$$

$$\omega = \omega_s + \Delta\omega \quad (3.15)$$

Ou em termos de frequência:

$$f = f_s + \Delta f \quad (3.16)$$

$$\text{onde: } f = \frac{1}{2\pi} \frac{d}{dt}(\Delta\delta) \quad (3.17)$$

$\Delta f = f - f_s$, é uma variável incremental.

A energia cinética da área é:

$$W = \frac{1}{2} I \omega^2 = \frac{1}{2} I (2\pi f)^2$$

da mesma forma, a energia cinética na velocidade síncrona ω_s é:

$$W_s = \frac{1}{2} I (2\pi f_s)^2$$

$$\text{Então } W = W_s (f/f_s)^2$$

$$W = W_s \left(\frac{f_s + \Delta f}{f_s} \right)^2$$

$$W \approx W_s \left(1 + 2 \frac{\Delta f}{f_s} \right) \quad (3.18)$$

para pequenos desvios $\Delta f/f_s$.

A taxa de variação da energia cinética é o aumento na potência da área dada por:

$$\frac{d}{dt}(W) = \frac{2 W_s}{f_s} \frac{d}{dt}(\Delta f)$$

A constante de inércia em p.u. é $M = W_s/P_b$

$$\frac{d}{dt}(W) = \frac{2 M}{f_s} \frac{d}{dt}(\Delta f) \quad [\text{p.u.}] \quad (3.19)$$

onde P_b é a potência base.

Todas as cargas da área experimentam uma variação na potência com a frequência. Definindo o fator de amortecimento D da carga como:

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (3.20)$$

onde P_D é a potência da carga em p.u.. O aumento na demanda neste caso é então $D \cdot \Delta f$. Um pequeno desequilíbrio entre geração e carga, ΔP , é absorvido pela variação da carga e da inércia, em função da variação resultante da frequência. A equação do balanço de potência toma a seguinte forma:

$$\Delta P = \Delta P_G - \Delta P_D = D \cdot \Delta f + \frac{2 M}{f_s} \frac{d}{dt}(\Delta f) \quad (3.20.a)$$

Aplicando a transformação de Laplace na equação acima:

$$[\Delta P_G(s) - \Delta P_D(s)] = D \cdot \Delta F(s) + \frac{2 M}{f_s} s \cdot \Delta F(s)$$

ou

$$\Delta F(s) = [\Delta P_G(s) - \Delta P_D(s)] \frac{1}{[D + \frac{2Ms}{f_s}]}$$

$$\Delta F(s) = [\Delta P_G(s) - \Delta P_D(s)] \frac{1/D}{[1 + \frac{2M}{f_s \cdot D} \cdot s]}$$

$$\Delta F(s) = [\Delta P_G(s) - \Delta P_D(s)] \cdot \left[\frac{K_P}{1 + s T_P} \right] \quad (3.21)$$

onde: $K_P = 1/D$

$$T_P = \frac{2M}{f_s \cdot D}$$

A função de transferência que descreve a variação de frequência devida à variação nas potências de entrada e saída pode ser descrita por $G_P(s)$, de forma que:

$$G_P(s) = \frac{K_P}{1 + s T_P}$$

O diagrama de blocos é mostrado na figura 3.11 (a). Uma área somente com regulação primária é representada pelo diagrama de blocos na figura 3.11 (b).

3.4.3 - Análise de Área Única

Considere a área de controle representada pela figura 3.11.

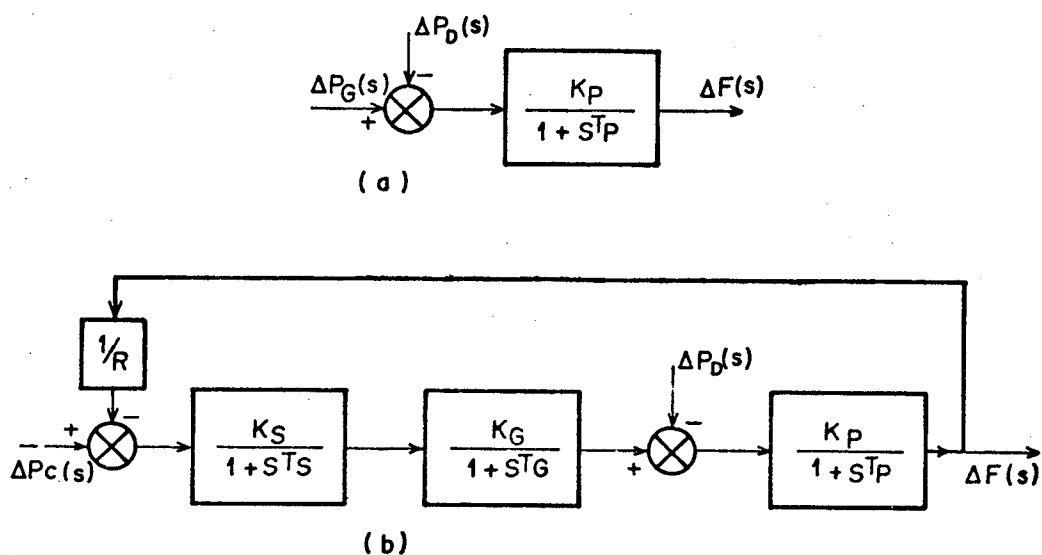


Figura 3.11 - Diagrama de blocos para uma única área.

Deseja-se aplicar um degrau na carga do sistema. De acordo com o sub-ítem anterior, utilizam-se as seguintes equações:

$$[\Delta P_G(s) - \Delta P_D(s)] \cdot G_P(s) = \Delta F(s)$$

$$\Delta P_G(s) = (-1/R) \cdot G_{ST}(s) \cdot \Delta F(s)$$

onde:

$$G_{ST}(s) = \left(\frac{K_G}{1 + sT_G} \cdot \frac{K_S}{1 + sT_S} \right), \text{ produto das funções}$$

de transferência da turbina e do sistema de regulação, respectivamente.

Resolvendo-se para $\Delta F(s)$:

$$\Delta F(s) = - \frac{G_P(s)}{1 + (1/R) G_P(s) G_{ST}(s)} \Delta P_D(s)$$

Para uma variação em degrau na carga, $\Delta P_D(s) = \frac{\Delta P_D}{s}$,

substituindo-se o valor de $\Delta P_D(s)$:

$$\Delta F(s) = - \frac{G_P(s)}{1 + (1/R) G_P(s) G_{ST}(s)} \cdot \frac{\Delta P_D}{s}$$

Aplicando o Teorema do Valor Final, o erro de frequência em regime permanente Δf_{rp} será:

$$\Delta f_{rp} = \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta F(s)] = - \frac{\Delta P_D}{D + \frac{K_G \cdot K_S}{R}}$$

O produto $K_G \cdot K_S$ pode ser igualado à unidade pela seleção apropriada das unidades para as quantidades de entrada e saída no bloco combinado $G_{ST}(s)$, então:

$$\Delta f_{rp} = - \frac{\Delta P_D}{D + 1/R}$$

A quantidade $(D + 1/R)$ é definida como a característica de resposta em frequência da área ou característica de regulação de frequência da área (característica natural). Deve-se ressaltar que se R diminui, Δf_{rp} se aproxima de zero. Se $D = 0$, então a característica de regulação de frequência da área é $1/R$, igual ao coeficiente de regulação de velocidade da área.

O sistema somente com regulação primária está sujeito portanto a um erro em regime permanente para variações em degrau na carga. Para reduzir este erro, considere a introdução de uma realimentação ne

gativa a partir do desvio de frequência, isto é:

$$\Delta P_c(s) = -K \Delta F(s)$$

Em regime permanente, aplicando o Teorema do Valor Final, o erro de frequência será:

$$\Delta f_{rp} = - \frac{\Delta P_D}{(D + \frac{1}{R}) + K}$$

Para $\Delta f_{rp} \approx 0$, K deve ser muito grande, ou R deve ser igual a zero o que não é aconselhável, pois os reguladores passariam a operar como isócronos com os conhecidos problemas de repartição de geração entre as unidades. Então o controle proporcional não é o mais indicado para reduzir este erro em regime permanente.

É um fator conhecido na teoria de controle [02], [19], [42], [45], que o controle integral melhorará o desempenho do sistema em regime permanente. Então:

$$\Delta P_c(t) = -K_{INT} \int \Delta f(t) dt$$

de forma que:

$$\Delta P_c(s) = - \frac{K_{INT}}{s} \Delta F(s)$$

O sinal negativo representa que o sinal de controle $\Delta P_c(s)$ deverá aumentar para uma redução na frequência.

Utilizando a estratégia de controle integral, o erro de frequência em regime permanente (aplicando o Teorema do Valor Final) será:

$$\Delta f_{rp} = 0$$

3.5 - As Áreas Interligadas

A interligação de várias áreas, no caso de um sistema de múltiplas áreas, é feita através da potência que flui pelas linhas de interligação representadas por uma linha equivalente. Variações nos fluxos de potência das linhas de interligação afetam o balanço de potência nas áreas correspondentes. É lógico que esta "linha de interligação equivalente" é na realidade, geralmente, o agrupamento de linhas de interligação entre duas áreas, não tendo sentido os módulos de tensão. Fará sentido se o perfil de tensão for considerado plano com módulos iguais a 1,0 pu, como é feito aqui. Considerando-se qualquer área em um sistema com "n" áreas, uma variação na demanda de ΔP_D na área corresponderá a um desvio do valor de potência programada de interligação de $P_{int,i}$. Então:

$$\Delta P_{int,i} = \sum_{j=1}^n \Delta P_{int,ij} \quad (3.22)$$

onde $\Delta P_{int,ij}$ é a variação no fluxo de potência de interligação entre as áreas i e j, fluxo este dado por:

$$P_{int,ij} = \frac{|V_i| |V_j|}{X_{ij}} \text{sen}(\delta_i^0 + \Delta\delta_i - \delta_j^0 - \Delta\delta_j)$$

onde $|V_i|$ e $|V_j|$ são os módulos das tensões nos extremos de uma linha de interligação das áreas i e j respectivamente e X_{ij} é a reatância da mesma linha de interligação, δ_i^0 e δ_j^0 são os ângulos de fase iniciais das tensões nos extremos i e j, e $\Delta\delta_i$ e $\Delta\delta_j$ são as variações nos ângulos de fase como consequência da variação incremental na carga.

$$P_{int,ij} = \frac{|v_i||v_j|}{X_{ij}} [\text{sen}(\delta_i^0 - \delta_j^0) \cos(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) + \cos(\delta_i^0 - \delta_j^0) \text{sen}(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j)]$$

Se $\Delta\delta_i$ e $\Delta\delta_j$ são pequenos, pode-se representar fluxo de potência entre as áreas i e j pelo truncamento da expansão da série de Taylor após o termo de 1ª ordem:

$$P_{int,ij} = \frac{|v_i||v_j|}{X_{ij}} \text{sen}(\delta_i^0 - \delta_j^0) + \frac{|v_i||v_j|}{X_{ij}} \cos(\delta_i^0 - \delta_j^0) \cdot (\Delta\delta_i - \Delta\delta_j)$$

Substituindo-se $\frac{|v_i||v_j|}{X_{ij}}$ por P_{max} :

$$P_{int,ij} = P_{max} \cdot \text{sen}(\delta_i^0 - \delta_j^0) + P_{max} \cdot \cos(\delta_i^0 - \delta_j^0) \cdot (\Delta\delta_i - \Delta\delta_j) = P_{int,ij}^0 + P_{max} \cdot \cos(\delta_i^0 - \delta_j^0) \cdot (\Delta\delta_i - \Delta\delta_j)$$

Define-se o coeficiente sincronizante T_{ij}^0 como:

$$T_{ij}^0 = \frac{P_{int,ij} - P_{int,ij}^0}{(\Delta\delta_i - \Delta\delta_j)} = P_{max} \cos(\delta_i^0 - \delta_j^0)$$

$$\Delta P_{int,ij} = T_{ij}^0 (\Delta\delta_i - \Delta\delta_j)$$

onde $P_{int,ij} - P_{int,ij}^0 = \Delta P_{int,ij}$.

Para desvios Δf_i e Δf_j nas respectivas áreas i e j :

$$\Delta P_{int,ij} = 2\pi T_{ij}^0 \left(\int_0^t \Delta f_i dt - \int_0^t \Delta f_j dt \right)$$

Assim obtém-se:

$$\frac{d}{dt} (\Delta P_{int,i}) = 2\pi \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n T_{ij}^o (\Delta f_i - \Delta f_j)$$

Toma-se a transformação de Laplace de ambos os lados na equação anterior:

$$\Delta P_{int,i}(s) = \frac{2\pi}{s} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n T_{ij}^o (\Delta F_i(s) - \Delta F_j(s)) \quad (3.23)$$

Então para o caso de um sistema interligado de múltiplas áreas a equação do balanço de potência para uma área "i" é baseada na equação (3.20.a):

$$\Delta P_{Gi} - \Delta P_{Li} = D_i \Delta f_i + \frac{2M_i}{f_s} \times \frac{d}{dt} (\Delta f_i) + \Delta P_{int,i}$$

Aplicando-se transformação de Laplace na equação acima, com o rearranjo nos termos tem-se então:

$$\Delta F_i(s) = \frac{K_{pi}}{1 + s T_{pi}} [\Delta P_{Gi}(s) - \Delta P_{Li}(s) - \Delta P_{int,i}(s)] \quad (3.24)$$

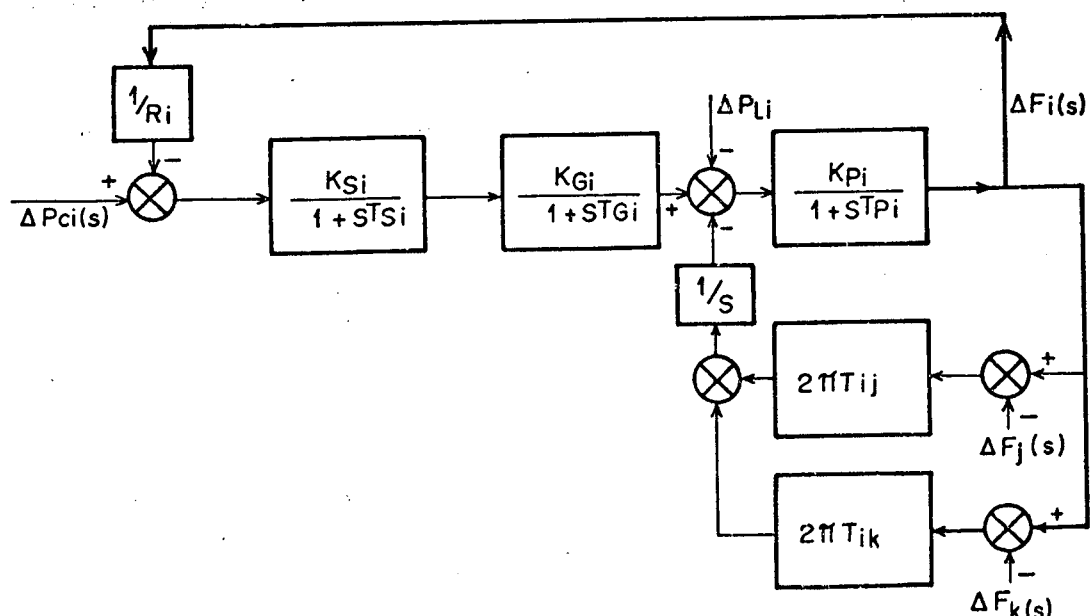


Figura 3.12 - Diagrama de blocos da i-ésima área de um sistema interligado.

3.6 - A Modelagem do Sistema em Áreas e Sub-Áreas

Considerando os aspectos das características de geração e de carga, deve-se agora interrelacioná-las com o sistema de potência propriamente dito. Procura-se utilizar na representação deste, uma topologia que evidencie peculiaridades regionais. O sistema é dividido em áreas e sub-áreas.

A figura 3.13 ilustra dois tipos de sub-áreas: térmicas e hidráulicas. Pode-se observar as diferenças existentes no regulador de velocidade e na turbina para atender as exigências dinâmicas dos dois tipos de unidades geradoras [02], [19], [20], [29], [42].

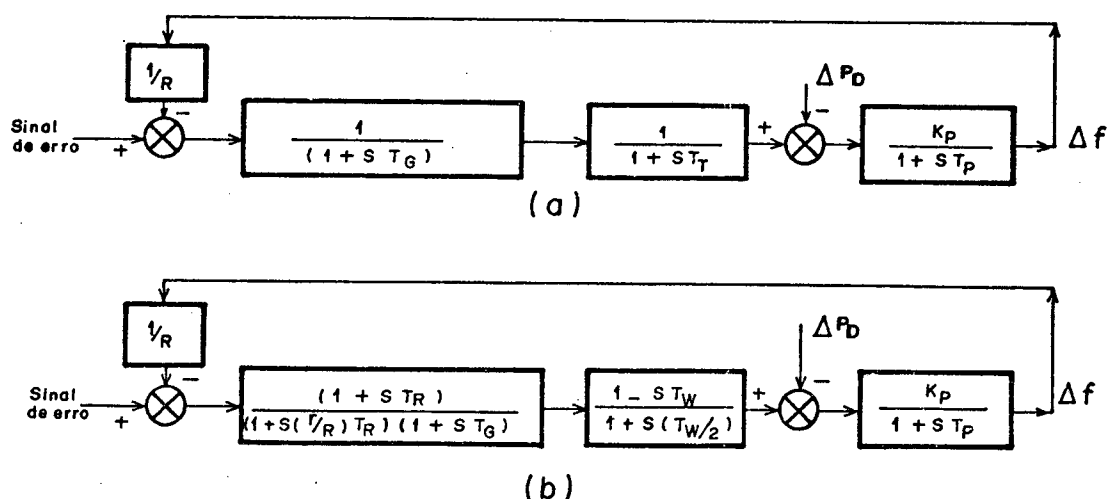


Figura 3.13 - Diagrama de blocos comparativo entre uma sub-área com máquina a vapor (a) e hidráulica (b).

As sub-áreas representam um conjunto de unidades geradoras de uma mesma região funcionando de forma coerente, ou se

ja, oscilando juntas, o que significa pequena distância elétrica entre as mesmas. Pode-se mesmo chegar ao extremo de representar todo um sistema de potência por uma máquina síncrona equivalente e uma carga equivalente.

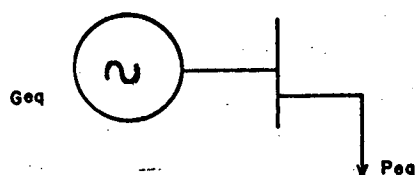


Figura 3.14 - Sistema reduzido.

É claro que esta representação é muito simples e traz consigo o problema da perda de informações importantes do sistema, como a frequência e fluxo nas interligações das áreas do sistema.

Para que o problema acima não prejudique a análise do CAG, é interessante que o sistema seja representado por áreas de controle, com a mesma filosofia já explanada no capítulo anterior. Assim sendo, pode-se representar o sistema segundo um esquema mais detalhado, em que cada área de controle é representada por um gerador equivalente e sua carga concentrada, como apresentado na figura 3.15.

A configuração da figura 3.15 ainda se constitui, para os objetivos aqui propostos, bastante simples, uma vez que deve ser possível a representação de parcelas de geração hidráulica e térmica como parte de uma mesma área de controle bem como de outras peculiaridades regionais, sem entrar no detalhamento

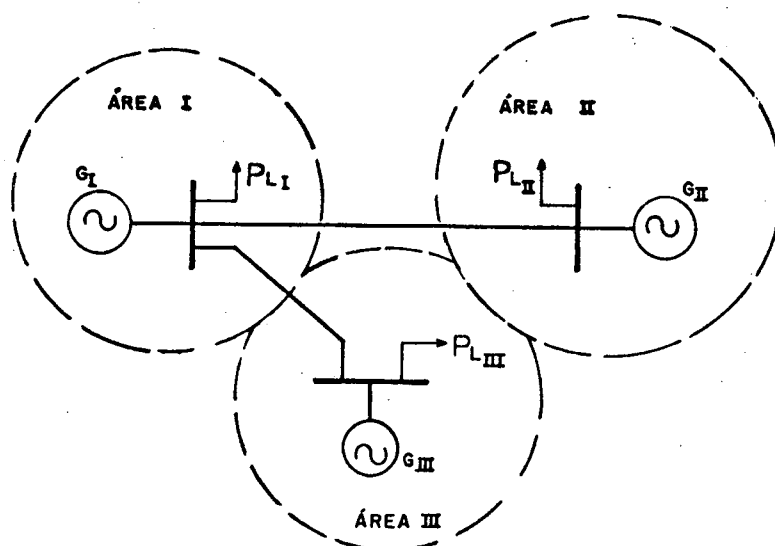


Figura 3.15 - Sistema reduzido às áreas de controle.

de individualização das unidades geradoras. Isto necessariamente levaria ao aumento da dimensão do problema, tornando-o demasiadamente complexo para finalidades didáticas.

A figura 3.16, retrata o sistema sob a representação de área e sub-áreas permitindo análise dos principais parâmetros do CAG sem perder informação do comportamento das principais interligações do sistema.

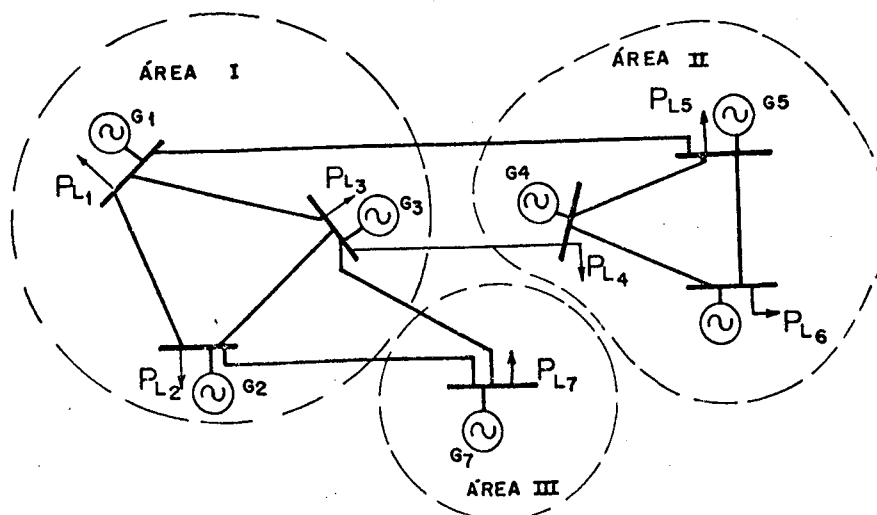


Figura 3.16 - Sistema reduzido às áreas e sub-áreas.

Estes conceitos permitem agora que o problema seja estendido aos aspectos aplicativos das funções de controle.

3.7 - A Interligação das Funções de Controle

Considerada a representação do sistema, percebe-se que a unidade básica caracterizada é a sub-área da área de controle. Desta forma é conveniente apresentar todas as funções agregadas à área de controle através do diagrama de blocos da figura 3.17 que retrata o comportamento da frequência, do erro de controle de área (ECA) ou requisito de área, das variações de intercâmbio e das variações de geração perante um aumento ou diminuição de demanda, parâmetros esses monitorados para a execução do controle de área.

O diagrama da figura a seguir, apresenta as características de geração e carga separadamente. Estas variações podem ocorrer em duas etapas, obedecendo à hierarquia de controle, que são:

- i) função do desvio de frequência proveniente de um aumento ou diminuição na demanda em qualquer das sub-áreas da área;
- ii) função da correção da frequência e intercâmbios para o valor programado (regulação secundária).

Pode-se observar também na figura 3.17. que os parâmetros de área devem ser monitorados, devido aos limites físicos impostos pelo próprio sistema. A variação de geração e função da característica de geração e do desvio de frequência, a variação na carga é função da característica de carga e do desvio de frequência, o intercâmbio líquido de área é função do desequilíbrio inicial entre geração e carga na área e da variação das

mesmas, e o erro de controle de área (ECA), calculado é função do desvio de intercâmbio, do desvio de frequência e da combinação das características naturais de geração e carga.

Percebe-se claramente que as funções apresentadas no diagrama envolvem o chamado controle terciário ou despacho econômico, que realiza, quando possível, a realocação de geração para unidades mais econômicas através do cálculo de repartição de geração. Neste trabalho são utilizados fatores de participação pré-definidos e mantidos constantes para uma determinada perturbação.

Estes conceitos permitem agora que o problema seja estendido aos aspectos de refinamento e estratégias de controle na simulação computacional, o que será feito nos capítulos que se seguem.

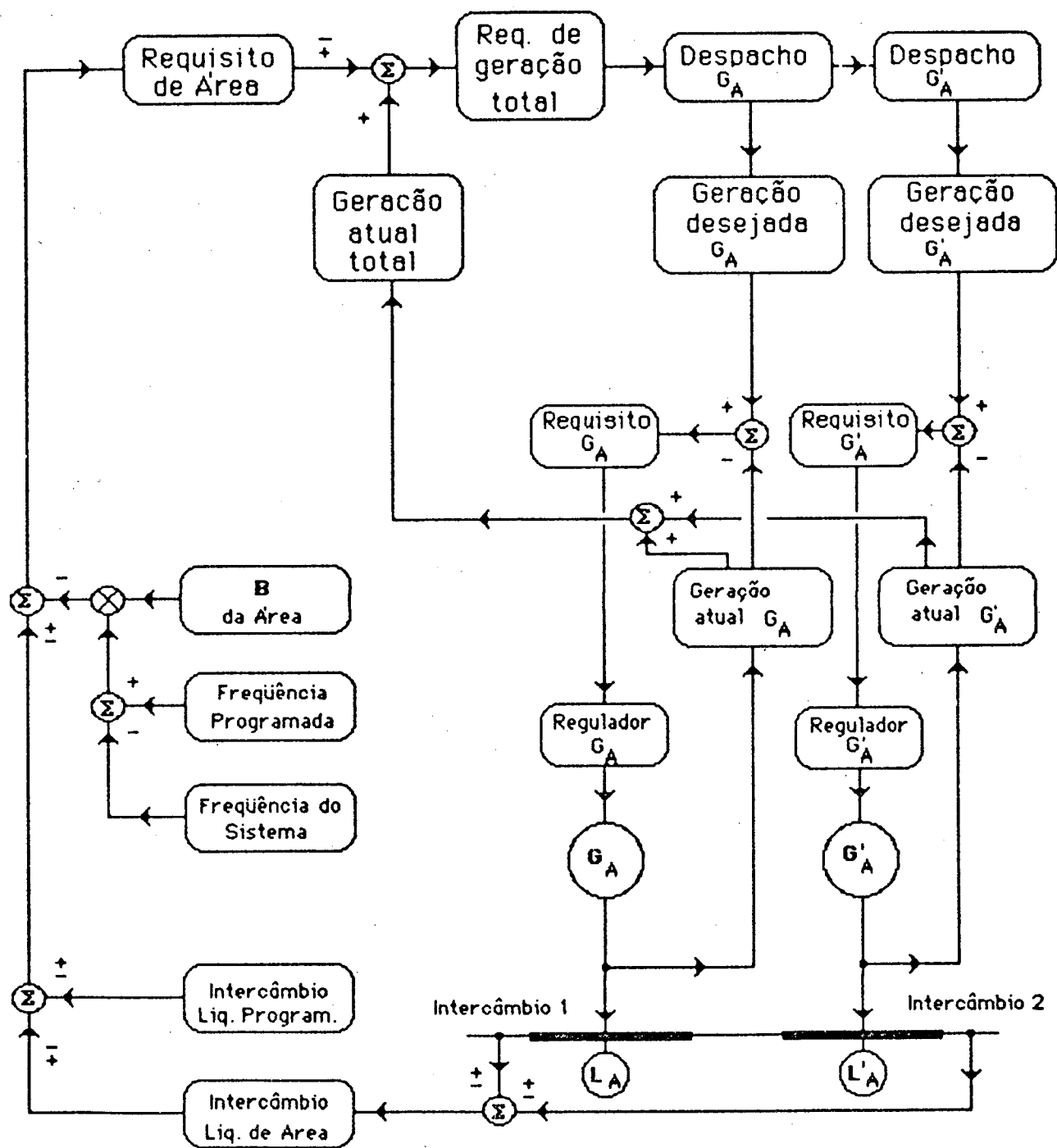


Figura 3.17 - Diagrama de controle de geração para uma área com duas sub-áreas representadas pelos geradores equivalentes G_A e G'_A .

C A P Í T U L O I V

REFINAMENTOS NOS MODELOS E ESTRATÉGIAS DO C.A.G

4.1 - Introdução

O comportamento do sistema hidrotérmico pode ser analisado a partir de gráficos de erro de controle de área, do desvio de frequência e do desvio de intercâmbio, em função do tempo. O desempenho é analisado com base no intercâmbio involuntário e no erro de tempo. Os pequenos desvios de carga, em relação ao regime permanente, podem ser simulados através de variações em degrau ou em rampa. As áreas do sistema são divididas em sub-áreas que podem ser hidráulicas ou térmicas. O sinal de controle é o erro de controle de área, obtido a partir do intercâmbio líquido e do desvio de frequência, para cada uma das áreas do sistema interligado [3].

Neste capítulo, efetuam-se alguns refinamentos de simulação como: a faixa morta dos reguladores de velocidade, a limitação de geração e a amostragem digital com sustentação de ordem zero. Discutem-se ainda as estratégias de controle convencional e o estudo do controle com estrutura variável.

É necessário salientar que a montagem do estudo foi feita levando-se em consideração os parâmetros citados e modelos apresentados em [2], [25], [28] e [42]. O desenvolvimento deste capítulo torna claro o modelo utilizado, e constitui-se num estudo dos refinamentos que podem ser simulados ilustrando o comportamento do controle para sistemas hidrotérmicos.

4.2 - A Faixa Morta do Regulador de Velocidade [42]

As características do regulador de velocidade são essencialmente não lineares, mas podem ser aproximadas por características lineares nas análises a seguir. A faixa morta resulta do atrito mecânico, da folga entre componentes mecânicos e dos tempos de resposta do equipamento hidráulico. Como consequência disso, se o sinal de entrada sofrer variação, o regulador de velocidade não responde imediatamente até que a entrada atinja um valor particular.

Segundo Murty [42], a faixa morta introduz não linearidades no modelo e tem o efeito de ampliar a regulação de velocidade do sistema.

O efeito da faixa morta pode ser incluído no regulador de velocidade dentro do diagrama de blocos como apresentado na figura 4.1.

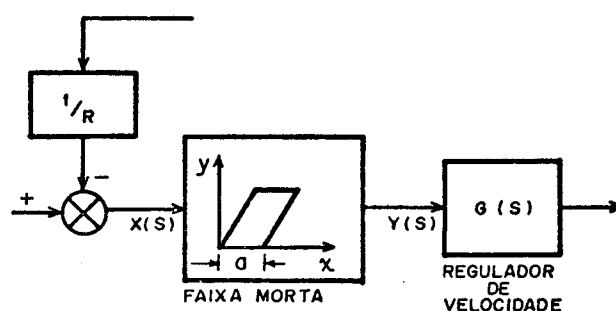


Figura 4.1 - Introdução da faixa morta no diagrama de blocos.

O modelamento matemático da faixa morta pode ser fei

to utilizando, em conjunto com as equações do sistema, as seguintes inequações:

$$y(k + 1) = x(k);$$

$$\text{se } x(k + 1) - x(k) \leq a;$$

$$y(k + 1) = x(k + 1) - a;$$

$$\text{se } x(k + 1) - x(k) > a;$$

$$y(k + 1) = x(k + 1);$$

$$\text{se } x(k + 1) - x(k) < 0;$$

onde "a" é a faixa morta do regulador de velocidade e k é a iteração do processo de integração numérica.

Outro aperfeiçoamento introduzido no modelo considerado é o efeito da amostragem digital, necessária para que os computadores possam executar o processamento do sinal de erro de controle de área, o qual é amostrado e mantido constante até a próxima amostragem. Este procedimento é conhecido por "sustentação de ordem zero" ("zero-order hold").

4.3 - Amostragem Digital e Sustentação de Ordem Zero [45]

Os métodos e sistemas discutivos neste trabalho operam com variáveis contínuas. Isto é, sendo o sistema linear ou não-linear, todas as variáveis são apresentadas continuamente durante todo o intervalo de tempo de estudo. Uma outra categoria de sistema de controle é aquele no qual um ou mais sinais são amostrados de forma que se comportam como um trem de pulsos. Tal amostragem pode ser uma característica inerente do sistema. Por exem-

plo, um computador supre informação do sinal de erro de um sistema de controle em períodos discretos de tempo. A discussão que se segue é baseada somente em uma taxa de amostragem constante, pois esta pode ser também variável no tempo. Desde que os computadores digitais devem operar em intervalos discretos, é necessário converter sinais contínuos para a forma amostrada ou digital. Os sistemas com computadores digitais podem ser analisados da mesma forma que outros sistemas amostrados.

A amostragem pode ocorrer então em um ou mais pontos do sistema. Isto é representado no diagrama de blocos da figura 4.3 pela chave $p(t)$, que apresenta a amostragem do sinal de erro proveniente do controlador.

O processo de amostragem pode ser considerado um processo de modulação no qual um trem de pulsos unitário $p(t)$, separados por um intervalo de tempo T , é multiplicado por uma função contínua no tempo $f(t)$ produzindo a função amostrada $f^*(t)$, como na figura 4.2. Isto é representado por:

$$f^*(t) = p(t) \cdot f(t) \quad (4.1)$$

A reconstrução do sinal contínuo é feita a partir do sinal amostrado pela utilização do conceito de sustentação de ordem zero, que mantém o último valor de $f^*(t)$ durante o intervalo de tempo T subsequente.

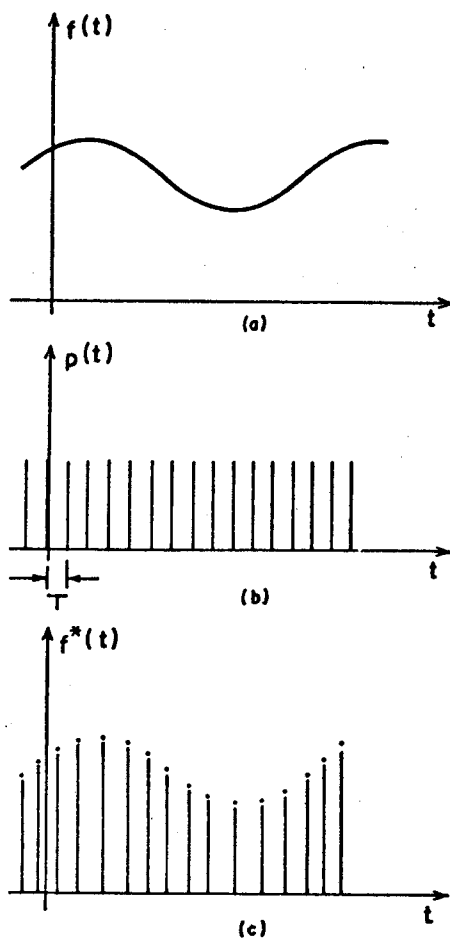


Figura 4.2 - (a) Função contínua $f(t)$;
(b) trem de pulsos de amostragem $p(t)$;
(c) função amostrada $f^*(t)$.

Introduz-se o sustentador de ordem zero com o objetivo de simular o efeito da amostragem sobre o controle secundário, discretizando o erro de controle de área proveniente do controlador. A simulação é feita de acordo com a figura 4.3.

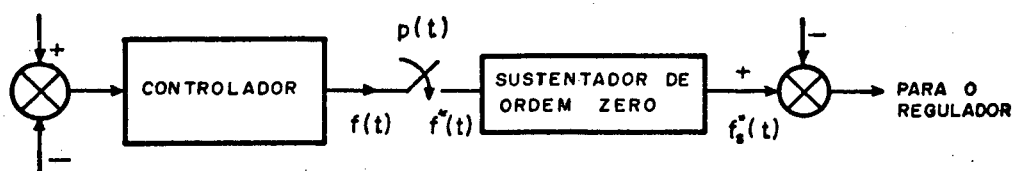


Figura 4.3 - Inserção do sustentador de ordem zero no diagrama de blocos.

Observa-se que a função que simula o sustentador de ordem zero localiza-se na saída do controlador. O modelamento matemático para tal função é dado por:

$$f_s^*(t) = f(t); \text{ para } p(t) > 0$$

$$f_s^*(t) = \text{último valor de } f(t); \text{ para } p(t) = 0$$

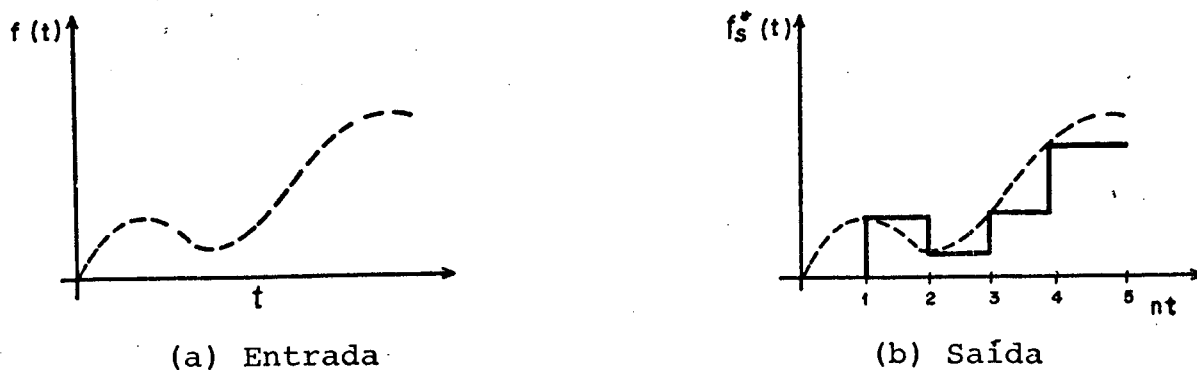


Figura 4.4 - Exemplo de entrada e saída do sustentador de ordem zero.

O valor de $p(t)$ é dado por uma função impulso unitário, que assume naquele instante o valor da função erro de controle de área presente na saída do controlador. O valor de $p(t)$ servirá então como sinal de gatilho para o sustentador de ordem zero.

4.4 - Os Limites de Geração

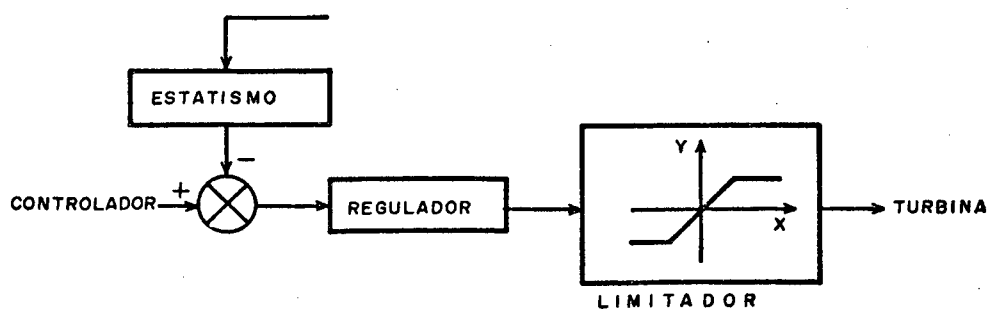
Simula-se a limitação de geração a partir de um modelo matemático à saída do regulador de velocidade. Simulam-se assim os limites superior e inferior do regulador quando em operação. Estes limites definem a faixa de abertura das válvulas da turbina, para desempenho satisfatório das unidades geradoras. O modelo de simulação é mostrado na figura 4.5.

O modelamento matemático do limitador, da figura 4.5, pode ser expresso da seguinte forma:

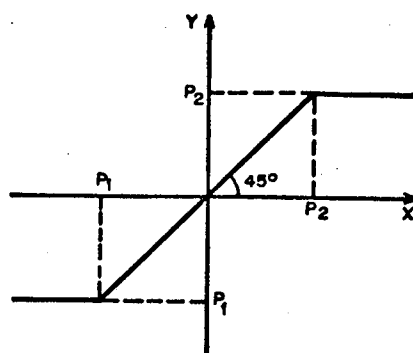
$$y = P_1; \text{ para } x < P_1$$

$$y = P_2; \text{ para } x > P_2$$

$$y = x; \text{ para } P_1 \leq x \leq P_2$$



(a) Posição do limitador no diagrama de blocos.



(b) Função matemática do limitador

Figura 4.5 - Modelagem dos limites de geração.

No modelo, x é o sinal de entrada e y é o sinal de saída do limitador.

4.5 - Estratégia de Controle Convencional [42]

O sistema de potência, na ausência de regulação secundária, fica sujeito a um erro em regime permanente para variações em degrau na carga. Para reduzir este erro, considera-se a introdução de um sinal de realimentação negativa a partir do desvio de frequência, isto é, tomando-se

$$\Delta P_C(s) = - K_{PROP} \Delta F(s) \quad (4.2)$$

onde K_{PROP} é a constante de ganho para o controle proporcional.

A resposta em frequência a partir das considerações feitas no capítulo III, será então:

$$\Delta F(s) = - \frac{K_P (1+sT_S) (1+sT_G) \Delta P_D(s)}{(1+sT_S) (1+sT_G) (1+sT_P) + (K_{PROP} + 1/R) K_P} \quad (4.3)$$

Em regime permanente o erro de frequência frente a um degrau de carga de magnitude ΔP_D será:

$$\Delta f_{rp} = - \frac{K_P}{1 + (K_{PROP} + 1/R)K_P} \Delta P_D = - \frac{\Delta P_D}{\frac{1}{K_P} + (1/R + K_{PROP})}$$

$$\Delta f_{rp} = - \frac{\Delta P_D}{B + K_{PROP}} \quad (4.4)$$

pois $B = \frac{1}{K_P} + \frac{1}{R}$

Se K_{PROP} tender para infinito, o desvio de frequência tenderá para zero. Como isso não é realizável, conclui-se que o controle proporcional não é adequado para reduzir a zero o erro de regime permanente.

É um fato bastante conhecido da teoria de controle que o controle integral reduz a zero os desvios de frequência em regime permanente [02], [19], [42], [45].

Sendo

$$\Delta P_C(s) = - K_{INT} \int \Delta f(t) dt \quad (4.5)$$

utilizando a transformação de Laplace, tem-se

$$\Delta P_C(s) = - \frac{K_{INT}}{s} \Delta F(s) \quad (4.6)$$

A realimentação negativa significa que o sinal de controle ΔP_C deve ser incrementado para redução na frequência. As equações para a figura 3.11, representando uma área de controle são:

$$\frac{K_P}{1 + sT_P} (\Delta P_G(s) - \Delta P_D(s)) = \Delta F(s) \quad (4.7)$$

$$-\left(\frac{K_{INT}}{s} + \frac{1}{R}\right) \Delta F(s) \left(\frac{1}{1+sT_S}\right) \left(\frac{1}{1+sT_G}\right) = \Delta P_D(s) \quad (4.8)$$

Substituindo a equação (4.8) na equação (4.7) e isolando $\Delta F(s)$

$$\Delta F(s) = \frac{\Delta P_D(s) \cdot K_P \cdot (1+sT_G) (1+sT_S) s}{(1+sT_S) (1+sT_G) (1+sT_P) s + K_P (K_{INT} + s/R)}$$

Para uma variação em degrau na carga $\Delta P_D(s) = \Delta P_D/s$, o erro em regime permanente é obtido a partir do Teorema do Valor Final, dado por:

$$\Delta f_{rp} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \Delta F(s) = 0$$

$$\Delta f_{rp} = \lim_{s \rightarrow 0} s K_P \frac{\Delta P_D}{s} \frac{(1+sT_G) \cdot (1+sT_S) \cdot s}{(1+sT_S) (1+sT_G) (1+sT_P) s + K_P (K_{INT} + s/R)} = 0 \quad (4.9)$$

Quando se utiliza o controle integral, o erro em regime permanente pode ser eliminado.

Desprezando-se os termos T_G e T_S , tempos de resposta de sistema de regulação de velocidade e da turbina, para uma variação em degrau da carga, tem-se que:

$$\Delta F(s) = \frac{s(K_P / T_P)}{s^2 + s\left(1 + \frac{K_P}{R}\right) \frac{1}{T_P} + \frac{K_{INT} K_P}{T_P}} \cdot \frac{\Delta P_D}{s} \quad (4.10)$$

A resposta $\Delta f(t)$ depende da natureza da expressão do denominador, isto é, da equação característica [31], [32]:

$$s^2 + 2\delta W_n s + W_n^2 = s^2 + \left(1 + \frac{K_P}{R}\right) \frac{1}{T_P} s + \frac{K_{INT} K_P}{T_P}$$

$$\text{onde } W_n = \sqrt{\frac{K_{INT} \cdot K_P}{T_P}} = \text{freqüência natural}$$

$$\text{e } \delta = \frac{1 + K_P/R}{2T_P} \sqrt{\frac{T_P}{K_{INT} K_P}} = \text{razão de amortecimento}$$

O ganho para amortecimento crítico pode ser obtido fazendo-se δ igual à unidade.

$$\frac{1 + K_P/R}{2T_P} \cdot \sqrt{\frac{T_P}{K_{INT} K_P}} = 1$$

$$\text{ou } K_{INT} = \frac{K_P}{4T_P} \cdot B^2 \quad (4.11)$$

Para valores de K_{INT} maiores que aqueles dados pela equação (4.11), a resposta é oscilante devido ao sub-amortecimento. Para valores de K_{INT} menores que $(K_P/4T_P) \cdot B^2$ a resposta varia monotonicamente sem oscilações (figura 4.6).

