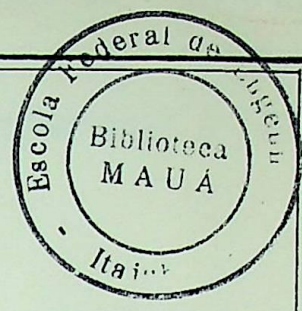


TESE

476

Tambo

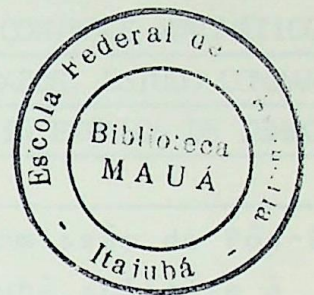
Doação
10-4-87



INFLUÊNCIA DO VALOR DO PARÂMETRO BIAS DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO NA PERFORMANCE DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA INTERLIGADOS. ESTUDO COMPARATIVO ENTRE O BIAS CONSTANTE E BIAS ATUALIZADO EM PEQUENOS INTERVALOS DE TEMPO.

DOMINGOS SÁLVIO CARRIJO

INFLUÊNCIA DO VALOR DO PARÂMETRO BIAS DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO NA PERFORMANCE DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA INTERLIGADOS. ESTUDO COMPARATIVO ENTRE O BIAS CONSTANTE E BIAS ATUALIZADO EM PEQUENOS INTERVALOS DE TEMPO.



AUTOR : *Domingos Sálvio Carrijo*
ORIENTADOR : *Prof. Hêlio Mokarzel*
CO-ORIENTADOR: *Engº Carlos Ribeiro*

TRABALHO DE DISSERTAÇÃO APRESENTADO À COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO DA ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

ITAJUBÁ, dezembro de 1986.

CLASS. 621.316:681.5.015(043.2)

CUTT. © 316 i

TOMEO 476



AUTOR	TÍTULO	LOCAL	DATA
Prof. Hélio Roberto	[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]
[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]
[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]
[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]
[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]
[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]
[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]
[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]	[Illegible]

TRABALHO DE INICIAÇÃO APRESENTADO À COMISSÃO DE
MONTAGEM DA ESCOLA FEDERAL DE ENFERMAGEM DE JARAGUÁ
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO TÍTULO DE BACHAREL
EM CIÊNCIAS EM ENFERMAGEM FISIOLÓGICA



Ministério da Educação e Cultura
ESCOLA FEDERAL DE ENGENHARIA DE ITAJUBÁ

A N E X O I

PRONUNCIAMENTO DA COMISSÃO EXAMINADORA

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, nomeada por Portaria nº 438 de 04 / 12 / 86, considerando o resultado do Julgamento da Prova de Defesa Pública da Dissertação de Mestrado intitulada: "INFLUÊNCIA DO VALOR DO PARÂMETRO BIAS DO CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO NA PERFORMANCE DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA INTERLIGADOS. ESTUDO COMPARATIVO ENTRE O BIAS CONSTANTE E BIAS ATUALIZADO EM PEQUENOS INTERVALOS DE TEMPO"

apresenta pronunciamento no sentido de que a Comissão de Pós-Graduação da Escola Federal de Engenharia de Itajubá solicite à DDD (Divisão de Divulgação e Documentação) a expedição do título de Mestre em Engenharia ELÉTRICA na Área de Concentração de SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA satisfeitas as demais exigências regimentais à DOMINGOS SÁLVIO CARRIJO.

Itajubá, 05 de DEZEMBRO de 1986

1º Examinador

Dr. Carlos Ribeiro
CESP

2º Examinador

Prof. Carlos Alberto Dias Ceolho
EFEI

3º Examinador

Prof. Hélio Mokarzel
EFEI
Orientador

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Hélio Mokarzel e ao engenheiro Carlos Ribeiro pela orientação dada neste trabalho.

Aos meus pais e irmãos, que não mediram esforços para a minha formação.

À Fátima, minha esposa, pela compreensão dispensada.

SUMÁRIO

Neste trabalho, estuda-se a influência que tem o valor do parâmetro Bias do controle automático de geração operando em TLB (Tie-Line Bias) na performance dos sistemas de potência interligados.

O estudo é realizado através de simulações digitais de um sistema de potência composto por duas áreas, 1 e 2, durante um período de várias horas consecutivas, variando o valor da carga e do intercâmbio líquido de potência programado como eles realmente ocorrem no sistema.

São apresentados resultados para sistemas eminentemente hidráulicos e para sistemas eminentemente térmicos. Para cada um dos casos, acima mencionados, duas experiências são feitas, sendo uma com o valor do parâmetro Bias constante para cada área e a outra com o referido valor constante para a área 1 e atualizado para a área 2.

ABSTRACT

In this work we study the influence of the value of the Bias parameter of a generation automatic control working in TLB (Tie-Line Bias) on the performance interconnected power systems.

This study is accomplished by digital simulation of a power system composed by two areas, 1 and 2, during a period of several consecutive hours, varying the value of the load and the programmed net power interchange as they really occur in the system.

Results are presented for hydraulic systems and thermal systems. In each of the above mentioned cases, two experiences are done. One with a constant value for the Bias parameter for both areas and the other with constant value for the Bias parameter of area 1 and the actual value for area 2.

INDICE

SUMÁRIO	I
ABSTRACT	II
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
1 - INTRODUÇÃO	1
2 - CONCEITUAÇÃO GERAL	
2.1 - CONTROLE PRIMÁRIO DE CARGA-FREQUÊNCIA	4
2.1.1 - Reguladores de Velocidade	5
2.2 - CARACTERÍSTICA DA CARGA	7
2.3 - CARACTERÍSTICA NATURAL DE ÁREA	8
2.4 - CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO	9
2.4.1 - Sistema de Potência Isolado	9
2.4.2 - Sistemas de Potência Interligados	10
2.4.3 - Erro de Controle de Área	11
2.4.4 - Modalidades de Operação	12
3 - MODELAGEM	
3.1 - FLUXO DE CARGA	14
3.1.1 - Descrição do Algoritmo do Fluxo de Carga	15
3.1.2 - Fluxograma do Algoritmo do Fluxo de Carga	18
3.2 - GERADOR E CARGA	20
3.3 - MÁQUINA MOTRIZ OU TURBINA	21

3.3.1 - Turbina Térmica sem Reaquecimento	22
3.3.2 - Turbina Hidráulica	23
3.4 - REGULADOR DE VELOCIDADE	24
3.4.1 - Regulador de Velocidade para Turbina Térmica sem Reaquecimento	25
3.4.2 - Regulador de Velocidade para Turbina Hidráulica	26
3.5 - CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO	28
3.6 - CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO COM DESPACHO DE CARGA	29
4 - ALGORÍTMO DE SIMULAÇÃO	
4.1 - INTRODUÇÃO	34
4.2 - DESCRIÇÃO DO ALGORÍTMO DE SIMULAÇÃO	38
4.2.1 - Entrada de Dados	38
4.2.2 - Solução do Fluxo de Carga	42
4.2.3 - Cálculo da Potência Gerada Inicial	42
4.2.4 - Cálculo dos Degraus da Variação da Carga e da Variação do Intercâmbio Líquido de Potência Programado	43
4.2.5 - Cálculo da Potência de Carga	43
4.2.6 - Cálculo da Potência Gerada	44
4.2.7 - Obtenção dos Valores das Potências Nominais Efetiva, dos Coeficientes de Participação e dos Pontos Base	44
4.2.8 - Cálculo dos Parâmetros das Usinas na Base do Sistema	45
4.2.9 - Cálculo do Valor do Parâmetro Bias	46

4.2.10 - Cálculo da Variação da Carga	47
4.2.11 - Cálculo do Intercâmbio Líquido de Potência Programado	48
4.2.12 - Cálculo do Intercâmbio Líquido de Potência Verificado	48
4.2.13 - Cálculo da Variação da Referência de Carga	49
4.2.14 - Cálculo da Variação das Válvulas ou das Palhetas	50
4.2.15 - Cálculo da Variação da Potência Mecânica	51
4.2.16 - Cálculo da Variação do Intercâmbio Líquido de Potência	51
4.2.17 - Cálculo da Variação de Frequência e da Variação da Potência Gerada	52
4.2.18 - Cálculo da Variação do ângulo de Potência da Máquina	52
4.2.19 - Cálculo do ângulo de Potência da Máquina	52
4.2.20 - Saída dos Resultados	53
4.3 - FLUXOGRAMA DO ALGORÍTMO DE SIMULAÇÃO	54
5 - DADOS GERAIS DO SISTEMA SIMULADO	
5.1 - DADOS PARA SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA	59
5.1.1 - Diagrama Unifilar do Sistema elé trico de Potência	59
5.1.2 - Dados de Linha	60
5.1.3 - Dados de Barra	60
5.2 - DADOS DOS PARÂMETROS DAS USINAS	61