A seleção do ganho para o controlador deve ser tal que as seguintes especificações sejam satisfeitas:

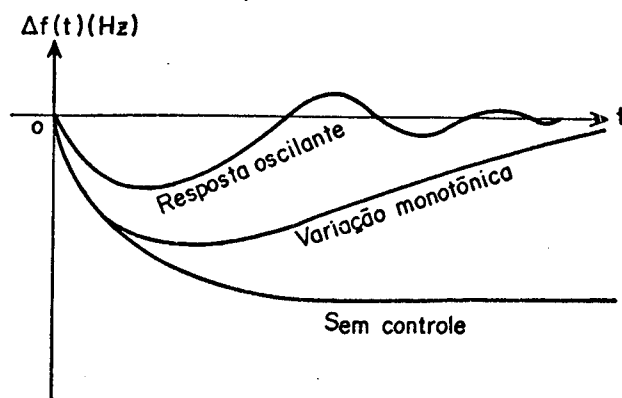


Figura 4.6 - Resposta ao controle integral com diferentes ajustes de ganho.

- a) A malha de controle deve ser estável.
- b) O erro de frequência deve retornar a zero após uma variação em degrau na carga. O desvio no estado transitório pode ser também minimizado.
- c) A integral do erro de frequência não deve exceder um certo valor.

A partir da análise acima, fica claro que pode ser aplicado também o controle proporcional, integral e derivativo para o controle carga-freqüência.

O sinal de controle seria então

$$\Delta P_C(s) = -K_{PROP} \Delta F(s) - \frac{K_{INT}}{s} \Delta F(s) - K_{DER} s \Delta F(s)$$

onde K_{DER} é o ganho do controle derivativo.

A resposta a este controle é dada por [42]:

$$\Delta F(s) = - \frac{\Delta P_D(s) \cdot K_P / (T_P + K_P K_{DER}) s}{s + \frac{1 + K_{PROP} K_P + K_P / R}{T_P + K_P K_{DER}} s + K_{INT} K_P / (T_P + K_P K_{DER})} \quad (4.12)$$

Enquanto o controle proporcional é inerente na realimentação através do próprio mecanismo de regulação, o controle derivativo pode introduzir uma melhoria no desempenho transitório e na margem de estabilidade do sistema. A partir de uma escolha adequada de K_{PROP} , K_{INT} e K_{DER} , todas as especificações para desempenho do sistema podem ser satisfeitas.

O que pode inviabilizar a utilização de dito controle é a dificuldade de ajuste de K_{PROP} , K_{INT} e K_{DER} , simultaneamente, para cada tipo de sistema, e o fato de que a melhoria no desempenho

acima citada não é tão grande. Desta forma procura-se analisar o controle proporcional-integral em comparação com aquele de estrutura variável.

4.6 - Estratégia de Controle com Estrutura Variável

Recentemente, o conceito de sistema com estrutura variável passou a ser proposto por alguns pesquisadores [28], [44], para atender de forma relativamente simples o CAG. O controlador com estrutura variável pode ter uma estrutura tão simples quanto o controlador linear convencional otimizado, pois a implementação deste último pode ser muito difícil em face da grande dimensão do problema do ajuste de parâmetros.

Em vista do exposto acima, é proposta uma formulação alternativa do controlador baseado no conceito de estrutura variável [28].

O algoritmo proposto requer somente a medida do erro de controle de área. A estrutura proposta é trivial e pode ser implementada com um custo adicional muito pequeno. O controle com estrutura variável (CEV) é aplicado a um sistema de quatro áreas interligadas, sendo as áreas compostas de sub-áreas hidráulicas e térmicas. Os resultados de simulação mostram a eficiência do CEV proposto, sendo que a mesma é avaliada a partir da chamada função de monitoração. A seguir analisa-se a estratégia de controle com estrutura variável.

4.6.1 - O Algoritmo de Controle Variável Proposto

Uma vez que o sistema é submetido a pequenas variações na carga durante sua operação normal, o modelo linear é suficiente para sua representação dinâmica. A representação por diagramas de blocos é mostrada na figura 3.10, do capítulo anterior, para áreas hidráulicas. O bloco designado por "controlador", da mencionada figura, pode ser modificado como mostrado na figura 4.7, para as áreas de controle, no caso do esquema de controle proposto.

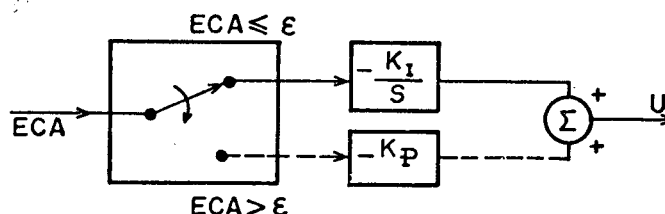


Figura 4.7 - Diagrama de blocos para o controlador com estrutura variável.

A prática atual é de utilização do controle integral. O sistema, desta forma, não apresentará erro em regime permanente como resposta a uma perturbação em degrau, fazendo com que se chegue mais rapidamente na resposta em regime permanente do sistema, o que é desejável. Se o ganho do integrador K_I é suficientemente elevado, poderá ocorrer subamortecimento, o que é altamente indesejável. O sistema sob controle integral, tem incrementado de forma razoável o ganho em malha fechada e desta forma torna mais eficiente sua resposta, e somente com o controle proporcional o sistema apresentará um erro em regime permanente.

Os pesquisadores em [28] descreveram então o controle proporcional integral como uma combinação linear da forma

$$u(t) = C_p \cdot ECA + \frac{1}{T_N} \int ECA \cdot dt \quad (4.13)$$

onde ECA é o sinal de erro, e os ganhos C_p (ganho proporcional) e $1/T_N$ (T_N , constante de tempo) são dados a partir de valores que não garantem resposta satisfatórias que evitem grandes oscilações no sistema.

Com o estudo feito em [20] e no item 4.5, recomendam-se valores para as constantes de ganho proporcional e integral. Observa-se, a partir daí, que a resposta do sistema com o controle proporcional e integral é mais oscilante que com o controle integral puro.

A solução de compromisso na utilização do controle proporcional e integral não elimina o conflito entre os resultados estático e dinâmico. É este conflito que pretende-se discutir utilizando-se o princípio de estrutura variável. A lei de controle aplicada ao primeiro estágio do transitório quando o erro é grande é dada por:

$$u(t) = K_p \cdot ECA, \text{ para } |ECA| > \epsilon \quad (4.14)$$

onde $\epsilon > 0$ é uma constante escolhida. Quando o erro é pequeno a lei de controle é:

$$u(t) = K_I \int_{t_\epsilon}^t ECA \, dt \quad (4.15)$$

onde $|ECA| \leq \epsilon$ para $t \geq t_\epsilon$. Então se os parâmetros K_p , K_I e ϵ forem cuidadosamente selecionados, podem dar origem a uma resposta transitória de alta qualidade, caracterizada por um bom desempenho dinâmico e em regime permanente. Realmente, tomando K_p suficientemente grande, com a certeza de que a frequência de oscilação do sistema é alta, o erro de controle em resposta ao degrau entra de forma rápida na região $|ECA| \leq \epsilon$. No instante t_ϵ , quando o erro tende para ϵ , a estrutura do controlador é modificada pelo chaveamento para um controle integral, o qual elimina o erro em regime permanente remanescente no sistema. Ou seja, com o intuito de se evitar as grandes sobreoscilações iniciais causadas pelo controle integral propõe-se a utilização temporária do controle proporcional.

C A P Í T U L O V

O SISTEMA HIDROTÉRMICO - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

5.1 - Introdução

Neste capítulo analisa-se o comportamento do sistema quando sob configuração de áreas e sub-áreas. Através do método utilizado, é possível observar a forma de variação de todos os parâmetros pertinentes ao sistema interligado, inclusive aqueles que dizem respeito à medida do desempenho do controle. Pode-se obter então a resposta destes parâmetros aos diversos modos de operação possível, incluindo-se as não-linearidades e o controle com estrutura variável citados nos capítulos anteriores. O método de integração numérica e o programa de modelamento de sistemas contínuos (CSMP), com um caso exemplo, são descritos no Apêndice B.

Em face do grande número de casos que podem ser simulados, procurou-se reduzi-los àqueles de maior interesse, no que diz respeito à operação interligada.

Em [22] e [23] utiliza-se um modelo de controle de geração semelhante ao utilizado neste trabalho, diferindo somente a partir da filosofia básica. Enquanto que nas referências citadas o sistema é o mais detalhado possível, neste trabalho ele é montado com base nos Centros de Operação do Sistema (COS), a partir da filosofia de gerador equivalente e sua carga equivalen-

te, para cada uma das sub-áreas que compõem uma área gerenciada pelo COS.

Segue-se então um breve relato da configuração e dados do sistema interligado.

5.2 - Configuração e Dados do Sistema - Caso Base

Os dados para todos os componentes do sistema (figura 5.1), reguladores de velocidade, turbinas, unidades geradoras equivalentes e sistema de potência são fornecidos a seguir.

Os ganhos do controlador são: $K_{PROP} = 0,30$, $K_{INT} = 0,67$ enquanto que o chaveamento no controle com estrutura variável do controle proporcional para o integral se dá para valores dos erros menores ou iguais aos valores de ϵ [28], que dependerão do tipo de área e da influência da perturbação sobre a mesma.

As constantes de tempo para as sub-áreas são:

	Hidráulicas	Térmicas
- do regulador:	$T_G = 0,60$ seg.	$T_G = 0,10$ seg.
	$T_R = 5,0$ seg.	
	$r/R = 10$	
- da turbina :	$T_W = 3,0$ seg.	$T_T = 0,25$ seg.
- do sistema :	$T_P = 20,0$ seg.	$T_P = 10,0$ seg.

Para as duas sub-áreas das áreas 1 e 3, $R = 4,8$ Hz / pu MW e $K_P = 120$ Hz/pu MW enquanto que para as três sub-áreas das áreas 2 e 4 tem-se $R = 7,2$ Hz/pu MW e $K_P = 120$ Hz/pu MW.

A razão de polarização (Bias) das áreas 1 e 3 do sis-

tema é 0,4333 pu MW/Hz e das áreas 2 e 4 é 0,4417 pu MW/Hz, iguais as características naturais combinadas de carga e geração, enquanto que os ganhos dos reguladores de velocidade e turbinas são todos unitários.

O sistema exemplo é o da figura 5.1, e o tipo de sub-área e dados do sistema são mostrados nas tabelas 5.1, 5.2 e 5.3.

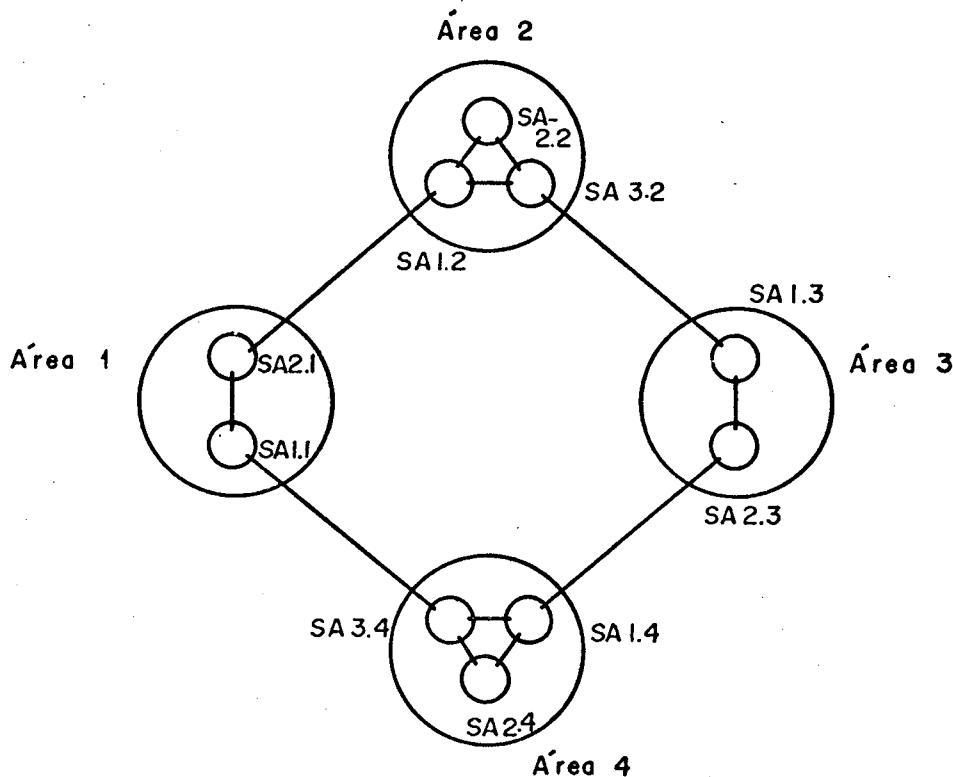


Figura 5.1 - Diagrama do sistema em estudo.

A seguir estabelece-se o fluxo de potência (em pu) e as aberturas angulares (em graus), nas interligações internas e externas das áreas no instante inicial, bem como o coeficiente sincronizante e a reatância em ohms destas linhas, para uma potência base de 50.000 MVA e tensão base de 525 KV.

Área	Sub-área	Tipo	Geração (pu)	Carga (pu)	Intercâmbio Líquido (pu)
1	1.1	T	0,05	0,12	- 0,07
1	2.1	H	0,14	0,08	0,06
2	1.2	T	0,04	0,10	- 0,06
2	2.2	H	0,15	0,05	0,10
2	3.2	T	0,05	0,15	- 0,10
3	1.3	T	0,05	0,09	- 0,04
3	2.3	H	0,15	0,10	0,05
4	1.4	T	0,05	0,15	- 0,10
4	2.4	H	0,16	0,05	0,11
4	3.4	H	0,16	0,11	0,05

Tabela 5.1 - Situação inicial de carga, geração e intercâmbio líquido em cada uma das sub-áreas térmicas (T) e hidráulicas (H).

Para o controle automático de geração, no processamento do sinal de erro, é importante definir-se a posição física dos centros de operação dentro do sistema em estudo. A posição física define o ponto de medida da frequência, de onde será retirado o valor do desvio da frequência, para o processamento do sinal de erro, que é repartido para as n sub-áreas de uma determinada área segundo as equações 5.1 e 5.2.

$$ECA = \alpha_1 ECA + \alpha_2 ECA + \dots + \alpha_n ECA \quad (5.1)$$

onde $\alpha_1 + \alpha_2 + \dots + \alpha_n = 1,0 \quad (5.2)$

ou seja, os fatores de repartição do erro (α) serão os fatores de participação da geração equivalente.

Interligação	Fluxo de Potência (pu MW)	Abertura Angular (graus)	T_{ij}^0 (pu)	X_{ij} (pu)
1.1 → 2.1	- 0,03	23,53°	0,0689	13,30
1.1 → 3.4	- 0,04	23,52°	0,0919	9,98
2.1 → 1.2	0,03	19,48°	0,0848	11,12
1.2 → 2.2	- 0,05	34,23°	0,0735	11,25
1.2 → 3.2	0,02	18,08°	0,06125	15,52
2.2 → 3.2	0,05	26,52°	0,1002	8,93
3.2 → 1.3	- 0,03	36,33°	0,0408	19,75
1.3 → 2.3	- 0,07	47,17°	0,0649	10,48
2.3 → 1.4	- 0,02	27,76°	0,0380	23,29
1.4 → 2.4	- 0,06	48,01°	0,0540	12,39
1.4 → 3.4	- 0,06	35,28°	0,0848	9,63
2.4 → 3.4	0,05	37,61°	0,0649	12,20

Tabela 5.2 - Situação do sistema no instante $t = 0$.

Fatores de participação $\alpha = 0$ indicam que o gerador equivalente correspondente participa somente da regulação primária, não participando da regulação secundária ou suplementar.

Tal participação definirá a resposta da geração a um desequilíbrio entre geração e carga na área. A localização dos centros de operação é dada na tabela 5.3 e os fatores α são dados na tabela 5.4, no sub-item 5.3.4 mostra-se um caso para $\alpha = 0$ nas sub-áreas térmicas.

A tabela 5.2 mostra a situação das interligações no instante $t = 0$. Foi feita uma simulação do sistema com T_{ij} 's mais

rígidos, ou seja com $x_{ij}^n = X_{ij}/2,0$ onde x_{ij}^n são as novas reatâncias das interligações.

Área 1 - COS na sub-área 2.1 (hidráulica)
Área 2 - COS na sub-área 3.2 (térmica)
Área 3 - COS na sub-área 2.3 (hidráulica)
Área 4 - COS na sub-área 1.4 (térmica)

Tabela 5.3 - Posição dos COS dentro de cada uma das áreas.

Área	1	1	2	2	2	3	3	4	4	4
Sub-área	1.1	2.1	1.2	2.2	3.2	1.3	2.3	1.4	2.4	3.4
α	0,2	0,8	0,2	0,6	0,2	0,2	0,8	0,2	0,4	0,4

Tabela 5.4 - Fatores de repartição do erro pelas unidades geradoras equivalentes das sub-áreas.

Observa-se que a configuração do sistema exemplo permite testar, via simulação, pelo método de Runge-Kutta, todos os critérios de operação, a saber: a operação normal com controle de polarização de intercâmbio, com controle plano de frequência ou com controle plano de intercâmbio.

Podem ser testados os casos de ilhamento de uma sub-área ou de toda uma área, obtendo-se as respostas do controle automático de geração a este ilhamento. É possível também a análise simultânea do comportamento das interligações e dos desvios de frequência através de índices de desempenho. Utiliza-se

o fator de monitoração quadrático sugerido em [2] para um sistema com várias sub-áreas. A seguir faz-se análise dos resultados a partir dos casos de interesse.

5.3 - Resultados da Simulação

5.3.1 - Caso Base: Degrau de Carga em uma Área, Controle Integral

O caso base simulado é uma perturbação em degrau de 4% da carga total inicial na sub-área 2.2, sendo que as sub-áreas hidráulicas e térmicas participam da regulação secundária segundo a repartição do ECA, neste instante, dado pela tabela 5.4. Apresentam-se os resultados de desvios de freqüência, de fluxo nas interligações, erro de controle de área para a área sujeita a perturbação, bem como para todas as sub-áreas desta área. O fator de monitoração do sistema representará a eficiência do controle integral.

A figura 5.2 mostra o comportamento do desvio de freqüência junto aos centros de operação (COS) das áreas adjacentes e da área onde ocorreu a perturbação.

Apresenta-se na figura 5.3 o comportamento das interligações internas à área 2, quando o sistema está sujeito à perturbação em questão. Na figura 5.4 pode ser observado o comportamento das interligações da área 2 com as áreas adjacentes 1 e 3 com as quais a mesma mantém intercâmbios programados naquele instante. Já na figura 5.5 é mostrado o Erro de Controle para cada uma das áreas do sistema, e a figura 5.6 mostra o fator de monitoração do sistema hidrotérmico, que é um bom medidor da qualidade da resposta do controle integral à esta perturbação para o controle de máquinas hidráulicas e térmicas de forma simultânea.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

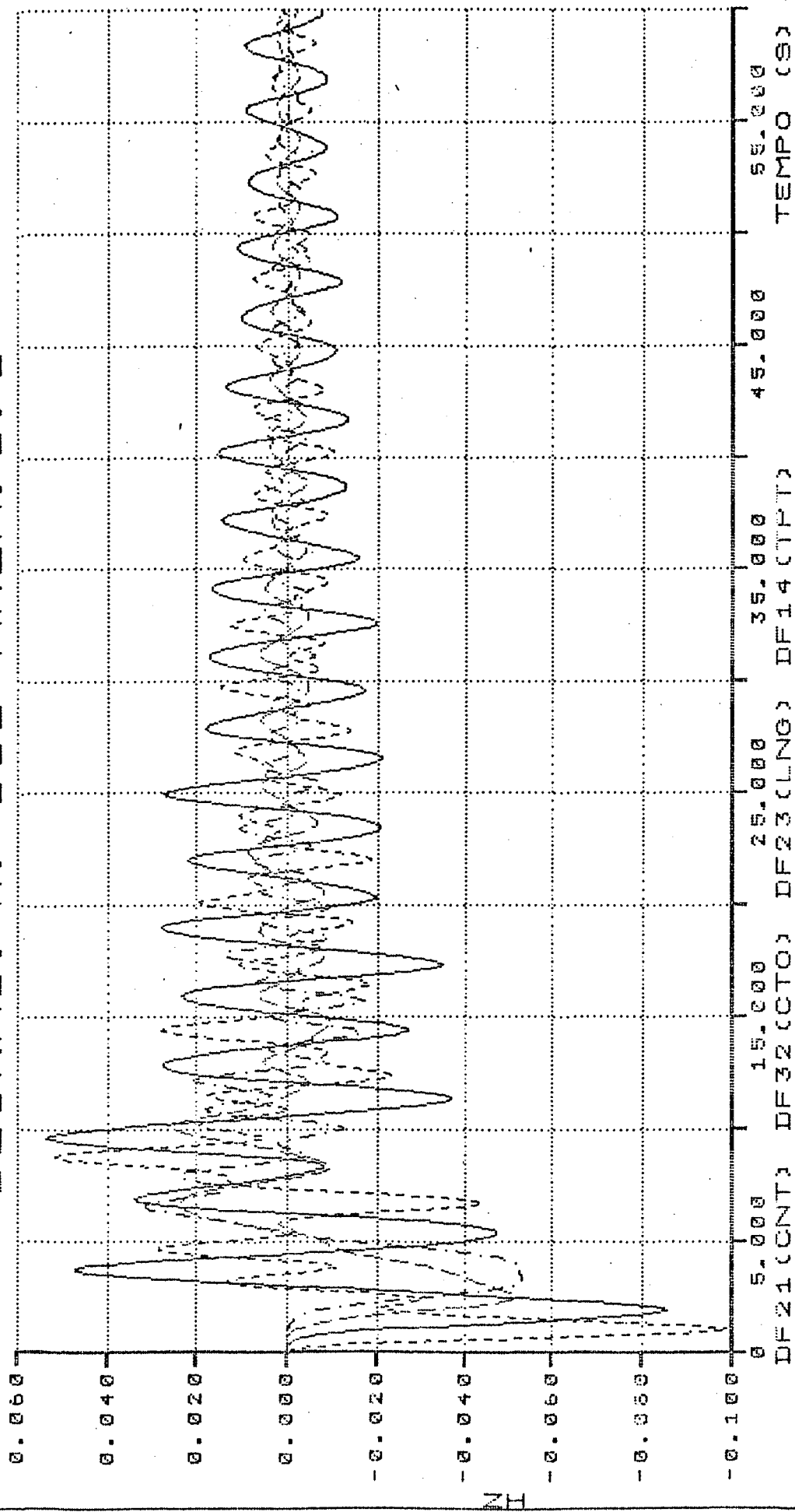


Figura 5.2 - Desvio de frequência junto aos centros de operação para o caso base.

CNT - Traço contínuo; CTO - Traço curto;
 LNG - Traço longo; TPT - Traço ponto.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

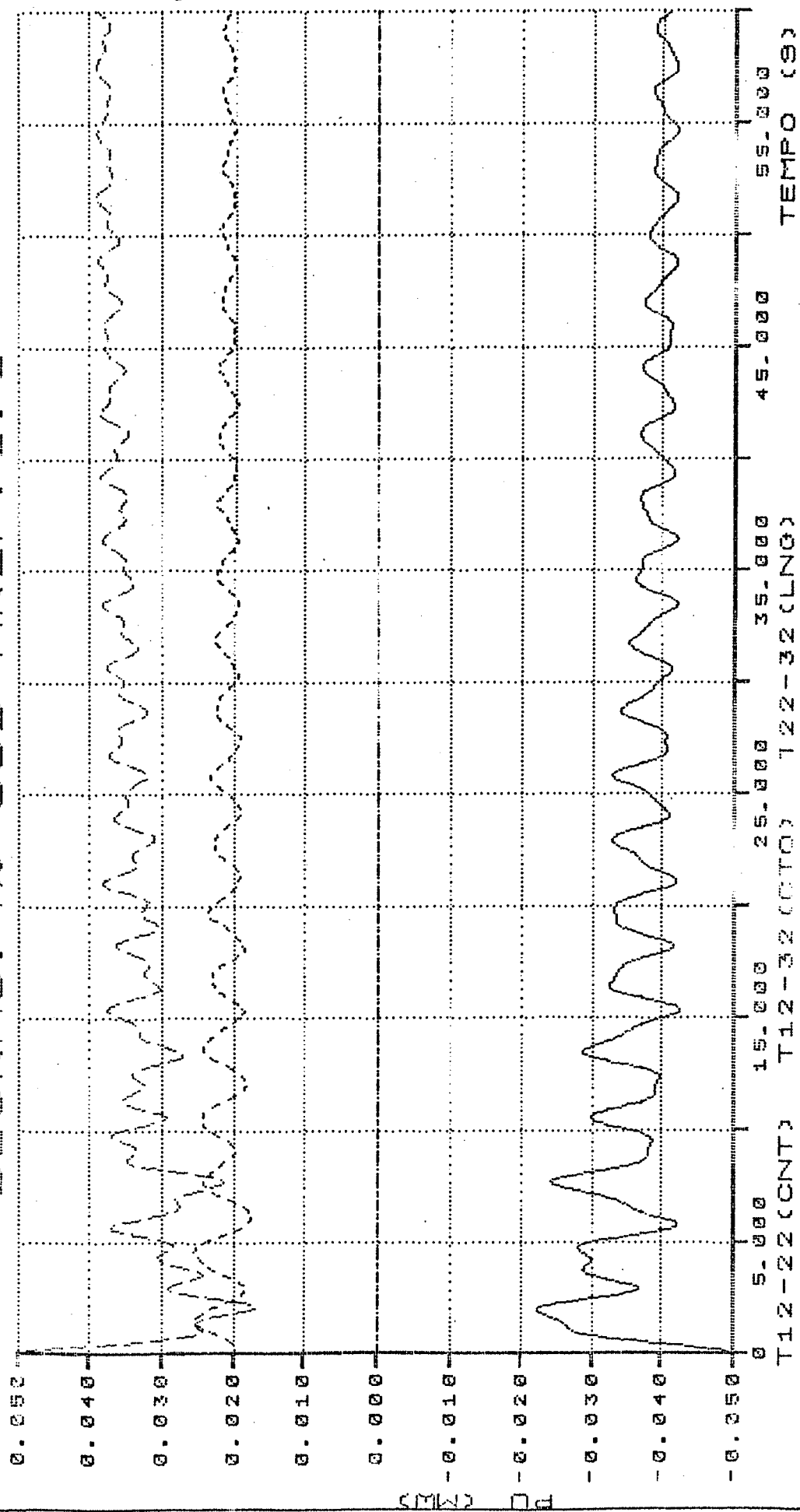


Figura 5.3 - Caso base - Variações no fluxo de potência nas interligações internas.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

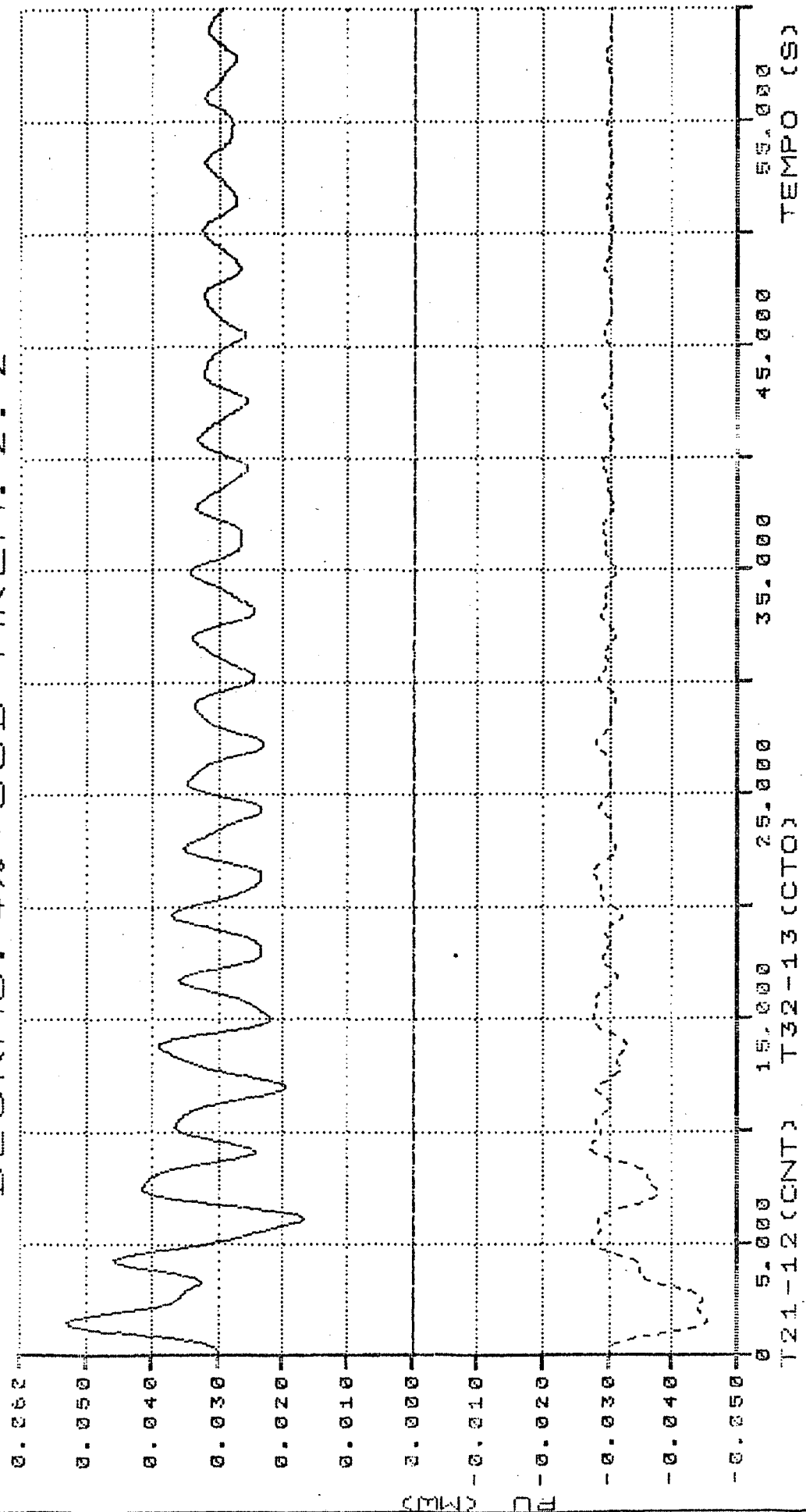


Figura 5.4 - Caso base - Variações no fluxo de potência nas interligações externas.

PARAMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-AREA: 2.2

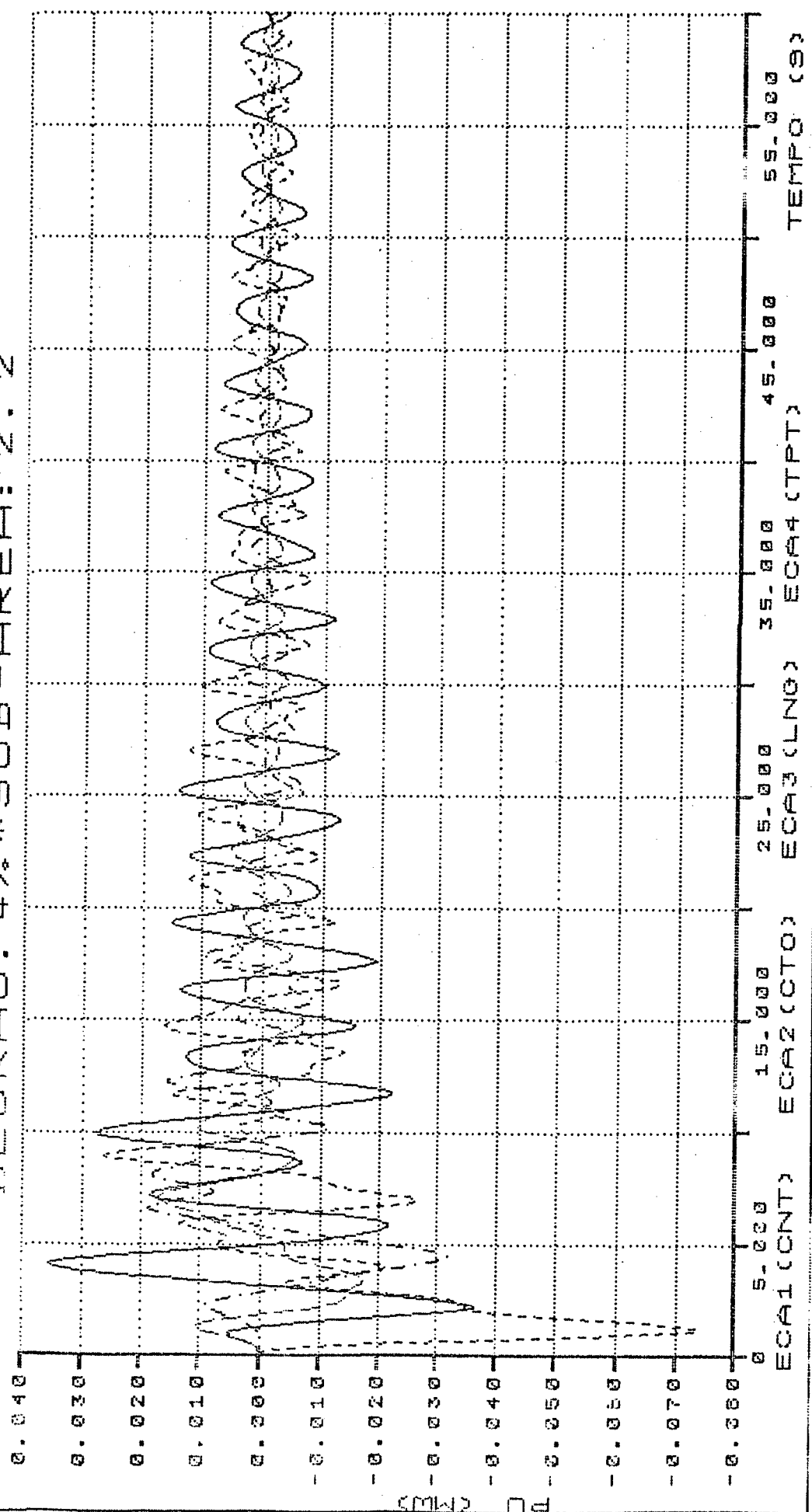


Figura 5.5 - Caso base - Erro de controle para as quatro áreas.

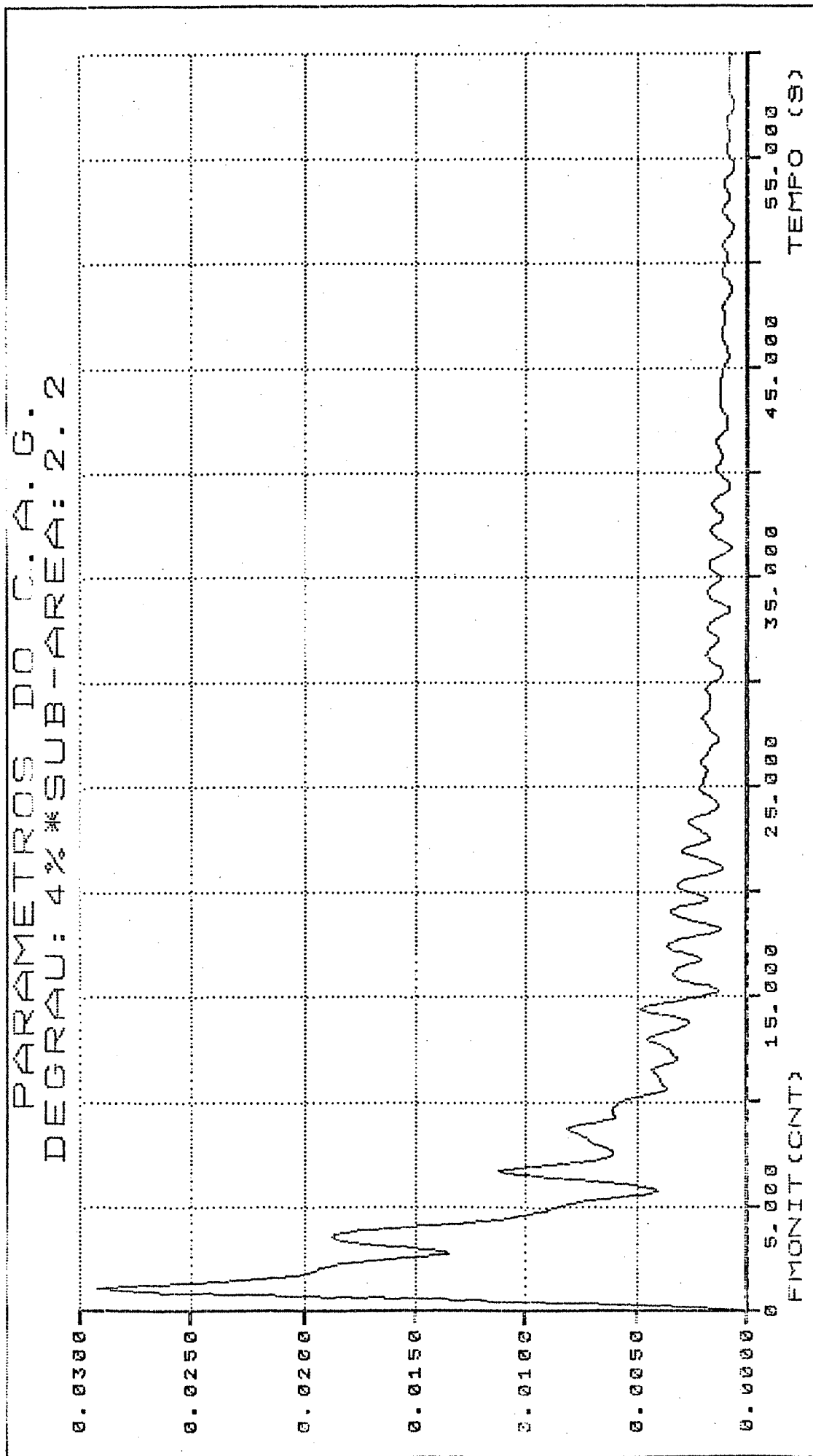


Figura 5.6 - Caso base - Fator de monitoração do sistema.

5.3.2 - Controle de Estrutura Variável

A figura 5.7 apresenta o desvio de frequência junto aos COS das áreas para o controle com estrutura variável (CEV) descrito no capítulo IV, com a mesma perturbação do caso base (figura 5.2 a 5.6). As figuras 5.8 a 5.11 representam, respectivamente, as variações no fluxo de potência nas interligações internas à área 2, as mesmas variações nas interligações externas, o erro de controle para as quatro áreas e o fator de monitoração do sistema com o CEV, onde $\epsilon_1 = \epsilon_3 = \epsilon_4 = 5 \times 10^{-3}$ e $\epsilon_2 = 4 \times 10^{-2}$, para as quatro áreas do sistema. A figura 5.12 retrata o índice de desempenho de todo o sistema para o caso do controle proporcional-integral (fator de monitoração). A qualidade do índice de desempenho obtido será comentada no capítulo VI.

O algoritmo de controle influencia de maneira acentuada o desempenho do sistema, o conceito de estrutura variável para sistemas hidrotérmicos interligados fornece uma opção a mais em termos de controle. Isto o torna interessante como estratégia, uma vez que o algoritmo é muito simples e fácil de implementar, pois requer somente uma variável, isto é, o erro de controle de área (ECA) já utilizado no controle convencional. A partir da comparação das curvas de desvio de frequência, erro de controle de área (ECA) e fluxo de potência nas interligações, o sistema fica mais oscilante pela utilização do controle com estrutura variável (CEV) em sistemas hidrotérmicos.

PARAMETROS DO C.A.G.
DFRAU: 4%*SUB-AREA: 2.2

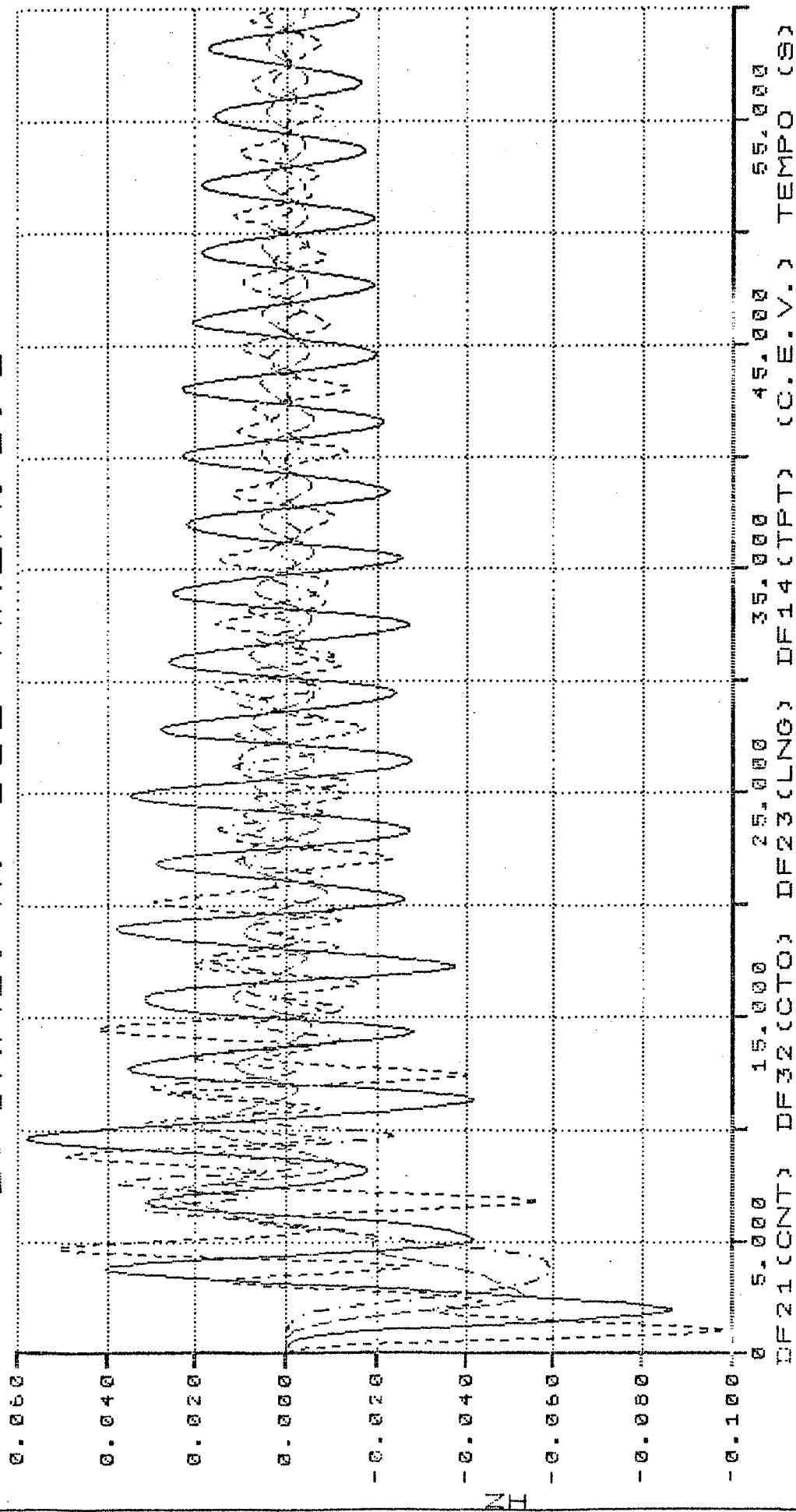


Figura 5.7 - Desvio de frequência junto aos COS para o controle com estrutura variável.

PARAMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4% * SUB-AREA: 2.2

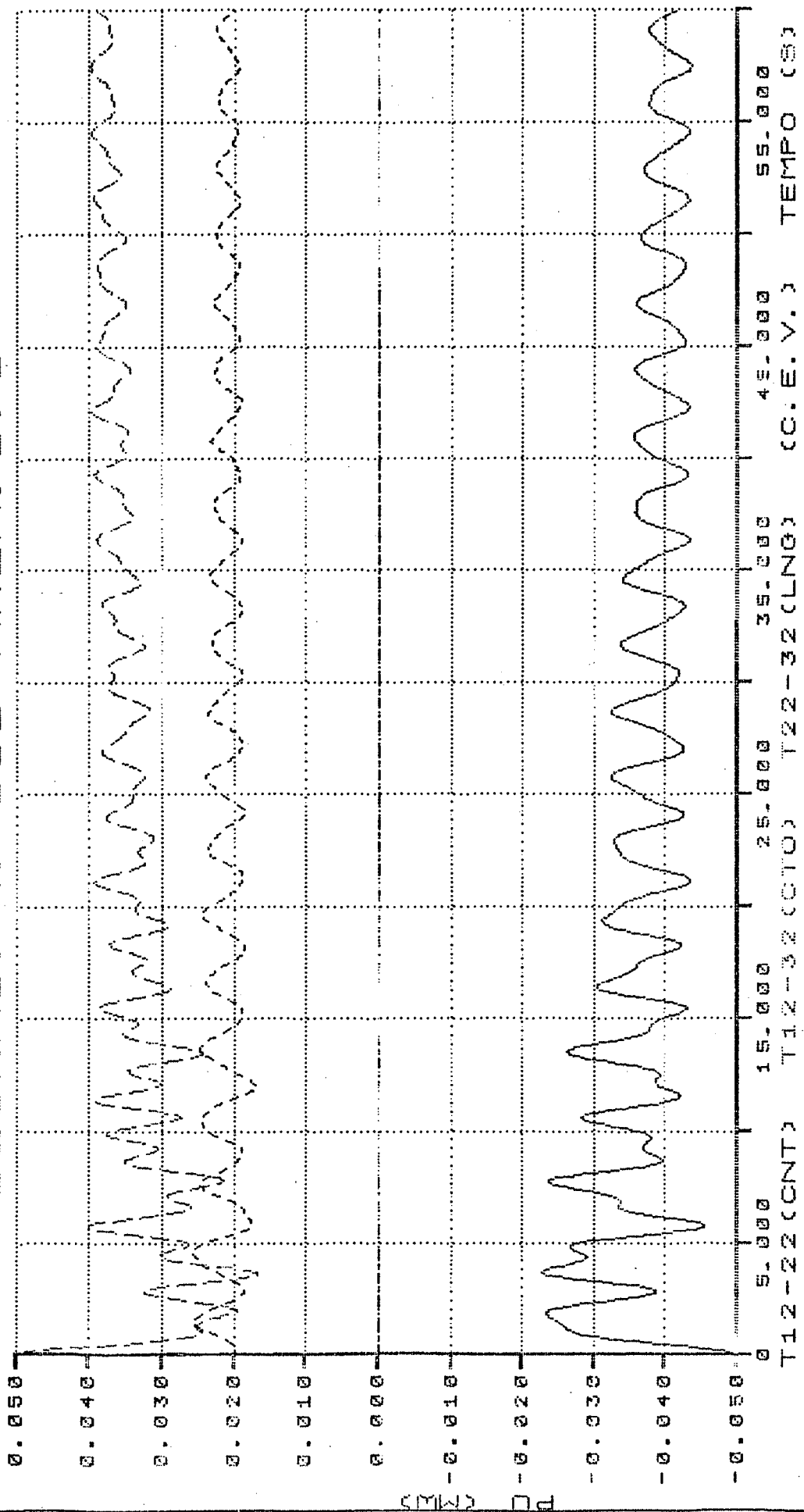


Figura 5.8 - Variações no fluxo de potência nas interligações internas para o controle com estrutura variável.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRÁU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

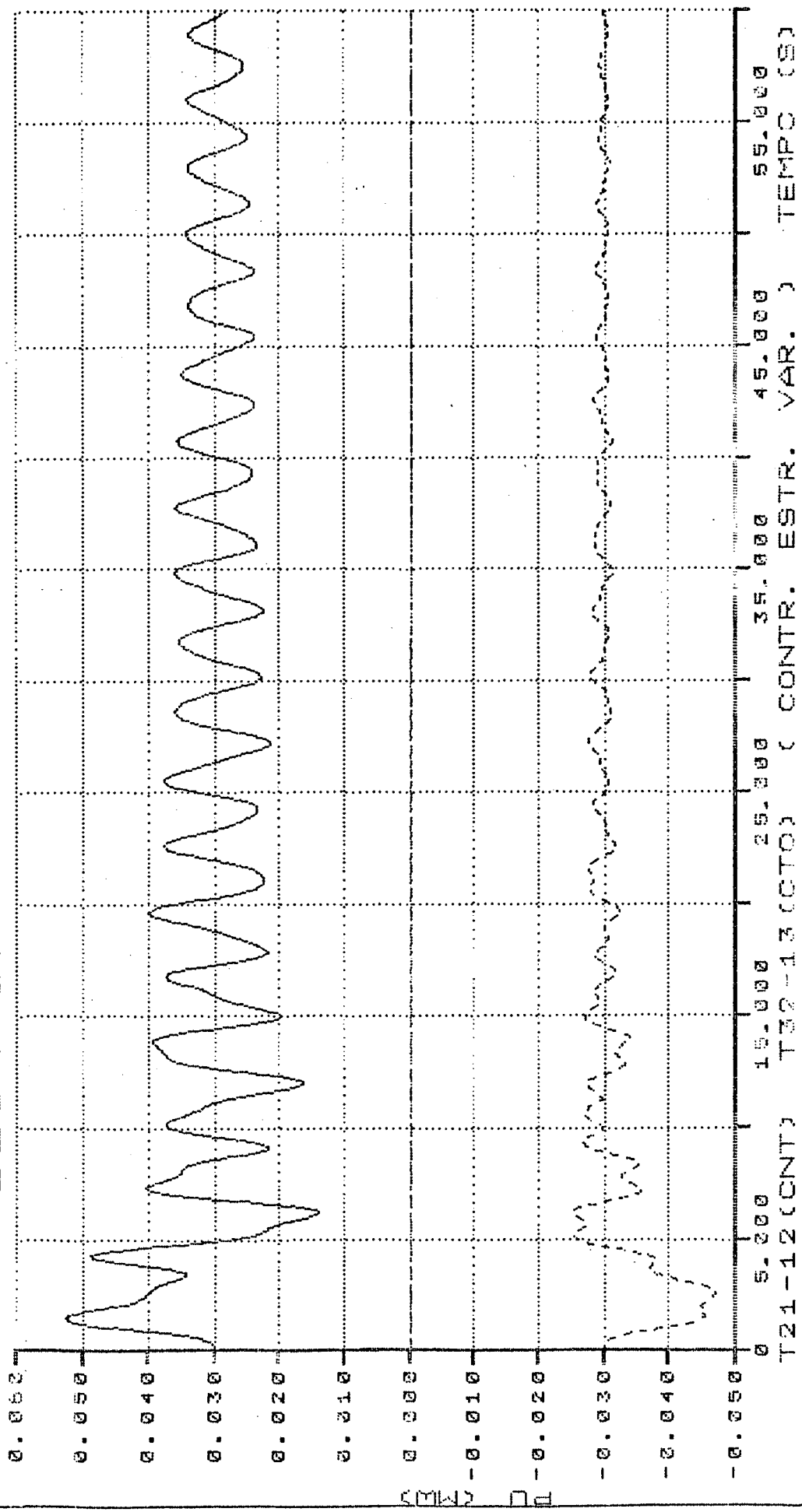


Figura 5.9 - Variações no fluxo de potência nas interligações externas para o controle com estrutura variável. 86

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

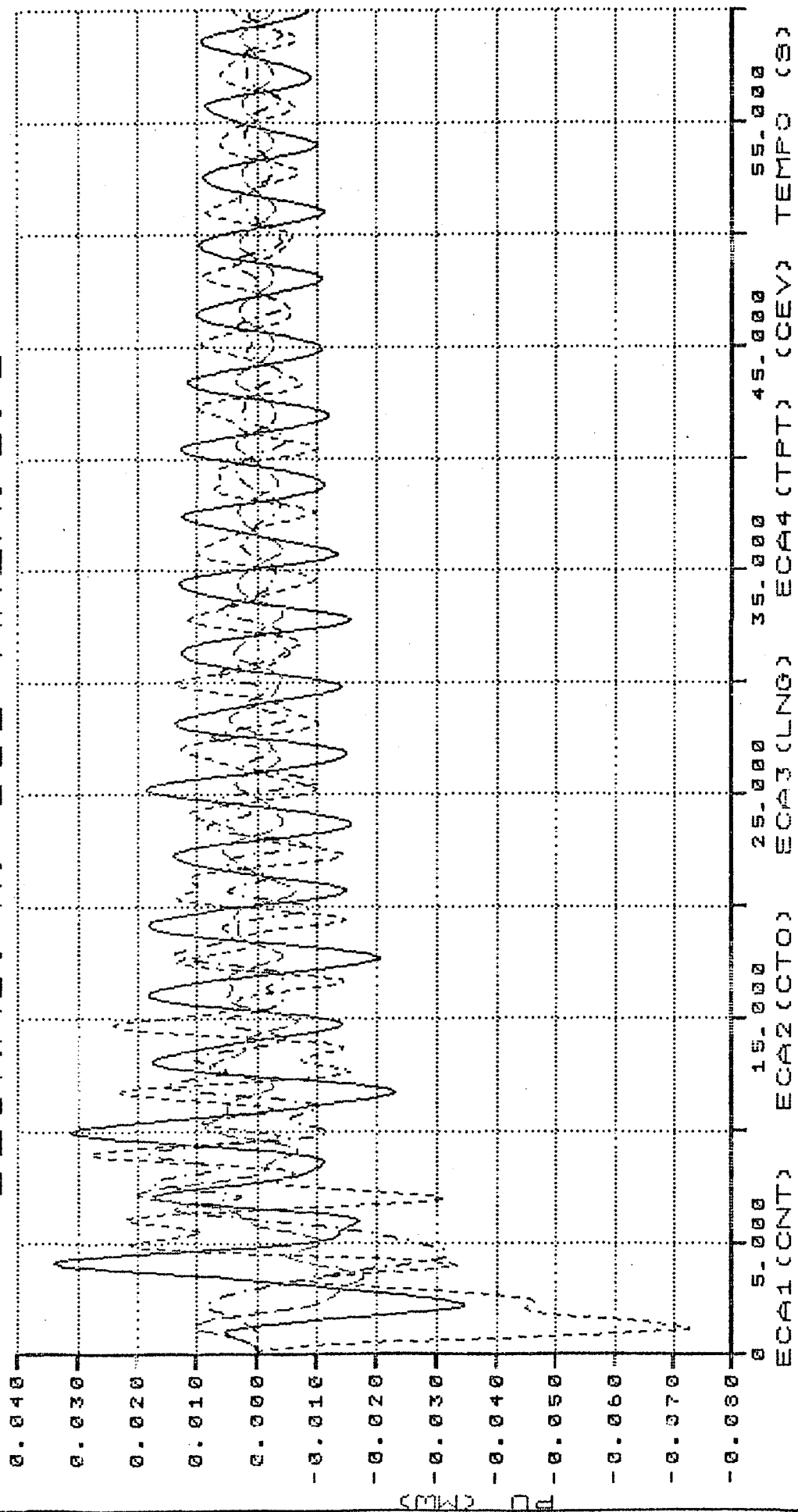


Figura 5.10 - Erro de controle para as quatro áreas com controle com estrutura variável.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

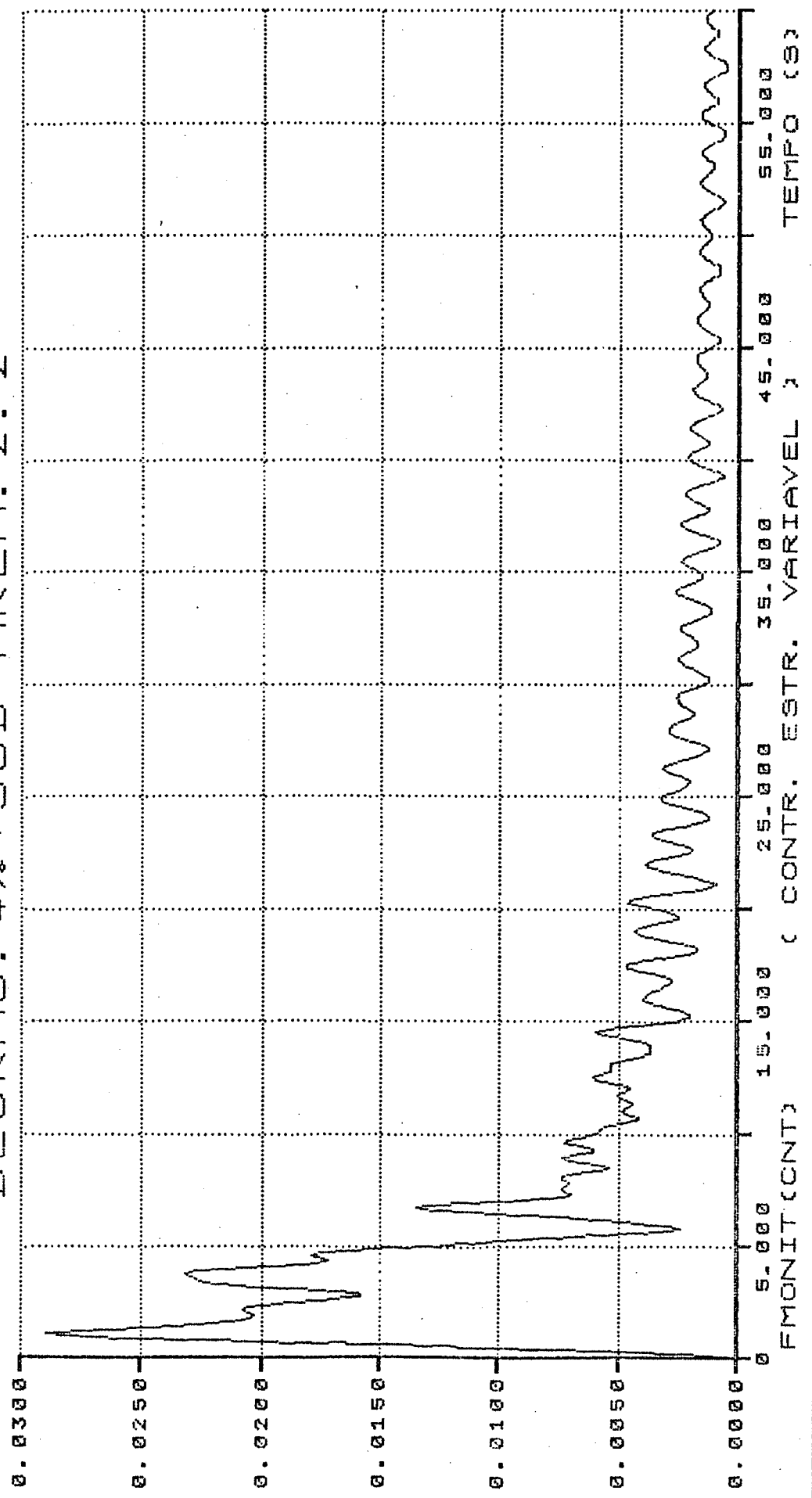


Figura 5.11 - Fator de monitoração do sistema para controle com estrutura variável.

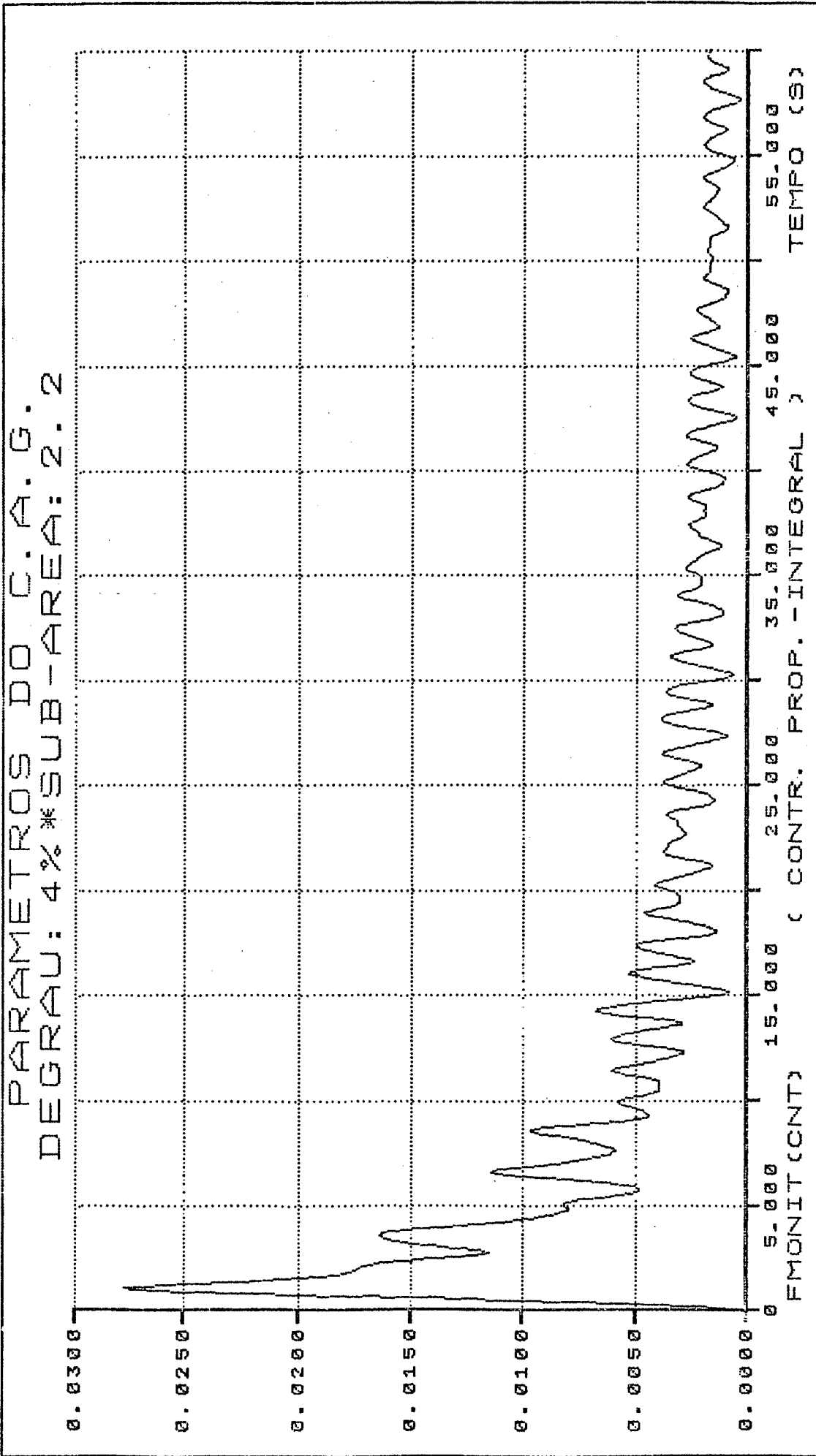


Figura 5.12 - Fator de monitoração do sistema para o controle proporcional integral.

5.3.3 - Ilhamento de Sub-Área

Nas figuras 5.13 e 5.14 apresentam-se os desvios de frequência nas sub-áreas da área 2, quando ocorre o ilhamento da sub-área 2.2. Se, simultaneamente à ocorrência deste ilhamento, ocorre uma perturbação com aumento de carga em degrau na sub-área 3.2, junto ao COS da área, pode-se observar nas figuras 5.15 e 5.16 os desvios de frequência nas sub-áreas da área 2 para as duas perturbações ocorrendo simultaneamente.

O ilhamento de uma parte do sistema, permite observar ações automáticas de controle que, aparentemente corretas, possam vir a ampliar ainda mais os efeitos da perturbação (ilhamento parcial do sistema), produzindo desvios de frequência críticos para o sistema. Observa-se ainda que a ocorrência simultânea de ilhamento de uma sub-área com um aumento de carga em outra sub-área, ambas da mesma área, tornam a situação ainda mais crítica para a sub-área ilhada em regime permanente e para o restante do sistema durante o transitório.

PARÂMETROS DO C.A.G.
ILHAMENTO*SUB-ÁREA: 2.2

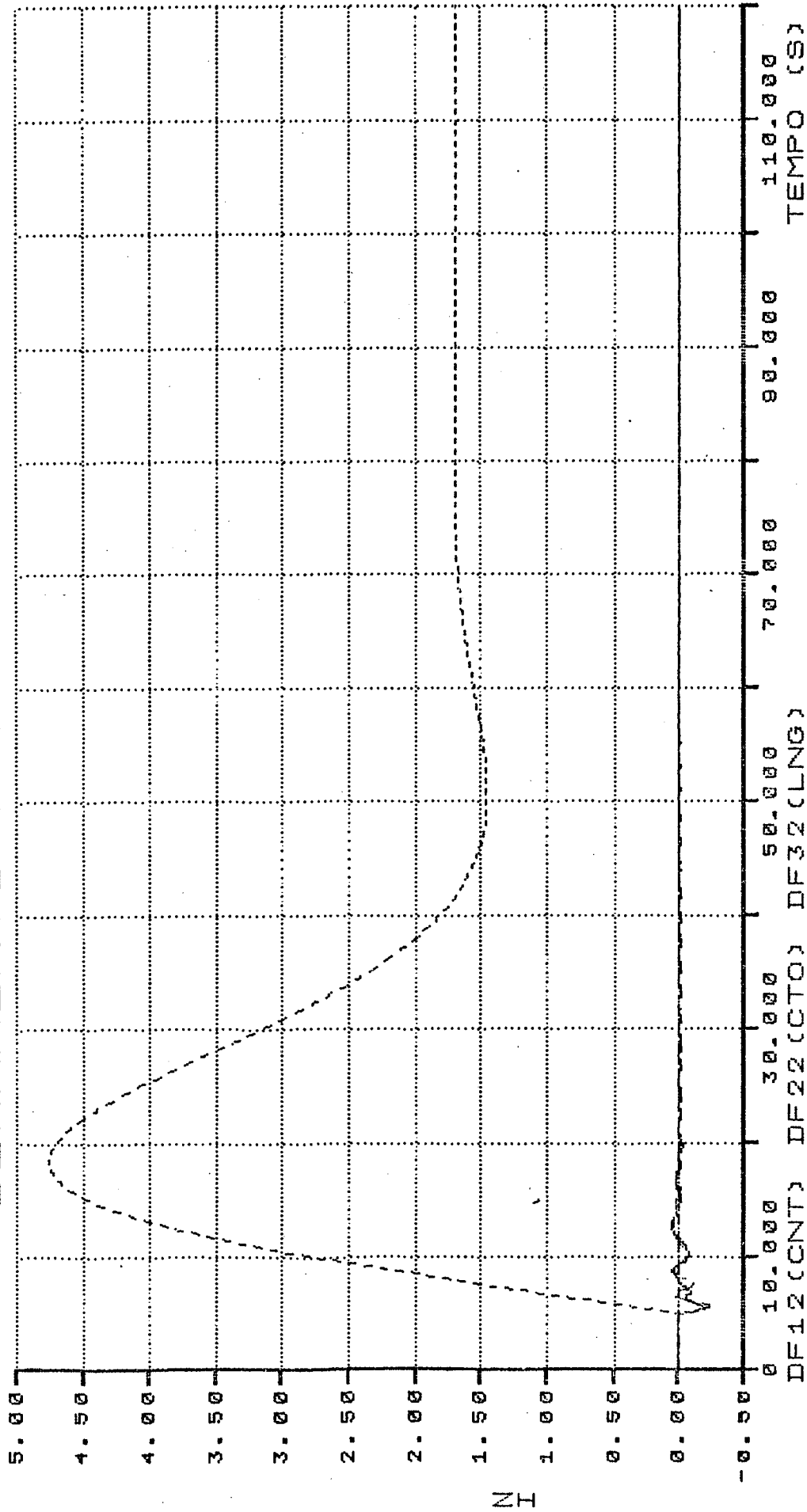


Figura 5.13 - Desvio de frequência na sub-área ilhada.

PARÂMETROS DO C.A.G.
ILHAMENTO*SUB-ÁREA: 2.2

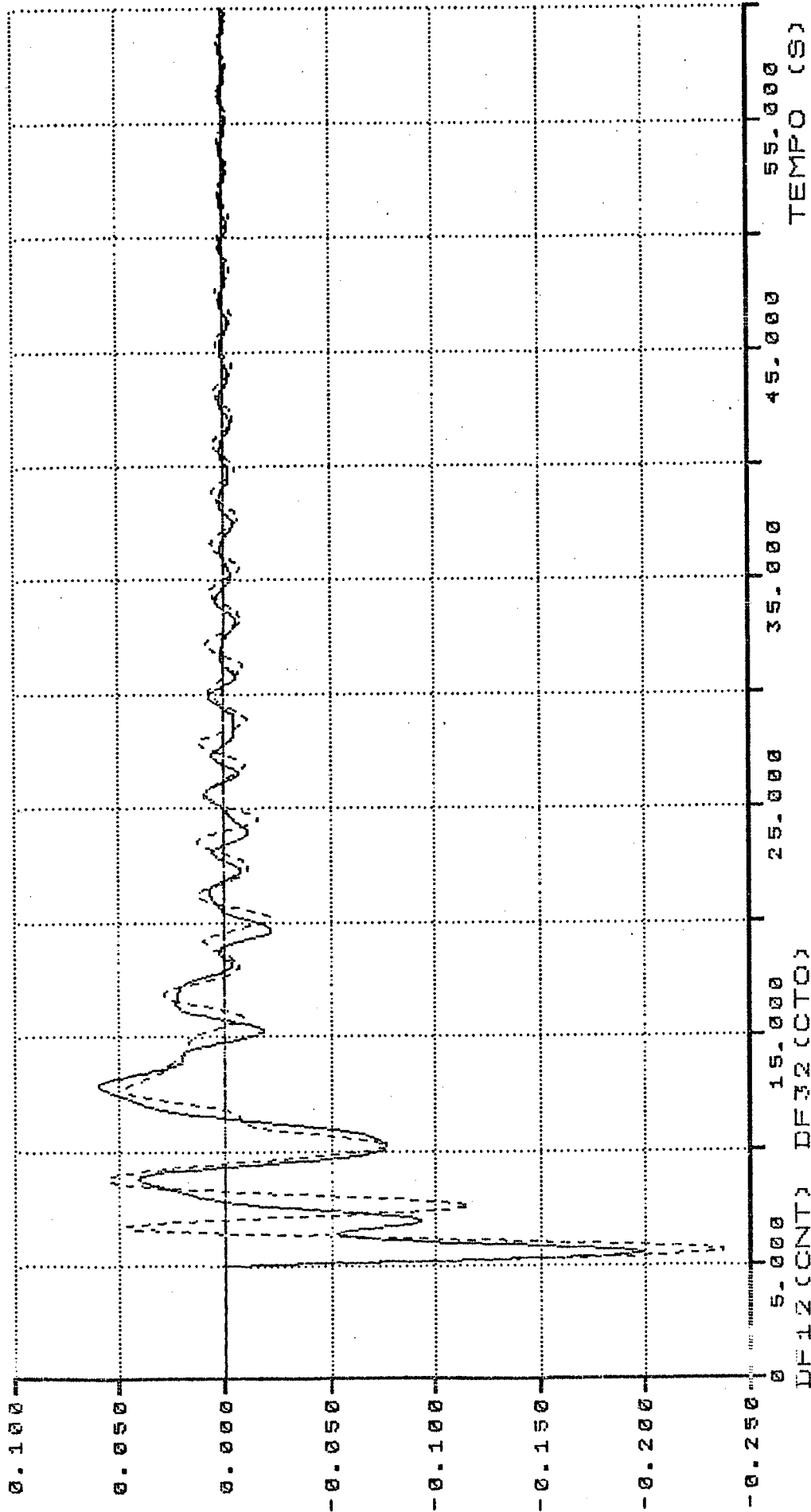


Figura 5.14 - Desvio de frequência nas sub-áreas adjacentes à sub-área ilhada.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DFGRAU(3.2) - ILHA: (2.2)

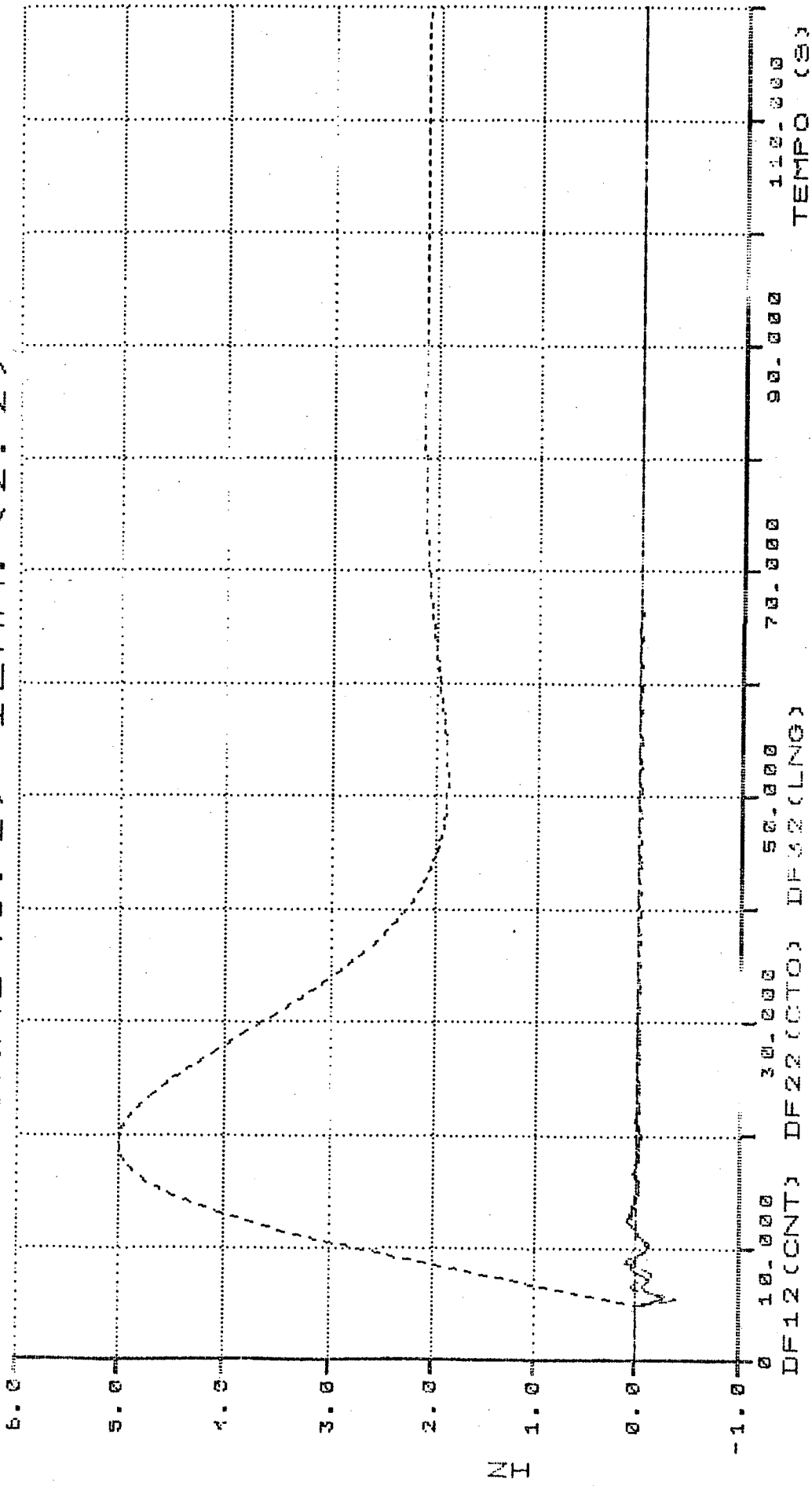


Figura 5.15 - Desvio de frequência na sub-área 2.2 (ilhada), com ocorrência simultânea de aumento de carga na sub-área 3.2.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU (3.2) - ILHA. (2.2)

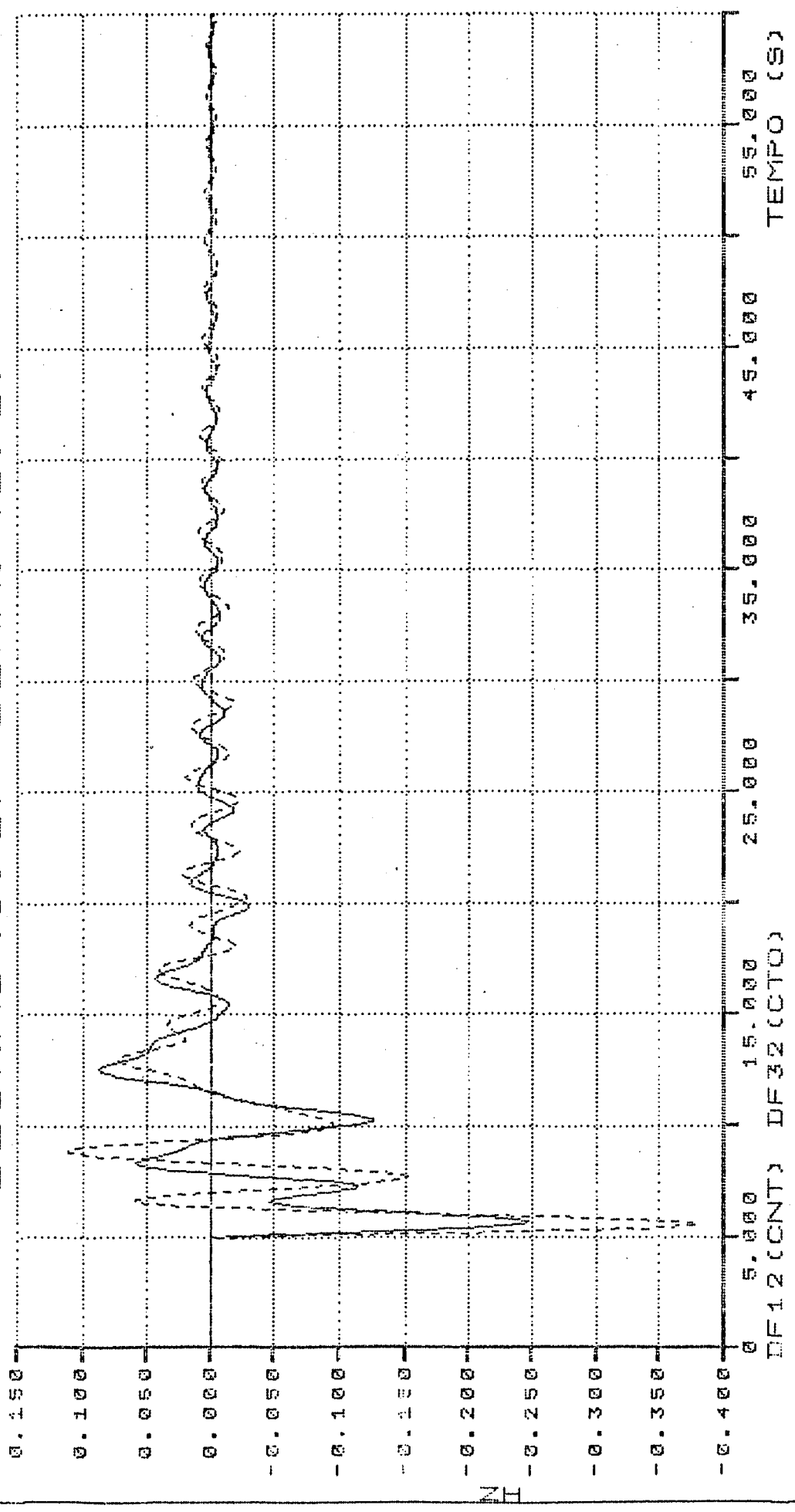


Figura 5.16 - Desvio de frequência nas sub-áreas adjacentes à sub-área 2.2 (ilhada), com ocorrência simultânea de aumento de carga na sub-área 3.2.

5.3.4 - Usinas Térmicas sem Controle Suplementar

Um modo de operação corrente no Brasil, para sistemas hidrotérmicos, é aquele em que as usinas térmicas operam somente com regulação primária ($\alpha = 0,0$), enquanto que as hidráulicas operam com regulação primária e secundária ($\alpha = 1,0$). Este caso é ilustrado a partir da mesma perturbação do caso base (degrau de 4% na carga da sub-área 2.2), com as figuras 5.17 e 5.18 mostrando, respectivamente, o desvio de frequência nas sub-áreas da área 2 e o fator de monitoração de todo o sistema.

Eliminou-se o controle suplementar das unidades térmicas equivalentes, e o que se observou foram oscilações mais lentas de frequência no sistema, em relação ao caso base, com as unidades térmicas equivalentes acompanhando as oscilações ditas pelo controle suplementar das unidades hidráulicas equivalentes.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

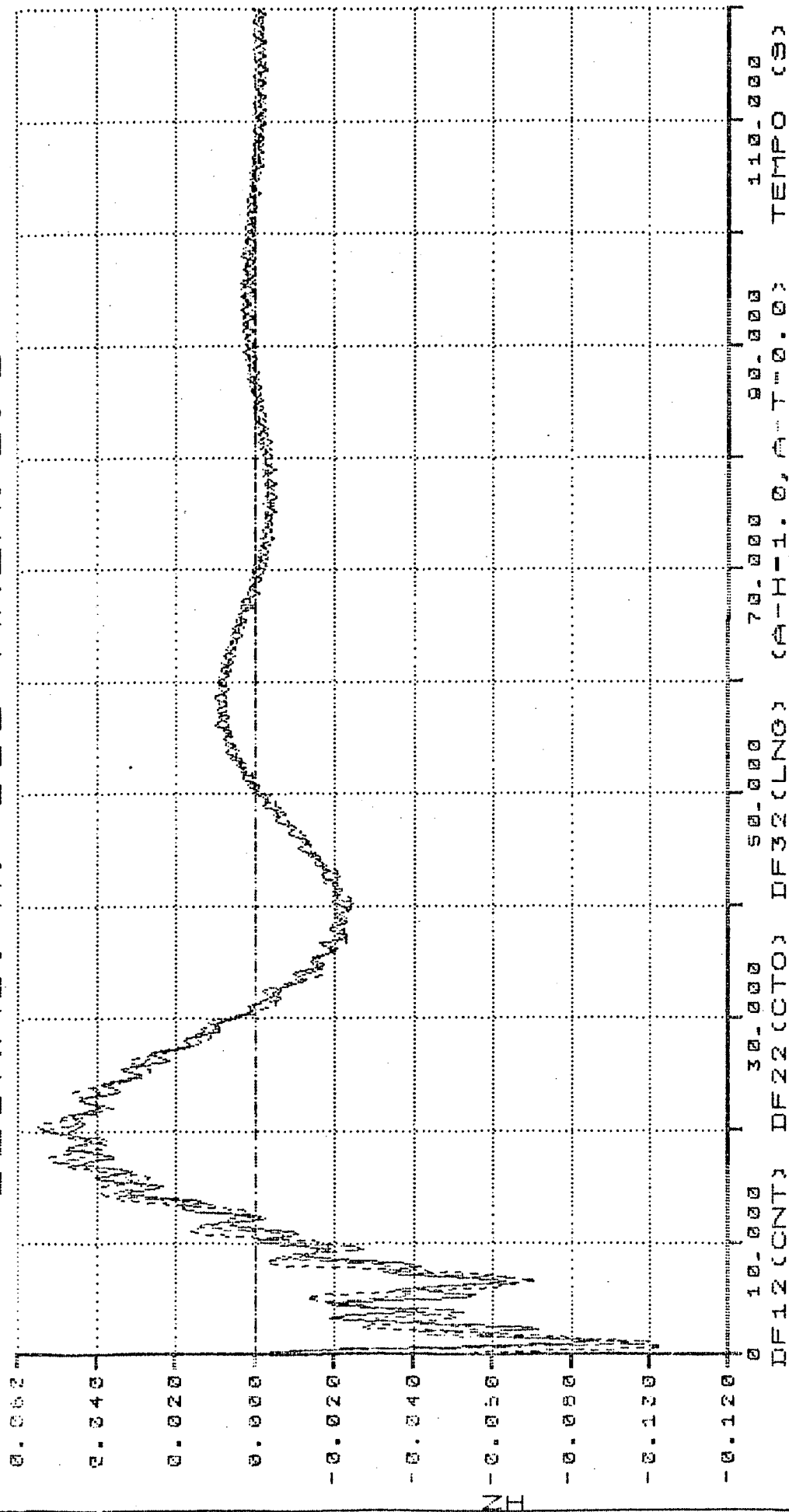


Figura 5.17 - Desvio de frequência nas sub-áreas da área 2 com regulação primária e secundária somente para as unidades hidráulicas equivalentes.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

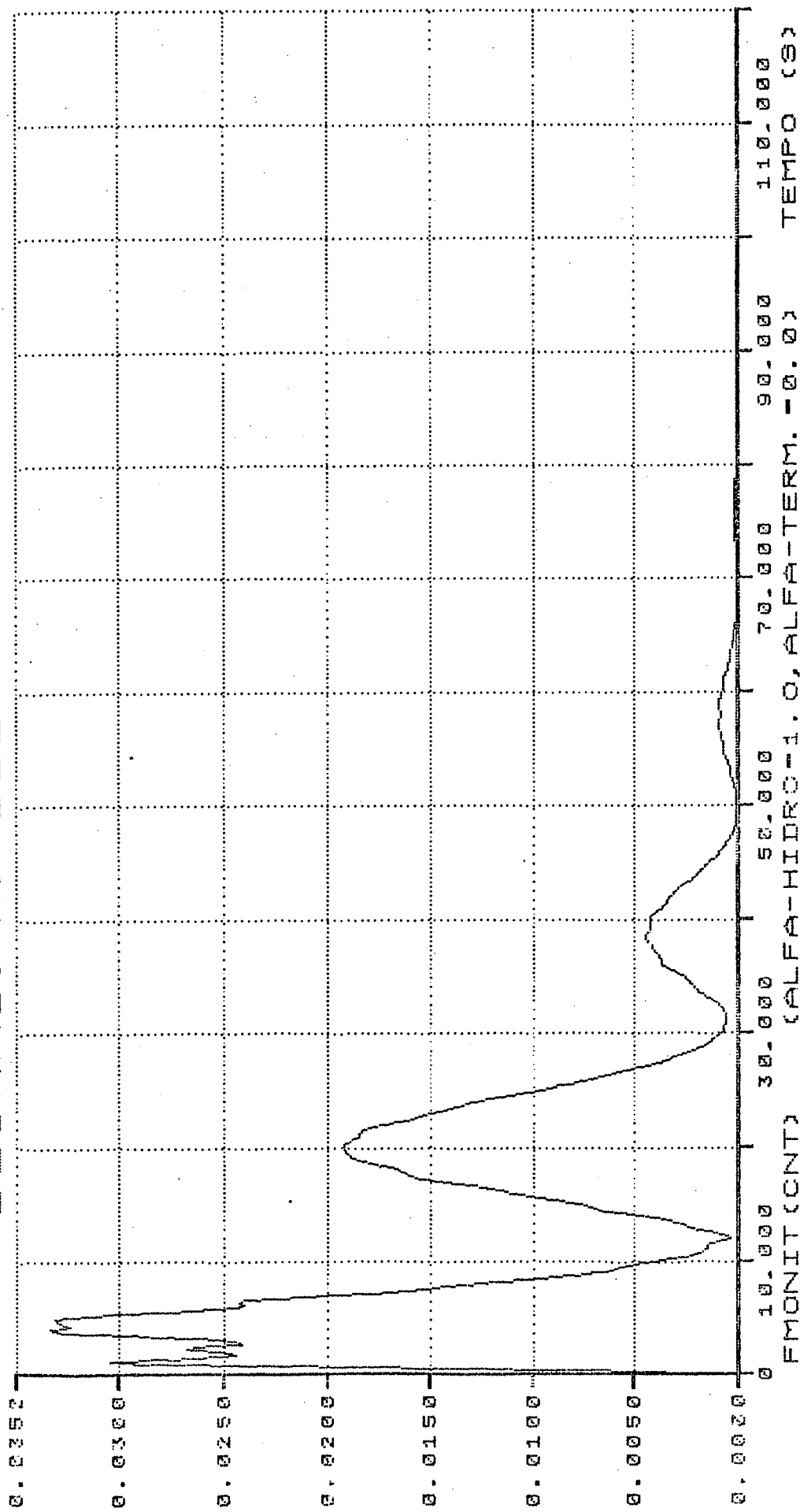


Figura 5.18 - Fator de monitoração do sistema com regulação primária e secundária somente para as unidades hidráulicas equivalentes.

5.3.5 - Faixa Morta, Limitação de Geração, Amostragem do ECA

É necessário que sejam apresentadas também simulações dos casos de limitação de geração, existência da faixa morta dos reguladores de velocidade e amostragem do Erro de Controle de Área com sustentação de ordem zero já descrita de forma sucinta no capítulo anterior. Para tanto aplicou-se nos dois casos a mesma perturbação do caso base e limitou-se o aumento da geração da sub-área 2.2 em 1,5% da geração total do sistema no instante pré-perturbação. As figuras 5.19 a 5.22 ilustram respectivamente os desvios de frequência nas sub-áreas, os intercâmbios internos, variação de geração, todos da área 2, e o fator de monitoração do sistema. No caso de existência da faixa morta dos reguladores de velocidade suposta igual a 0,2% para todos eles, os desvios de frequência da figura 5.23 e o fator de monitoração do sistema na figura 5.24 ilustram a influência da faixa morta sobre a qualidade do controle. Finalmente apresenta-se o controle com sustentador de ordem zero e intervalo de amostragem de 1,0 segundo para o E.C.A.. Este caso é ilustrado pelas figuras 5.25 a 5.29 onde são mostrados desvios de frequência, comportamento do fluxo de potência nas interligações, o ECA amostrado e o fator de monitoração do sistema.