5.3 - DADOS PARA O DESPACHO DE CARGA NA ÁREA 2	62
5.4 - DADOS DAS CURVAS DE CARGA E DO INTERCÂMBIO LÍQUIDO DE POTÊNCIA PROGRAMADO	63
5.4.1 - Valores das Curvas de Carga e do Intercâmbio Líquido de Potência Programado	63
5.4.2 - Curva de Carga da Área 1	64
5.4.3 - Curva de Carga da Área 2	65
5.4.4 - Curva do Intercâmbio Líquido de Potência Programado	66
6 - RESULTADOS GRÁFICOS	67
7 - CONCLUSÕES E SUGESTÕES	99
APÊNDICE	
VALORES DO PARÂMETRO BIAS	102
BIBLIOGRAFIA	110

LISTA DE SIMBOLOS

B	- Matriz de susceptância nodal
B'	- Matriz de susceptância linha
V	- Módulo da tensão de barra
θ	- Ângulo da tensão de barra
$\Delta\theta$	- Variação do ângulo da tensão de barra
Te	- Torque elétrico
Tm	- Torque mecânico
Ta	- Torque acelerante
PG	- Potência gerada
ΔPG	- Variação da potência gerada
CP	- Carga própria
PL	- Potência de carga
ΔPL	- Variação da potência de carga
DL	- Degrau de variação da carga
DTL	- Intervalo de tempo da variação da carga
IL	- Intercâmbio líquido de potência
ILv	- Intercâmbio líquido de potência verificado
ILp	- Intercâmbio líquido de potência programado
DIL	- Desvio de intercâmbio
ΔIL	- Variação do intercâmbio líquido de potência
DILp	- Degrau de variação do intercâmbio líquido de potência programado
DTILp	- Intervalo de tempo da variação do intercâmbio líquido de potência programado
ΔRC	- Variação da referência de carga
ΔKV	- Variação da posição das válvulas ou das palhetas
ΔPm	- Variação da potência mecânica

VIII

$p\delta$	- Variação de frequência ou $p\delta$
$\Delta\delta$	- Variação do ângulo de potência da máquina
δ	- Ângulo de potência da máquina
M	- Constante de inércia
D'	- Coeficiente de amortecimento
D	- Constante de amortecimento
RG ou R	- Regulação ou estatismo de estado permanente
TG	- Constante de tempo do regulador de velocidade
RP	- Regulação ou estatismo de estado transitório
TR	- Constante de tempo transitória do regulador de velocidade
TS	- Constante de tempo de carregamento
TW	- Constante de tempo de inércia da água na tubulação
PB	- Potência base do sistema
PBU	- Potência base da usina
P_n	- Potência nominal
PNE	- Potência nominal efetiva
P_o	- Ponto base
KP	- Coeficiente de participação
ECA	- Erro de controle de área
ECU	- Erro de controle de usina
PDES	- Potência despachada
KF	- Ganho do controle automático de geração
KG	- Ganho do despacho de carga
K	- Ganho do controle automático de geração com despacho de carga
R_{a1}	- Variável ruído de uma área em um minuto genérico
R_{a2}	- Variável ruído de uma área em uma variação genérica da carga

- S - Variável de Laplace
- a - Índice inferior de uma área genérica controladora
- u - Índice inferior de uma usina genérica
- v - Índice inferior de uma usina genérica interligada a usina u
- j - Índice inferior de uma usina genérica da área 2
- o - Índice de uma grandeza, indicando que seu valor é o inicial
- t - Índice de uma grandeza, indicando que seu valor é o total
- m - Índice de uma grandeza, indicando que seu valor está referenciado na potência base da usina
- s - Índice de uma grandeza, indicando que seu valor está referenciado na potência base do sistema
- h - Índice superior de uma hora genérica.

1. INTRODUÇÃO

Nos sistemas elétricos de potência interligados, o controle automático de geração operando em TLB (Tie-Line Bias), tem por finalidade manter a frequência e o intercâmbio líquido de potência verificado, o mais próximo possível da frequência nominal e do intercâmbio líquido de potência programada, respectivamente. Isto é feito, variando a referência do controle primário de carga-frequência, através da integral do erro de controle de área. O erro de controle de área é obtido da soma do valor do desvio de intercâmbio, ou seja, da diferença entre o intercâmbio líquido de potência verificado e o programado, ao valor da variação de frequência multiplicado por um fator de ponderação, conhecido por parâmetro Bias.

O valor do intercâmbio líquido de potência verificado e o da variação de frequência são obtidos através de medições feitas em pontos convenientes do sistema e o valor do intercâmbio líquido de potência programado, é obtido através do ajuste feito entre os sistemas interligados. O valor do parâmetro Bias deve ser ajustado igual a característica natural de área (12).

A característica natural de área é uma grandeza determinada da composição dos efeitos da característica dos reguladores com a variação de carga com a frequência. Assim sendo, a característica natural de área varia com o número e o valor da potência nominal das usinas conectadas e com a carga própria do sistema.

Como orientação do Grupo Coordenador de Operações Interligadas (GCOI), da Eletrobrás, a atualização do valor do

parâmetro Bias deve ser realizada, sempre que a diferença entre o valor do parâmetro Bias ajustado e o valor da característica natural de área for igual ou superior a 10%⁽¹²⁾.

O objetivo deste, é estudar a influência que tem o valor do parâmetro Bias do controle automático de geração operando em TLB na performance dos sistemas de potência interligados. Este estudo pretende mostrar as diferenças nas respostas dos sistemas, entre manter o valor do parâmetro Bias constante e atualizá-lo em pequenos intervalos de tempo.

O estudo que normalmente se faz, é imprimir ao sistema uma variação de carga em forma de degrau (step) e variar o valor do parâmetro Bias. Isto não dá uma boa idéia da performance do sistema, pois na prática a carga varia de forma não linear o tempo todo. Também é variável no sistema, o valor do intercâmbio líquido de potência programado.

Neste trabalho, procura-se estudar esta situação real, simulando-se o comportamento de um sistema de potência por períodos de tempo bastante grandes, representando as variações de carga e do intercâmbio programado como elas realmente ocorrem.

O sistema de potência simulado é composto por duas áreas interligadas, 1 e 2. A área 1 é composta por uma usina e área 2, por quatro usinas.

Sabe-se que as máquinas hidráulicas apresentam características de respostas diferentes aos das máquinas térmicas. Por isto, é estudado a influência do valor do parâmetro Bias, em sistemas eminentemente hidráulicos e sistemas eminentemente térmicos. Para cada tipo de sistema mencionado, são realizadas simulações com o valor do parâmetro Bias constante

para as duas áreas e com o referido valor constante para a área 1 e atualizado para a área 2.

O valor do parâmetro Bias constante é feito igual ao valor da característica natural de área, calculado na condição do máximo valor da potência nominal efetiva e no máximo valor da carga própria do sistema. O valor do parâmetro Bias atualizado é feito igual a característica natural de área, calculado para a condição da potência nominal efetiva e da carga própria atual. Entende-se por potência nominal efetiva, a potência atual sincronizada no sistema.

A atualização do valor do parâmetro Bias neste trabalho, é feita em períodos de tempo fixo e o valor do mesmo, é mantido constante até a próxima atualização. O período de atualização adotado é de um minuto.

No capítulo 2 é apresentada uma conceituação geral dos principais tópicos relacionados com este trabalho.

No capítulo 3 são especificados os modelos matemáticos dos blocos do programa de simulação digital, incluindo o algoritmo da solução do fluxo de carga.

O algoritmo do programa de simulação digital é descrito detalhadamente no capítulo 4 e seus dados, estão no capítulo 5.

O capítulo 6 exhibe os resultados das simulações e o 7 apresenta as conclusões e sugestões para futuros trabalhos nesta área.

Por fim, no apêndice, são apresentados os valores calculados do parâmetro Bias atualizado da área 2, nos respectivos horários. Também, são apresentados os valores constantes do referido parâmetro, das áreas 1 e 2.

2. CONCEITUAÇÃO GERAL

2.1. CONTROLE PRIMÁRIO DE CARGA-FREQUÊNCIA

Um sistema elétrico de potência está representado abaixo por uma unidade geradora alimentando uma carga, como mostra a figura 2.1.

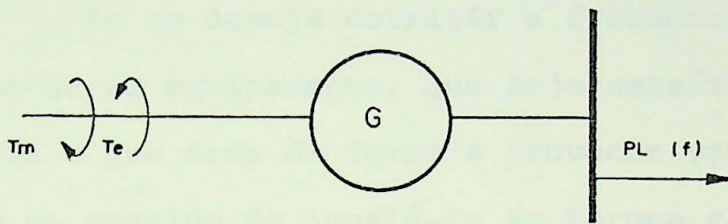


Figura 2.1

Em condições de estado permanente, a unidade geradora alimenta a carga PL, na frequência f. Nestas condições, a potência geradora PG é igual a potência consumida pela carga PL, o que resulta na igualdade entre os torques mecânicos e o elétrico, tornando nulo o torque acelerante.