As figuras 5.30 a 5.32 retratam a variação da geração, dos intercâmbios para as sub-áreas da área 2 e o fator de monitoração de todo o sistema para uma limitação de geração da sub-área 2.2 em 0,5% da geração total do sistema no instante pré-perturbação, com amostragem simultânea a cada 1,0 segundo para o ECA.

Observou-se que para determinada limitação de geração os fluxos nas linhas internas à área diminuíram em regime permanente. A simulação da faixa morta nos reguladores de velocidade demonstrou que a mesma tem pouca influência no desempenho do sistema em regime transitório e praticamente nenhuma em regime permanente, quando mantida em níveis normais. A amostragem e sustentação de ordem zero produz um controle integral com oscilações levemente mais acentuadas durante o transitório, que evolui mais rapidamente para o regime permanente quando comparada com o caso base, sem amostragem e sustentação de ordem zero.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4% * SUB-ÁREA: 2.2

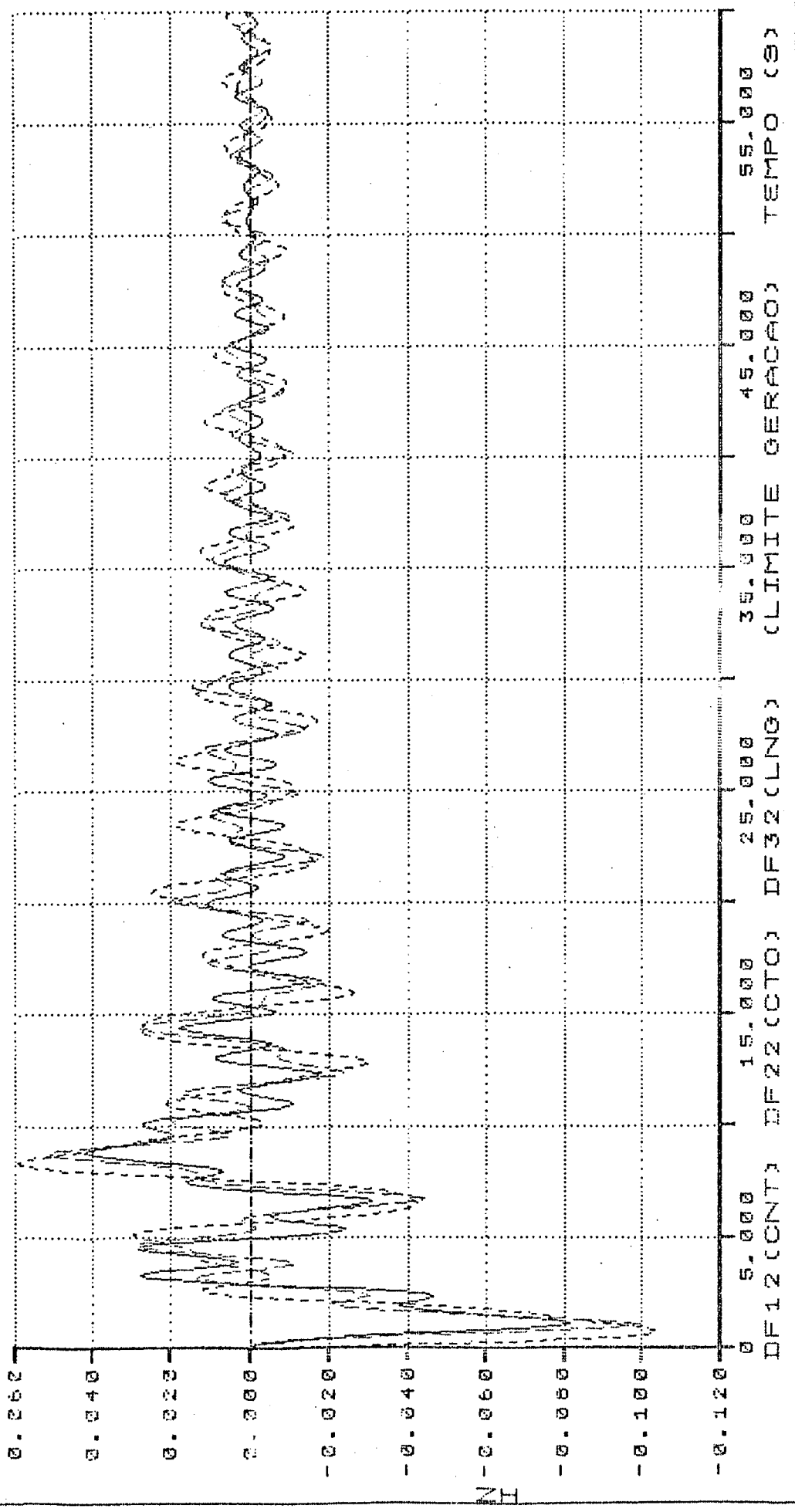


Figura 5.19 - Desvios de frequência nas sub-áreas da área 2 para limite de geração de 1,5% da geração total do sistema na sub-área 2.2.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

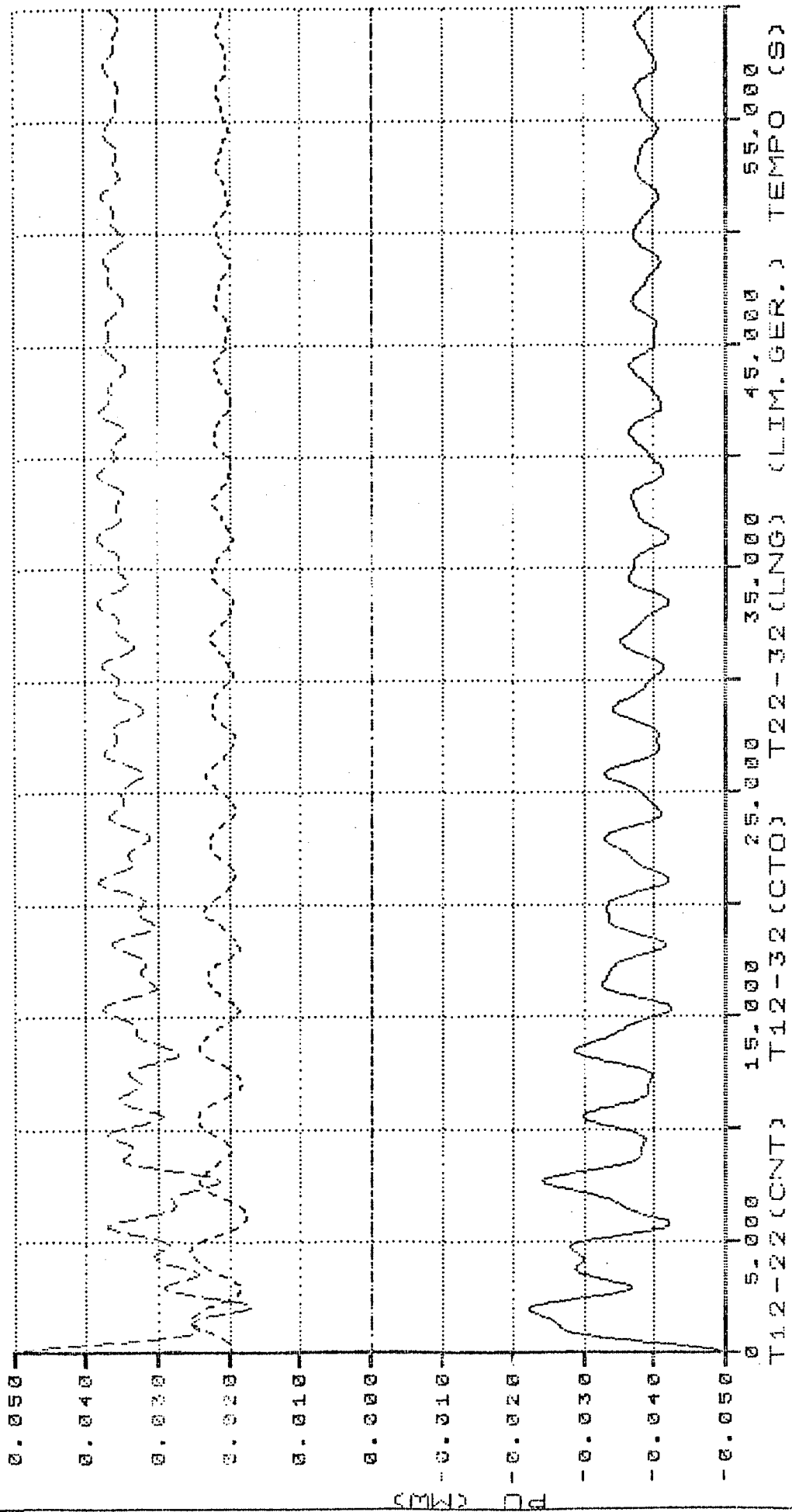


Figura 5.20 - Intercâmbios internos à área 2 para limite de geração de 1,5% da geração total do sistema na sub-área 2.2.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4% * SUB-ÁREA: 2.2

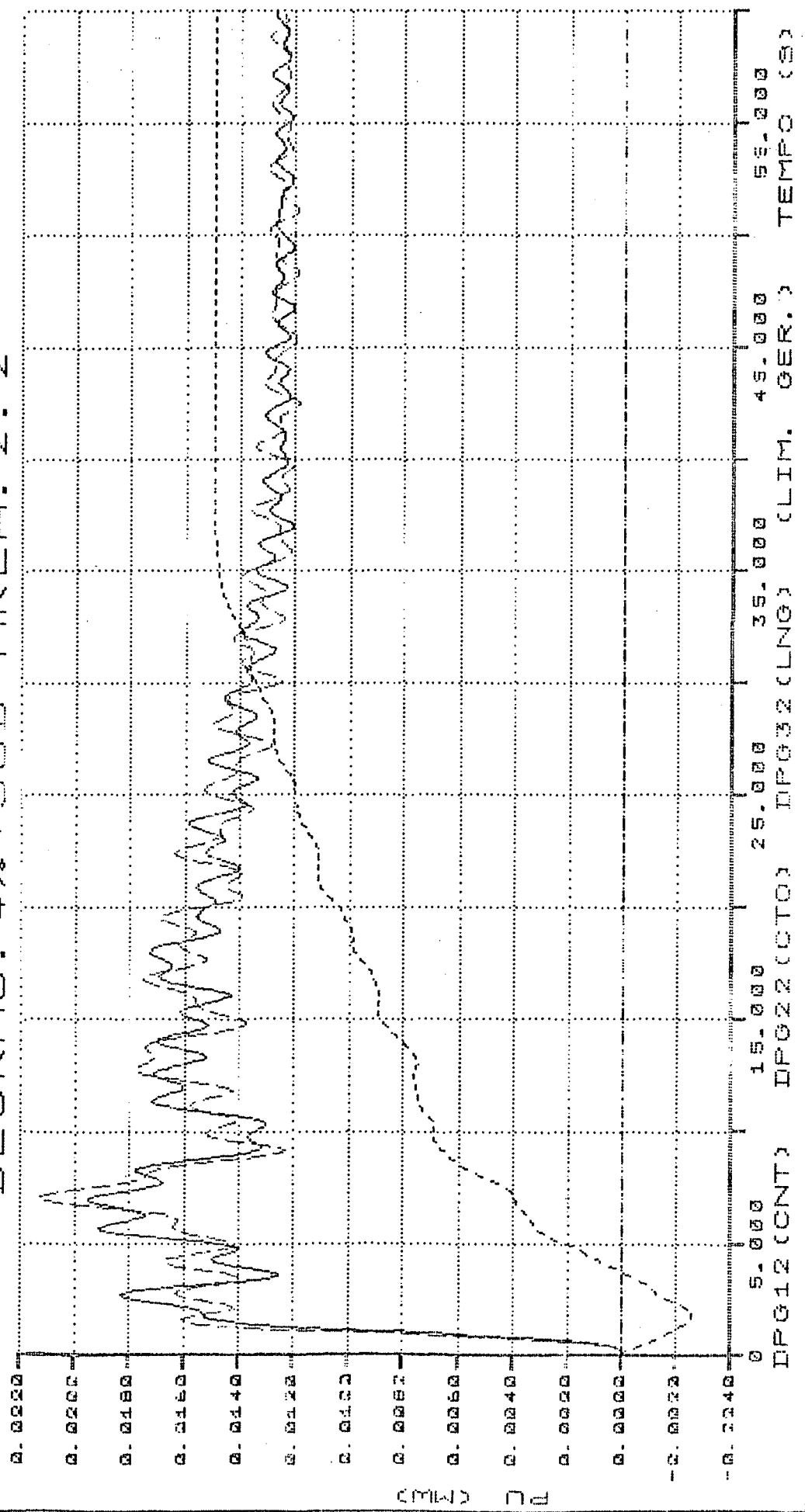


Figura 5.21 - Variação de geração nas sub-áreas da área 2 para limite de geração de 1,5%² da geração total do sistema na sub-área 2.2.

PARAMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-AREA: 2.2

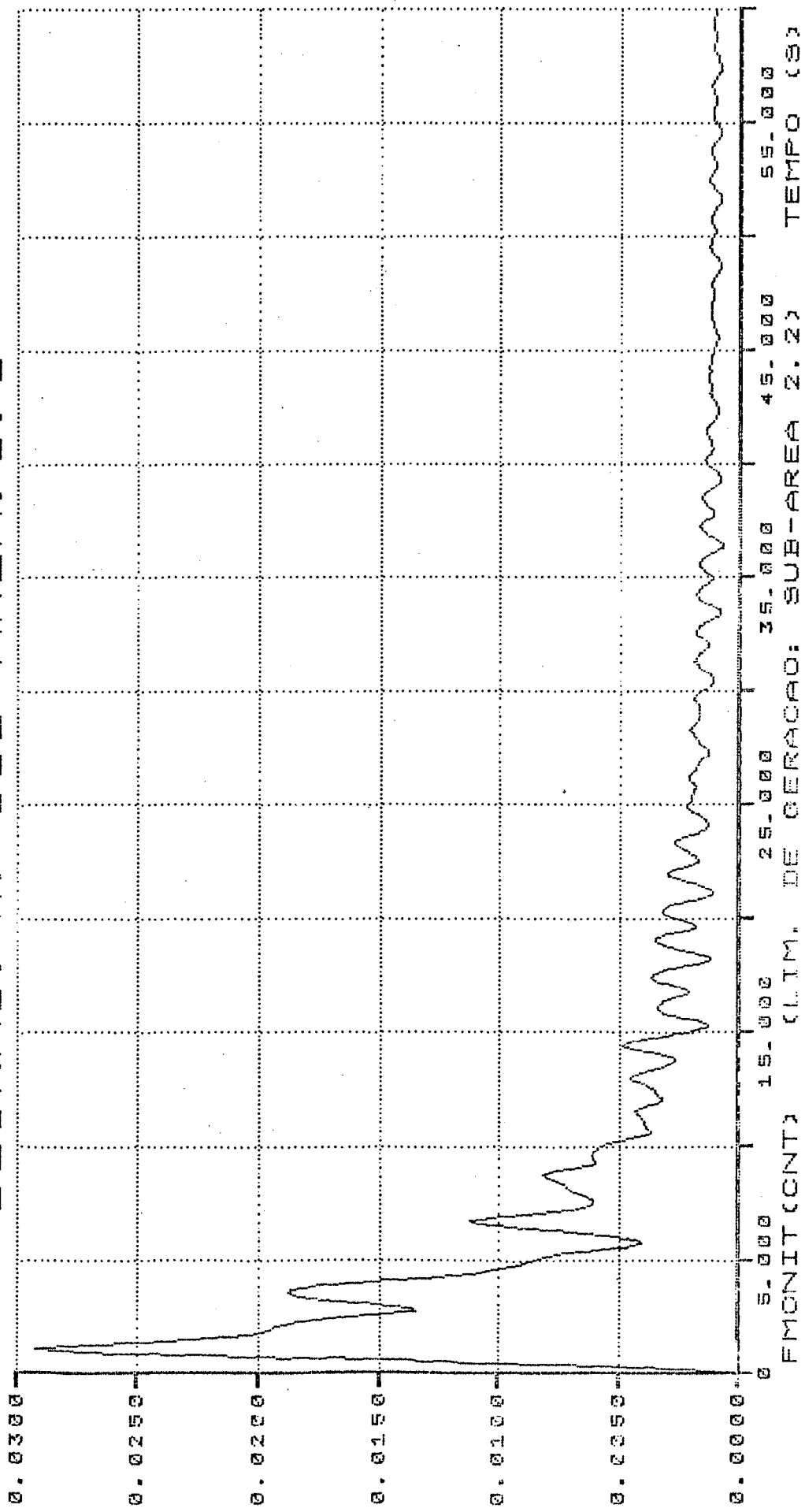


Figura 5.22 - Fator de monitoração do sistema para limite de geração de 1,5% da geração total do sistema.

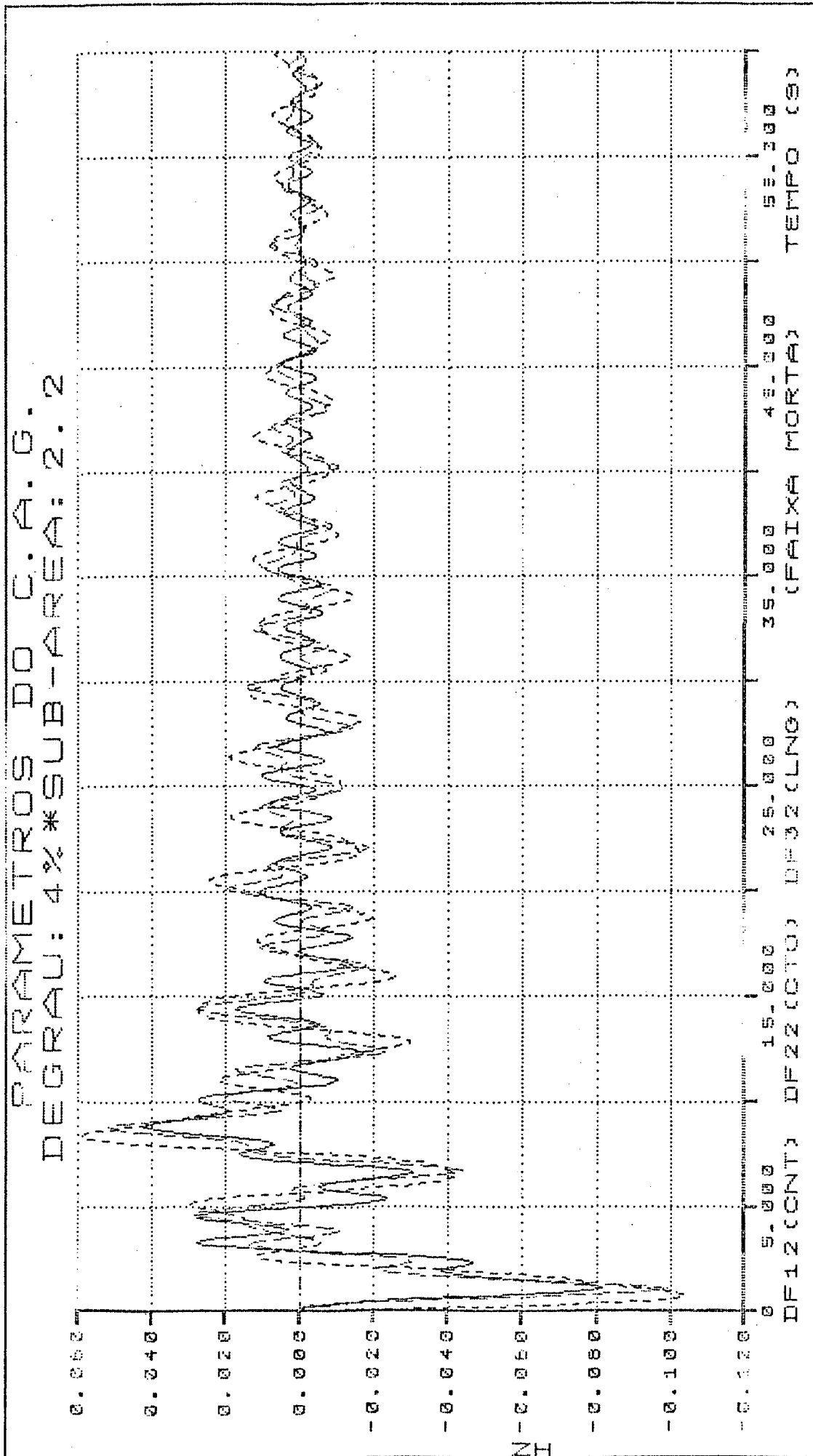
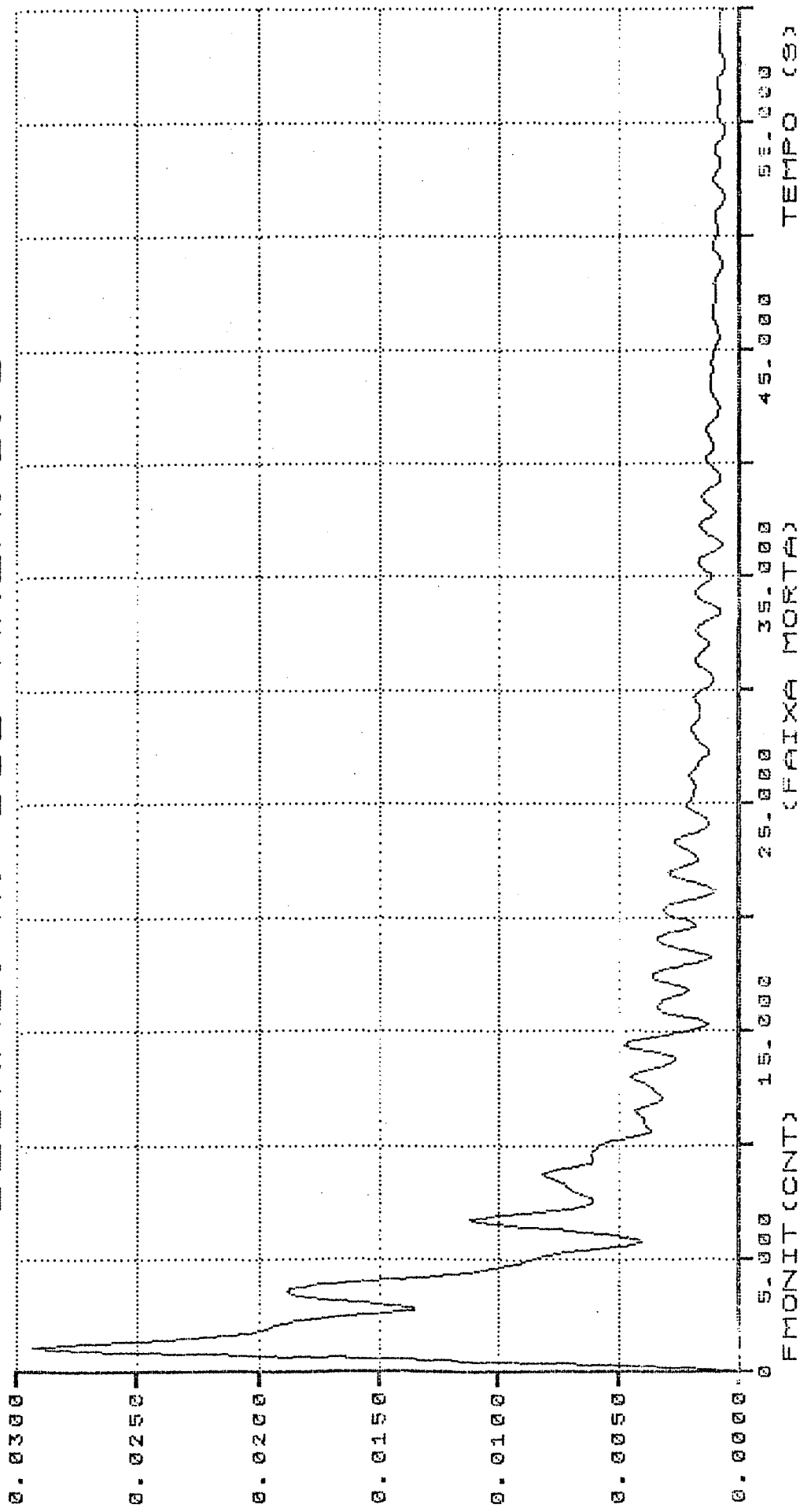
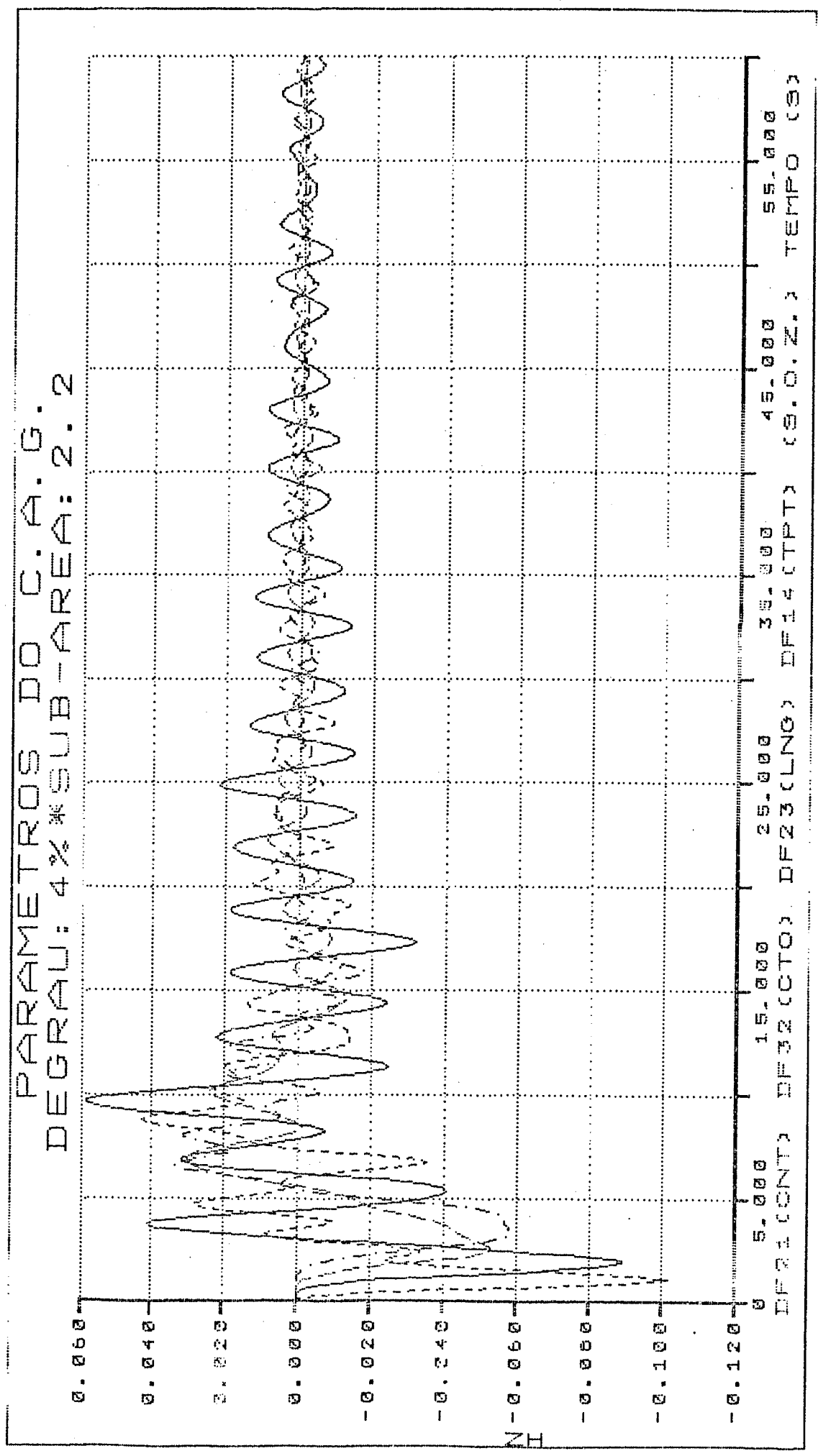


Figura 5.23 - Desvios de frequência nas sub-áreas da área 2 com faixa morta de 0,2% para os reguladores de velocidade.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2



10
Figura 5.24 - Fator de monitoração do sistema com faixa morta de 0,2% para os reguladores de velocidade.



106

Figura 5.25 - Desvios de frequência junto aos COS para o caso base com amostragem digital e sustentação de ordem zero.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

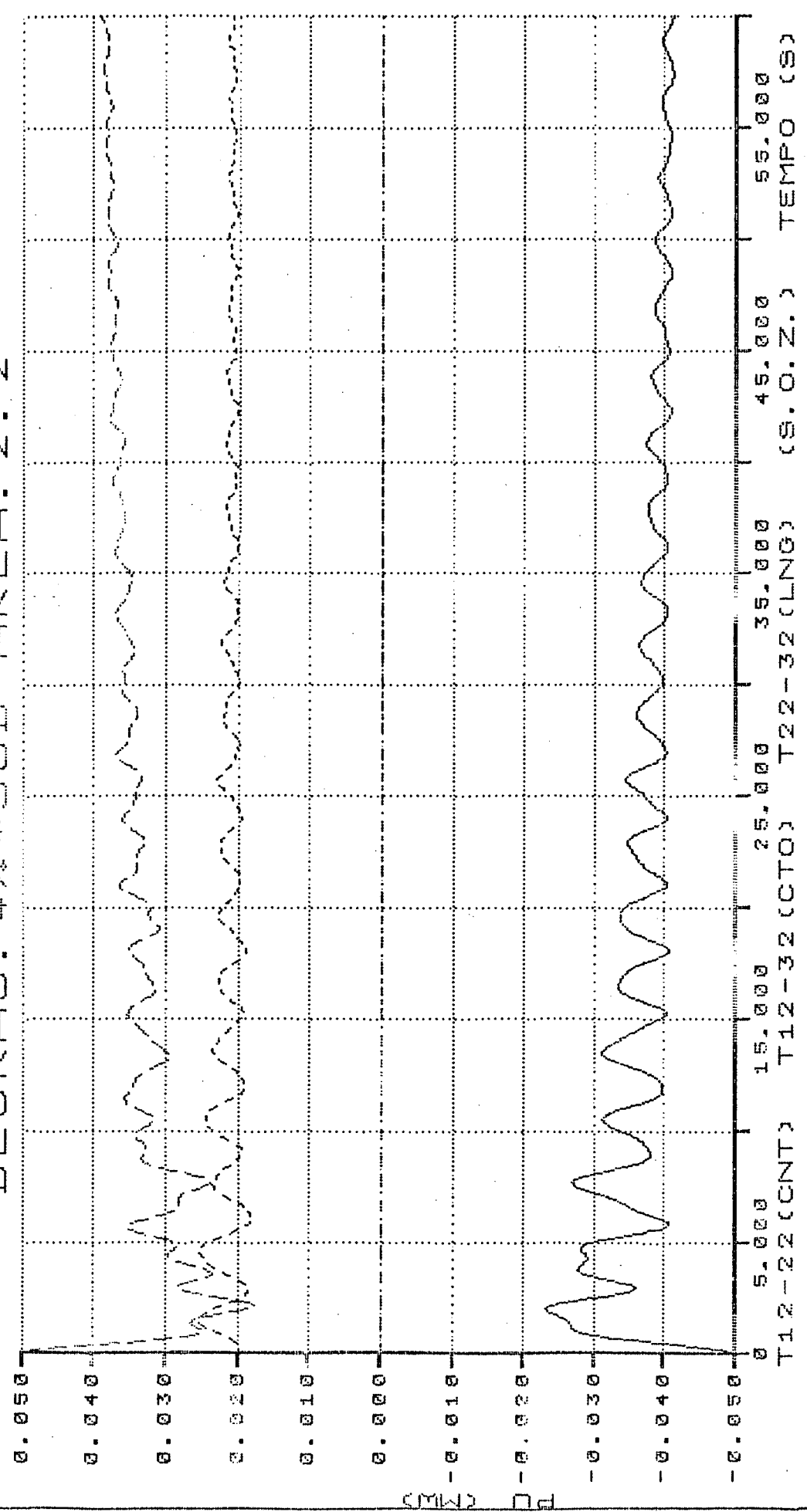


Figura 5.26 - Fluxo de potência nas interligações internas à área 2 para o caso base com amostragem digital e sustentação de ordem zero.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

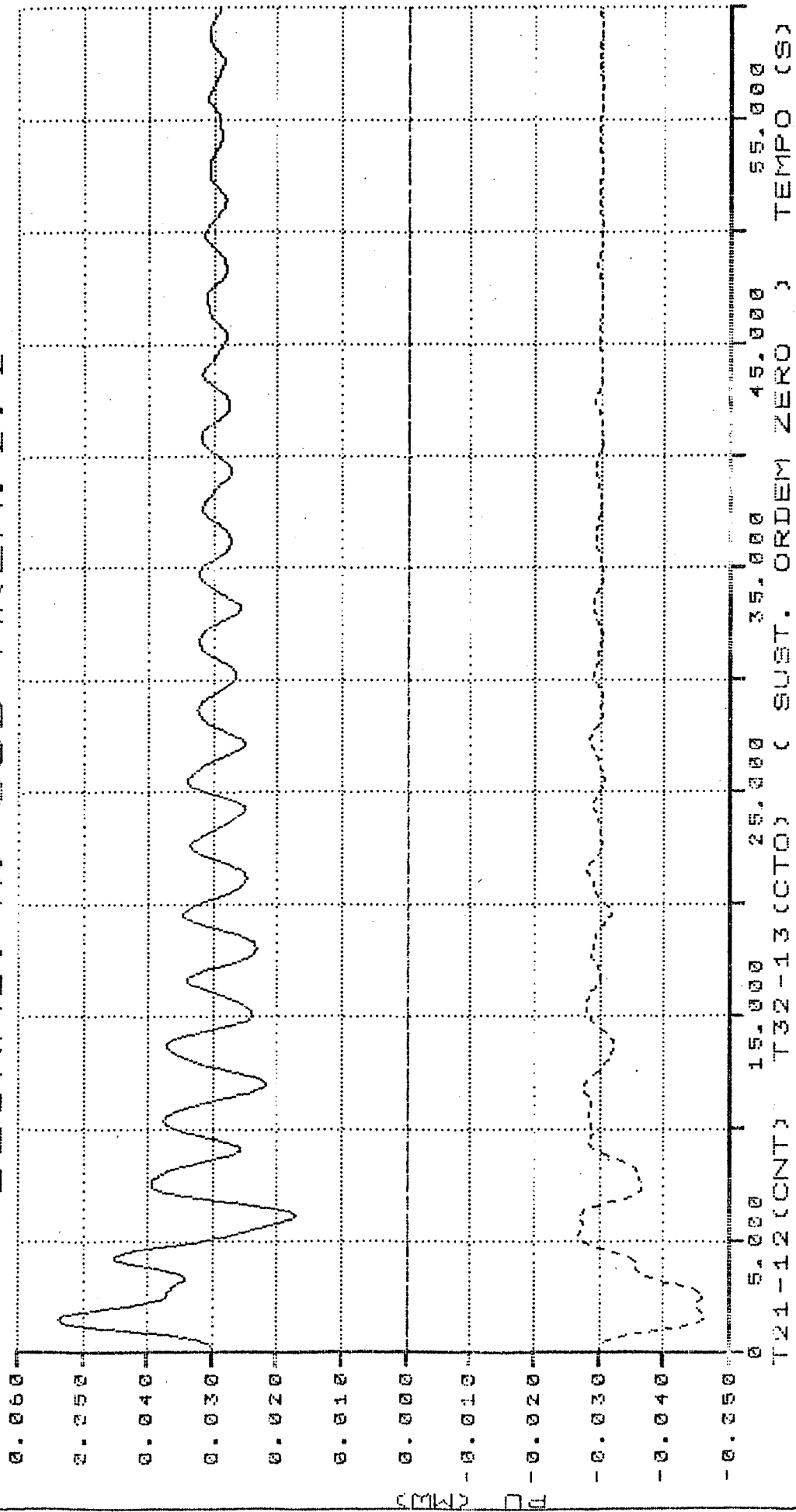


Figura 5.27 - Fluxo de potência nas interligações externas à área 2 para o caso base com amostragem digital e sustentação de ordem zero.



Figura 5.28 - Erro de controle para as quatro áreas com amostragem digital e sustentação de ordem zero.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4% * SUB-ÁREA: 2.2

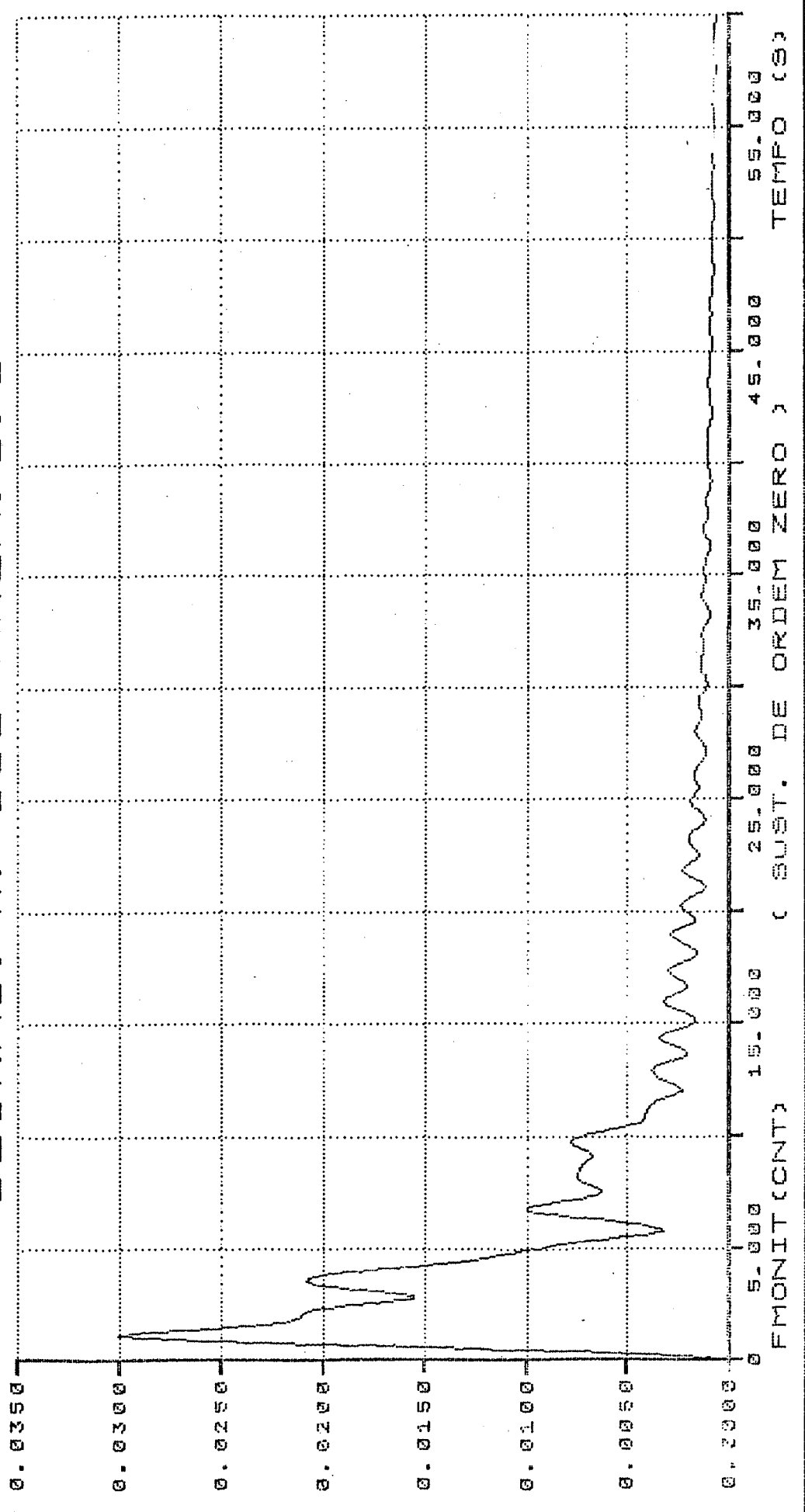


Figura 5.29 - Fator de monitoração para o sistema com amostragem digital e sustentação de ordem zero.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4% * SUB-ÁREA: 2.2

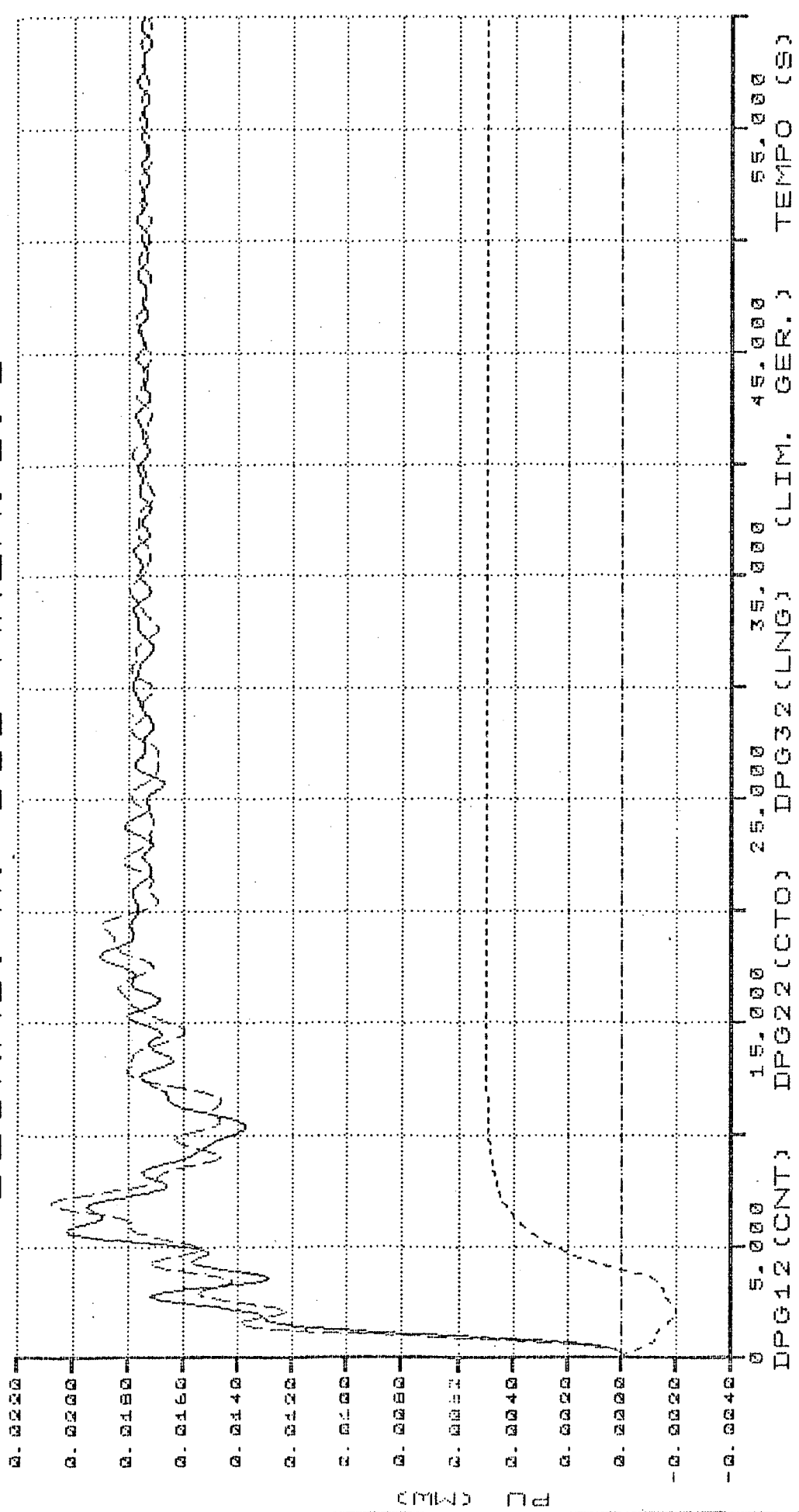


Figura 5.30 - Variação na potência gerada nas sub-áreas da área 2 para limite de geração em 0,5% da geração total do sistema na sub-área 2.2, com amostragem digital a cada 1,0 segundo para o erro de controle de área.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

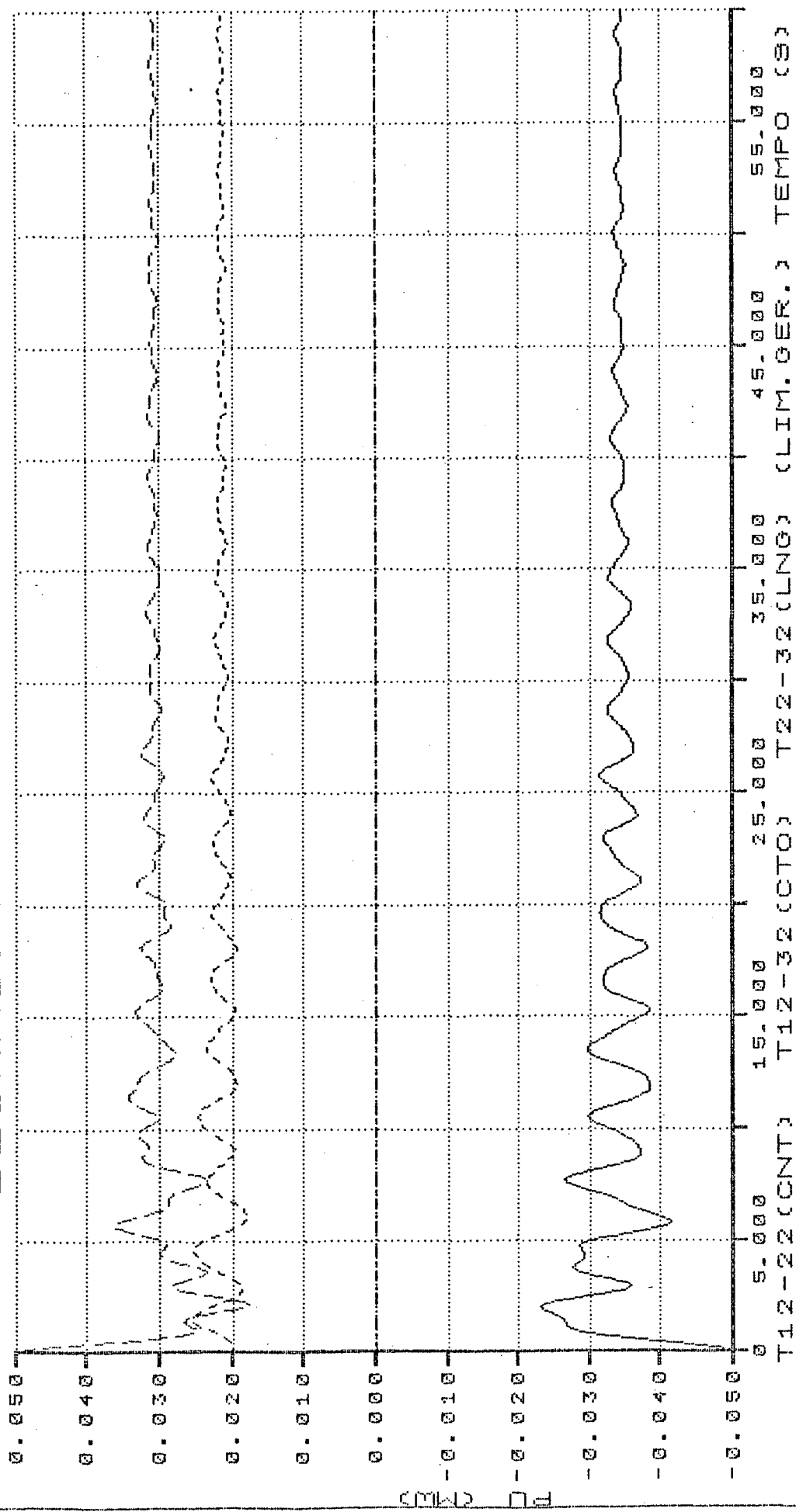


Figura 5.31 - Intercâmbios internos à área 2 para limite de geração em 0,5% da geração total do sistema na sub-área 2.2, com amostragem digital a cada 1,0 segundo para o erro de controle de área.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRÁU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

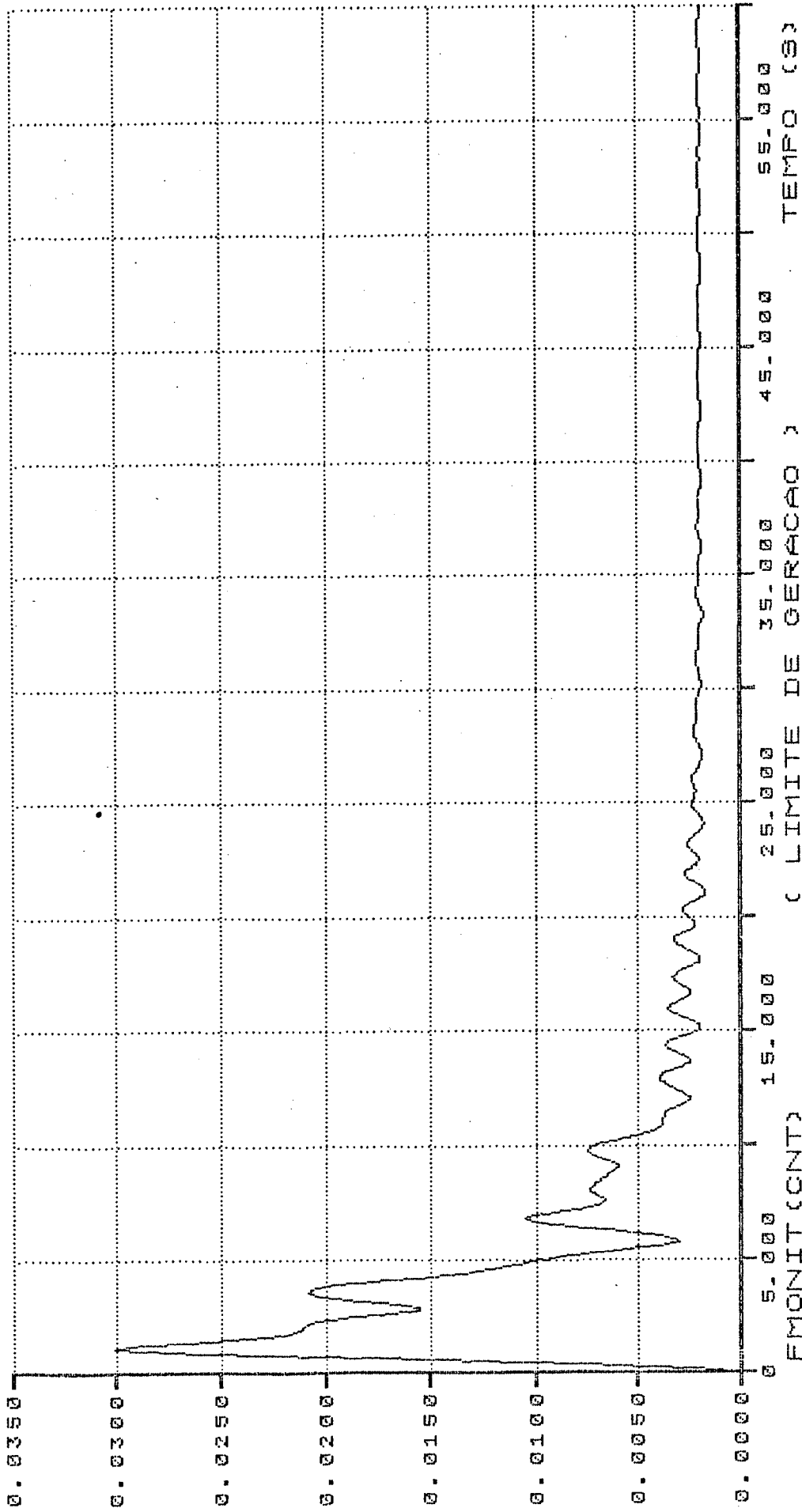


Figura 5.32 - Fator de monitoração do sistema para limite de geração em 0,5% da geração total na sub-área 2.2, com amostragem digital a cada 1,0 segundo para o erro de controle de área.

5.3.6 - O Caso Base com Coeficientes Sincronizantes mais Rígidos

O efeito da utilização de coeficientes sincronizantes mais rígidos para o sistema, figuras 5.33 a 5.37, torna os desvios de frequência menores em regime transitório, ocorrendo o mesmo para o fluxo de potência nas interligações internas e externas à área 2, no erro de controle de área e no fator de monitoração nos instantes iniciais do transitório, quando comparados com o caso base.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

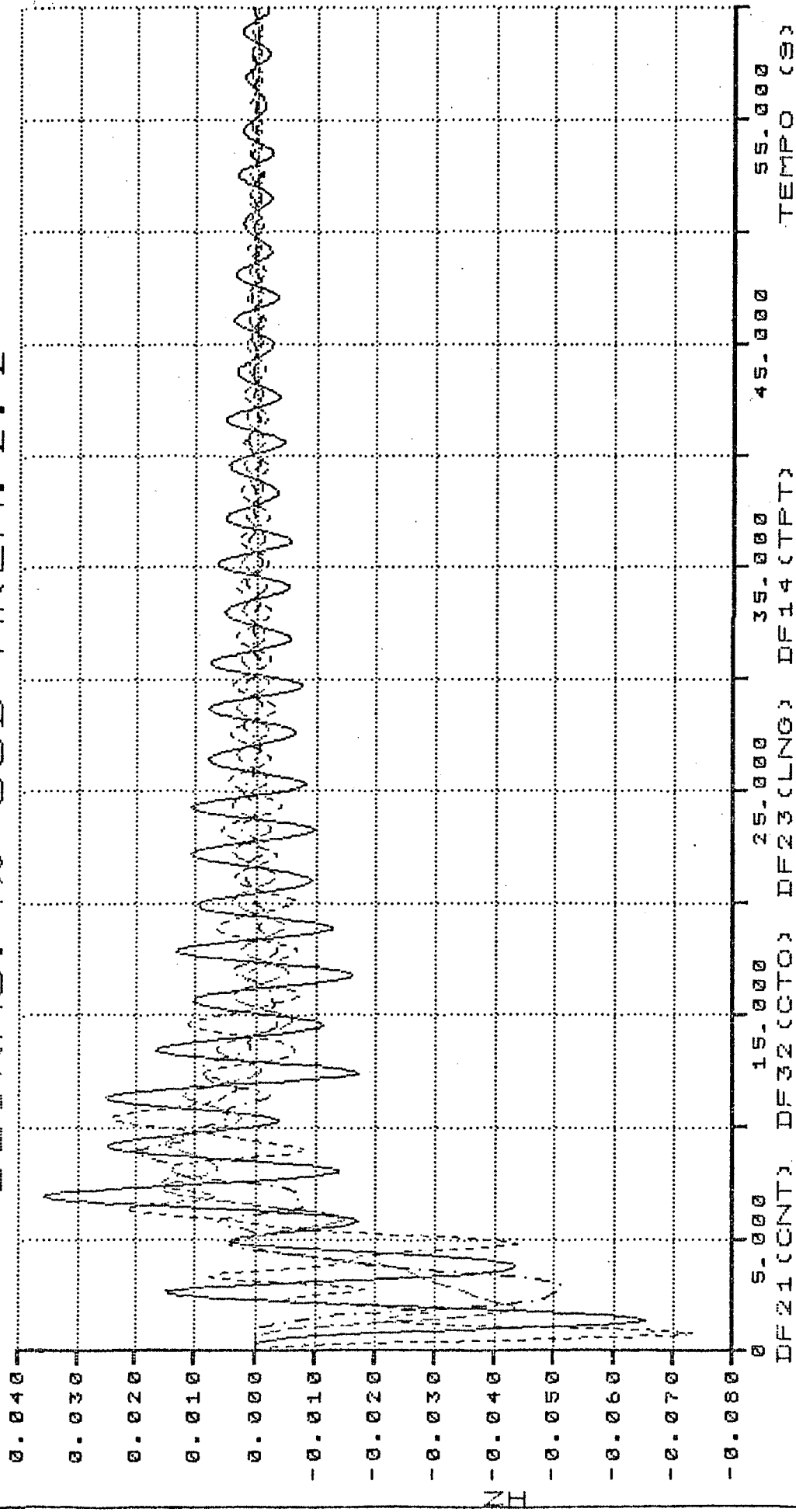


Figura 5.33 - Desvios de frequência para o Caso Base com o sistema com coeficientes sincronizantes mais rígidos.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

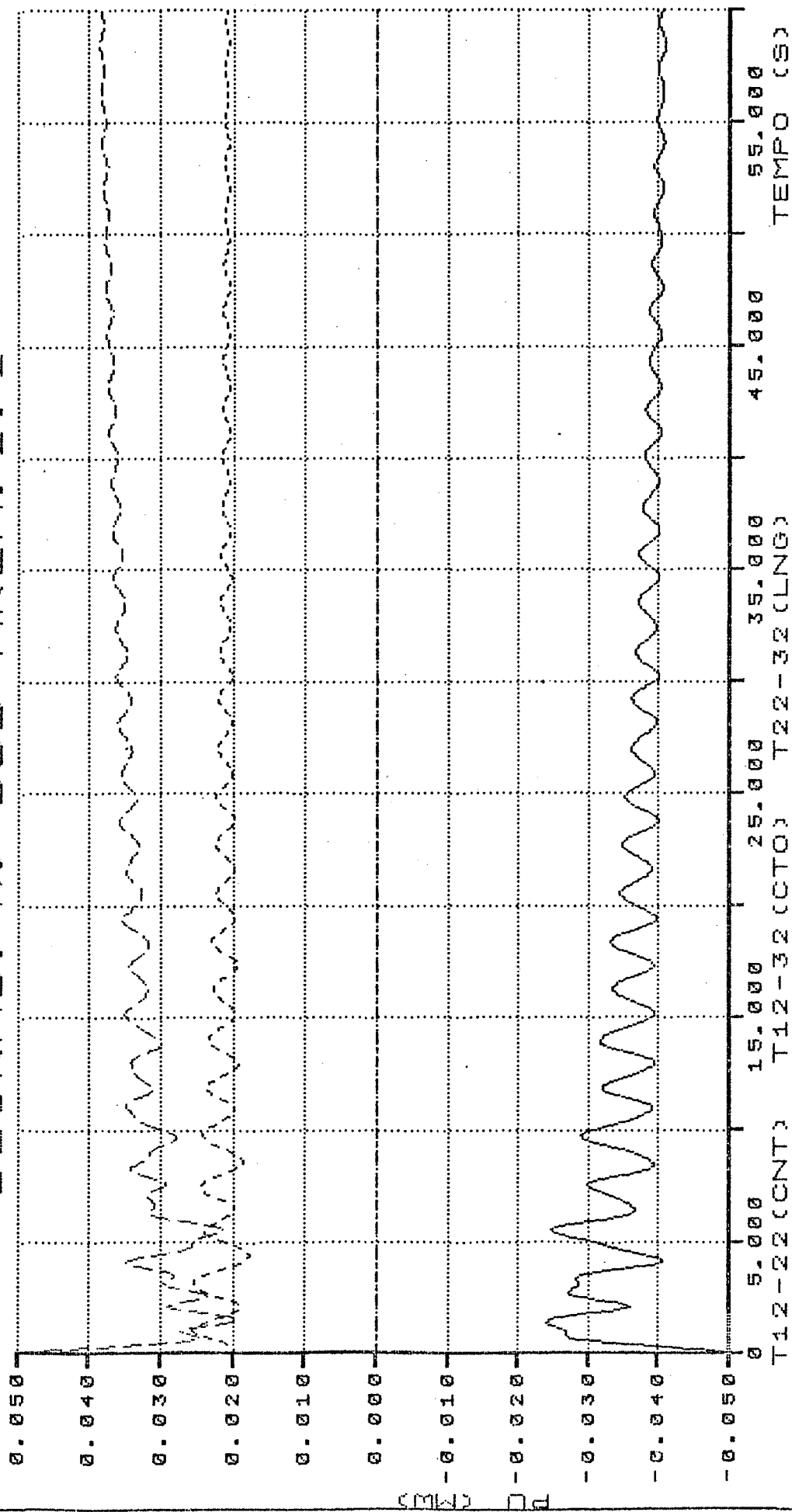


Figura 5.34 - Variação no fluxo de potência das interligações internas à área 2 para o

Caso Base com coeficientes sincronizantes mais rígidos.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

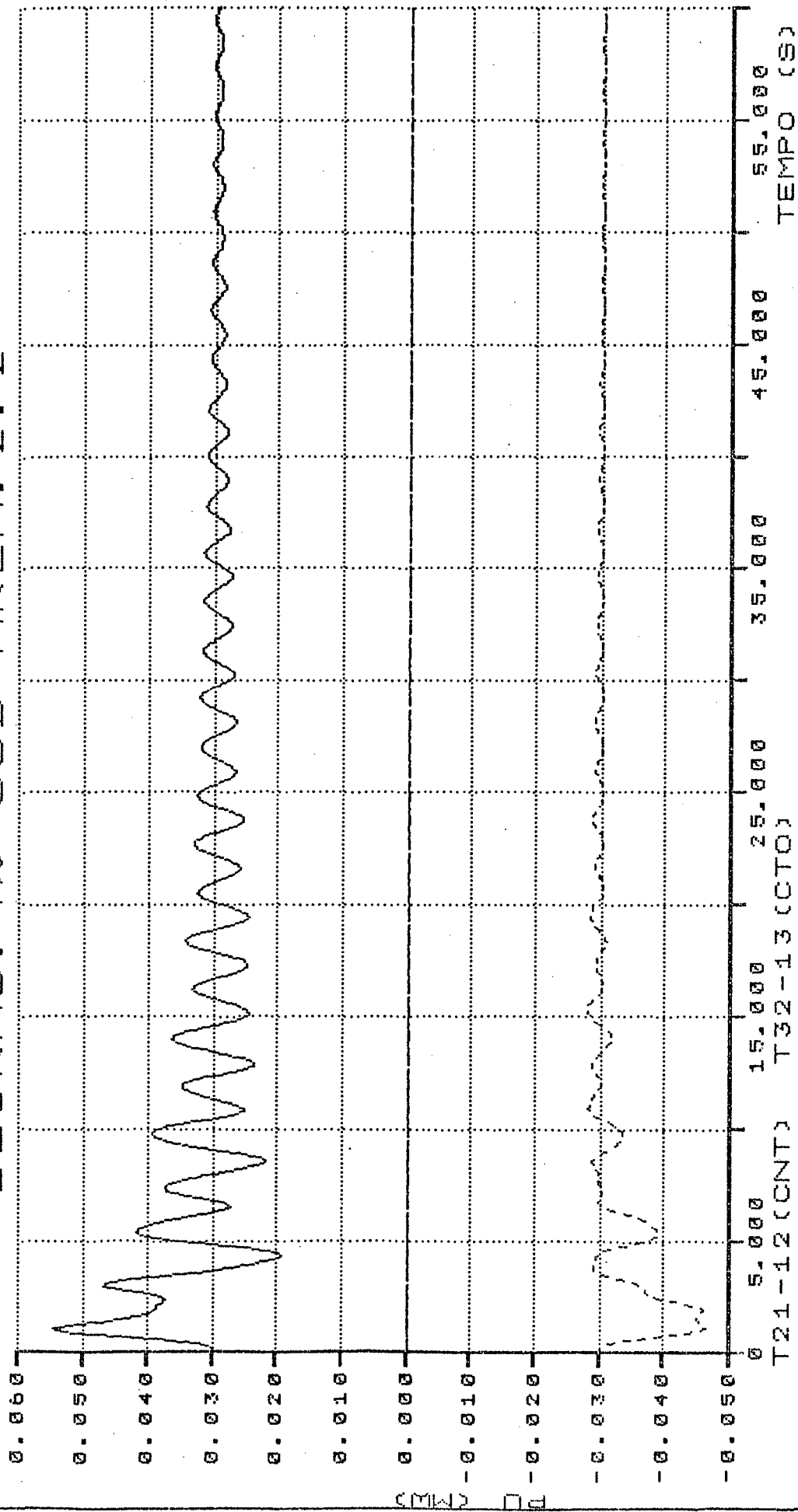


Figura 5.35 - Variação no fluxo de potência das interligações externas à área 2 para o

Caso Base com coeficientes sincronizantes mais rígidos.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

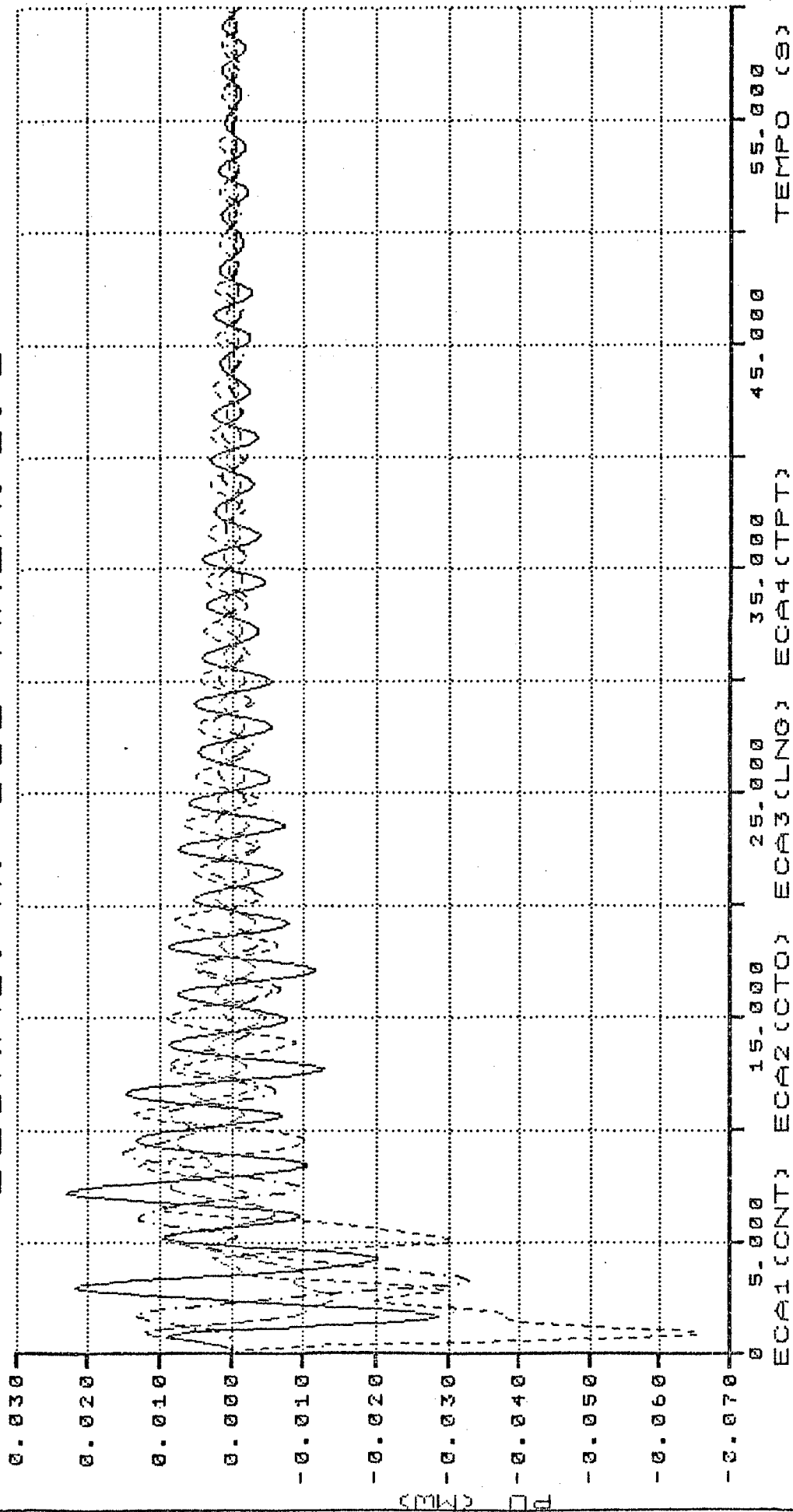


Figura 5.36 - Erro de controle de área para as áreas do sistema com coeficientes sincronizantes mais rígidos.

PARAMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-AREA: 2.2

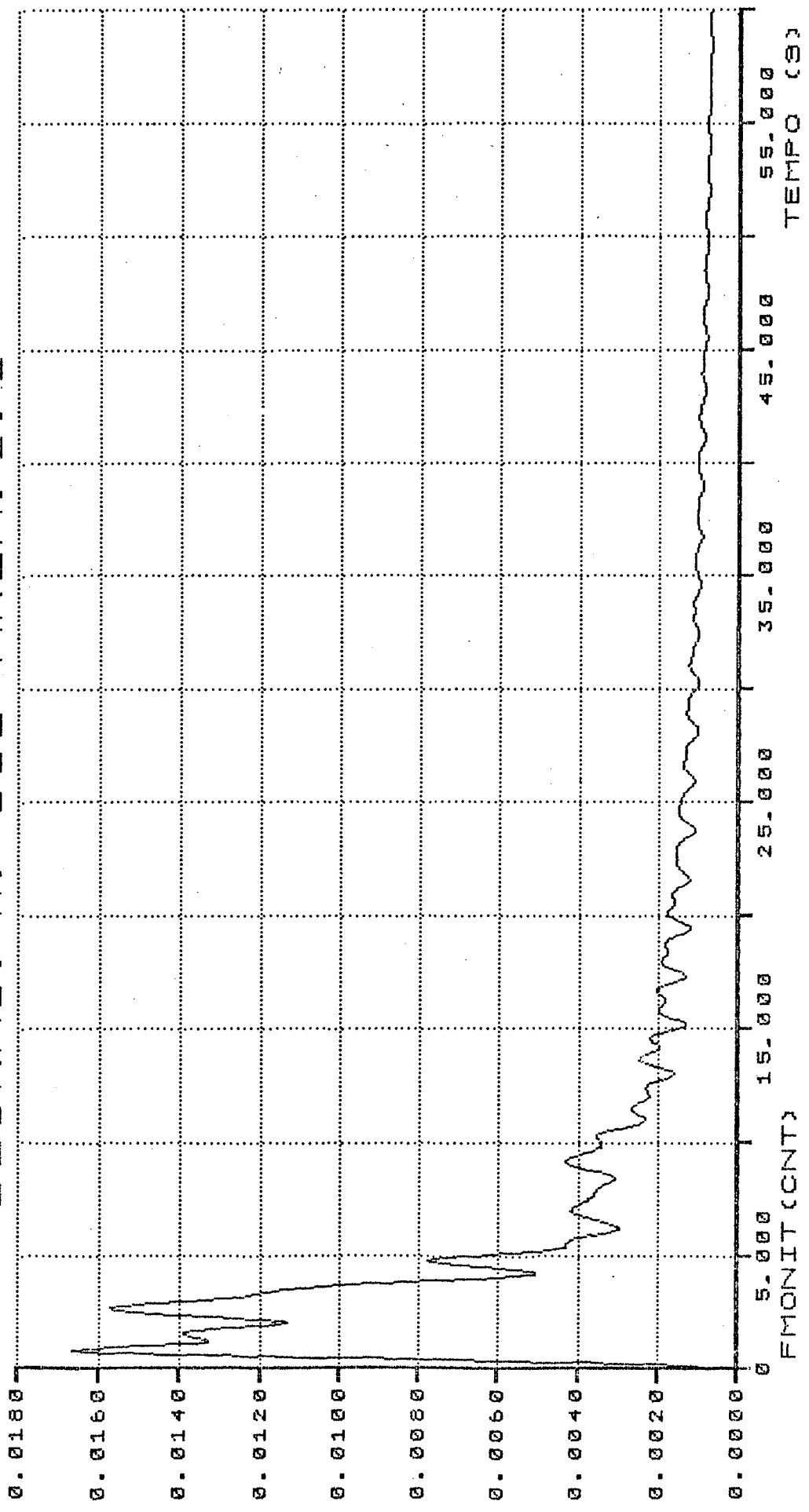


Figura 5.37 - Fator de monitoração para todo o sistema com coeficientes sincronizantes mais rígidos.

5.3.7 - Caso Base: Razão de Polarização (Bias) das Áreas como metade da Característica Natural

As figuras 5.38 a 5.42 mostram, quando comparadas com o caso base, um incremento no desempenho do sistema em regime transitório desde os desvios de frequência, variação nos fluxos de potência nas interligações internas e externas à área 2, nos erros de controle das quatro áreas até o fator de monitoração do sistema.

A simulação da perturbação em degrau de 4% da geração total do sistema, e as áreas com "Bias" igual a metade da característica natural, permite reduções de 10 a 20% nas oscilações logo após a ocorrência, sendo que o sistema atinge o regime permanente em aproximadamente 30% do tempo dispendido no caso base.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

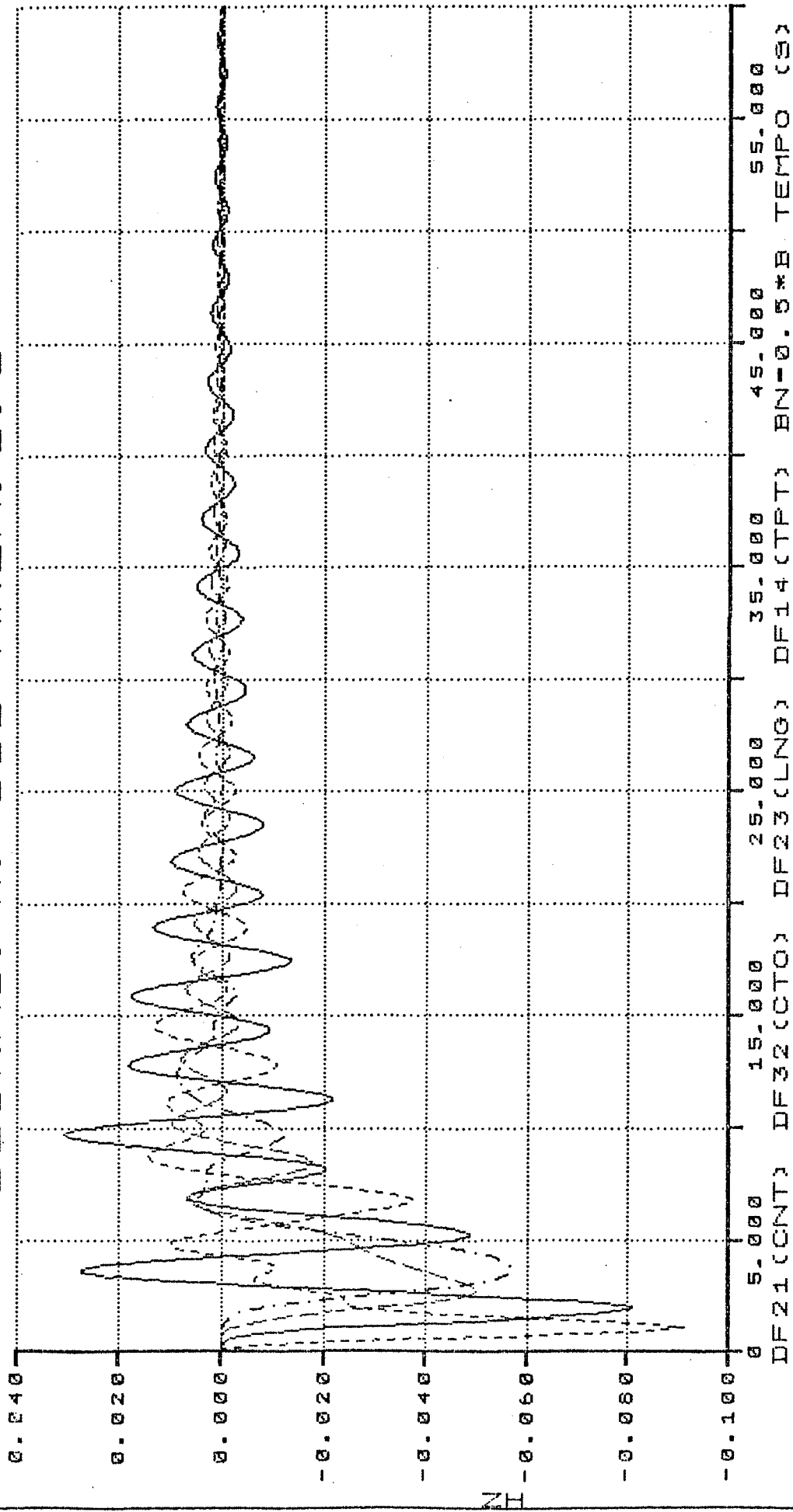
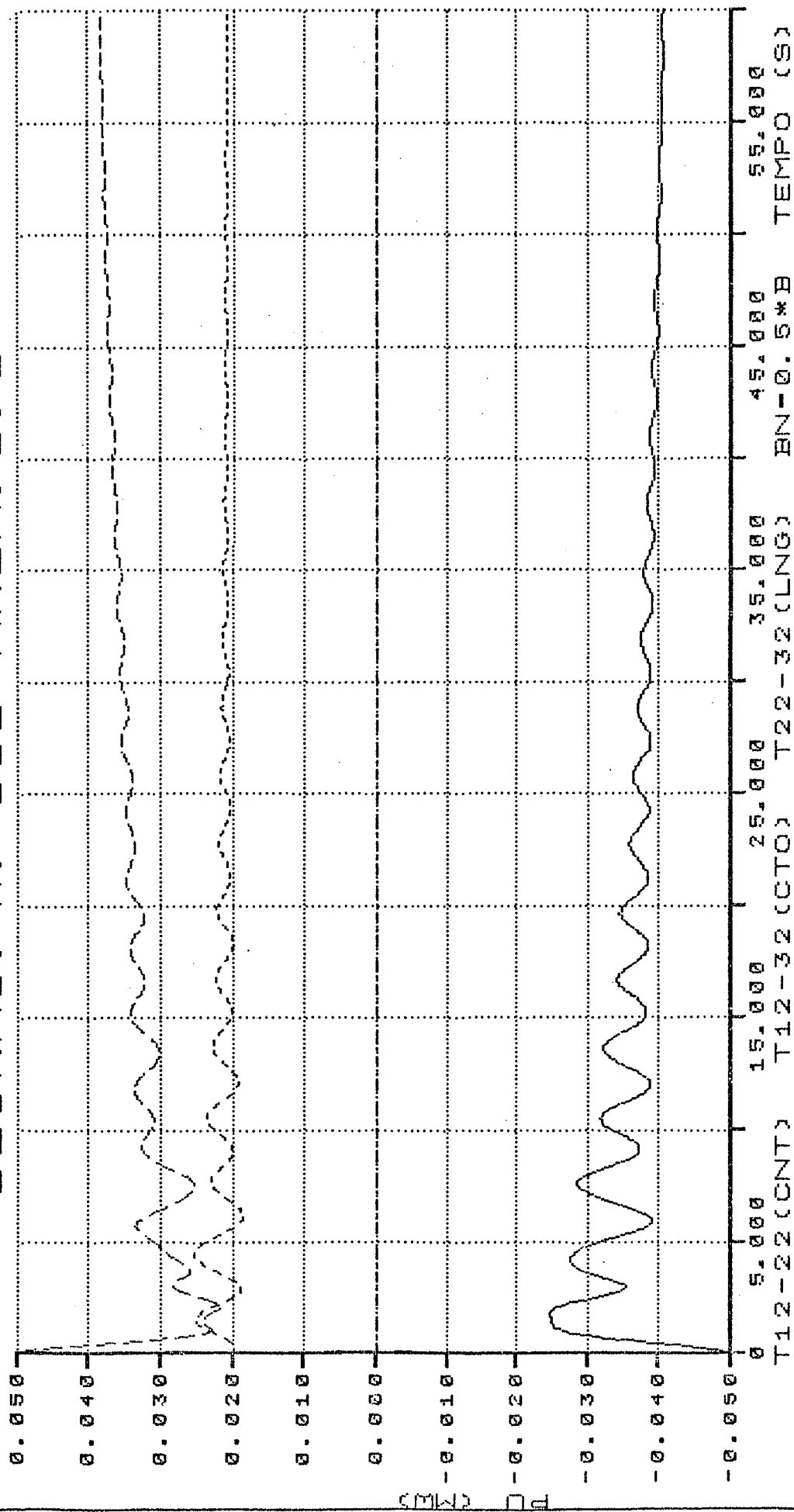


Figura 5.38 - Desvios de frequência junto aos centros de operação para razão de polarização (Bias) igual a metade da característica natural em todo o sistema.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2



12
 Figura 5.39 - Variação no fluxo de potência das interligações internas à área 2 para razão de polarização (Bias) igual a metade da característica natural em todo o sistema.

PARAMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-AREA: 2.2

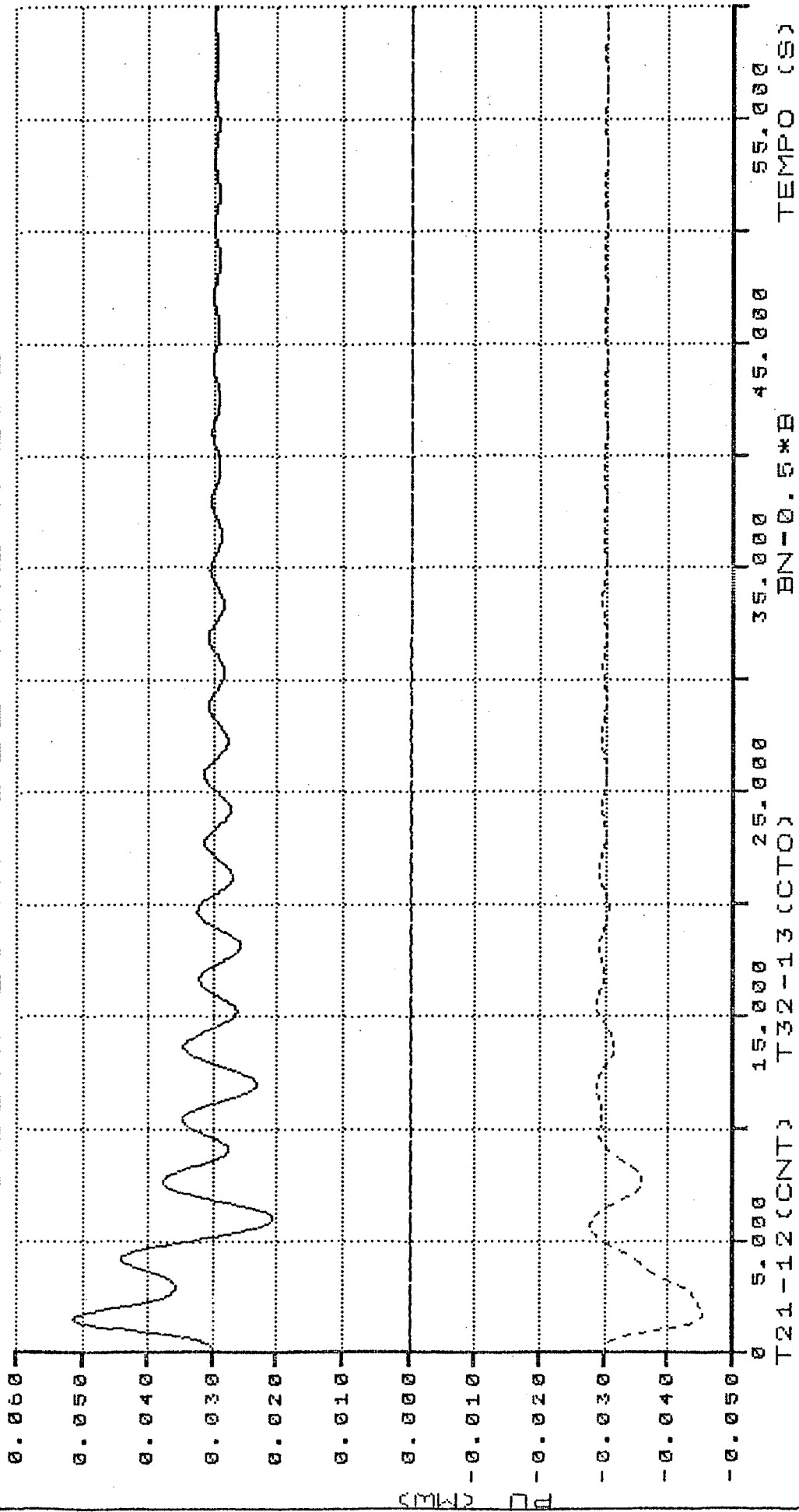


Figura 5.40 - Variação no fluxo de potência das interligações externas à área 2 para razão de polarização (Bias) igual a metade da característica natural em todo o sistema.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

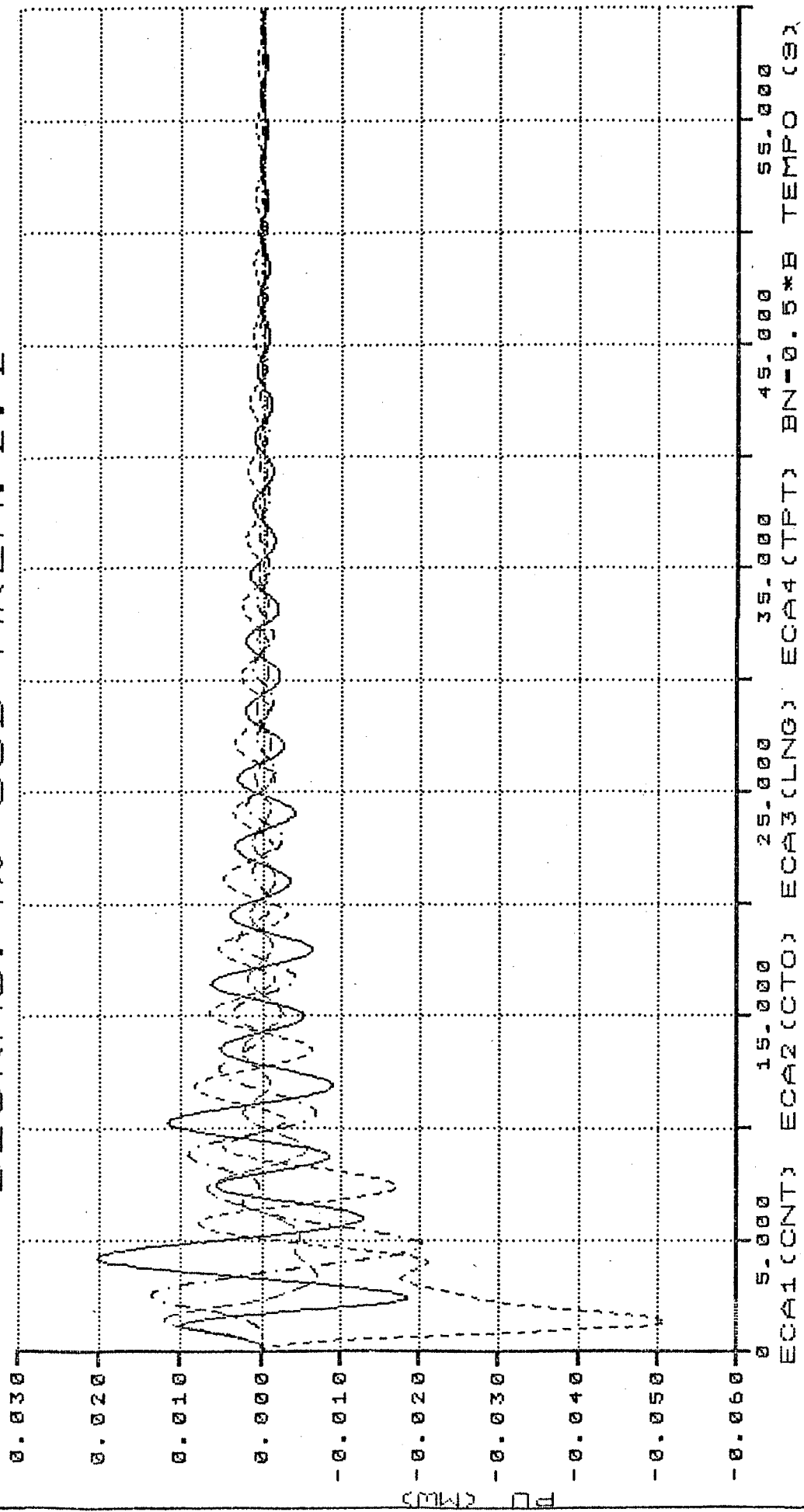


Figura 5.41 - Erro de controle de área para as áreas do sistema com razão de polarização (Bias) igual a metade da característica natural.