Pode-se escrever:

$$P_a = P_G - P_L \quad (2.1)$$

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.2)$$

Em p.u. e com velocidade nominal, as expressões (2.1) e (2.2) são iguais.

De (2.1) e (2.2), verifica-se que qualquer variação de carga, se traduz em uma variação do torque elétrico. Estando o torque mecânico constante, ou sem dispositivo para alterá-lo, uma variação do torque elétrico resulta numa variação do torque acelerante.

O torque acelerante |faz aumentar ou diminuir a frequência, conforme haja diminuição ou aumento de carga, respectivamente.

Se se deseja corrigir a frequência, é necessário dispor-se de um equipamento, que seja sensível às variações de frequência e que atua de forma a provocar variações no torque mecânico no sentido de igualá-lo ao torque elétrico em qualquer instante, isto é, este dispositivo busca o equilíbrio entre a geração e a carga. Estes dispositivos são os reguladores de velocidade.

A ação dos reguladores de velocidade, no sentido de ajustar a geração à carga, mantendo o equilíbrio entre as mesmas, é definido por controle primário de carga-frequência, ou simplesmente por controle primário ⁽¹⁾.

2.1.1. Reguladores de Velocidade

Quando se pretende obter o equilíbrio entre a geração e a carga, sempre em uma mesma frequência, o dispositivo utilizado é o regulador isocrono.

Em sistema de potência, onde se tem várias unidades geradoras suprimindo diversas cargas, os reguladores isocronos não são utilizados por apresentarem sérios problemas de estabilidade e pela impossibilidade de divisão adequada da car

ga entre as unidades geradoras do mesmo sistema. Neste caso, são utilizados os reguladores com queda de velocidade.

Nos reguladores com queda de velocidade, o equilíbrio entre a geração e a carga, ou entre o torque mecânico e o torque elétrico, se dá em uma frequência diferente da nominal.

A característica de regime permanente de um regulador com queda de velocidade, pode ser representada no plano potência-frequência, como mostra a figura 2.2.

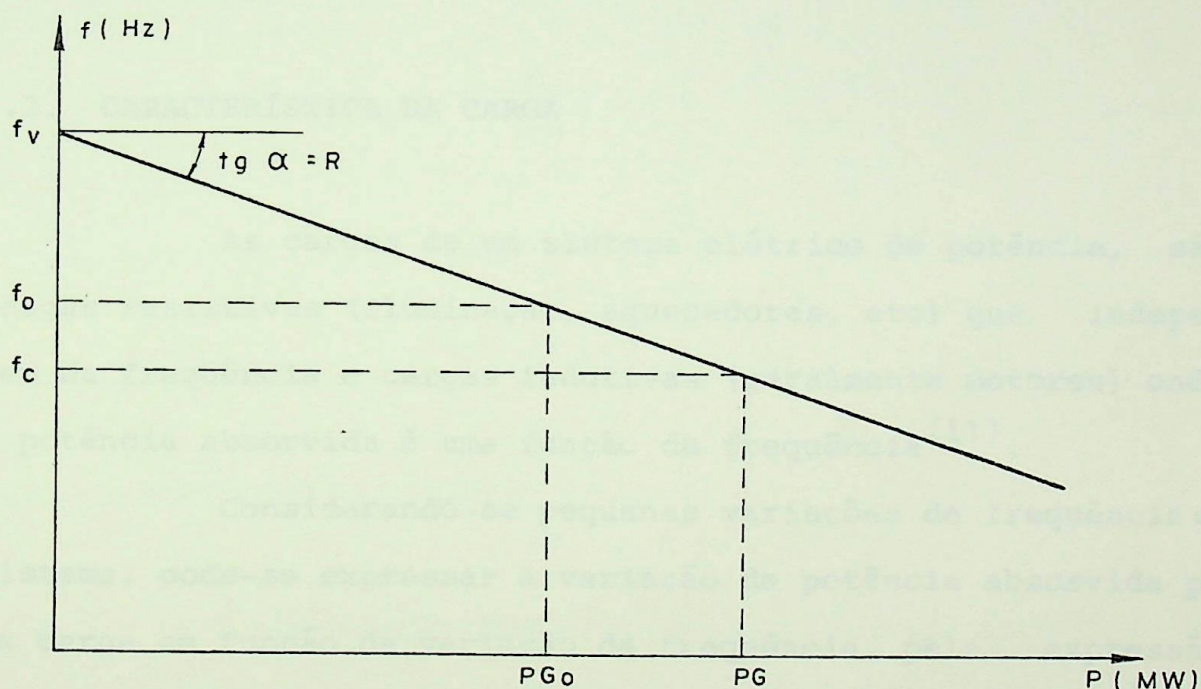


Figura 2.2

O parâmetro R é conhecido por estatismo ou regulação de estado permanente, ou simplesmente regulação (speed droop), e é definido como sendo a variação da frequência quando a carga passa da condição a vazio para plena carga, expressa em p.u., da frequência nominal⁽⁶⁾, e tem a expressão:

$$R = (f_v - f_c) / f_n \quad (2.3)$$

onde:

f_v - frequência de regime a vazio

f_c - frequência de regime a plena carga

f_n - frequência nominal.

Em um sistema de potência com várias unidades geradoras, a composição dos estatismos dos diversos geradores, é denominada de *característica dos reguladores de área ou regulação equivalente de área*.

2.2. CARACTERÍSTICA DA CARGA

As cargas de um sistema elétrico de potência, são cargas resistivas (iluminação, aquecedores, etc) que independem da frequência e cargas indutivas (geralmente motores) onde a potência absorvida é uma função da frequência⁽¹¹⁾.

Considerando-se pequenas variações de frequência do sistema, pode-se expressar a variação da potência absorvida pela carga em função da variação de frequência, pela expressão (2.4),

$$D = \Delta PL / p\delta \quad (2.4)$$

e o valor do parâmetro D é determinado por (2.5).

$$D = D' \cdot PL \quad (2.5)$$

O coeficiente de amortecimento (D') é a característica sensitiva de frequência da carga.

Pode-se representar a variação da carga com a frequência, no plano potência-frequência, por uma reta de inclinação positiva, uma vez que normalmente a carga aumenta com o aumento de frequência, como mostra a figura 2.3.

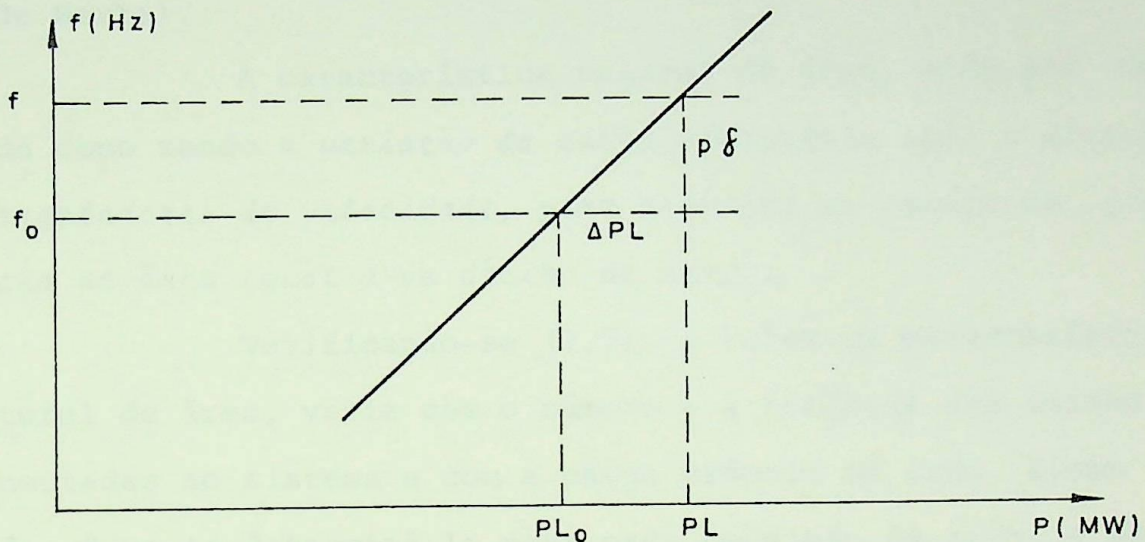


Figura 2.3

2.3. CARACTERÍSTICA NATURAL DE ÁREA

A composição dos efeitos da característica dos reguladores de área com a variação da carga com a frequência, determina a *característica natural de área*, assim:

$$\text{CNA} = 1/R + D \quad (2.6)$$

Uma área composta por várias usinas operando em uma frequência nominal de 60 Hz e admitindo uma regulação de 5% e um coeficiente de amortecimento de 2 p.u., tem o valor da característica natural de área calculado aproximadamente por (2.7) ⁽¹²⁾.

$$CNA = 1/30 \cdot \left[\sum_{u=1}^n Pn_u + CP/10 \right] \quad (2.7)$$

O valor da característica natural de área, calculado por (2.7), está expresso em MW/.1 Hz (MegaWatt por décimo de Hertz).