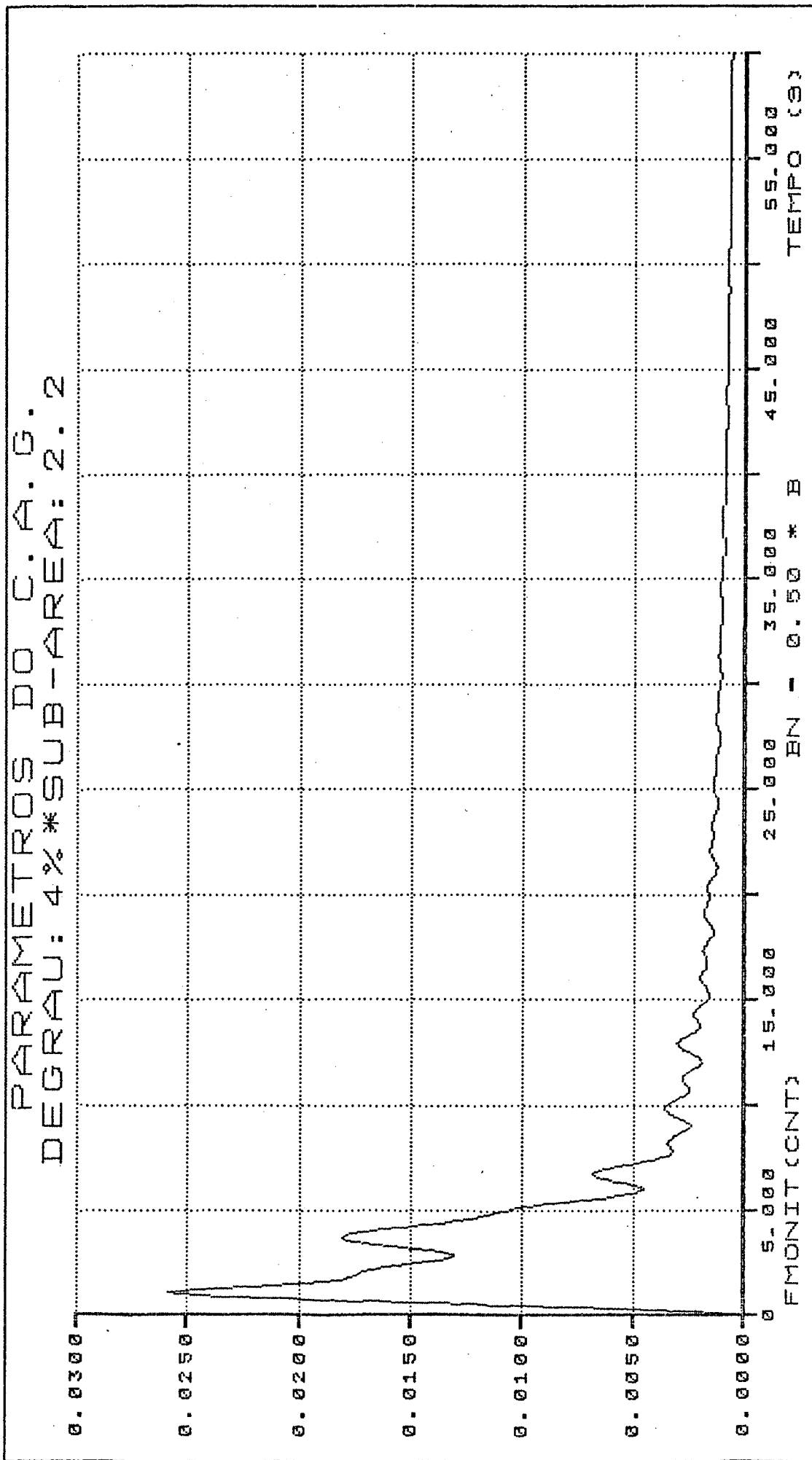


Figura 5.42 - Fator de monitoração para todo o sistema com razão de polarização (Bias) igual a metade da característica natural.

5.3.8 - O Efeito da Variação da Razão de Polarização (Bias)

Neste caso, com controle integral, foi feita a suposição da área 2 sob efeito de uma perturbação (aumento de carga) de 4% na sub-área 2.2, sendo que as sub-áreas térmicas (1.2 e 3.2) operam apenas com regulação primária ($\alpha = 0,0$), enquanto que a sub-área hidráulica (2.2) operando sob regulação primária e secundária ($\alpha = 1,0$) tem sua geração limitada à metade da perturbação, acarretando um desvio de frequência em regime permanente, mostrado na figura 5.43. As figuras 5.43 a 5.45 mostram neste caso os desvios de frequência junto aos Centros de Operação de Sistema das áreas, os desvios de fluxo de intercâmbio externos à área 2 e o fator de monitoração do sistema para razão de polarização (Bias) igual à característica natural.

As figuras 5.46 a 5.48 mostram os mesmos parâmetros das três figuras anteriores, mas com Razão de Polarização (Bias) nulo para a área de perturbação e Razões de Polarização iguais à característica natural para as áreas adjacentes.

Já nas figuras 5.49 a 5.51 os parâmetros são analisados para Razão de Polarização (Bias) igual a cem vezes a característica natural para a área da perturbação e Razões de Polarização igual a característica natural para as áreas adjacentes.

Procurou-se analisar também a variação da Razão de Polarização (Bias) para as áreas adjacentes à área de perturbação (área 2), as figuras 5.52 a 5.54 mostram os parâmetros para "Bias" nulo naquelas áreas enquanto na área 2 a Razão de Polarização é igual à característica natural, já as figuras 5.55 a 5.57 mostram o comportamento dos parâmetros para "Bias" igual a 5 vezes a característica natural nas áreas adjacentes à área de perturbação

(área 2), enquanto que na área 2 a razão de polarização é igual à característica natural.

No capítulo subsequente, analisam-se os resultados obtidos e apresentam-se sugestões para novos trabalhos.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

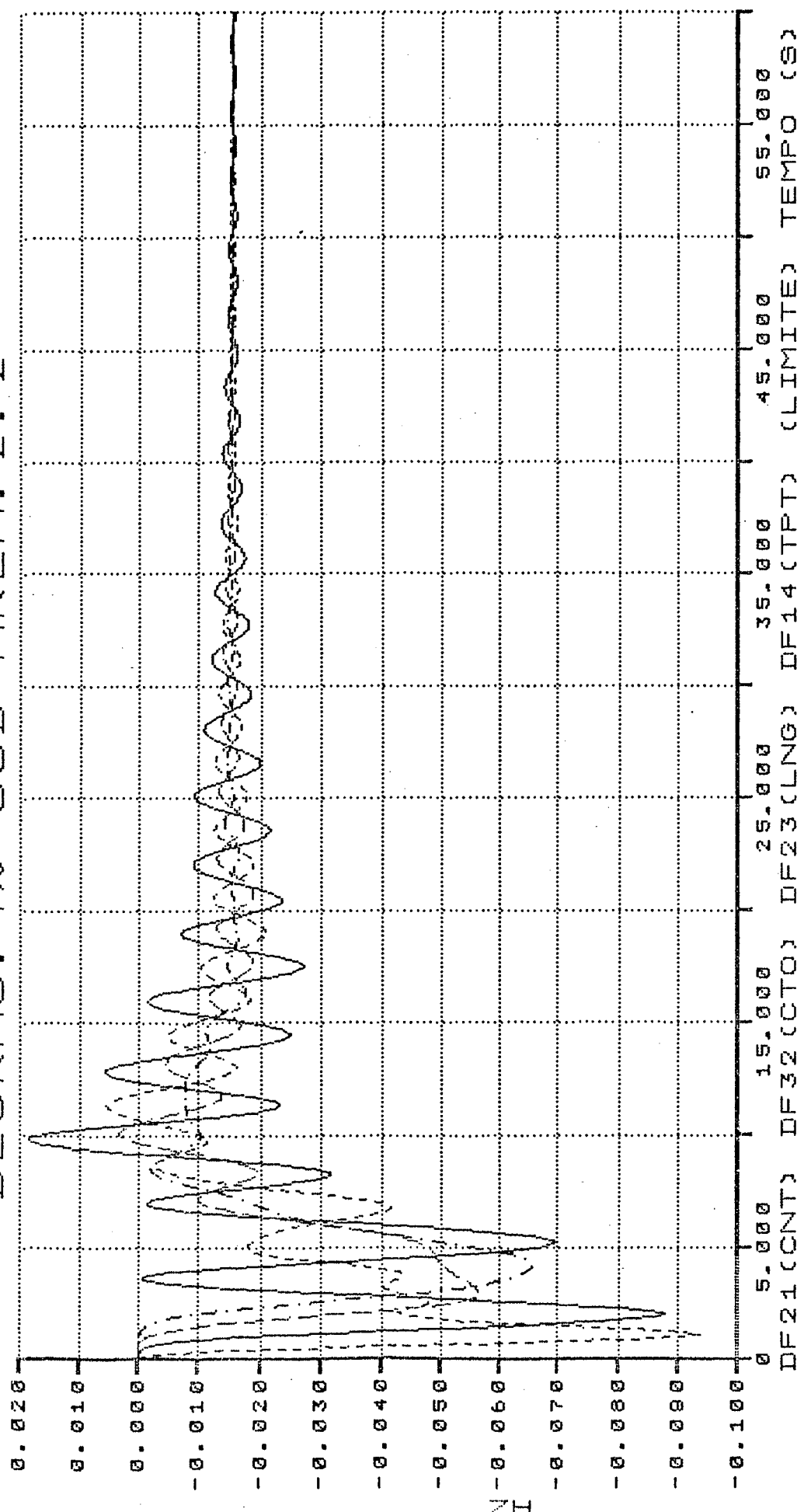


Figura 5. 43 - Desvios de frequência junto aos centros de operação do sistema, com limitação de geração na sub-área 2.2, térmicas equivalentes da área 2 somente com regulação primária e razão de polarização igual a característica natural.

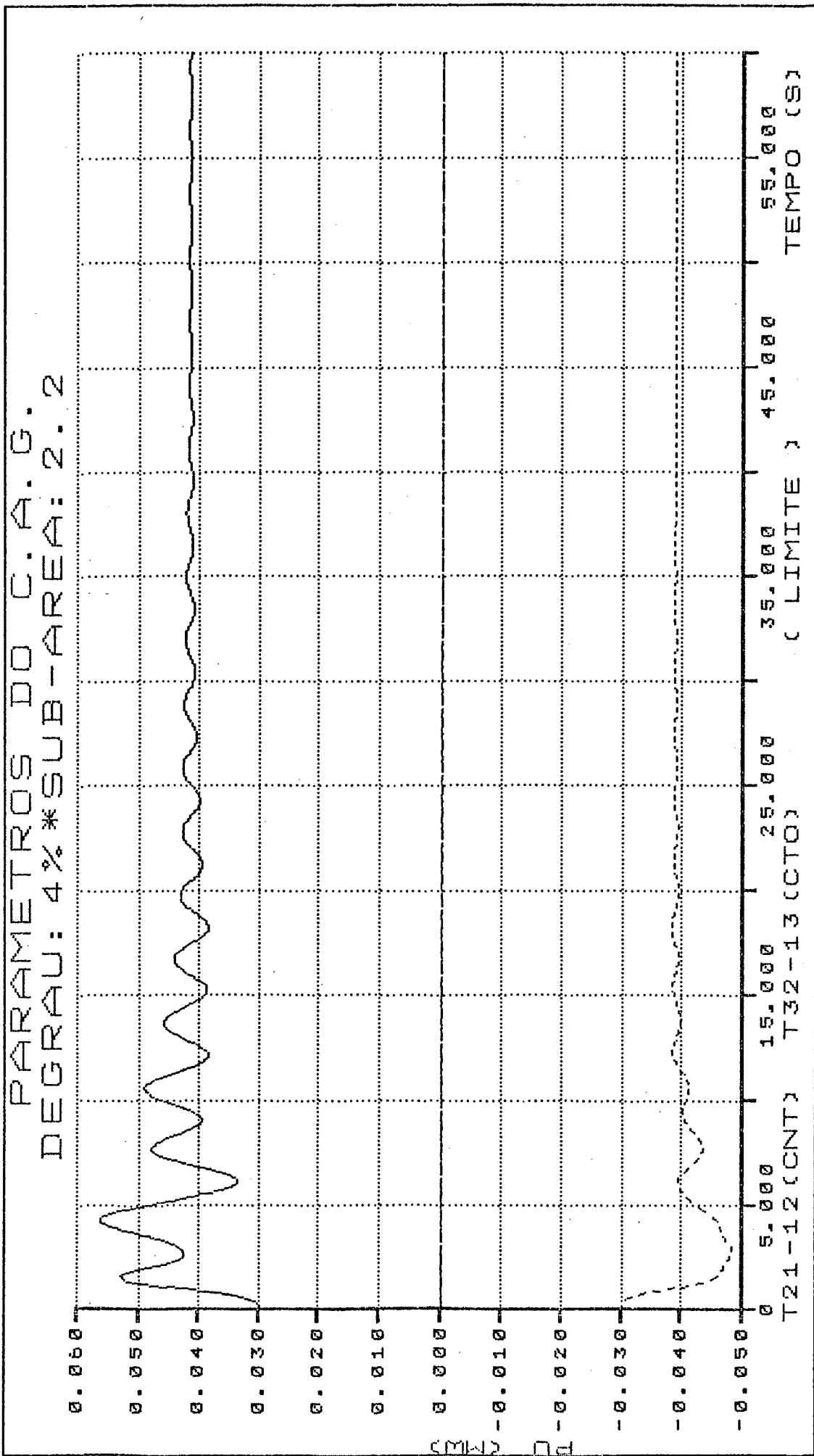


Figura 5.44 - Variação no fluxo de potência das interligações externas à área 2 para o caso da figura anterior.

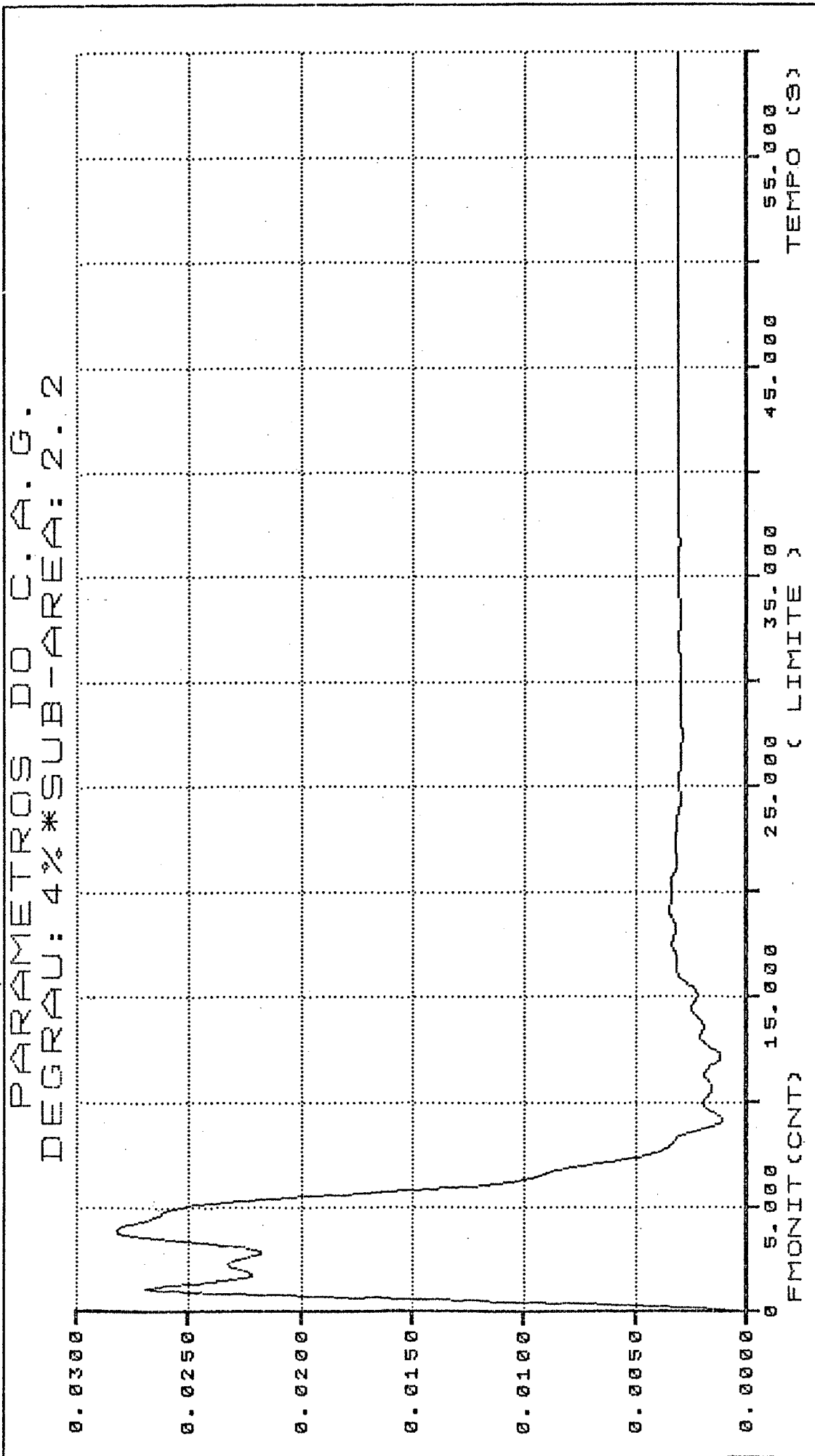
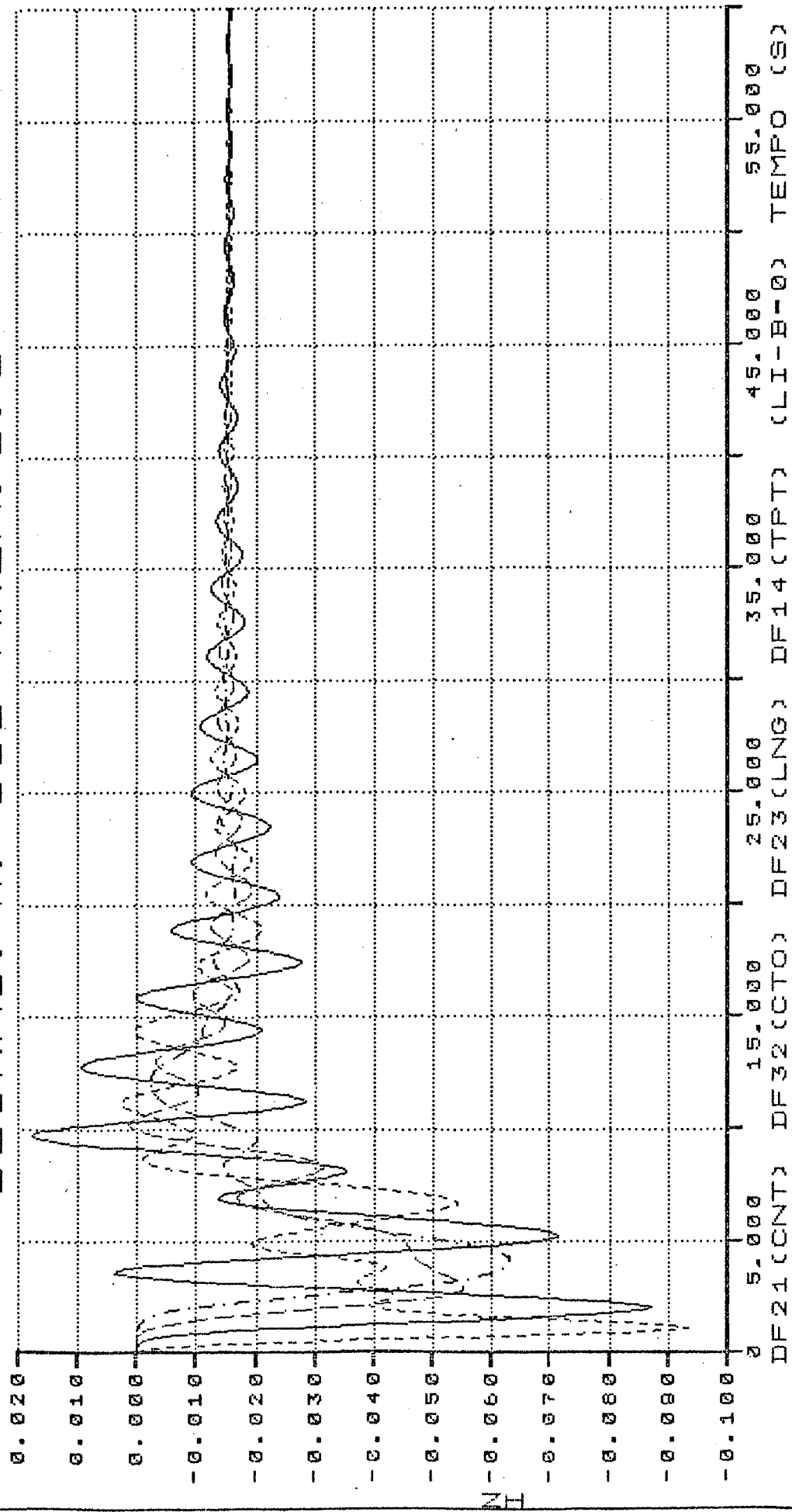


Figura 5.45 - Fator de monitoração do sistema para o caso da figura 5.43.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2



131

Figura 5.46 - Desvios de frequência junto aos centros de operação do sistema, para o caso da figura 5.48, com "Bias" nulo para a área sob perturbação e razões de polarização igual a característica natural para as áreas adjacentes.

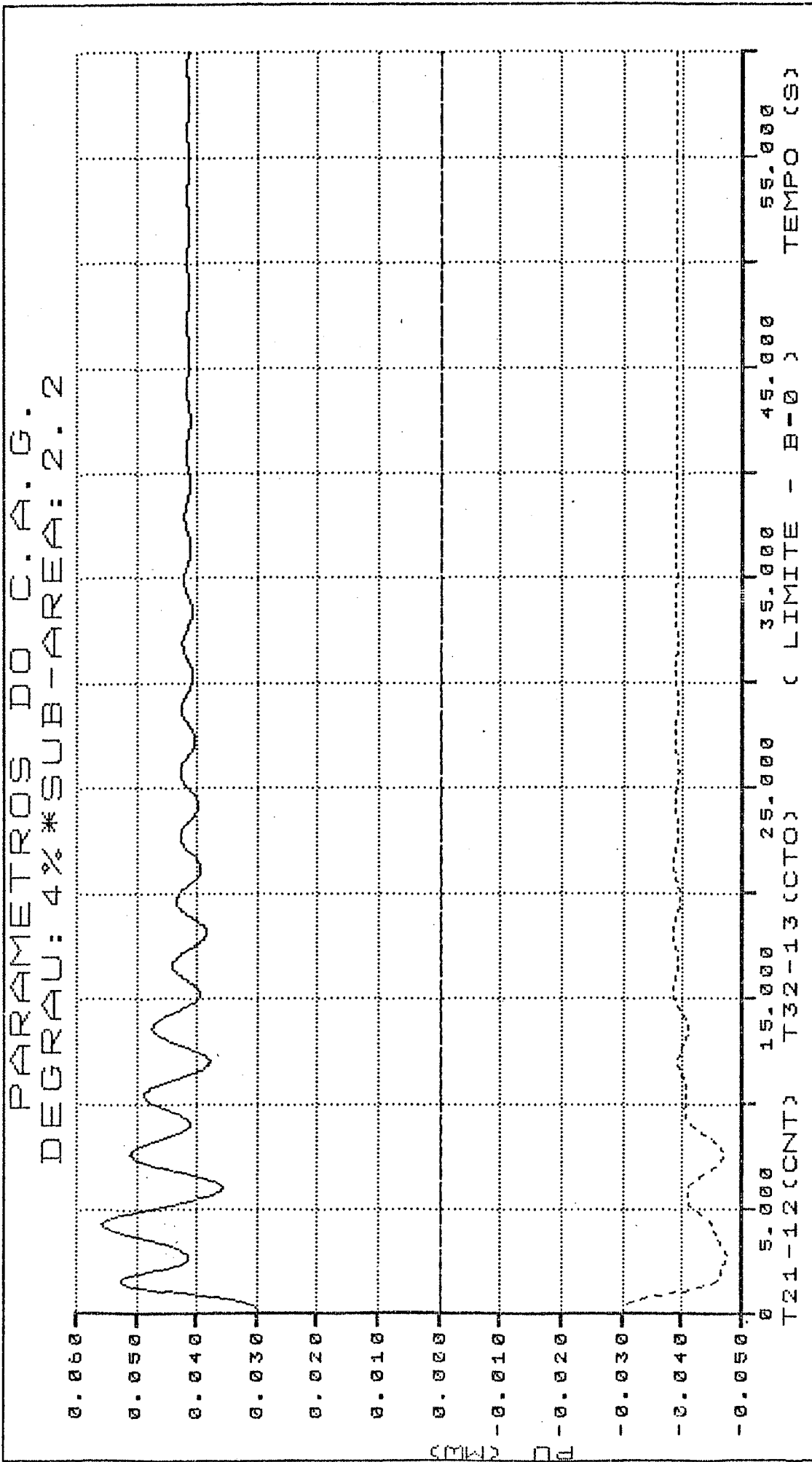


Figura 5.47 - Variação no fluxo de potência das interligações externas à área 2 para o caso da figura anterior.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

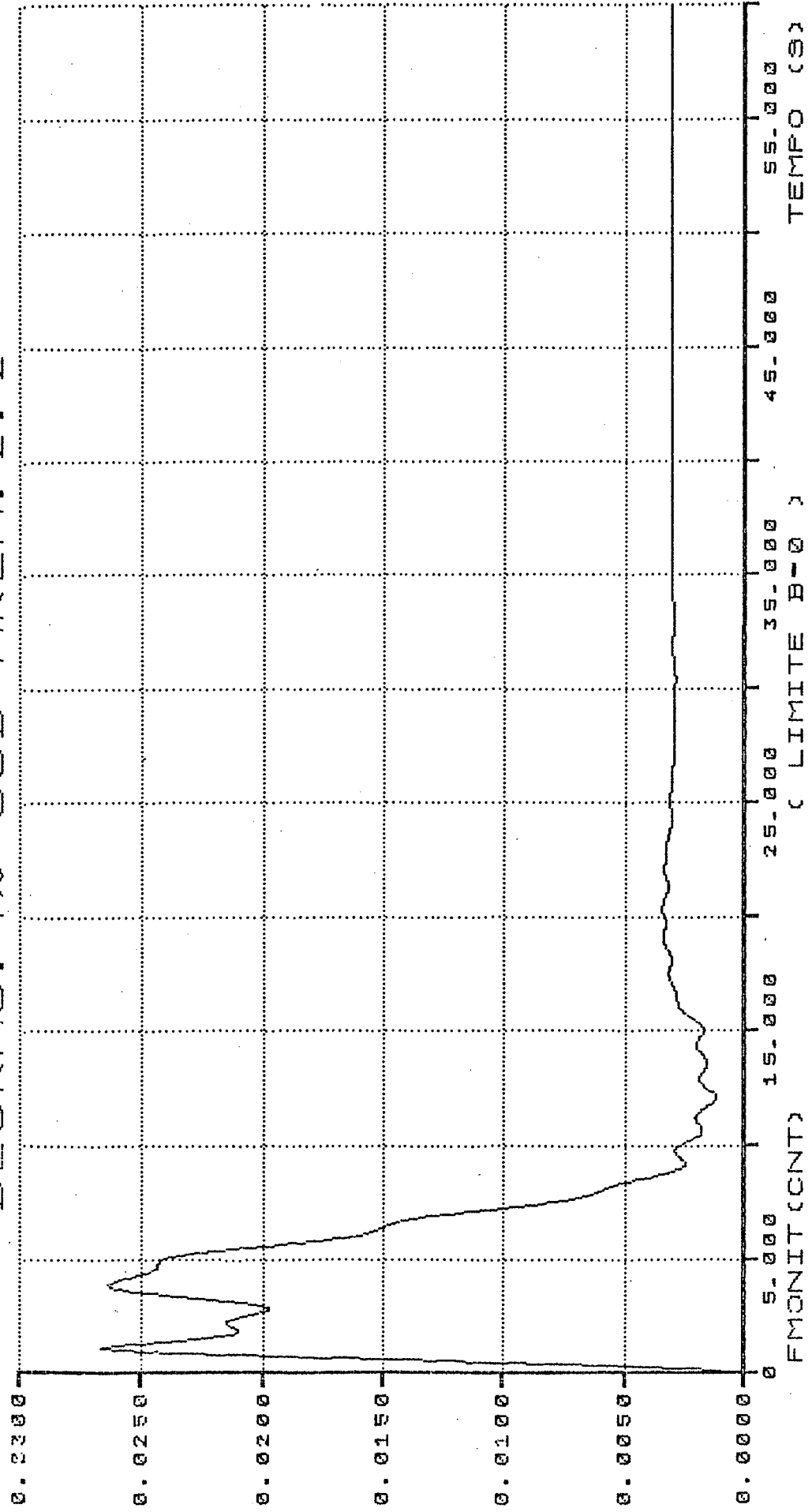


Figura 5.48 - Fator de monitoração do sistema para o caso da figura 5.46.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

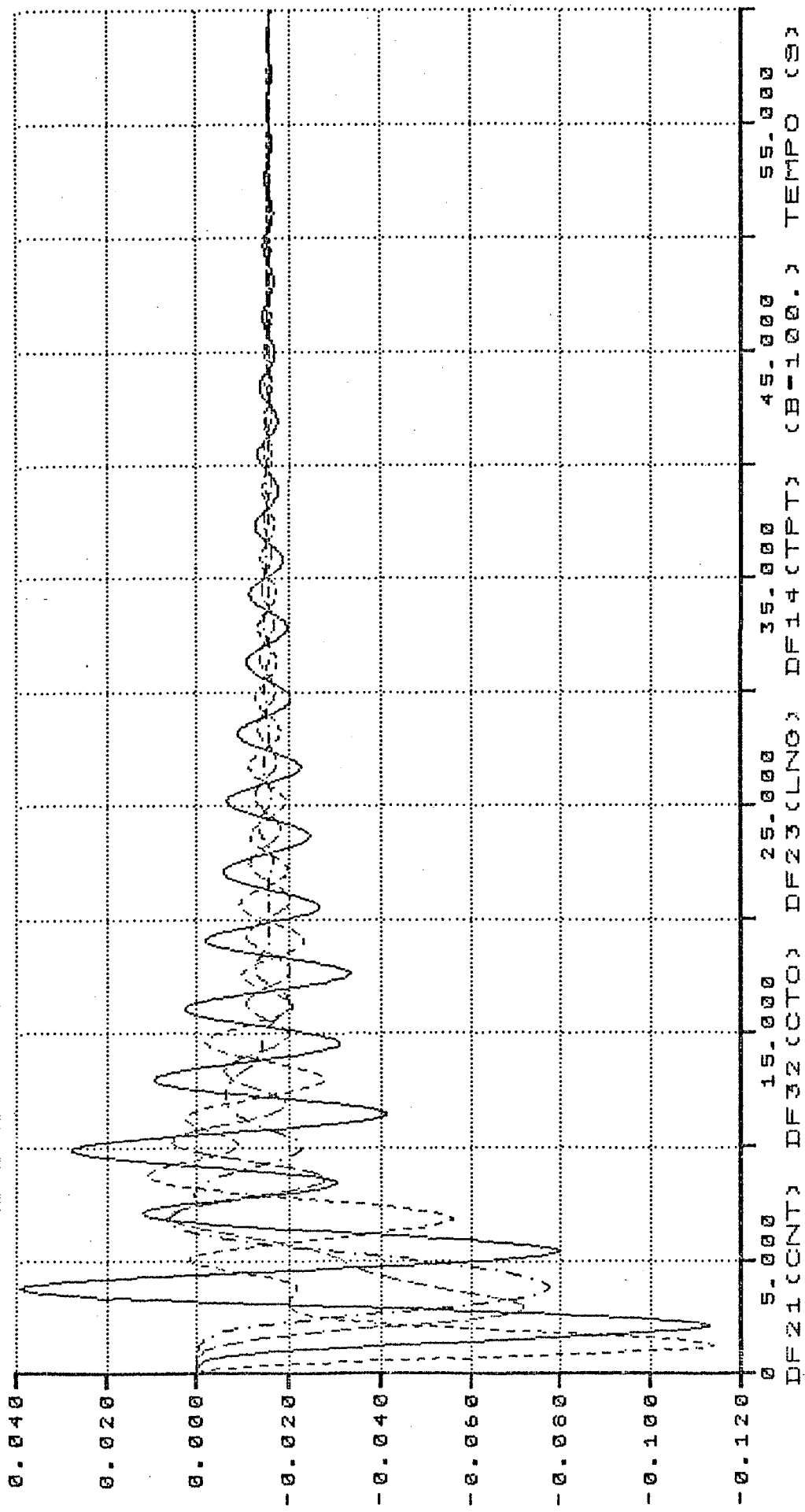


Figura 5.49 - Desvios de frequência junto aos centros de operação do sistema, para o caso da figura 5.43, com "Bias" igual a cem vezes a característica natural na área da perturbação e "Bias" igual a característica natural para as áreas adjacentes.

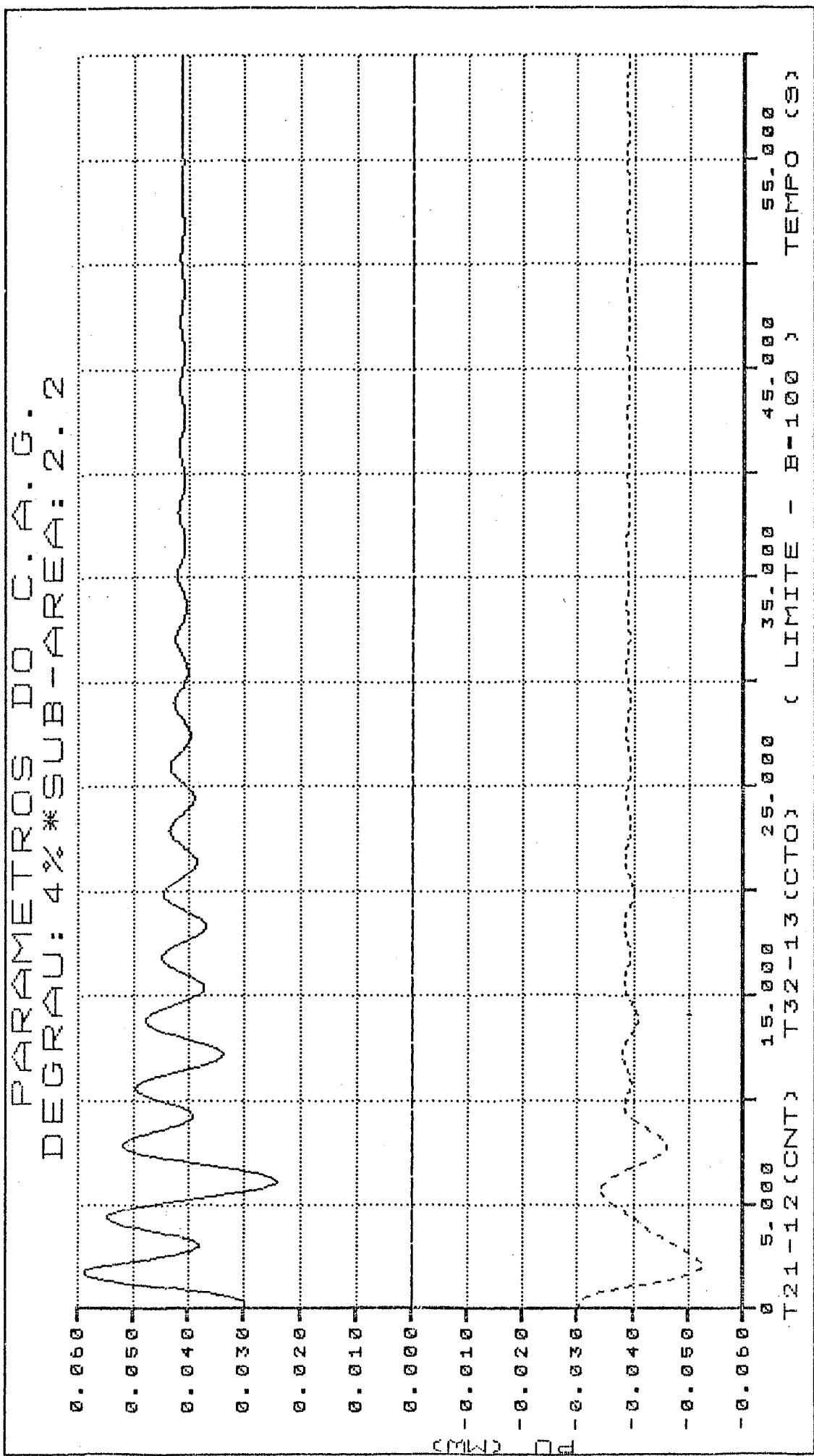


Figura 5.50 - Variação no fluxo de potência das interligações externas à área 2 para o caso da figura anterior.

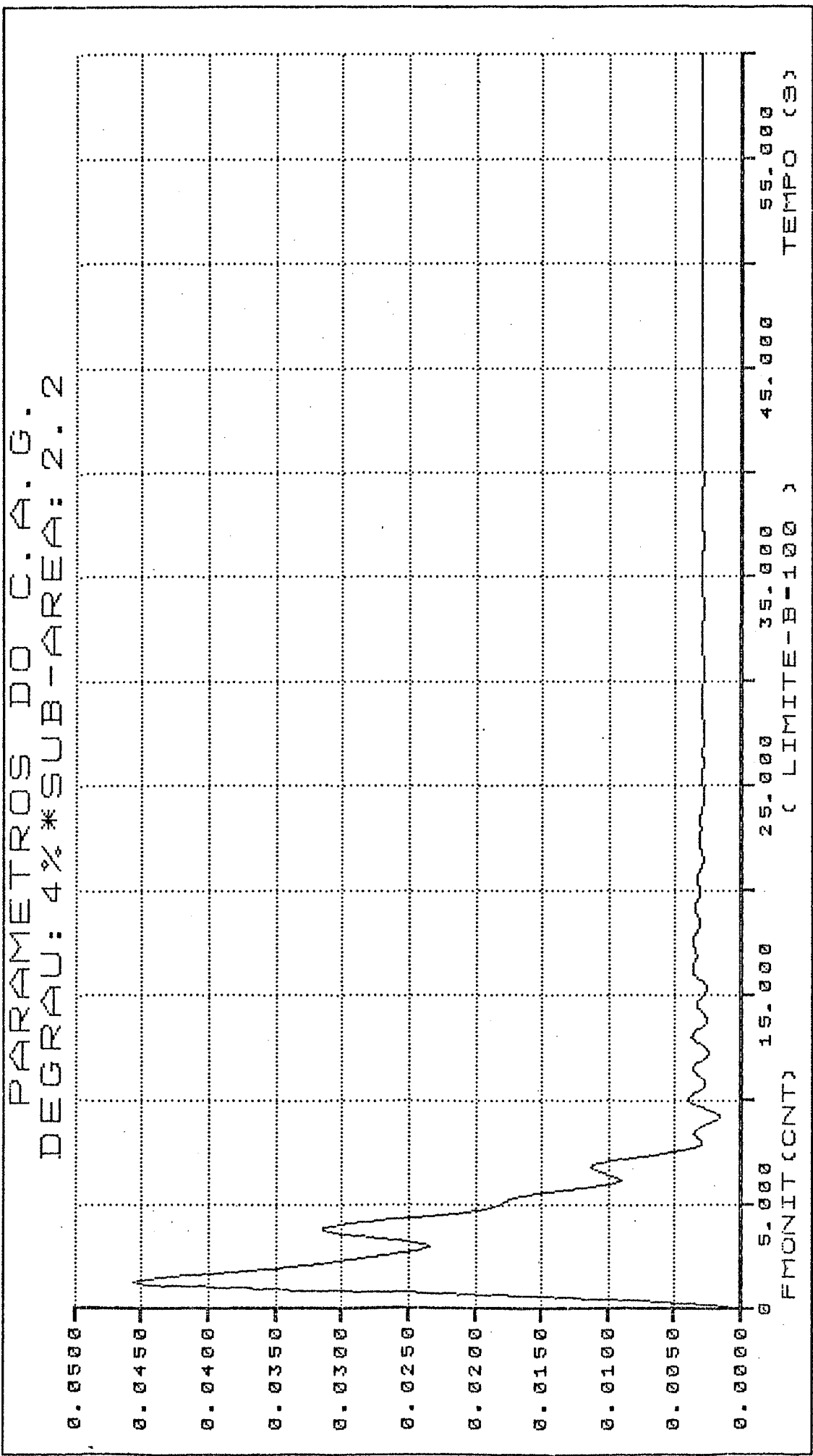


Figura 5.51 - Fator de monitoração do sistema para o caso da figura 5.49.

PARÂMETROS DO C.A.G.
DEGRAU: 4%*SUB-ÁREA: 2.2

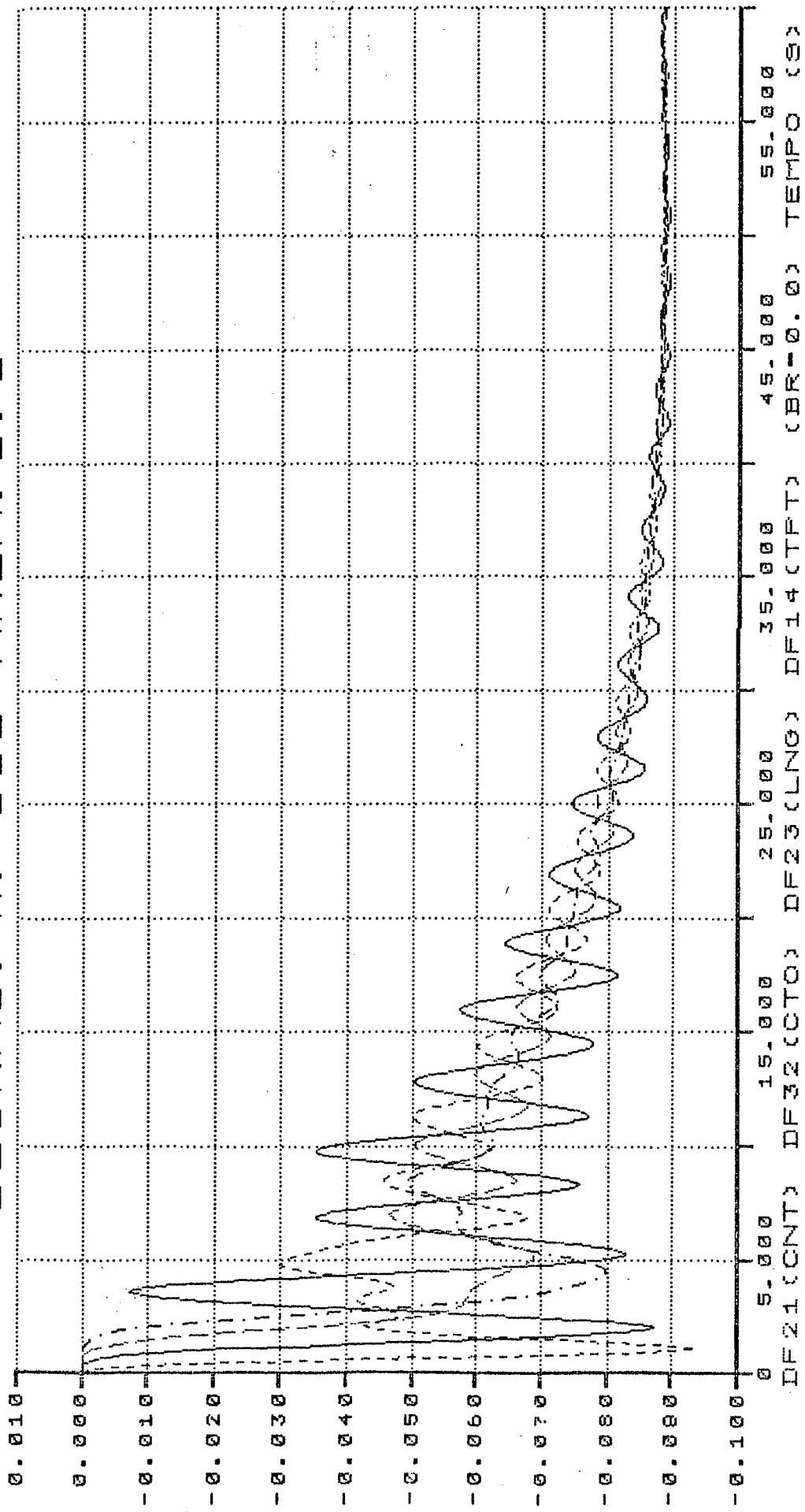


Figura 5.52 - Desvios de frequência junto aos centros de operação do sistema, para o caso da figura 5.43, com "Bias" nulo para as áreas adjacentes enquanto na área 2 o "Bias" é igual a característica natural.

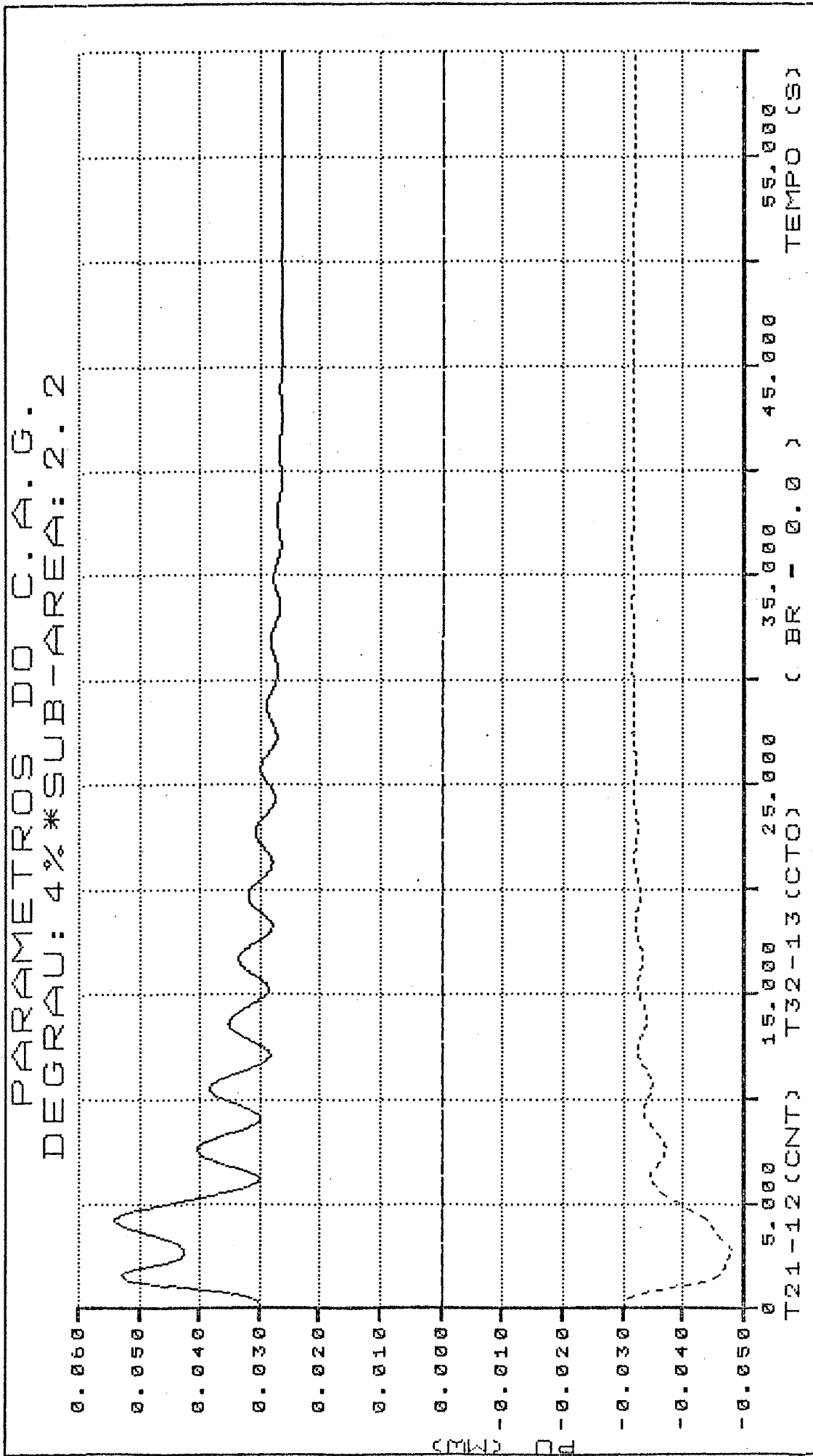


Figura 5.53 - Variação no fluxo de potência das interligações externas à área 2 para o caso da figura anterior.