A característica natural de área, pode ser definida como sendo a *variação da carga necessária após a atuação dos reguladores de velocidade, para provocar um desvio de frequência na área igual a um décimo de Hertz.*

Verificando-se (2.7), o valor da característica natural de área, varia com o número e a potência das usinas conectadas ao sistema e com a carga própria da área. Assim sendo, deve-se determiná-lo para cada condição de carga e configuração do sistema considerado.

2.4. CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

2.4.1. Sistema de Potência Isolado

Em um sistema de potência isolado, um desequilíbrio entre a carga e a geração, resulta em uma variação de frequência. Os reguladores com queda de velocidade, são sensibilizados e atuam no sentido de adaptar a geração à carga.

A adaptação da geração à carga, se dá em um valor de frequência diferente da frequência nominal. Logo, a variação de frequência é diferente de zero em estado permanente. Portanto, necessita-se de um controle suplementar, que possibilite reconduzir a frequência ao valor nominal, fazendo com que

tal variação de frequência se anule. Este controle suplementar é comumente conhecido por *controle automático de geração (CAG)*.

2.4.2. Sistemas de Potência Interligados

Havendo um desequilíbrio entre a carga e a geração nos sistemas interligados, tem-se além da variação de frequência, uma variação nos fluxos de potência nas linhas de interligação, ou seja, um desvio do intercâmbio líquido de potência entre as áreas.

A geração se adapta à carga pela atuação do controle primário, enquanto a variação de frequência e o desvio de intercâmbio são diferentes de zero em estado permanente. O controle automático de geração tem que reconduzir simultaneamente a frequência ao valor nominal e o intercâmbio de potência ao valor programado, de forma a anularem a variação de frequência e o desvio de intercâmbio.

A função de tornar a variação de frequência e/ou o desvio de intercâmbio iguais a zero em estado permanente, é válida para uma variação instantânea da carga. Porém, as cargas nos sistemas elétricos de potência variam a todo instante, fazendo com que o estado de equilíbrio entre a carga e a geração, esteja sempre sendo alterado.

Na realidade, um estado de equilíbrio entre a carga e a geração, não é atingido. Logo, o controle primário e o controle automático de geração, estão atuando simultaneamente o tempo todo, procurando adaptar a geração à carga e manter a frequência e/ou o intercâmbio líquido de potência nos valores programados, respectivamente.

Conforme discutido, pode-se concluir que o objetivo básico do controle automático de geração para os sistemas de potência interligados é atender simultaneamente, a dois requisitos importantes: ⁽¹²⁾

- Manter a frequência do sistema, o mais próximo possível da frequência nominal;
- Manter o intercâmbio líquido de potência verificado, o mais próximo possível do intercâmbio líquido de potência programado.

Para os sistemas de potência isolados, o objetivo do controle automático de geração, é o de atender apenas o primeiro requisito acima mencionado, pois não se tem intercâmbio de potência.

2.4.3. Erro de Controle de Área

A soma do desvio do intercâmbio a variação de frequência pré-multiplicado pelo parâmetro Bias, fornece uma grandeza bastante utilizada na análise do controle automático de geração. Esta grandeza é denominada de *erro de controle de área* (ECA), cuja expressão:

$$ECA = IL_v - IL_p + 10 \cdot \text{Bias} \cdot p\delta \quad (2.8)$$

O valor do intercâmbio líquido de potência verificado (IL_v), é obtido através de medições nos pontos de interligação. Já o intercâmbio líquido de potência programado (IL_p), tem o valor ajustado entre as áreas interligadas.

O valor do parâmetro Bias deve ser ajustado igual

a característica natural de área.

O erro de controle de área (ECA), grandeza em (MW), define um excesso ou déficit de geração da área, que deve ser corrigido através do controle automático de geração. Um ECA positivo corresponde a um excesso de geração, e o controle atua no sentido de diminuir a geração da área. Um ECA negativo corresponde a um déficit de geração, neste caso, o controle é no sentido de aumentar a geração.

2.4.4. Modalidades de Operação

A operação do controle automático de geração, pode ser de três maneiras diferentes:

- Operação em FF (Flat Frequency) - O controle automático de geração em operação FF, ou frequência constante, atua no sentido de corrigir as variações de frequência, não propiciando, o controle dos intercâmbios de potência. Para esta modalidade de operação, a expressão que calcula o valor do erro de controle de área é:

$$ECA = 10 \cdot \text{Bias} \cdot p\delta \quad (2.9)$$

- Operação em FTL (Flat Tie-Line) - O controle automático de geração em operação FTL, ou intercâmbio de potência constante, atua no sentido de corrigir os desvios de intercâmbio de potência, não levando em consideração as variações de frequência do sistema. Para esta modalidade de operação,

a expressão que calcula o valor do erro de con
trole de área é:

$$ECA = I_{lv} - I_{lp} \quad (2.10)$$

- Operação em TLB (Tie-Line Bias) - O controle au
tomático de geração em operação TLB, atua no sen
tido de corrigir simultaneamente a variação de
frequência e o desvio de intercâmbio de potência.
Para esta modalidade de operação, a expressão que
calcula o valor do erro de controle de área é:

$$ECA = I_{lv} - I_{lp} + 10 \cdot \text{Bias} \cdot p\delta \quad (2.11)$$

Para os sistemas de potência interligados, dá-se
preferência para a operação TLB, porque a mesma atinge o obje
tivo básico do controle automático de geração. Isto não signi
fica, que as operações em FF e FTL não sejam utilizadas. O seu
emprego combinado poderia ser utilizado, por exemplo, em um
sistema interligado composto por uma área de grande porte e ou
tras de pequeno porte. A área de grande porte operaria em FF,
frequência constante, e as demais operariam em FTL, intercâmbio
constante.

O controle automático de geração nos sistemas de
potência isolados, operam em FF, porque nestes interessam con
trolar apenas a frequência.

3. MODELAGEM

3.1. FLUXO DE CARGA

O objetivo do cálculo do fluxo de carga, é a determinação do perfil das tensões em módulo e ângulo de todas as barras de um sistema elétrico de potência, para uma determinada topologia e condição de carga. A partir daí, a determinação das potências ativas e reativas geradas e os fluxos de potência nas linhas de transmissão.

O controle primário e o controle automático de geração atuam nas usinas, de forma a controlarem a geração da potência ativa. Na solução do fluxo de carga, o valor da potência ativa é obtido das barras de geração, onde se conclui, que somente as barras de geração são de interesse.

O método de solução do fluxo de carga utilizado neste trabalho é o desacoplado rápido⁽¹⁴⁾. Tal método, baseia-se no desacoplamento que há entre a potência ativa com o ângulo da tensão e a potência reativa com o módulo da tensão.

Na solução do fluxo de carga, são desprezadas as resistências das linhas de transmissão e mantidos constantes, os módulos das tensões das barras de geração. Ainda das barras de geração, consideram-se coincidentes com as barras interna da máquina.

No algoritmo de solução do fluxo de carga, é usada a matriz de susceptância nodal e são determinados iterativamente, apenas os ângulos das tensões das barras de geração.

3.1.1. Descrição do Algoritmo do Fluxo de Carga

3.1.1.1. Entrada de Dados

São os seguintes dados de entrada do programa de solução do fluxo de carga:

- Dados de Linha

Código da barra. É fornecido para cada barra do sistema elétrico o seu código. Se a barra é considerada uma barra *slack* código 1. Uma barra de geração código 2 e uma barra qualquer código 3.

Entende-se por uma barra qualquer, uma barra terminal ou uma barra de carga.

Módulo da tensão da barra.

Potência gerada na barra.

Potência de carga da barra.

- Dados de Linha

Número da barra emissora.

Número da barra receptora.

Reatância entre a barra emissora e a barra receptora.

Susceptância de barra.

3.1.1.2. Cálculo da matriz de susceptância nodal

A matriz de susceptância nodal é calculada a partir dos valores das reatâncias interna da máquina e das linhas de transmissão. Todas as colunas e linhas da matriz de suscep

tância nodal, que não se referem as barras de geração ou a *slack* são eliminadas. A eliminação é feita através da redução de Kron.

3.1.1.3. Montagem e inversão da matriz de susceptância linha

A matriz de susceptância linha é montada a partir da matriz de susceptância nodal, omitindo-se a linha e a coluna referente a barra *slack*. Após a montagem, obtém-se a sua inversa.

3.1.1.4. Estimativa inicial do ângulo da tensão da barra de geração

Normalmente se faz o valor inicial do ângulo da tensão da *u*-ésima barra de geração e a *slack*, iguais a zero graus.

$$\theta_u^0 = 0^\circ \quad (3.1)$$

3.1.1.5. Cálculo do *mismatch* de potência ativa

É calculado para toda a *u*-ésima barra de geração, o valor do *mismatch* de potência ativa usando (3.2).

$$\Delta P_u = PG_u - PL_u - V_u \cdot \left(\sum_{v=1}^n V_v \cdot B_{uv} \cdot \text{SEN } \theta_{uv} \right) \quad (3.2)$$

3.1.1.6. Teste de convergência

É testado para toda a *u*-ésima barra de geração o

valor do *mismatch* de potência ativa. Se algum valor for maior que uma tolerância pré-definida, continuar o processo iterativo, caso contrário, os valores dos ângulos das barras de geração, estão dentro da tolerância. Logo, fim do processo iterativo.

3.1.1.7. Cálculo dos valores de $\overline{\Delta P/V}$

É calculado para toda u-ésima barra de geração, dividindo-se o valor do *mismatch* de potência ativa pelo respectivo módulo da tensão.

$$(\Delta P/V)_u = \frac{\Delta P_u}{V_u} \quad (3.3)$$

3.1.1.8. Cálculo do vetor variação do ângulo de tensão

Todos os u-ésimos valores determinados no item 3.1.1.7, formam o vetor $\overline{\Delta P/V}$. Multiplicando-se este vetor pela matriz inversa de susceptância linha, obtém-se o vetor $\overline{\Delta \theta}$. Este vetor $\overline{\Delta \theta}$ possui os u-ésimos valores da variação do ângulo da tensão da barra de geração.

$$\overline{\Delta \theta} = -\overline{B}^{-1} \cdot \overline{\Delta P/V} \quad (3.4)$$

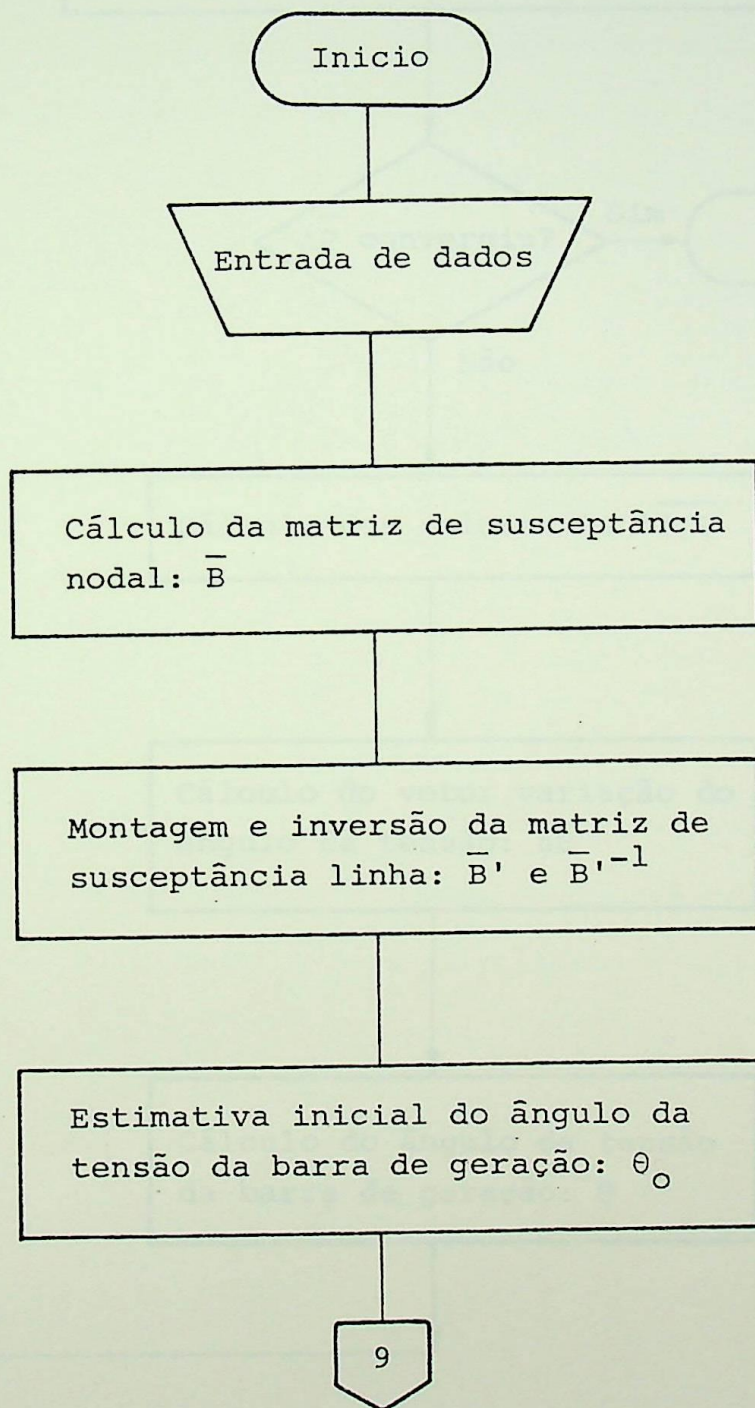
3.1.1.9. Cálculo do ângulo da tensão da barra de geração

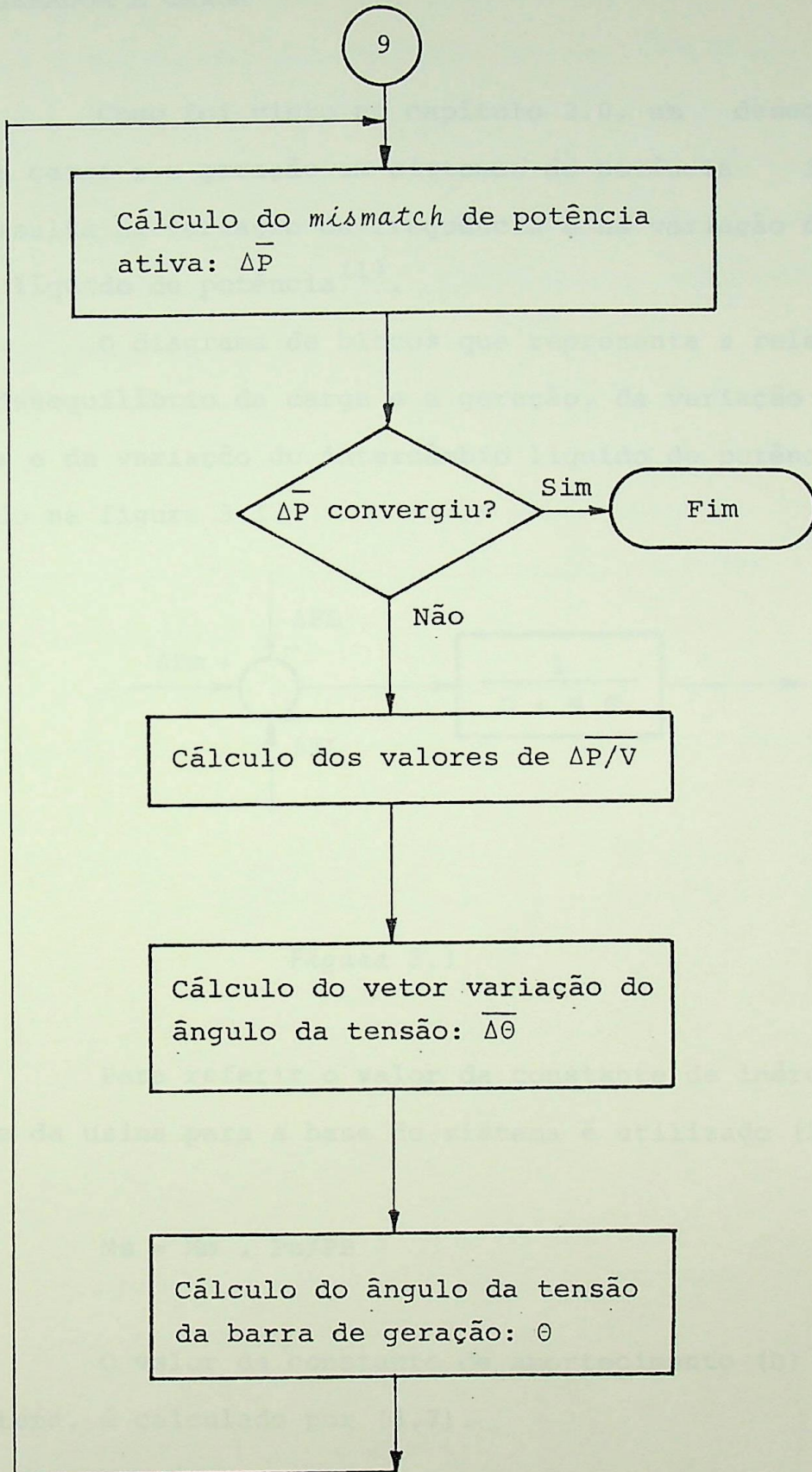
O ângulo da tensão da u-ésima barra de geração é obtido somando-se ao ângulo da tensão, calculado na iteração

anterior, a sua variação, calculada em (3.4).

$$\theta_u = \theta_u + \Delta\theta_u \quad (3.5)$$

3.1.2. Fluxograma do Algoritmo do Fluxo de Carga





3.2. GERADOR E CARGA

Como foi visto no capítulo 2.0, um desequilíbrio entre a carga e a geração em sistemas de potência interliga dos, resulta na variação de frequência e na variação do intercâmbio líquido de potência ⁽¹⁾.