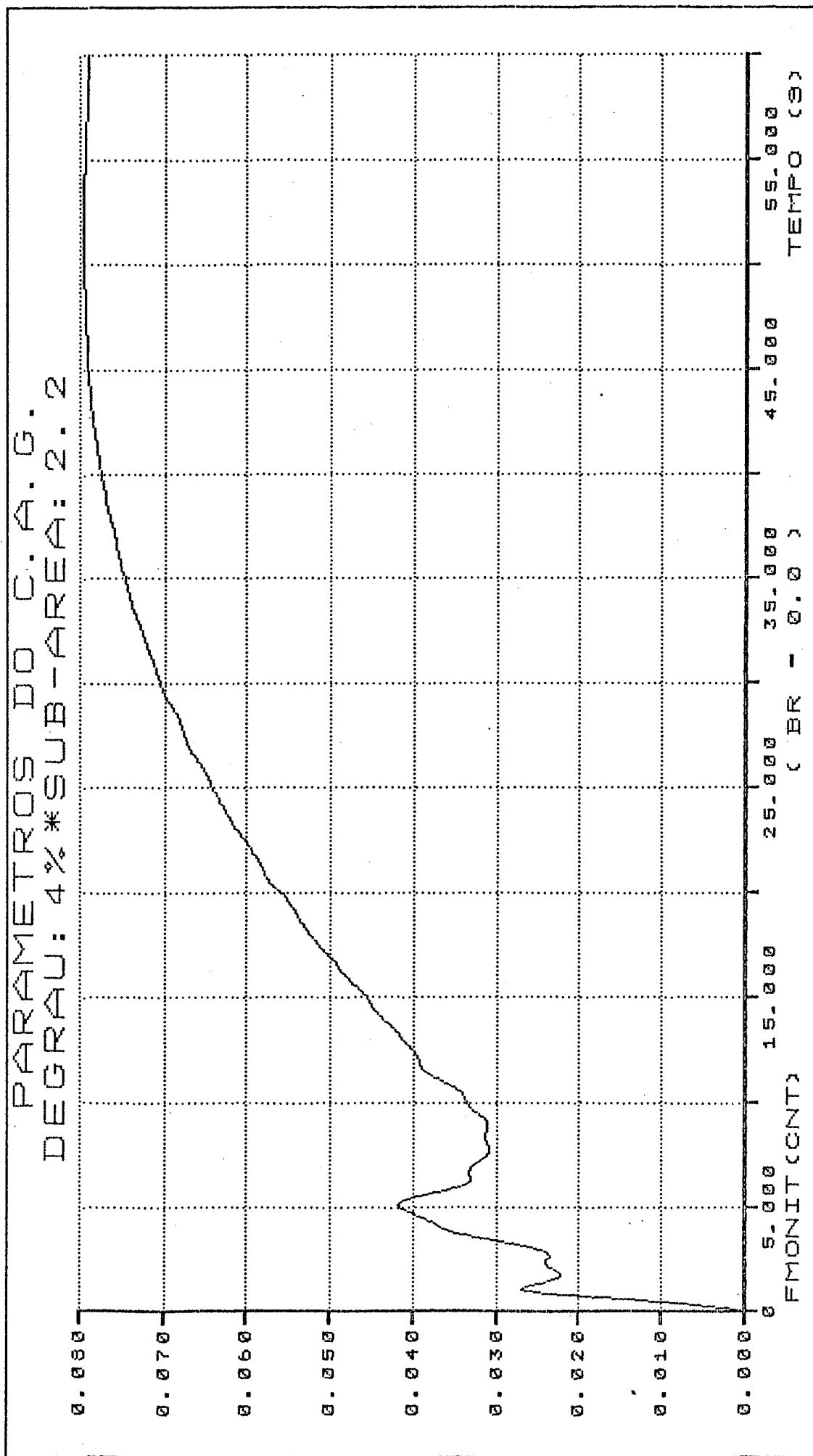


Figura 5.54 - Fator de monitoração do sistema para o caso da figura 5.52.

PARÂMETROS DO C.A.G.
 DEGRAU: 4%*SUB-AREA: 2.2

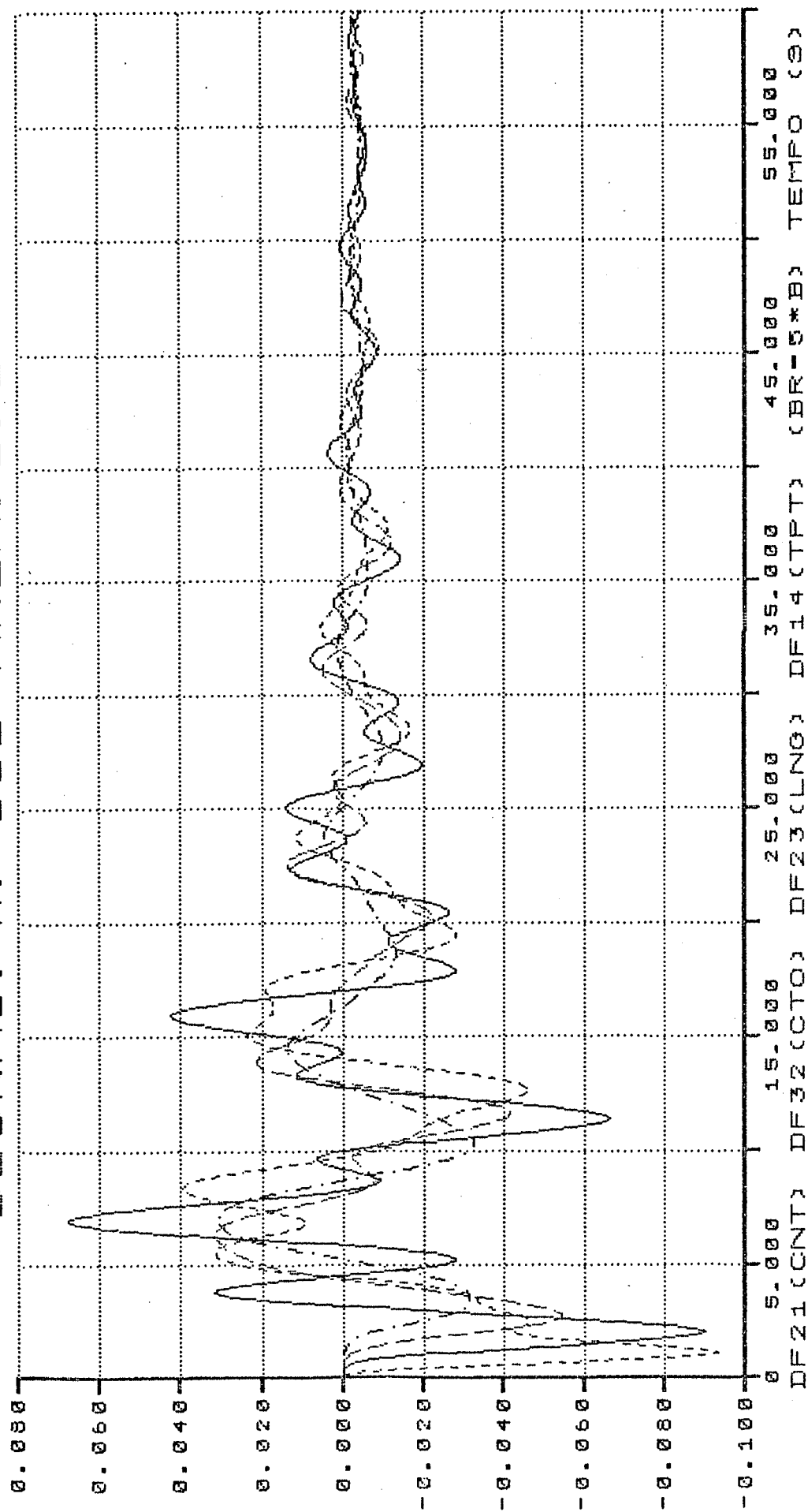


Figura 5.55 - Desvios de frequência junto aos centros de operação do sistema, para o caso da figura 5.43, com "Bias" igual a 5 vezes a característica natural nas áreas adjacentes equanto na área 2 o "Bias" é igual a característica natural.

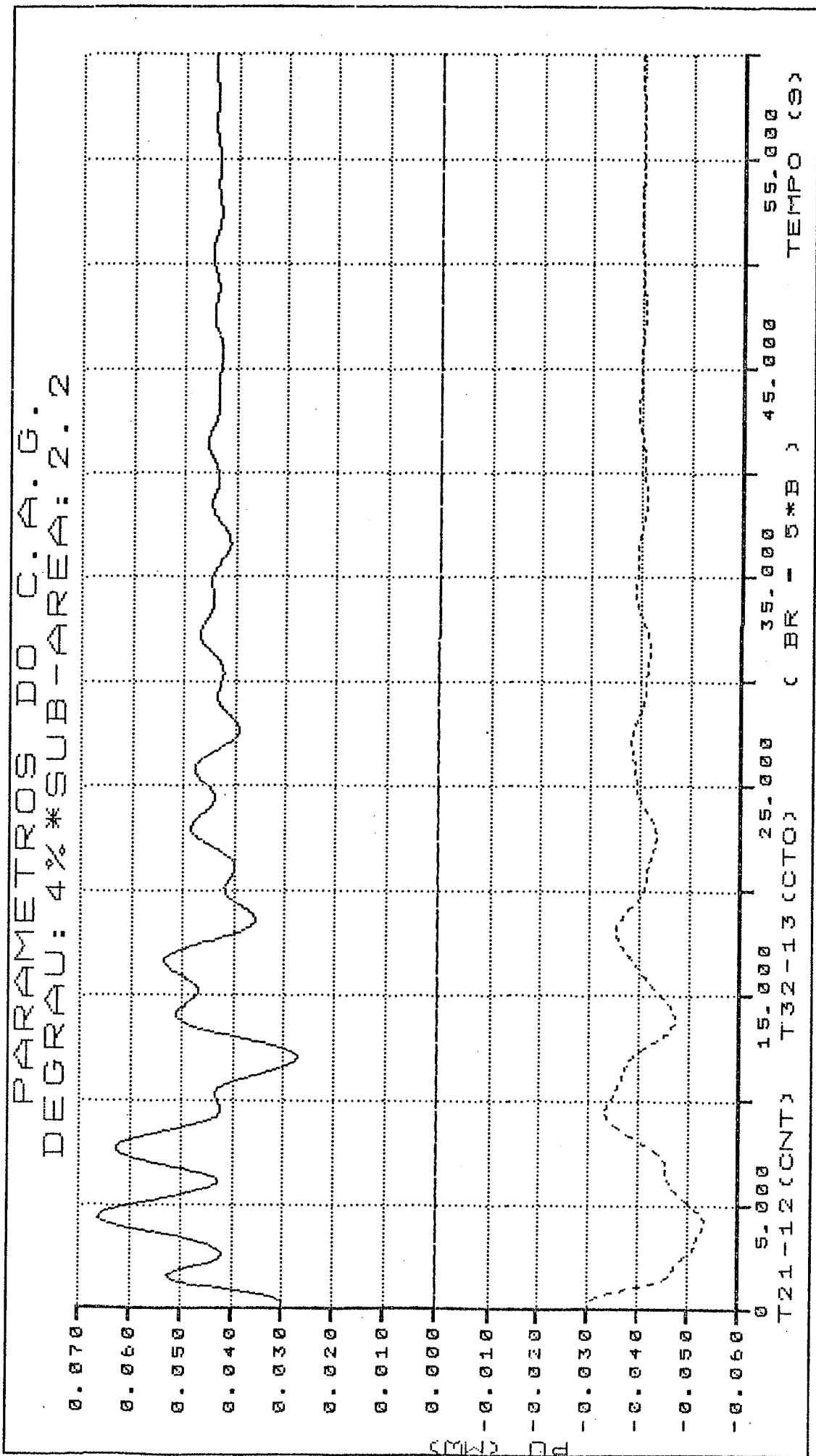


Figura 5.56 - Variação no fluxo de potência das interligações externas à área 2 para o caso da figura anterior.

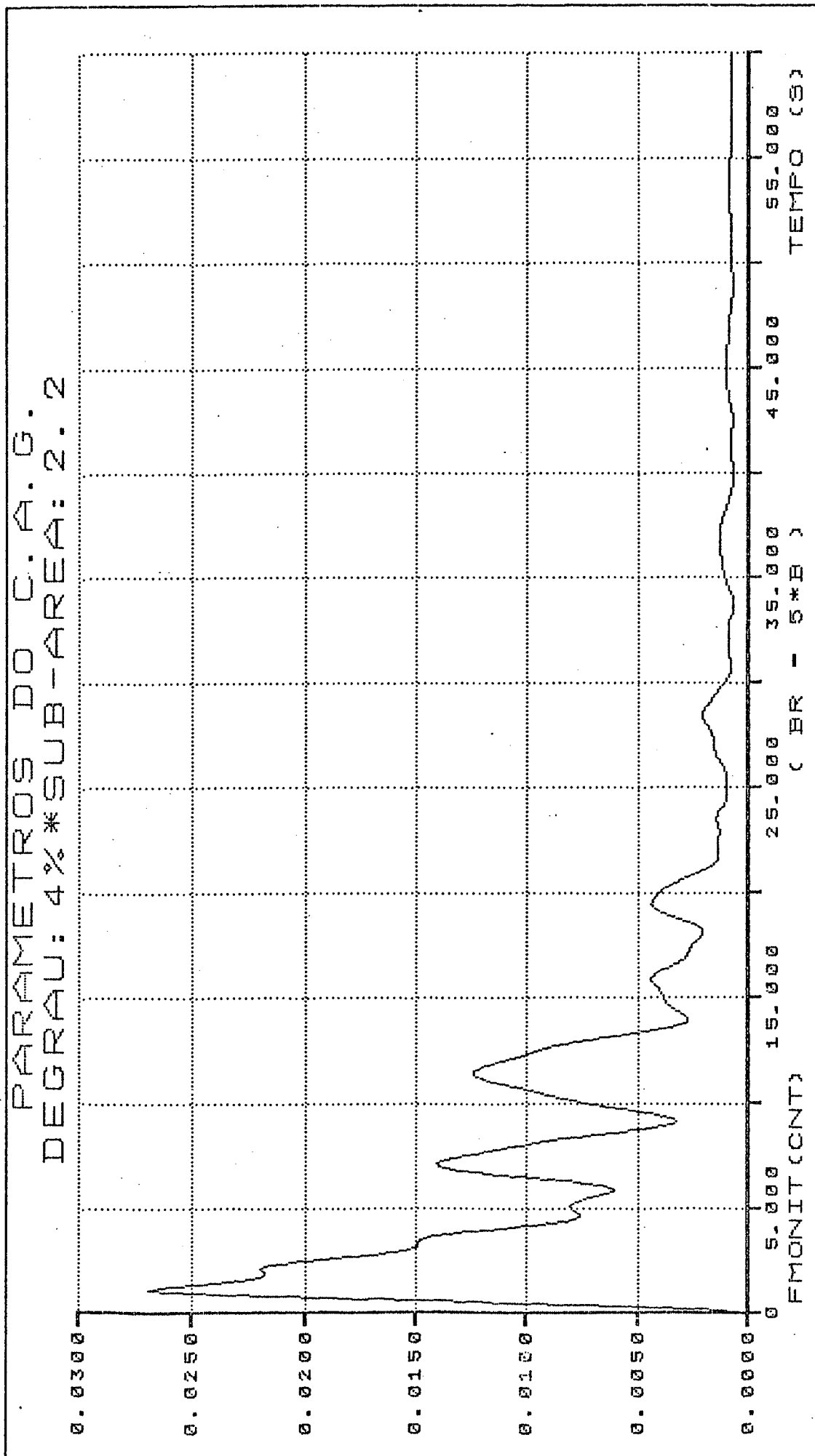


Figura 5.57 - Fator de monitoração do sistema para o caso da figura 5.55.

C A P Í T U L O . VI.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

6.1 - Conclusões

Neste trabalho associam-se ao Controle Automático de Geração (C.A.G.) os fenômenos de faixa morta nos reguladores de velocidade, a limitação de geração e mesmo a ocorrência de amostragem e sustentação de ordem zero para o Erro de Controle de Área (E.C.A.), que torna o sistema inicialmente mais oscilante, mas que em alguns casos o leva mais rapidamente ao regime permanente.

O controle com estrutura variável proposto, em sistemas hidrotérmicos, fornece incremento no desempenho do sistema em relação ao controle proporcional-integral. Observa-se entretanto, que o controle com estrutura variável, em termos de desempenho, fica no mínimo entre o controle integral e o controle proporcional-integral. Necessita-se portanto de um estudo mais detalhado em relação à melhoria do amortecimento das oscilações no controle com estrutura variável.

Todos os testes realizados foram acompanhados através da verificação do índice de desempenho para todo o sistema, chamado de fator de monitoração, que por simples observação mostra a qualidade do controle comparando-se os testes realizados. Pode-se observar por exemplo que, para sistemas hidrotérmicos, com as usinas térmicas operando somente sob regulação primária e

as hidráulicas operando sob regulação primária e secundária, o controle torna-se mais eficaz, embora a resposta fique mais lenta.

O ilhamento de partes do sistema é interessante sob o aspecto de estudos de rejeição automática de carga através de detecção de sub-freqüência.

Até o presente momento tudo o que se concluiu se suporta no fato de todas as unidades geradoras equivalentes operarem sob regulação primária e secundária (suplementar). Com a eliminação do controle suplementar das unidades térmicas equivalentes o índice de desempenho (fator de monitoração) retrata uma situação pior em regime transitório, mas bem melhor em regime permanente, pois o fator de monitoração tende para zero de forma precisa, quando as hidráulicas estão acompanhando a carga e as térmicas operando como base de geração, o que não ocorre no caso base.

Outra ocorrência possível, quando da operação automática do sistema é o problema da limitação de geração, sua influência nos fluxos de potência das linhas e na freqüência do sistema tanto durante o transitório quanto em regime permanente. Conclui-se ser de vital importância o acompanhamento de limitação de geração através do comportamento dos fluxos nas linhas. Já na simulação da faixa morta nos reguladores de velocidade verifica-se que é importante tanto em termos teóricos como em casos práticos de operação vistos a partir do centro de operação do sistema (COS).

A amostragem e sustentação de ordem zero do erro de controle de área (ECA), simulando o espaço de tempo, intencional ou não, de envio de sinais com as informações às estações remo-

tas que servem ao controle automático, permite concluir que é possível se estudar o intervalo ótimo de amostragem, para se obter o melhor resultado em regime permanente e transitório através dos índices de desempenho do sistema.

Simulou-se também o caso base com coeficientes sincronizantes mais rígidos para o sistema. O que se fez foi dobrar a capacidade de transmissão de todas as linhas e o resultado foi, para a mesma perturbação do caso base, um sistema com oscilações 35% menores em amplitude e com períodos de oscilações em torno de 50% daqueles do caso base. Isto resultou numa volta mais rápida ao regime permanente.

Procurou-se também dar enfoque à questão da variação da razão de polarização (Bias) das áreas do sistema, comparando os resultados com o caso base onde tais áreas operam com razões de polarização iguais às características naturais. Conclui-se que a simulação da perturbação em degrau de 4% da geração total do sistema, e as áreas com "Bias" diferentes da característica natural permite reduções na amplitude das oscilações nos instantes iniciais sendo que o sistema atinge o regime permanente em aproximadamente 1/3 do tempo total dispendido no caso base.

Conclui-se que o principal motivo para desenvolvimento deste trabalho foi a necessidade de um programa didático que ilustrasse a mecânica do C.A.G. sem perder de vista a possibilidade de ilustração de perturbações interessantes de serem observadas nos sistemas de potência, como ilhamento de partes do sistema (áreas ou sub-áreas), ocorrência de perda de interligação e variações de carga ao longo do sistema.

6.2 - Sugestões para Futuros Trabalhos

As soluções geradas pela implementação de algumas funções no controle de geração, um dos objetivos deste trabalho, originaram algumas idéias que podem contribuir ainda de maneira significativa aos estudos do C.A.G.. Como continuidade ao trabalho, sugerem-se os seguintes itens:

a) Implementar para o C.A.G. a possibilidade de uma razão de polarização (Bias) dinâmica, para cada uma das áreas, procurando-se minimizar desvios de frequência em regime permanente. Com isto muitas perturbações tornam-se toleráveis por curtos espaços de tempo;

b) Implementar para o C.A.G. o controle não linear, supondo não linearidades na carga conectada e na faixa morta dos reguladores de velocidade. Aspecto importante, pois a diferença entre o controle linear e o sistema real não linear significa um consumo desnecessário de energia de regulação primária, aumento no desgaste e nos esforços mecânicos das unidades geradoras;

c) Aplicar para o C.A.G. a teoria do controle ótimo que deverá resultar em melhoria na resposta dinâmica e melhores margens de estabilidade na operação dos sistemas de potência. Consistirá em representar o sistema de potência operando com C.A.G. no espaço de estado, definir um custo a ser minimizado e obter, então, a estratégia ótima dos controladores;

d) Implementar para o C.A.G. a malha de potência reativa/tensão, o que possibilitará, além do acompanhamento das oscilações na frequência e na potência ativa, o mesmo acompanhamento para oscilações na potência reativa e no perfil de tensão do sistema;

e) Adotar para o C.A.G. a estratégia do controle adaptativo, uma vez que os parâmetros geralmente são ajustados para um ponto de operação do sistema não-linear;

f) Utilizar o C.A.G. para a calibração e simulação da atuação de relés de sub-frequência em esquemas automáticos de rejeição de carga;

g) Implementar para o C.A.G. o efeito de limitação da taxa de tomada de carga nas unidades térmicas equivalentes sob regulação suplementar.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [01] - DE MELLO, F.P. e UNDRILL, J.M., "Automatic Generation Control", em "Energy Control Center Design", IEEE Tutorial Course, July 1977, pp. 17-26.
- [02] - VIEIRA FILHO, X., "Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração", Editora Campus/Eletróbrás, 1984.
- [03] - COHN, N., "Control of Generation and Power Flow on Interconnected Systems", John Wiley & Sons Inc., June, 1971.
- [04] - MONTICELLI, A., "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Editora Edgard Blucher Ltda., 1983.
- [05] - FOUAD, A.A. and KWON, S.H., "Effect of Coordinated Correction of Tie-Line Bias Control in Interconnected Power System Operation", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-101, nº 5, May 1982, pp. 1134-1143.
- [06] - COHN, N., "Methods of Controlling Generation on Interconnected Power Systems", IEEE Trans. on PAS, February 1957, pp. 1415-1428.
- [07] - CONNOR, A.J., "Current Operating Problems Associated With Automatic Generation Control", IEEE Trans. on PAS, Vol.

PAS-98, n^o 1, Jan./Feb. 1979, pp. 88-96.

- [08] - COHN, N., "Some Aspects of Tie-Line Bias Control on Interconnected Power Systems", IEEE Trans. on PAS, February 1957, pp. 1415-1428.
- [09] - CONNOR, A.J., "Control Criteria and Practices Related to Capacity Emergencies", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-98, n^o 2, March/April 1979, pp. 536-542.
- [10] - MA, K.T. and KUSIC, G.L., "Tie-Line Contingency Studies Based Upon Partial Information", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-102, n^o 6, June 1983, pp. 1838-1842.
- [11] - ONI, B., GRAHAM, H. and LEWIS, W., "Investigation of Nonlinear Tie-Line Bias Control of Interconnected Power Systems", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-100, n^o 5, May 1981, pp. 2350-2356.
- [12] - CURTICE, D.H. and REDDOCH, T.W., "An Assessment of Load Frequency Control Impacts Caused By Small Wind Turbines", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-102, n^o 1 January 1983, pp. 162-170.
- [13] - COHN, N., "Decomposition of Time Deviation and Inadvertent Interchange on Interconnected Systems", "Part I: Identification, Separation and Measurement of Components", "Part II: Utilization of Components for Performance Evaluation and Corretive Control", IEEE

Trans. on PAS, Vol. PAS-101, nº 5, May 1982, pp. 1144-1169.

- [14] - COHN, N., "Bias Revisited", Leeds & Northrup Co., Spring Meeting of the NAPSIC, Michigan, April 1970.
- [15] - COHN, N., "Time Error Bias", Leeds & Northrup Co., Annual Meeting of the NAPSIC, Oklahoma, March 1971.
- [16] - GODFREY, R.E.; HISSEY, T.W., "Modern Application Programs & Techniques for Digital Computer Control of Interconnected Power Systems", Leeds & Northrup Co., IEEE International Convention, NEW York City, March 1972.
- [17] - HISSEY, T.W., "Modern Techniques in the Operation & Control of Electric Power Systems", Leeds & Northrup Co., Proposed for Presentation in Pan American Congress, Peru 1971.
- [18] - COHN, N., "Power System Control Practice", Leeds & Northrup Co., Annual Allerton Conference on Circuit and System Theory, Illinois, October 1971.
- [19] - DE MELLO, F.P., "Dinâmica e Controle da Geração", Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência, Série PTI, Santa Maria, RS, 1979.

- [20] - KIRCHMAYER, L.K., "Economic Control of Interconnected Systems", John Wiley & Sons Inc., New York, 1959.
- [21] - DUNLOP, R.D. and EWART, D.N., "System Requirements for Dynamic Performance and Response of Generating Units", IEEE Trans. on PAS, 1973.
- [22] - DECKMANN, S.M.; VINHAS A.V.; ALVES, D.A. e DA COSTA, V.F., "Simulação Dinâmica Distribuída para o Controle Automático de Geração", 5º Congresso Brasileiro de Automática/1º Congresso Latino Americano de Automática, Campina Grande, PB, Brasil, Setembro de 1984.
- [23] - VINHAS, A.V., "Contribuição ao Estudo do Controle Automático de Geração", Dissertação de Mestrado, FEC, UNICAMP, Maio 1983.
- [24] - DE SOUZA, Z.; FUCHS, R.D. e SANTOS, A.H.M., "Centrais Hidro e Termelétricas", Editora Edgard Blücher Ltda., Itajubá, 1983.
- [25] - WOOD, A.J. and WOLLENBERG, B.F., "Power Generation Operation & Control", John Wiley & Sons, New York, 1984.
- [26] - ZABORSKY, J. and RITTENHOUSE, J.W., "Electric Power Transmission", Rensselaer Bookstore, Vol. 2, Third Reprint, New York, 1977.

- [27] - ANDERSON, P.M. and FOUAD, A.A., "Power System Control and Stability", Vol. II, Seminário COPPE/UFRJ, Rio, 1972.
- [28] - KUMAR, A.; MALIK, O.P. and HOPE, G.S., "Variable-Structure-System Control Applied to AGC of an Interconnected Power System", IEE Proceedings, Vol.132, Pt.C, nº 1, January 1985.
- [29] - BOSE, A. and ATTIYYAH, I., "Regulation Error in Load Frequency Control", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-99, nº 2, March/April 1980.
- [30] - ARRILLAGA, J.; ARNOLD, C.P. and HARKER, B.J., "Computer Modelling of Eletrical Power Systems", John Wiley & Sons/Interscience, New York, 1983.
- [31] - ELGERD, O.I., "Eletric Energy Systems Theory: An Introduction", McGraw-Hill, New York, 1971.
- [32] - ELGERD, O.I., "Control of Eletric Power Systems", IEEE, March 1981.
- [33] - COHN, N., "Techniques for Improving the Control of Bulk Power Transfers on Interconnected Systems", IEEE Winter Power Meeting, January/February 1971, New York.
- [34] - MOLLMAN, L.A. and KENNEDY, T., "Interrelationship of time Error, Frequency Deviation, and Inadvertent Flow on an Interconnected System", IEEE Trans. on PAS, Vol.

PAS-87, nº 2, February 1968.

- [35] - MORAN, F. and PREWETT, J.N., " An Experiment in the Automatic Control of Power Generation", Automatica, Vol. 6, pp. 19-32, Pergamon Press, Great Britain, 1970.
- [36] - IEEE COMMITTEE REPORT, "Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies", IEEE PES Winter Meeting, New York, January/February 1973.
- [37] - POWER SYSTEM ENGINEERING COMMITTEE, "Current Operating Problems Associated with Automatic Generation Control", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-98, nº 1, January/February 1979.
- [38] - POWER SYSTEM ENGINEERING COMMITTEE, " Control Criteria and Practices Related to Capacity Emergencies", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-98, nº 2, March/April 1979.
- [39] - VIEIRA, Fº, X.; PRADO Jr., H.V.; MASSAUD, A.G. and NERY, E., "National Scheme for Controlling Emergencies in the Brazilian Interconnected System", CIGRÉ-International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris, August/September 1984.
- [40] - BROSANAN, T.D.; HAREN, P.H. and MONAGHAN, J.F., "System Response During Frequency Dependent Automatic Load Restoration", CIGRÉ-International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris, August/September 1984.

- [41] - STERLING, M.J.H.; "Power System Control", pp. 01 - 30, Peter Peregrinus Ltda/IEE, London, 1978.
- [42] - MURTY, P.S.R.; "Power System Operation and Control", Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited, New Delhi, 1984 .
- [43] - HANDSCHIN, E.; "Real Time Control of Electric Power Systems", Elsevier Publishing Company, Switzerland, Baden, 1972.
- [44] - BENGIAMIN, N.N. and CHAN, W.C.; "Variable Structure Control of Electric Power Generation", IEEE Trans. on PAS-101, pp. 376-380, 1982.
- [45] - D'AZZO, J.J. and HOUPIS, C:H.; "Feedback Control Systems, Analysis & Synthesis", McGraw-Hill Kogakusha, Second Edition, Tokyo, Japan.
- [46] - SPECKHART, F.H. and GREEN, W.L; "A Guide to Using CSMP - The Continuous System Modeling Program"; Prentice-Hall, Inc.; Englewood Cliffs, New Jersey, 1976.

A P Ê N D I C E A

TURBINAS HIDRÁULICAS E A VAPOR

A.1 - Introdução

O objetivo deste apêndice é tratar do modelamento da turbina hidráulica e da turbina a vapor utilizados na execução deste trabalho, para modelamento das áreas de controle de um sistema de potência, via função de transferência dos seus componentes.

A.2 - Turbinas Hidráulicas

A inércia da água que flui através da tubulação força da dá origem a um fenômeno nas turbinas hidráulicas. Após a abertura das pás do distribuidor, o efeito inicial é uma queda de pressão na turbina e uma variação negativa na sua potência, pois a pressão está sendo usada para acelerar a coluna d'água. Como resultado, a variação inicial da potência da turbina é oposta à variação final.

A função de transferência pode ser aproximada por:

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_v} = \frac{(1 - T_w s)}{(1 + \frac{T_w}{2} s)} \quad (A.1)$$

onde:

P_m = potência mecânica da turbina

P_v = posição da palheta da turbina

T_w = tempo de partida da água (varia com ponto de carga).

As deduções que se seguem admitem uma tubulação inelástica e um fluido incompressível. Estas hipóteses podem ser justificadas na maioria dos casos, exceto para tubulações muito longas. Elas são incluídas aqui para explicar os conceitos físicos que dão origem à função de transferência A.1.

A figura A.1 mostra as variáveis pertinentes a uma tubulação forçada e turbina.

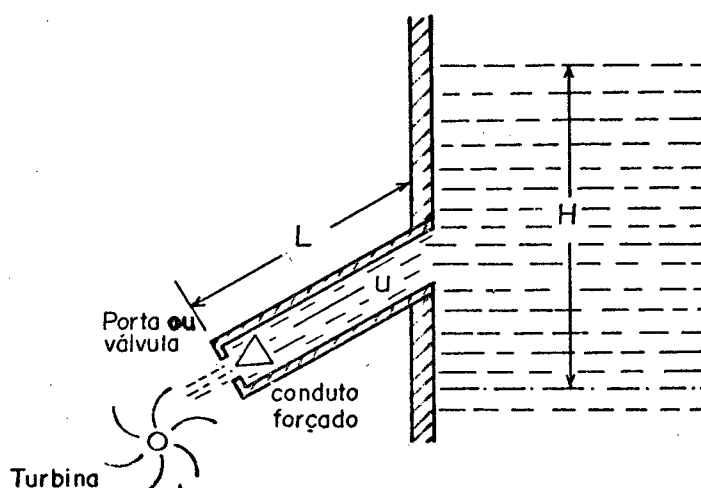


Figura A.1 - Tubulação forçada e turbina.

A velocidade da água na tubulação é dada por:

$$u = G \cdot \sqrt{H} \quad (\text{A.2})$$

onde:

H = pressão hidráulica nas palhetas

G = fator proporcional à posição das palhetas

u = velocidade da água

Para pequenas perturbações em torno de um ponto da operação, a equação A.2 pode ser escrita em forma linearizada e normalizada como:

$$\frac{\Delta u}{u_0} = \frac{1}{2} \frac{\Delta H}{H_0} + \frac{\Delta G}{G_0} \quad (\text{A.3})$$

onde:

O subscrito "o" indica valor de regime permanente, e o prefixo " Δ " indica pequena variação em torno deste valor.

Pela Lei de Newton pode-se escrever a equação da aceleração para a coluna de água como:

$$\rho LA \frac{d}{dt} (\Delta u) = - A \rho g \Delta H \quad (\text{A.4})$$

onde:

ρ = massa específica

A = área da tubulação

g = aceleração da gravidade

L = comprimento da tubulação

ρLA = massa de água na tubulação

$\rho g \Delta H$ = variação incremental da pressão hidráulica nas palhetas da turbina.

A equação A.4 pode ser normalizada dividindo-se os dois lados por $A \rho g H_0 u_0$. Após aplicar a transformação de Laplace, tem-se:

$$\frac{Lu_0}{gH_0} s \left(\frac{\Delta u}{u_0} \right) = - \left(\frac{\Delta H}{H_0} \right)$$

ou

$$T_w s \left(\frac{\Delta u}{u_0} \right) = - \left(\frac{\Delta H}{H_0} \right) \quad (\text{A.5})$$

onde:

$$T_w = \text{tempo de partida nominal} = Lu_0 / g H_0$$

T_w pode ser definido como o tempo requerido para acelerar a água na tubulação até a velocidade u_0 sob a ação da pressão H_0 .

Substituindo a equação (A.5) na equação (A.3), pode-se expressar a variação da velocidade como função da posição das palhetas:

$$\frac{\Delta u}{u_0} = \frac{1}{1 + \frac{T_w}{2} s} \frac{\Delta G}{G_0} \quad (\text{A.6})$$

Por outro lado, a potência da turbina é proporcional ao produto da pressão e do fluxo, isto é,

$$P_m \propto H u \quad (\text{A.7})$$

Expandindo na forma linearizada e normalizando:

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m_0}} = \frac{\Delta H}{H_0} + \frac{\Delta u}{u_0} \quad (\text{A.8})$$

Substituindo as equações (A.5) e (A.6) na equação (A.8), tem-se:

$$\frac{\Delta P_m}{P_{m_0}} = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{T_w}{2} s} \frac{\Delta G}{G_0} \quad (\text{A.9})$$

A figura A.2 mostra a resposta de uma turbina hidráulica típica a uma variação na posição das palhetas.

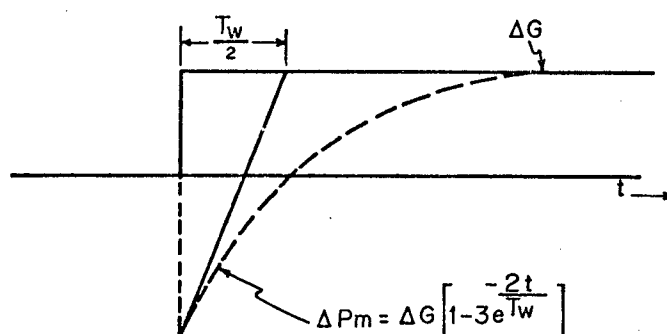


Figura A.2 - Resposta da turbina hidráulica.

Da dedução anterior percebe-se claramente que o valor linearizado de T_w , na função de transferência da equação (A.9), é proporcional ao ponto de carga. Isto é, T_w , em 50% de plena carga, é aproximadamente a metade do seu valor a plena carga.

Existem outros fenômenos dinâmicos que ocorrem nas turbinas hidráulicas. Um deles é devido à compressibilidade da água e à expansão elástica da tubulação, dando origem a ondas viajantes conhecidas como golpe de aríete, usualmente de frequência suficientemente alta para não preocupar. Outro fenômeno aparece nos casos onde existe uma chaminé de equilíbrio em um ponto intermediário da tubulação, dando origem a oscilações pouco amortecidas entre o tanque e o reservatório. Estas oscilações são geralmente lentas na ordem de alguns minutos por ciclo e podem, de um

modo geral, ser desprezadas nos estudos de regulação de velocidade e controle de carga-freqüência.

A.3 - Turbinas a Vapor

A potência desenvolvida em uma turbina é proporcional ao fluxo de vapor $P_m \propto \dot{m}(h_i - h_o)$, onde P_m é a potência da máquina motriz, h_i e h_o são as entalpias do vapor de entrada e de saída e \dot{m} é o fluxo de massa de vapor. Visto que h_i e h_o são em geral quase constantes, a resposta de P_m segue a do fluxo de vapor. Em turbinas sem reaquecimento, a resposta do fluxo de vapor a uma variação na válvula reguladora da turbina é quase instantânea, isto é, apresenta uma constante de tempo (T_s) de 0,2 a 0,3 segundos, devido ao pequeno tempo de carregamento do volume da turbina. Supondo que a pressão do vapor de suprimento permaneça essencialmente constante, então a resposta da potência da turbina a uma alteração na posição da válvula pode ser descrita pela função de transferência da expressão (A.10) para uma turbina sem reaquecimento. Os fenômenos fluxo/pressão, que dão origem a esta constante de tempo, são similares aos desenvolvidos para o reaquecedor no desenvolvimento que se segue.

$$\frac{\Delta P_m}{\Delta P_v} = \frac{1}{1 + s \cdot T_s} \quad (A.10)$$

ΔP_v = variação na posição da válvula,

ΔP_m = variação na potência desenvolvida na turbina.

A figura A.3 mostra um esquema das turbinas com reaquecedor.

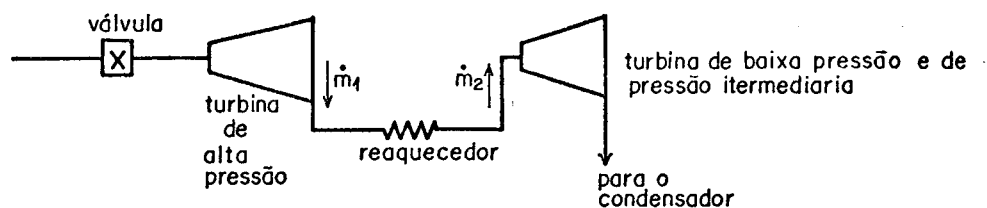


Figura A.3 - Turbinas com reaquecedor.

Embora a variação no fluxo na turbina de alta pressão se estabeleça com uma pequena constante de tempo, como na expressão (A.10), o fluxo na turbina de baixa pressão só pode variar com o desenvolvimento de pressão no volume do reaquecedor. As equações seguintes descrevem aproximadamente os fenômenos do fluxo transitório de vapor para dentro do reaquecedor e para dentro do estágio da turbina a jusante do reaquecedor.

\dot{m}_1 = fluxo de massa de vapor entrando no reaquecedor,
 \dot{m}_2 = fluxo de massa de vapor saindo do reaquecedor e entrando na turbina de baixa pressão,

P = pressão do reaquecedor,

ρ = densidade do vapor no reaquecedor (valor médio),

V = volume do reaquecedor e condutores de vapor.

Equação da continuidade para o reaquecedor:

$$V \frac{d\rho}{dt} = \dot{m}_1 - \dot{m}_2 \quad (\text{A.11})$$

Equação de fluxo para o reaquecedor (supondo fluxo proporcional à pressão)

$$\dot{m}_2 = \left(\frac{\dot{m}_0}{P_{n_0}} \right) P \quad (\text{A.12})$$

onde \dot{m}_0 é o fluxo nominal, P_{n_0} é a pressão nominal do reaquecedor.

Tem-se que:

$$\frac{d\rho}{dt} = \frac{dP}{dt} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial P} \Bigg|_T \quad (\text{A.13})$$

onde $\frac{\partial \rho}{\partial P} \Bigg|_T$ = variação na densidade de vapor devida à pressão e é determinada a partir das tabelas de vapor. Substituindo as equações (A.13) e (A.12) na equação (A.11) e tomando a transformada de Laplace da equação resultante (desprezando as condições iniciais).

$$s V \frac{\partial \rho}{\partial P} \Bigg|_T \frac{P_{n_0}}{\dot{m}_0} - \dot{m}_2(s) = \dot{m}_1(s) - \dot{m}_2(s)$$

ou

$$\dot{m}_2(s) = \frac{\dot{m}_1(s)}{\left(1 + V \frac{\partial \rho}{\partial P} \Bigg|_T \frac{P_{n_0}}{\dot{m}_0} s \right)} = \frac{\dot{m}_1(s)}{(1 + T_R s)} \quad (\text{A.14})$$

onde T_R é a constante de tempo do reaquecedor = $V \frac{\partial \rho}{\partial P} \Bigg|_T \frac{P_{n_0}}{\dot{m}_0}$.

Por exemplo numa unidade típica de 300 MW com $P_{n_0} = 600$ psi, com $\left. \frac{\partial P}{\partial T} \right|_T = 0,0015$, $\dot{m}_0 = 500$ lbs./s e $V = 3000$ pés cúbicos conduz a $T_R = 5,4$ segundos.

A função de transferência global da potência da máquina motriz para uma turbina com reaquecimento é obtida somando-se as potências desenvolvidas pelos estágios da turbina a montante e a jusante do reaquecedor. Se C é a proporção da potência desenvolvida na turbina de alta pressão (cerca de 0,3 próximo do ponto de plena carga), então, a função de transferência para a potência total é:

$$\begin{aligned} \frac{P_m}{P_v} &= \frac{C}{1 + T_S \cdot s} + \frac{(1 - C)}{(1 + T_S \cdot s)(1 + T_R \cdot s)} = \\ &= \frac{1 + T_R \cdot s}{(1 + T_R \cdot s)(1 + T_S \cdot s)} \end{aligned} \quad (A.15)$$

A figura A.4 mostra a resposta da potência de uma turbina com reaquecimento, para uma variação em degrau na posição da válvula de controle.

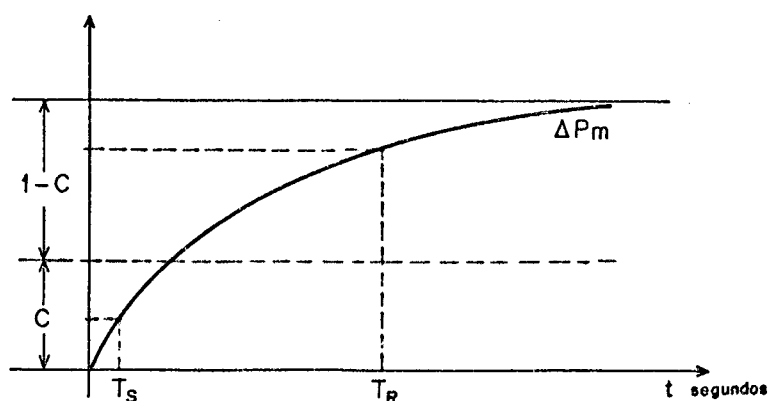


Figura A.4 - Resposta da turbina com reaquecimento.

Valores típicos de T_R estão entre 5 e 7 segundos.