O diagrama de blocos que representa a relação en tre o desequilíbrio da carga e a geração, da variação de fre quência e da variação do intercâmbio líquido de potência, é mostrado na figura 3.1.

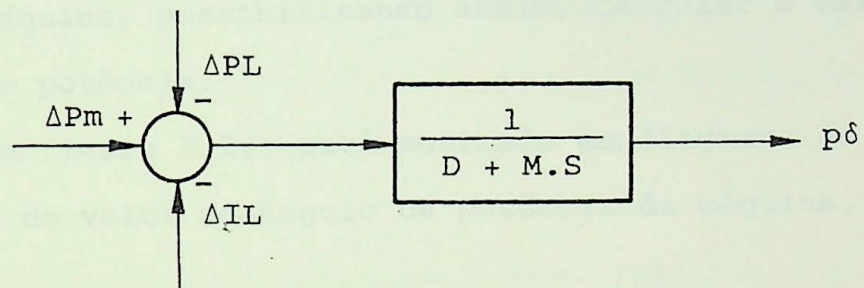


Figura 3.1

Para referir o valor da constante de inércia (M) , da base da usina para a base do sistema é utilizado (3.6).

$$M_s = M_m \cdot P_n / P_B \quad (3.6)$$

O valor da constante de amortecimento (D) na base do sistema, é calculado por (3.7).

$$D = D' \cdot P_L / P_B \quad (3.7)$$

Na figura 3.1, a variável $p\delta$ está em p.u. da fre

quência nominal. Portanto, para usar as equações do fluxo de carga, na determinação dos intercâmbios de potência, é necessário obter o valor do ângulo de potência da máquina, que coincide com o ângulo da tensão da barra interna da máquina, expresso em radianos. Por isto, ao se multiplicar $p\delta$ por W_0 , que tem unidades radianos/segundos, e integrar o resultado, obtém-se $\Delta\delta$ em radianos.

O significado de $\Delta\delta$ é a variação do ângulo de potência da máquina em relação ao seu valor inicial δ_0 . A soma do ângulo δ_0 à sua variação $\Delta\delta$, é o valor atual do ângulo de potência da máquina, possibilitando assim, calcular o valor do intercâmbio de potência.

Na figura 3.2., está mostrado em diagrama de bloco, o cálculo do valor do ângulo de potência da máquina.

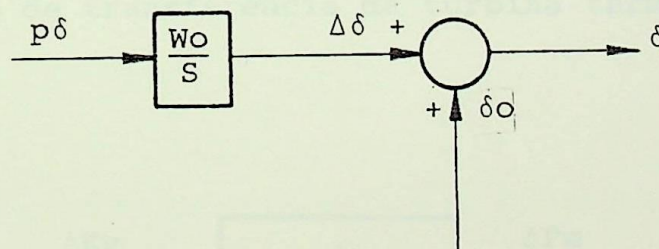


Figura 3.2

O valor de W_0 é 377 radianos/segundos, se a frequência nominal for de 60 Hz.

3.3. MÁQUINA MOTRIZ OU TURBINA

As máquinas motrizes ou turbinas, são dispositivos que variam a potência mecânica do sistema, representado na fi

gura 3.1.

A variação da potência mecânica é função da variação da posição da válvula ou das palhetas de entrada, de vapor ou de água, respectivamente.

São apresentados dois modelos de turbinas: a turbina térmica sem reaquecimento e a turbina hidráulica.

3.3.1. Turbina Térmica sem Reaquecimento

Nas turbinas térmicas sem reaquecimento, a resposta do fluxo de vapor a uma alteração da posição da válvula de admissão é quase instantânea, isto é, apresentam uma constante de tempo de 0.2 a 0.3 segundos, devido ao pequeno carregamento de volume da turbina⁽¹⁾.

No diagrama de bloco da figura 3.3, está representada a função de transferência da turbina térmica sem reaquecimento.

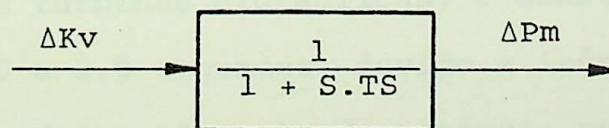


Figura 3.3

A resposta da turbina térmica sem reaquecimento a uma variação de um degrau unitário na posição da válvula de admissão é mostrada na figura 3.4.

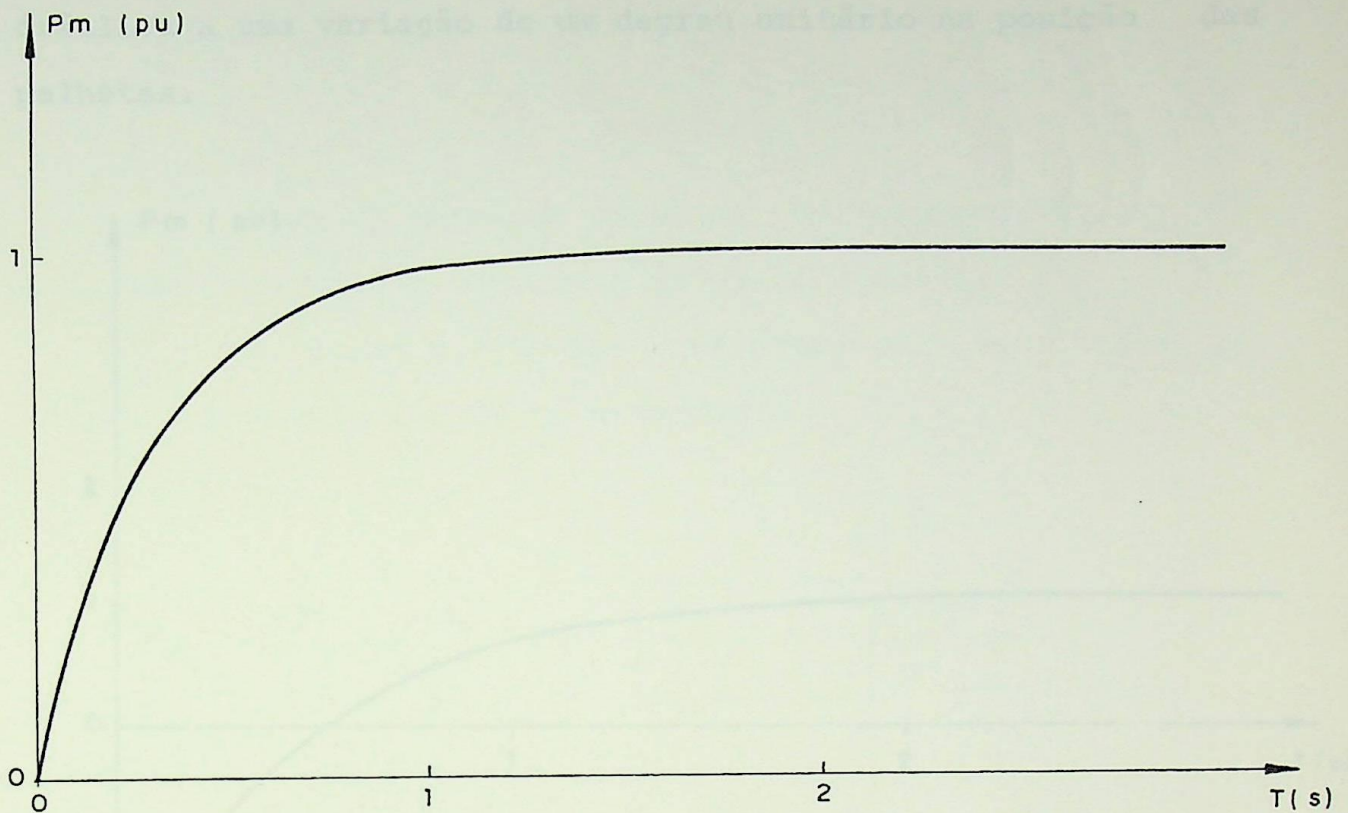


Figura 3.4

3.3.2. Turbina Hidráulica

Nas turbinas hidráulicas, a constante de tempo é elevada, de 1.0 a 5.0 segundos, devido a inércia da água, provocando um retardo na resposta da potência mecânica para uma variação na posição das palhetas^(1,6).

No diagrama de bloco da figura 3.5, está representada a função de transferência da turbina hidráulica.

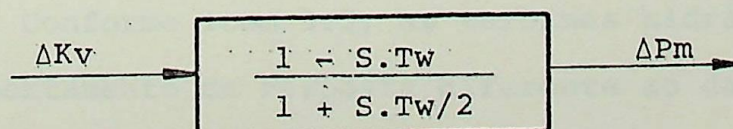


Figura 3.5

A figura 3.6 ilustra a resposta de uma turbina hidráulica a uma variação de um degrau unitário na posição das palhetas.

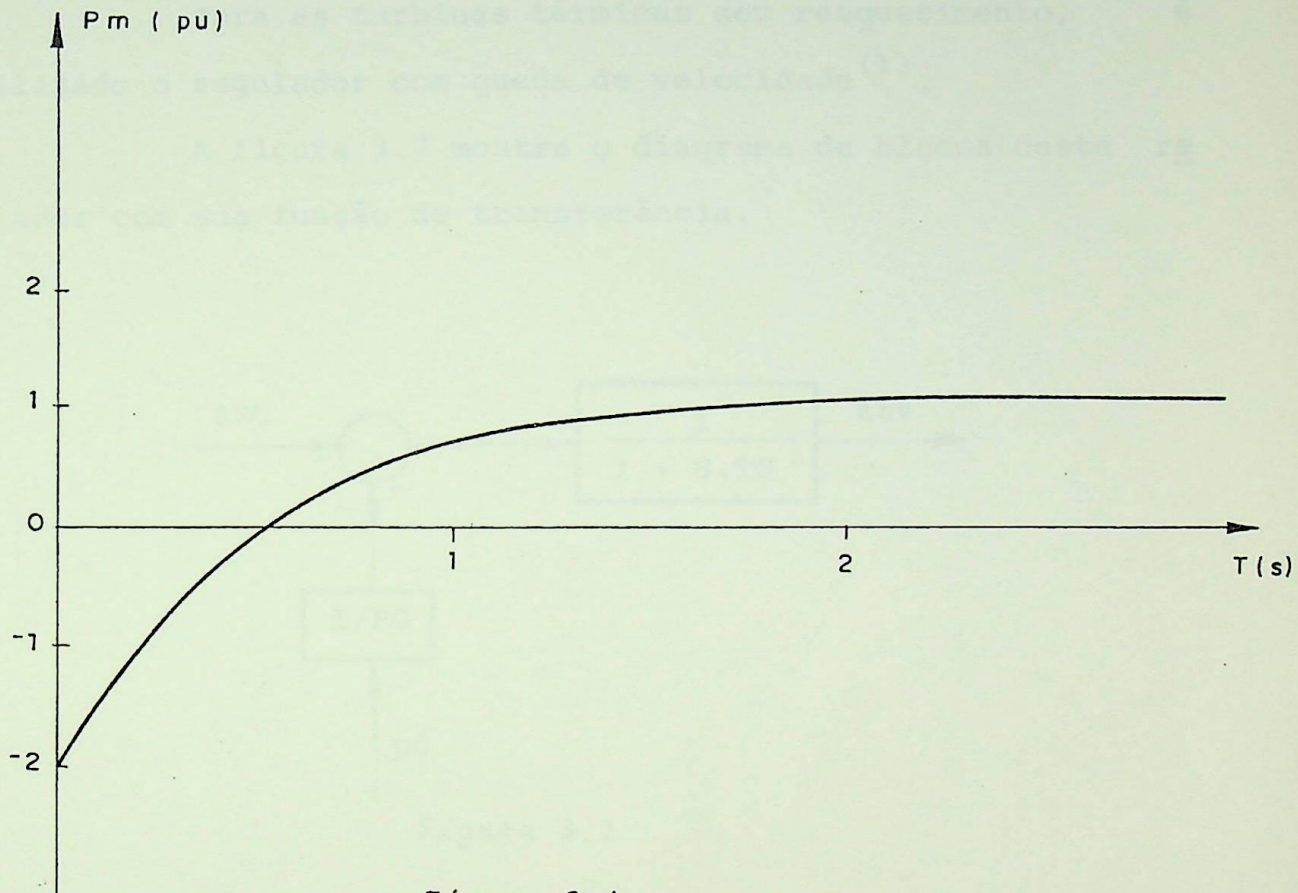


Figura 3.6

Observa-se que estas turbinas se caracterizam por apresentarem na resposta inicial, da potência mecânica, um valor oposto aquele requerido em regime permanente.

3.4. REGULADOR DE VELOCIDADE

Conforme item 3.3, as turbinas hidráulicas apresentam um comportamento de resposta diferente ao das turbinas térmicas sem reaquecimento. Portanto, dois modelos de reguladores de velocidade são apresentados, um para cada tipo de turbina.

3.4.1. Regulador de Velocidade - Turbina Térmica sem Reaquecimento

Para as turbinas térmicas sem reaquecimento, é utilizado o regulador com queda de velocidade⁽¹⁾.

A figura 3.7 mostra o diagrama de blocos deste regulador com sua função de transferência.

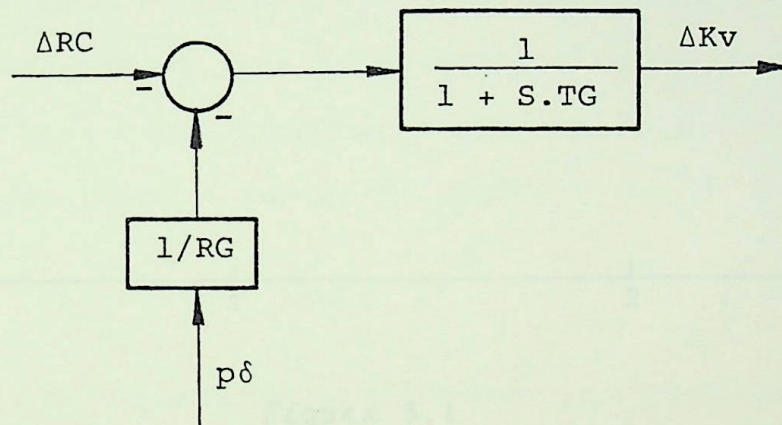


Figura 3.7

Para referir o valor do estatismo ou regulação de estado permanente, da base da usina para a base do sistema, utiliza-se (3.8).

$$RG_s = RG_m \cdot PB/P_n \quad (3.8)$$

A figura 3.8 mostra a resposta da posição da válvula de admissão, controlada pelo regulador com queda de velocidade, para uma variação de um degrau na frequência e sendo n_u a variação da referência de carga.

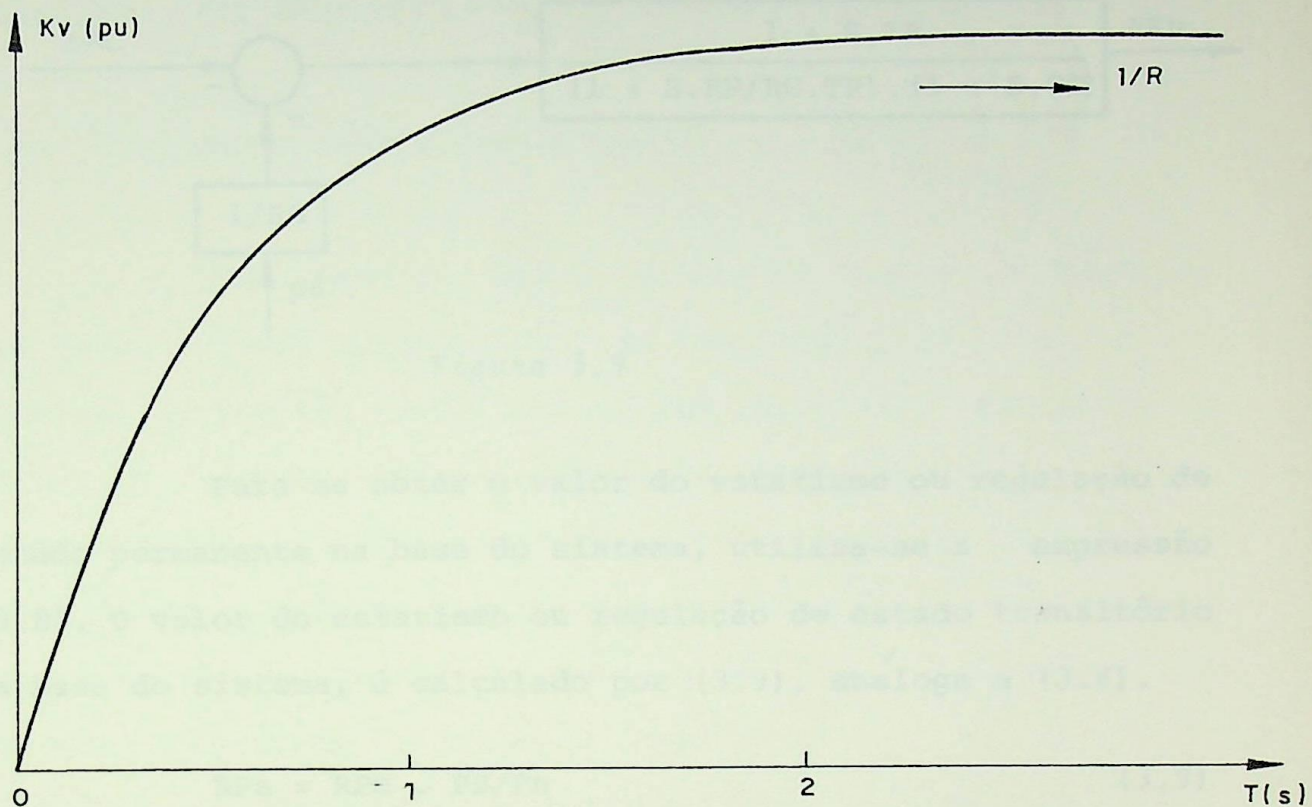


Figura 3.8

3.4.2. Regulador de Velocidade - Turbina Hidráulica

Para as turbinas hidráulicas é usado o regulador de velocidade com compensação de queda transitória. O termo queda transitória, significa que para variações rápidas de frequência, o regulador demonstra uma alta regulação, baixo ganho. Para alterações lentas e no estado permanente, o regulador tem uma baixa regulação, alto ganho⁽¹⁾.