Na análise acima foram desprezados certos efeitos de segunda ordem. Por exemplo, a hipótese de que o fluxo da turbina de alta pressão é diretamente proporcional à pressão de admissão e à abertura da válvula é válida para regime de fluxo crítico onde a relação da pressão a jusante e a montante é menor que 0,5. Sob este regime, não há essencialmente efeitos de realimentação da pressão do reaquecedor, sobre o fluxo através da turbina de alta pressão.

A P Ê N D I C E B

O CSMP E O MÉTODO DE INTEGRAÇÃO NUMÉRICA

B.1 - Introdução [46]

Anteriormente ao desenvolvimento e a larga aceitação dos computadores digitais, as simulações de sistemas e soluções de equações diferenciais eram programadas em computadores analógicos. Inerente ao computador analógico teve-se a necessidade de fornecer informações cuidadosas sobre a ordem de grandezas e escala de tempo das variáveis do problema. Operações complexas como raízes quadradas e funções trigonométricas requerem equipamentos que atendam este propósito específico. A solução de equações de ordem elevada ou para várias equações simultâneas resultando em uma con fusão de condutores no painel de ligação do computador analógico. Resolver as dificuldades para uma ligação de condutores mal feita no quadro de ligações é tediosa e consome tempo precioso.

Seguindo a introdução ao FORTRAN e outras linguagens de programação de alto nível, os métodos em computadores digitais foram desenvolvidos para tornar possível a solução numérica dos problemas que são resolvidos formalmente no computador analógico. Matemáticos, pesquisadores e engenheiros se confrontavam com o de desenvolvimento e detalhamento de seus próprios programas ou confia vam na habilidade de um programador profissional. Confiando em um programador para desenvolver os programas, freqüentemente resulta vam que o usuário não descrevia de forma adequada o problema ou o programador não interpretava corretamente o desejo do usuário.

Se, entretanto, o usuário aceita o desafio de desenvolver os seus programas, ele fica frente a frente com o problema de dispendir muito esforço para escrever programas que deveriam consumir pouco tempo, pois esta não é sua tarefa.

B.2 - CSMP - Um Programa Orientado de Aplicação [46]

Em resposta à necessidade de uma linguagem que não requeira um conhecimento extenso dos métodos e de técnicas numéricas em FORTRAN, a IBM desenvolveu um programa orientado de aplicação conhecido como Linguagem de Simulação Digital - 90 (DSL - 90) para a série de computadores digitais 7090. Este programa foi modificado e adaptado mais tarde para ser utilizado no sistema IBM/360. O nome do programa foi modificado para Programa de Modelamento de Sistemas Contínuos (Sistema/360 CSMP).

O CSMP foi escrito particularmente para resolver um sistema de equações diferenciais ordinárias ou diagramas de bloco como aqueles encontrados na teoria de sistemas. O desenvolvimento do programa é bastante simplificado devido aos comandos de entrada e saída de dados e aos comandos de controle do programa, que descrevem diretamente as equações matemáticas ou variáveis físicas do problema. Com efeito, o CSMP permite ao usuário se concentrar nos detalhes do sistema físico em vez dos problemas usuais de análise numérica e programação.

O CSMP possui cinco técnicas de integração com passo fixo que abrangem desde o sofisticado método de Runge-Kutta até a extremamente simples integração retangular. A relação dos cinco métodos de passo fixo em ordem de complexidade decrescente são: Runge-Kutta de quarta ordem com passo fixo, integração

pela regra de Simpson, integração trapezoidal, Adams de segunda ordem e a integração retangular. A técnica de integração é escolhida pela utilização de um único comando que especifica o método de integração.

Os vários métodos de integração com passo fixo são muito diferentes em complexidade e conseqüentemente requerem diferentes tempos de computação. Com a intenção de fornecer uma estimativa do tempo de computação para os cinco métodos de integração com passo fixo, um programa foi rodado com 10.000 passos de integração. O tempo de computação somente para a integração numérica, usando um computador IBM 4341 é listado abaixo.

Método	Tempo em segundos
Runge-Kutta	3,578
Simpson	2,513
Trapezoidal	1,647
Adams	1,198
Retangular	0,982

Escolhendo-se um método de integração deve-se estar atento para a obtenção de precisão suficiente sem a utilização de tempo de computação elevado. Para problemas de simulação com alguma complexidade o tempo de computação passa a ter importância secundária e a precisão torna-se de importância fundamental.

Com a intenção de obter uma estimação de como o erro de integração é afetado pelo tamanho do passo, a solução numérica de uma equação diferencial de segunda ordem foi comparada com a solução exata. Isto foi feito para todos os cinco métodos de integração com passo fixo que variaram de 10 a 10.000 passos de integração. A diferença média absoluta entre a solução exata e a so

lução numérica é representada na figura B.1 como função do tamanho do passo para os cinco métodos da integração.

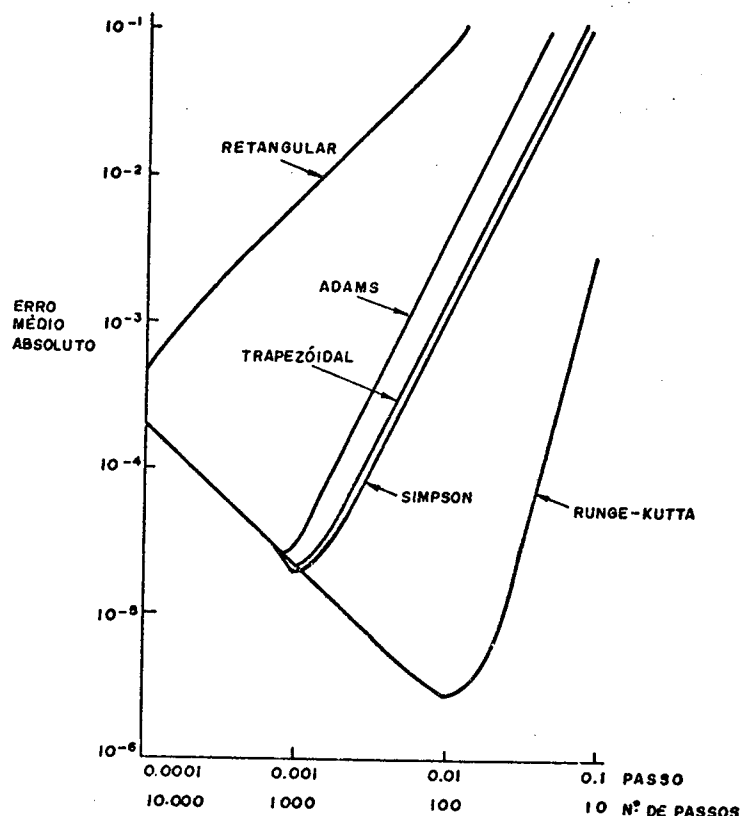


Figura B.1 - Erro médio absoluto como uma função do tamanho do passo e do método de integração.

Pode-se concluir que o método que apresenta menor erro absoluto médio para número de passos de integração entre 100 e 1.000 é o método de Runge-Kutta, que é utilizado neste trabalho, embora apresente um tempo maior de computação.

B.3 - O Método de Runge-Kutta

O estudo dos métodos numéricos passa por uma ampla classe de técnicas, entre elas o método de Runge-Kutta. As dife-

rentes técnicas envolvem maior ou menor esforço computacional e como consequência apresentam maior ou menor precisão.

Propriedades do método de Runge-Kutta:

1 - Este método apresenta um estágio: para determinar uma ordenada y_{m+1} , é necessária somente a informação no ponto precedente, (x_m, y_m) .

2 - Ele concorda com a série de Taylor até os termos em h^p , onde h é o passo e p é diferente para cada método e é denominado a ordem do método.

3 - Ele não exige o cálculo de qualquer derivada de $f(x, y)$, mas somente da própria função.

É a terceira propriedade que faz com que estes métodos sejam mais práticos que aqueles derivados das séries de Taylor. É lógico se esperar, entretanto, que se tenha de calcular $f(x, y)$ para mais de um valor de x e y . Este é o preço pago pela não necessidade de se calcular as derivadas, mas um preço bastante compensador.

Os métodos de Runge-Kutta de terceira e quarta ordens podem ser desenvolvidos de maneiras que são inteiramente análogas àquelas utilizadas para se obter os métodos de primeira e segunda ordens. Não serão apresentadas as deduções, mas simplesmente a equação de quarta ordem, que é um dos métodos mais comumente usados para integrar equações diferenciais. É tão largamente usado, de fato, que na literatura de computação numérica é freqüentemente chamado simplesmente como "o método de Runge-Kutta", sem qualquer menção à ordem ou tipo. Este método clássico de Runge-Kutta pode ser definido pelas cinco equações que se segue:

$$y_{m+1} = y_m + \frac{h}{6} (K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4) \quad (\text{B.1})$$

onde

$$K_1 = f(x_m, y_m) \quad (\text{B.2})$$

$$K_2 = f\left(x_m + \frac{h}{2}, y_m + \frac{hK_1}{2}\right) \quad (\text{B.3})$$

$$K_3 = f\left(x_m + \frac{h}{2}, y_m + \frac{hK_2}{2}\right) \quad (\text{B.4})$$

$$K_4 = f(x_m + h, y_m + hK_3) \quad (\text{B.5})$$

O erro de truncamento é dado por:

$$e_T \approx K h^5$$

de modo que tem-se nesse caso um método de quarta ordem. Observa-se que neste método a função deve ser calculada quatro vezes. A estimativa para o erro de truncamento supõe que $f(x, y)$ tem derivadas parciais de quarta ordem contínuas.

B.4 - O Programa CSMP

```

*   PROGRAMA CSMP PARA O CONTROLE DA CARGA E FREQUENCIA
*   NUMERO DE AREAS = QUATRO
*   AREAS 1 = 3 O DUAS SUBAREAS
*   AREAS 2 = 4 O TRÊS SUBAREAS
*   CONTROLE INTEGRAL, PROPORCIONAL-INTEGRAL OU COM ESTRUTURA VARIÁVEL
*
  PARAMETER KI1 = 0.67 , KI2 = 0.67 , KI3 = 0.67 , KI4 = 0.67 , ...
  KP1 = 0.3000 , KP2 = 0.3000 , KP3 = 0.3000 , KP4 = 0.2000 , ...
  RKG1 = 1.0 , RKG2 = 1.0 , RKG3 = 1.0 , RKG4 = 1.0 , RKG5 = 1.0 , ...
  RKG6 = 1.0 , RKG7 = 1.0 , RKG8 = 1.0 , RKG9 = 1.0 , RKG10 = 1.0 , ...
  RKT1 = 1.0 , RKT3 = 1.0 , RKT5 = 1.0 , RKT6 = 1.0 , RKT9 = 1.0 , ...
  TG1 = 0.100 , TG2 = 0.600 , TG3 = 0.100 , TG4 = 0.600 , TG5 = 0.100 , ...
  TG6 = 0.100 , TG7 = 0.600 , TG8 = 0.600 , TG9 = 0.100 , TG10 = 0.600 , ...
  TT1 = 0.25 , TT3 = 0.25 , TT5 = 0.25 , TT6 = 0.25 , TT9 = 0.25 , ...
  RKP1=120.0 , RKP2=120.0 , RKP3=120.0 , RKP4=120.0 , RKP5=120.0 , ...
  RKP6=120.0 , RKP7=120.0 , RKP8=120.0 , RKP9=120.0 , RKP10=120.0 , ...
  TT12=-0.030 , TT110=-0.040 , TT23=0.030 , TT34=-0.050 , TT35=0.02 , ...
  TT45=0.050 , TT56=-0.030 , TT67=-0.070 , TT79=-0.020 , TT89=0.060 , ...
  TT810=0.05 , TT910=-0.060 , ...
  Q12=1.000 , Q110= 1.000 , Q23=1.000 , Q34= 1.000 , Q35=1.0 , ...
  Q45=1.000 , Q56= 1.000 , Q67= 1.000 , Q79= 1.000 , Q89=1.000 , ...
  Q810=1.0 , Q910= 1.000
  CONSTANT TP1= 10.0 , TP2= 20.0 , TP3= 10.0 , TP4= 20.0 , TP5= 10.0 , ...
  TP6 = 10.0 , TP7 = 20.0 , TP8 = 20.0 , TP9 = 10.0 , TP10 = 20.0 , ...
  ALFA1=0.2 , ALFA2=0.8 , ALFA3=0.2 , ALFA4=0.6 , ALFA5=0.2 , ...
  ALFA6=0.2 , ALFA7=0.8 , ALFA8=0.4 , ALFA9=0.2 , ALFA10=0.4 , ...
  R1 = 4.80 , R2 = 4.80 , R3 = 7.20 , R4 = 7.20 , R5 = 7.20 , ...
  R6 = 4.80 , R7 = 4.80 , R8 = 7.20 , R9 = 7.20 , R10 = 7.20 , ...
  B1 = 0.43333 , B2 = 0.44167 , B3 = 0.43333 , B4 = 0.44167 , ...
  T12 = 0.0689 , T23 = 0.0848 , T34 = 0.0735 , T35 = 0.0613 , ...
  T45 = 0.1002 , T56 = 0.0408 , T67 = 0.0649 , T79 = 0.0380 , ...
  T89 = 0.0540 , T110 = 0.0919 , T810 = 0.0649 , T910 = 0.0848 , ...
  Q = 0.0100 , Q1 = 1.00 , Q2 = 1.00 , Q3 = 1.00 , Q4 = 1.00 , ...
  Q5 = 1.00 , Q6 = 1.00 , Q7 = 1.00 , Q8 = 1.00 , ...
  TW2=-3.00 , TW4=-3.00 , TW7=-3.00 , TW8=-3.00 , TW10=-3.00 , ...
  TP2=10.00 , TP4=10.00 , TP7=10.00 , TP8=10.00 , TP10=10.00 , ...
  RPEC2=0.5 , RPEC4=0.5 , RPEC7=0.5 , RPEC8=0.5 , RPEC10=0.5 , ...
  RPLUS2=0.05 , RPLUS4=0.05 , RPLUS7=0.05 , RPLUS8=0.05 , PLUS10=0.05 , ...
  PG1L=0.05 , PG2L=0.14 , PG3L=0.04 , PG4L=0.15 , PG5L=0.05 , ...
  PG6L=0.05 , PG7L=0.15 , PG8L=0.16 , PG9L=0.05 , PG10L=0.16 , ...
  PD1L=0.12 , PD2L=0.08 , PD3L=0.10 , PD4L=0.05 , PD5L=0.15 , ...
  PD6L=0.09 , PD7L=0.10 , PD8L=0.05 , PD9L=0.15 , PD10L=0.11 , ...
  DPL1 = 0.040 , AA = -1.0 , DBAND = 0.0020 , ...
  EPSLC1=0.0050 , EPSLC2=0.0400 , EPSLC3=0.0050 , EPSLC4=0.005 , ...
  P1 = -0.015 , P2 = 0.015

  PI = ACOS(-1.)
*
*   PERTURBAÇÔES NA GERAÇÃO OU CARGA
*
  X1 = 0 * RAMP(0.0)
  X2 = 0 * RAMP(4.0)
  DPD2 = X1 - X2
  DPD4 = DPL1 * CT1P(0.0)
*

```

*
*
CONSTANTES DE TEMPO DO REGULADOR E TURBINA HIDRAULICAS

TR22 = (RPEQ2/PPLUS2)*TR2
 TR42 = (RPEQ4/PPLUS4)*TR4
 TR72 = (RPEQ7/PPLUS7)*TR7
 TR82 = (RPEQ8/PPLUS8)*TR8
 TR102 = (RPEQ10/PPLUS10)*TR10
 TW22 = -TW2/2.0
 TW42 = -TW4/2.0
 TW72 = -TW7/2.0
 TW82 = -TW8/2.0
 TW102 = -TW10/2.0

*
*
CALCULO DAS FREQUENCIAS E DOS DESVIOS DE FREQUENCIA

DF1 = REALPL(0.0,TP1,GP1)
 FREQ1 = 60.0+DF1
 DF2 = REALPL(0.0,TP2,GP2)
 FREQ2 = 60.0+DF2
 DF3 = REALPL(0.0,TP3,GP3)
 FREQ3 = 60.0+DF3
 DF4 = REALPL(0.0,TP4,GP4)
 FREQ4 = 60.0+DF4
 DF5 = REALPL(0.0,TP5,GP5)
 FREQ5 = 60.0+DF5
 DF6 = REALPL(0.0,TP6,GP6)
 FREQ6 = 60.0+DF6
 DF7 = REALPL(0.0,TP7,GP7)
 FREQ7 = 60.0+DF7
 DF8 = REALPL(0.0,TP8,GP8)
 FREQ8 = 60.0+DF8
 DF9 = REALPL(0.0,TP9,GP9)
 FREQ9 = 60.0+DF9
 DF10 = REALPL(0.0,TP10,GP10)
 FREQ10 = 60.0+DF10

*
*
DESVIOS NO INTERCAMBIO LIQUIDO DAS SUB-AREAS

DPTIE1 = PTIE12 + TIE110
 DPTIE2 = PTIE21 + PTIE23
 DPTIE3 = PTIE32 + PTIE34 + PTIE35
 DPTIE4 = PTIE43 + PTIE45
 DPTIE5 = PTIE53 + PTIE54 + PTIE56
 DPTIE6 = PTIE65 + PTIE67
 DPTIE7 = PTIE76 + PTIE79
 DPTIE8 = PTIE89 + TIE810
 DPTIE9 = PTIE97 + PTIE98 + TIE910
 TIE10 = TIE101 + TIE108 + TIE109
 TIE11 = (TIE110-TT110) + (PTIE23-TT23)
 TIE12 = (PTIE32-TT32) + (PTIE56-TT56)
 TIE13 = (PTIE65-TT65) + (PTIE79-TT79)
 TIE14 = (PTIE97-TT97) + (TIE101-TT101)

*
*
POTENCIA GERADA EM CADA SUB-AREA

PG1 = PG1L+DPG1
 PG2 = PG2L+DPG2
 PG3 = PG3L+DPG3
 PG4 = PG4L+DPG4
 PG5 = PG5L+DPG5
 PG6 = PG6L+DPG6
 PG7 = PG7L+DPG7
 PG8 = PG8L+DPG8
 PG9 = PG9L+DPG9
 PG10 = PG10L+DPG10

*
*
*

DEMANDA EM CADA SUR-AREA

PD1 = PD1L+DPD1
 PD2 = PD2L+DPD2
 PD3 = PD3L+DPD3
 PD4 = PD4L+DPD4
 PD5 = PD5L+DPD5
 PD6 = PD6L+DPD6
 PD7 = PD7L+DPD7
 PD8 = PD8L+DPD8
 PD9 = PD9L+DPD9
 PD10 = PD10L+DPD10

*
*
*

ENTRADA PARA O BLOCO DO SISTEMA DA SUB-AREA

GP1 = (PG1 - PD1 - DPTIE1) * RKP1
 GP2 = (PG2 - PD2 - DPTIE2) * RKP2
 GP3 = (PG3 - PD3 - DPTIE3) * RKP3
 GP4 = (PG4 - PD4 - DPTIE4) * RKP4
 GP5 = (PG5 - PD5 - DPTIE5) * RKP5
 GP6 = (PG6 - PD6 - DPTIE6) * RKP6
 GP7 = (PG7 - PD7 - DPTIE7) * RKP7
 GP8 = (PG8 - PD8 - DPTIE8) * RKP8
 GP9 = (PG9 - PD9 - DPTIE9) * RKP9
 GP10 = (PG10 - PD10 - DPTIE10) * RKP10

*
*
*

ENTRADA PARA AS TURBINAS HIDRAULICAS

GT2 = RKG2 * Y12
 GT4 = RKG4 * Y14
 GT7 = RKG7 * Y17
 GT8 = RKG8 * Y18
 GT10 = RKG10 * Y20
 GT22 = LEDLAG(TR2,TR22,GT2)
 GT44 = LEDLAG(TR4,TR42,GT4)
 GT77 = LEDLAG(TR7,TR72,GT7)
 GT88 = LEDLAG(TR8,TR82,GT8)
 GT1010 = LEDLAG(TR10,TR102,GT10)

*
*
*

SAIDA DAS TURBINAS HIDRAULICAS

Y2 = LEDLAG(TW2,TW22,GT22)
 Y4 = LEDLAG(TW4,TW42,GT44)
 Y7 = LEDLAG(TW7,TW72,GT77)


```

Y8 = LEDLAG(TW8,TW82,GT88)
Y10 = LEDLAG(TW10,TW102,GT1010)

```

```

*
*
*
SAIDA DAS TURBINAS TERMICAS

```

```

Y1 = REALPL(0.0,TT1,GT1)
Y3 = REALPL(0.0,TT3,GT3)
Y5 = REALPL(0.0,TT5,GT5)
Y6 = REALPL(0.0,TT6,GT6)
Y9 = REALPL(0.0,TT9,GT9)

```

```

*
*
*
LIMITE DE ABERTURA DA VALVULA DAS TURBINAS

```

```

GT1 = LIMIT(P1,P2,GT1L)
GT22L = LEDLAG(TR2,TR22,GT2)
GT22 = LIMIT(P1,P2,GT22L)
GT3 = LIMIT(P1,P2,GT3L)
GT44L = LEDLAG(TR4,TR42,GT4)
GT44 = LIMIT(P1,P2,GT44L)
GT5 = LIMIT(P1,P2,GT5L)
GT6 = LIMIT(P1,P2,GT6L)
GT77L = LEDLAG(TR7,TR72,GT7)
GT77 = LIMIT(P1,P2,GT77L)
GT88L = LEDLAG(TR8,TR82,GT8)
GT88 = LIMIT(P1,P2,GT88L)
GT9 = LIMIT(P1,P2,GT9L)
GT00L = LEDLAG(TR10,TR102,GT10)
GT1010 = LIMIT(P1,P2,GT00L)

```

```

*
*
*
VARIACAO NA POTENCIA GERADA

```

```

DPG1 = RKT1 * Y1
DPG2 = Y2
DPG3 = RKT3 * Y3
DPG4 = Y4
DPG5 = RKT5 * Y5
DPG6 = RKT6 * Y6
DPG7 = Y7
DPG8 = Y8
DPG9 = RKT9 * Y9
DPG10 = Y10

```

```

*
*
*
REG. DE VELOCIDADE
BLOCO DE PRIMEIRA ORDEM

```

```

Y11 = REALPL(0.0,TG1,GG1)
Y12 = REALPL(0.0,TG2,GG2)
Y13 = REALPL(0.0,TG3,GG3)
Y14 = REALPL(0.0,TG4,GG4)
Y15 = REALPL(0.0,TG5,GG5)
Y16 = REALPL(0.0,TG6,GG6)
Y17 = REALPL(0.0,TG7,GG7)
Y18 = REALPL(0.0,TG8,GG8)
Y19 = REALPL(0.0,TG9,GG9)
Y20 = REALPL(0.0,TG10,GG10)

```

*
* ENTRADA PARA AS TURBINAS TERMICAS
*

GT1 = RKG1 * Y11
GT3 = RKG3 * Y13
GT5 = RKG5 * Y15
GT6 = RKG6 * Y16
GT9 = RKG9 * Y19

*
* ENTRADA PARA O REG. DE VELOCIDADE
*

GG1 = ALFA1*DPC1 - (DF1 / R1)
GG2 = ALFA2*DPC1 - (DF2 / R2)
GG3 = ALFA3*DPC2 - (DF3 / R3)
GG4 = ALFA4*DPC2 - (DF4 / R4)
GG5 = ALFA5*DPC2 - (DF5 / R5)
GG6 = ALFA6*DPC3 - (DF6 / R6)
GG7 = ALFA7*DPC3 - (DF7 / R7)
GG8 = ALFA8*DPC4 - (DF8 / R8)
GG9 = ALFA9*DPC4 - (DF9 / R9)
GG10 = ALFA10*DPC4 - (DF10 / R10)

*
* FAIXA MORTA DOS REGULADORES DE VELOCIDADE
*

*NSORT

* IF(ABS(GG1).LE.DBAND)GO TO 1
* IF(ABS(GG1).GT.DBAND)GO TO 2
* 1 GG1 = 0.0
* GO TO 3
* 2 IF(GG1.LT.0.0) GG1 = GG1 + DBAND
* IF(GG1.GT.0.0) GG1 = GG1 - DBAND
* 3 CONTINUE
* IF(ABS(GG2).LE.DBAND)GO TO 4
* IF(ABS(GG2).GT.DBAND)GO TO 5
* 4 GG2 = 0.0
* GO TO 6
* 5 IF(GG2.LT.0.0) GG2 = GG2 + DBAND
* IF(GG2.GT.0.0) GG2 = GG2 - DBAND
* 6 CONTINUE
* IF(ABS(GG3).LE.DBAND)GO TO 7
* IF(ABS(GG3).GT.DBAND)GO TO 8
* 7 GG3 = 0.0
* GO TO 9
* 8 IF(GG3.LT.0.0) GG3 = GG3 + DBAND
* IF(GG3.GT.0.0) GG3 = GG3 - DBAND
* 9 CONTINUE
* IF(ABS(GG4).LE.DBAND)GO TO 10
* IF(ABS(GG4).GT.DBAND)GO TO 11
* 10 GG4 = 0.0
* GO TO 12
* 11 IF(GG4.LT.0.0) GG4 = GG4 + DBAND
* IF(GG4.GT.0.0) GG4 = GG4 - DBAND
* 12 CONTINUE
* IF(ABS(GG5).LE.DBAND)GO TO 13
* IF(ABS(GG5).GT.DBAND)GO TO 14

```

* 13 GG5 = 0.0
* GO TO 15
* 14 IF(GG5.LT.0.0) GG5 = GG5 + DBAND
* IF(GG5.GT.0.0) GG5 = GG5 - DBAND
* 15 CONTINUE
* IF(ABS(GG6).LE.DBAND)GO TO 16
* IF(ABS(GG6).GT.DBAND)GO TO 17
* 16 GG6 = 0.0
* GO TO 18
* 17 IF(GG6.LT.0.0) GG6 = GG6 + DBAND
* IF(GG6.GT.0.0) GG6 = GG6 - DBAND
* 18 CONTINUE
* IF(ABS(GG7).LE.DBAND)GO TO 19
* IF(ABS(GG7).GT.DBAND)GO TO 20
* 19 GG7 = 0.0
* GO TO 21
* 20 IF(GG7.LT.0.0) GG7 = GG7 + DBAND
* IF(GG7.GT.0.0) GG7 = GG7 - DBAND
* 21 CONTINUE
* IF(ABS(GG8).LE.DBAND)GO TO 22
* IF(ABS(GG8).GT.DBAND)GO TO 23
* 22 GG8 = 0.0
* GO TO 24
* 23 IF(GG8.LT.0.0) GG8 = GG8 + DBAND
* IF(GG8.GT.0.0) GG8 = GG8 - DBAND
* 24 CONTINUE
* IF(ABS(GG9).LE.DBAND)GO TO 25
* IF(ABS(GG9).GT.DBAND)GO TO 26
* 25 GG9 = 0.0
* GO TO 27
* 26 IF(GG9.LT.0.0) GG9 = GG9 + DBAND
* IF(GG9.GT.0.0) GG9 = GG9 - DBAND
* 27 CONTINUE
* IF(ABS(GG10).LE.DBAND)GO TO 28
* IF(ABS(GG10).GT.DBAND)GO TO 29
* 28 GG10 = 0.0
* GO TO 30
* 29 IF(GG10.LT.0.0) GG10 = GG10 + DBAND
* IF(GG10.GT.0.0) GG10 = GG10 - DBAND
* 30 CONTINUE
* SORT
*
* CALCULO DO ERRO DE CONTROLE DE AREA
* AMOSTRAGEM E SUSTENTADOR DE ORDEM ZERO
*
* ACE1 = Q5 * (TIE11 + DF2 * B1 * Q1)
* Z1 = Q5 * (TIE11 + DF2 * B1 * Q1)
* ACE2 = Q6 * (TIE12 + DF5 * B2 * Q2)
* Z2 = Q6 * (TIE12 + DF5 * B2 * Q2)
* ACE3 = Q7 * (TIE13 + DF7 * B3 * Q3)
* Z3 = Q7 * (TIE13 + DF7 * B3 * Q3)
* ACE4 = Q8 * (TIE14 + DF9 * B4 * Q4)
* Z4 = Q8 * (TIE14 + DF9 * B4 * Q4)
* Z5 = IMPULS(0.0,1.0)
* ACE1 = ZHOLD(Z5,Z1)

```

ACE2 = ZHOLD(Z5,Z2)
 ACE3 = ZHOLD(Z5,Z3)
 ACE4 = ZHOLD(Z5,Z4)

*
 *
 *
 *

CONTROLES O INTEGRAL, PROPORCIONAL-INTEGRAL
 OU COM ESTRUTURA VARIÁVEL

DPC1 = - KI1 * INTEGRAL(0.0,ACE1)
 DPC2 = - KI2 * INTEGRAL(0.0,ACE2)
 DPC3 = - KI3 * INTEGRAL(0.0,ACE3)
 DPC4 = - KI4 * INTEGRAL(0.0,ACE4)
 U11 = - KI1 * INTEGRAL(0.0,ACE1)
 U12 = - KP1 * ACE1

*

DPC1 = U11 + U12
 U21 = - KI2 * INTEGRAL(0.0,ACE2)
 U22 = - KP2 * ACE2

*

DPC2 = U21 + U22
 U31 = - KI3 * INTEGRAL(0.0,ACE3)
 U32 = - KP3 * ACE3

*

DPC3 = U31 + U32
 U41 = - KI4 * INTEGRAL(0.0,ACE4)
 U42 = - KP4 * ACE4

*

DPC4 = U41 + U42

NOSORT

U1 = 0.0
 IF (ABS(ACE1) .LE. EPSL01) U1 = U11
 U2 = 0.0
 IF (ABS(ACE2) .GT. EPSL01) U2 = U12
 U3 = 0.0
 IF (ABS(ACE2) .LE. EPSL02) U3 = U21
 U4 = 0.0
 IF (ABS(ACE2) .GT. EPSL02) U4 = U22
 U5 = 0.0
 IF (ABS(ACE3) .LE. EPSL03) U5 = U31
 U6 = 0.0
 IF (ABS(ACE3) .GT. EPSL03) U6 = U32
 U7 = 0.0
 IF (ABS(ACE4) .LE. EPSL04) U7 = U41
 U8 = 0.0
 IF (ABS(ACE4) .GT. EPSL04) U8 = U42

SORT

* DPC1 = U1 + U2
 * DPC2 = U3 + U4
 * DPC3 = U5 + U6
 * DPC4 = U7 + U8
 *

* DESVIOS DE FREQUENCIA ENTRE SUB-AREAS
 *

DDF12 = DF1 - DF2
 DDF110 = DF1 - DF10
 DDF23 = DF2 - DF3
 DDF34 = DF3 - DF4
 DDF35 = DF3 - DF5
 DDF45 = DF4 - DF5
 DDF56 = DF5 - DF6

```
DDF67 = DF6 - DF7
DDF79 = DF7 - DF9
DDF89 = DF8 - DF9
DDF810 = DF8 - DF10
DDF910 = DF9 - DF10
```

```
*
*
*
DESVIOS DE INTERCAMBIO
```

```
DTIE12 = 2. * PI * T12 * DDF12
DTE110 = 2. * PI * T110 * DDF110
DTIE23 = 2. * PI * T23 * DDF23
DTIE34 = 2. * PI * T34 * DDF34
DTIE35 = 2. * PI * T35 * DDF35
DTIE45 = 2. * PI * T45 * DDF45
DTIE56 = 2. * PI * T56 * DDF56
DTIE67 = 2. * PI * T67 * DDF67
DTIE79 = 2. * PI * T79 * DDF79
DTIE89 = 2. * PI * T89 * DDF89
DTIE810 = 2. * PI * T810 * DDF810
DTE910 = 2. * PI * T910 * DDF910
```

```
*
*
*
FLUXO NAS INTERLIGACOES NO INSTANTE INICIAL
```

```
TT21 = AA * TT12
TT101 = AA * TT110
TT32 = AA * TT23
TT43 = AA * TT34
TT53 = AA * TT35
TT54 = AA * TT45
TT65 = AA * TT56
TT76 = AA * TT67
TT97 = AA * TT79
TT98 = AA * TT89
TT108 = AA * TT810
TT109 = AA * TT910
```

```
*
*
*
PERTURBACAO TIPO PERDA DE INTERLIGACAO
```

```
*
*
*
*NOSORT
```

```
* IF(TIME.LT.5.0)GOTO1
* Q34 = 0.0
* Q45 = 0.0
* 1 CONTINUE
* SORT
```

```
*
*
*
DESVIOS E FLUXO NAS INTERLIGACOES
```

```
PTIE12 = Q12*INTGRL(TT12,DTIE12)
DT12 = PTIE12 - TT12
TIE110 = Q110*INTGRL(TT110,DTE110)
DT110 = TIE110 - TT110
DT1 = DT12 + DT110
PTIE23 = Q23*INTGRL(TT23,DTIE23)
DT23 = PTIE23 - TT23
DT2 = DT23 - DT12
```

```

PTIE34 = Q34*INTGRL(TT34,DTIE34)
DT34 = PTIE34 - TT34
PTIE35 = Q35*INTGRL(TT35,DTIE35)
DT35 = PTIE35 - TT35
DT3 = DT34 + DT35 - DT23
PTIE45 = Q45*INTGRL(TT45,DTIE45)
DT45 = PTIE45 - TT45
DT4 = DT45 - DT34
PTIE56 = Q56*INTGRL(TT56,DTIE56)
DT56 = PTIE56 - TT56
DT5 = DT56 - DT35 - DT45
PTIE67 = Q67*INTGRL(TT67,DTIE67)
DT67 = PTIE67 - TT67
DT6 = DT67 - DT56
PTIE79 = Q79*INTGRL(TT79,DTIE79)
DT79 = PTIE79 - TT79
DT7 = DT79 - DT67
PTIE89 = Q89*INTGRL(TT89,DTIE89)
DT89 = PTIE89 - TT89
TIE810 = Q810*INTGRL(TT810,DTIE810)
DT810 = TIE810 - TT810
DT8 = DT89 + DT810
TIE910 = Q910*INTGRL(TT910,DTIE910)
DT910 = TIE910 - TT910
DT9 = DT910 - DT89 - DT79
DT10 = AA*(DT110 + DT810 + DT910)
PTIE21 = AA * PTIE12
TIE101 = AA * TIE110
PTIE32 = AA * PTIE23
PTIE43 = AA * PTIE34
PTIE53 = AA * PTIE35
PTIE54 = AA * PTIE45
PTIE65 = AA * PTIE56
PTIE76 = AA * PTIE67
PTIE97 = AA * PTIE79
PTIE98 = AA * PTIE89
TIE108 = AA * TIE910
TIE109 = AA * TIE910

```

*
*
*

CALCULO DO FATOR DE MONITORACAO

```

FMONIT = DT1*DT1 + DT2*DT2 + DT3*DT3 + DT4*DT4 + DT5*DT5 + ...
DT6*DT6 + DT7*DT7 + DT8*DT8 + DT9*DT9 + DT10*DT10 + DF1*DF1 + ...
DF2*DF2 + DF3*DF3 + DF4*DF4 + DF5*DF5 + DF6*DF6 + DF7*DF7 + ...
DF8*DF8 + DF9*DF9 + DF10*DF10

```

*
*
*

CALCULO DO ERRO DE TEMPO

```

ETEMP1 = 60.0*INTGRL(0.0,DF2)
ETEMP2 = 60.0*INTGRL(0.0,DF5)
ETEMP3 = 60.0*INTGRL(0.0,DF7)
ETEMP4 = 60.0*INTGRL(0.0,DF9)

```

*
*
*

CALCULO DO INTERCAMBIO INVOLUNTARIO

```
DINDV1 = INTGRL(0.0,TIE11)
DINDV2 = INTGRL(0.0,TIF12)
DINDV3 = INTGRL(0.0,TIF13)
DINDV4 = INTGRL(0.0,TIE14)
```

```
*
*   TIMER FINTIM =180.0, OUTDEL = 0.300, PRDEL = 0.300, DELT = 0.050
*   TIMER FINTIM =120.0, OUTDEL = 0.200, PRDEL = 0.200, DELT = 0.050
*   TIMER FINTIM = 60.0, OUTDEL = 0.100, PRDEL = 0.100, DELT = 0.050
METHOD RKSEX
METHOD TRAPZ
*   PRINT RTIE23, RTIE26
*   PRINT RTIE34, RTIE35, RTIE45
*   PRINT DF3, DF4, DF5
*   PRINT DF3, DF5
*   PRINT FREQ2, FREQ3, FREQ4, FREQ5
*   PRINT DF2, DF5, DF7, DF9
*   PRINT ACF1, ACF2, ACF3, ACF4
*   PRINT TIE11, TIE12, TIF13, TIE14
*   PRINT PG2, PG4, PG5
*   PRINT DPG3, DPG4, DPG5
*   PRINT ETEMP1, ETEMP2, ETEMP3, ETEMP4
*   PRINT DINDV1, DINDV2, DINDV3, DINDV4
*   PRINT EMONIT
END
STOP
ENDJOB
```

B.5 - O Programa para Traçado Gráfico

Este programa recebe os dados do CSMP que são trabalhados para o traçado do gráfico.

B.5.1 - Sub-rotinas GRAFIC e GRAFIT

Estas sub-rotinas fazem o traçado de uma ou mais curvas, respectivamente, na impressora gráfica ou terminal, utilizando o GDDM (Graphical Data Display Manager) da IBM, a partir de programas FORTRAN, sob o controle de CMS.

A chamada é feita por meio do comando CALL do FORTRAN, como se segue:

```
CALL GRAFIC (ARQ, TP, TX, TY, X, Y, RANGE, CNTRL)
```

ou

```
CALL GRAFIT (ARQ, TP, TX, TY, X, Y, RANGE, CNTRL)
```

que pode ser visto no programa para traçado do gráfico e a impressora gráfica utilizada foi uma IBM-3287, modelo 2C.

B.5.2 - Fluxograma para utilização do CSMP

Apresenta-se na figura B.2 o diagrama de blocos funcional para utilização do CSMP e da rotina para traçado dos gráficos.


```

C=====
C   PROGRAMA EXEMPLO PARA TRACAR GRAFICOS DE FUNCOES USANDO O GDDM
C=====
C
C-----DECLARACAO DE COMPRTIMENTO DOS STRINGS
C   CHARACTER*80 TP, TX, TY
C   CHARACTER*8 ARQ
C-----DIMENSIONAMENTO DOS CONJUNTOS DE DADOS
C   REAL*4 X(601), Y(601,4), RANGE(4)
C   INTEGER*4 CNTRL(12)
C-----DEFINICAO DO NOME DO ARQUIVO A SER CRIADO
C   DATA ARQ/'AGC4'/
C-----DEFINICAO DO TITULO PRINCIPAL DO GRAFICO
C   DATA TP/'PARAMETROS DO C.A.G.   DEGRAU04(*SUB-AREA02.2'/
C   DATA TP/'PARAMETROS DO C.A.G.   DEGRAU(3.2)-ILHA.(2.2)'/
C   DATA TP/'PARAMETROS DO C.A.G.   ILHAMENTO*SUB-AREA02.2'/
C-----DEFINICAO DO TITULO PARA O EIXO X
C   DATA TX/'ECA1(CNT) ECA2(CTO) ECA3(LNG) ECA4(TPT) (S.O.Z.) TEMPO (S
C   *)'/
C   DATA TX/'DPG12(CNT) DPG22(CTO) DPG32(LNG) (LIM. GER.) TEMPO (S
C   *)'/
C   DATA TX/'DF21(CNT) DF 32(CTO) DF23(LNG) DF14(TPT) (C.E.V.) TEMPO (S
C   *)'/
C   DATA TX/'DF12(CNT) DF 22(CTO) DF32(LNG) (SUST. ORDEM ZERO) TEMPO (S
C   *)'/
C   DATA TX/'DF12(CNT) DF 32(CTO) TEMPO (S
C   *)'/
C   DATA TX/'DPTIE1(CNT) DPTIE2(CTO) DPTIE3(LNG) DPTIE4(TPT) TEMPO (S
C   *)'/
C   DATA TX/'T12-22(CNT) T12-32(CTO) T22-32(LNG) (S.O.Z.) TEMPO (S
C   *)'/
C   DATA TX/'T21-12(CNT) T32-13(CTO) (SUST. ORDEM ZERO ) TEMPO (S
C   *)'/
C   DATA TX/' FMCNT(CNT) (SUST. DE ORDEM ZERO ) TEMPO (S
C   *)'/
C-----DEFINICAO DO TITULO PARA O EIXO Y
C   DATA TY/'PU (MW)'/
C   DATA TY/' HZ '/
C   DATA TY/'PU(MW)/HZ'/
C   DATA TY/' '/
C-----DEFINICAO DAS ABCISSAS E ORDENADAS LIMITES
C   DATA RANGE/0.,0.,0.,0./
C   DATA RANGE/0.,0.,-20.,20./
C-----DEFINICAO DOS PARAMETROS DE CONTROLE DO GRAFICO
C   DATA CNTRL/0,1,48,59,15,4,601,0,1,-1,-1,0/
C-----CRIACAO DOS PONTOS DAS 4 CURVAS
C   DO 1 I=1,601
C     READ (3,100) X(I), (Y(I,J), J=1,4)
C   100 FORMAT(5(E11.4,1X))
C     X(I)=IFIX(10000.*X(I)+0.5)/10.
C   1 CONTINUE
C-----TRACADO DAS CURVAS
C   CALL GRAFIT(ARQ, TP, TX, TY, X, Y, RANGE, CNTRL)
C   CALL GRAFIC(ARQ, TP, TX, TY, X, Y, RANGE, CNTRL)
C-----FIM DO PROGRAMA
C   STOP
C   END

```

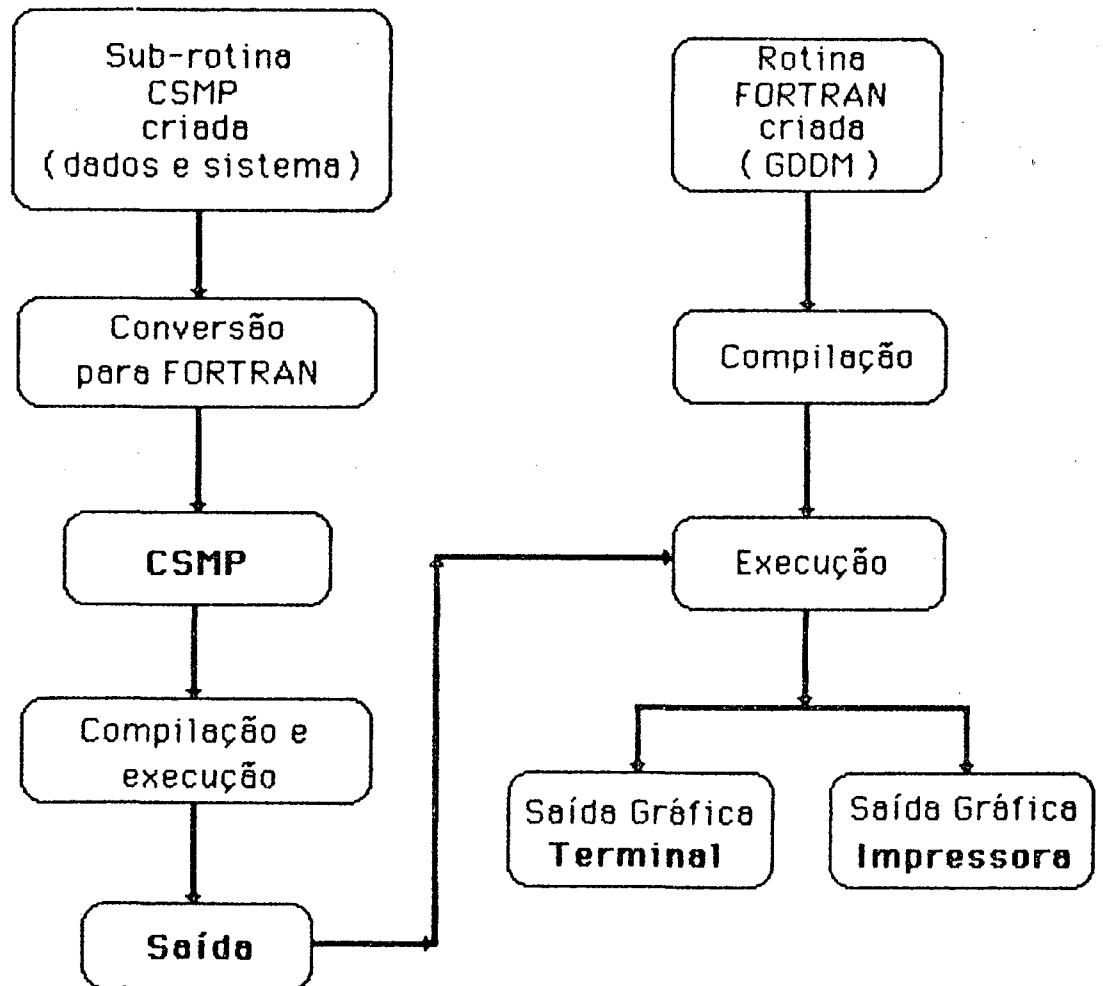


Figura B.2 - Diagrama de blocos funcional para utilização do CSMP e da rotina para traçado dos gráficos utilizando o GDDM.