A figura 3.9, mostra o diagrama de blocos do regulador de velocidade com compensação de queda transitória.

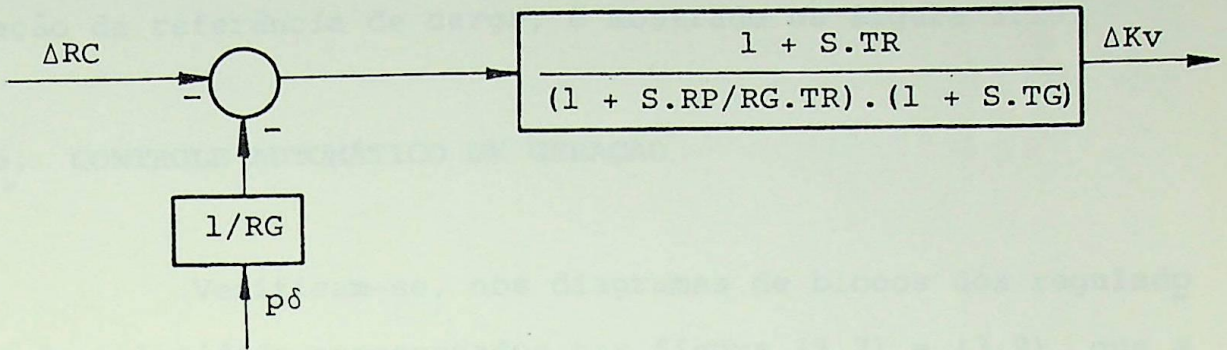


Figura 3.9

Para se obter o valor do estatismo ou regulação de estado permanente na base do sistema, utiliza-se a expressão (3.8). O valor do estatismo ou regulação de estado transitório na base do sistema, é calculado por (3.9), análoga a (3.8).

$$RPs = Rpm \cdot PB/Pn \quad (3.9)$$

A resposta da posição das palhetas, controlada p_e

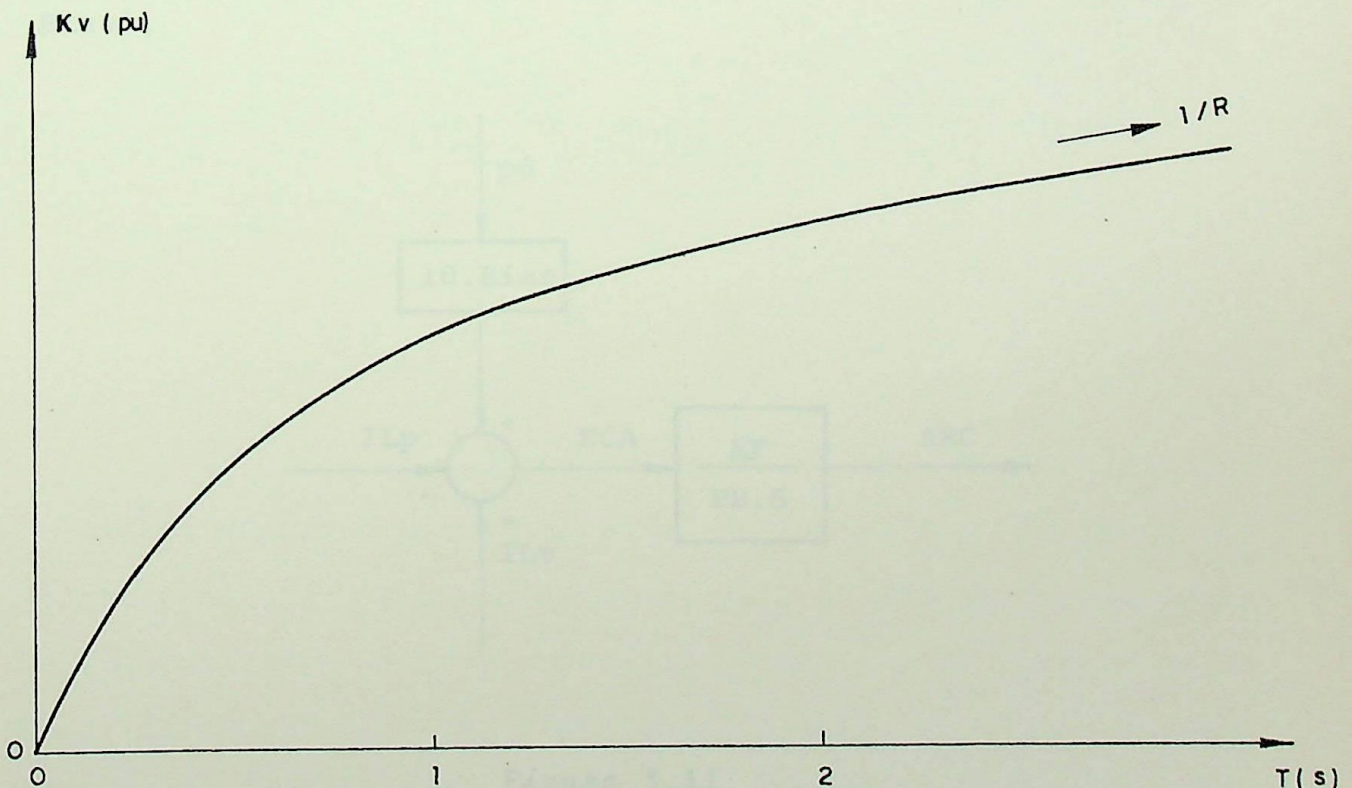


Figura 3.10

lo regulador de velocidade com compensação de queda transitória, para uma variação de um degrau na frequência e nula a variação da referência de carga, é mostrado na figura 3.10.

3.5. CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO

Verificam-se, nos diagramas de blocos dos reguladores de velocidade apresentados nas figura (3.7) e (3.9), que a variação da posição da válvula ou das palhetas, é função da variação de frequência e/ou da variação da referência de carga. A variação da referência de carga (speed changer), ou seja, a variação da referência do controle primário de carga-frequência, é obtida do controle automático de geração, através da integral do erro de controle de área⁽¹⁾.

O diagrama de blocos da figura 3.11, mostra o modelo do controle automático de geração operando em TLB (Tie-Line Bias).

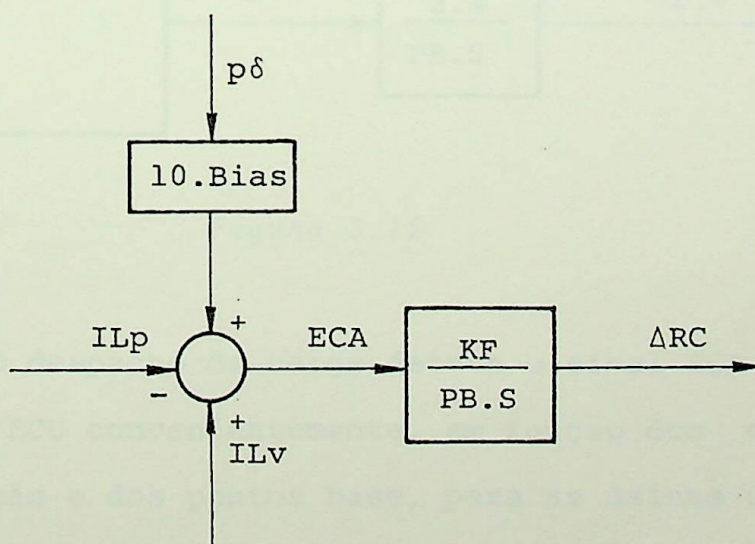


Figura 3.11

3.6 - CONTROLE AUTOMÁTICO DE GERAÇÃO COM DESPACHO DE CARGA

O diagrama de blocos do modelo a ser usado para o controle automático de geração com despacho de carga, está mostrado na figura 3.12 e esquematizado para quatro usinas⁽¹⁾.

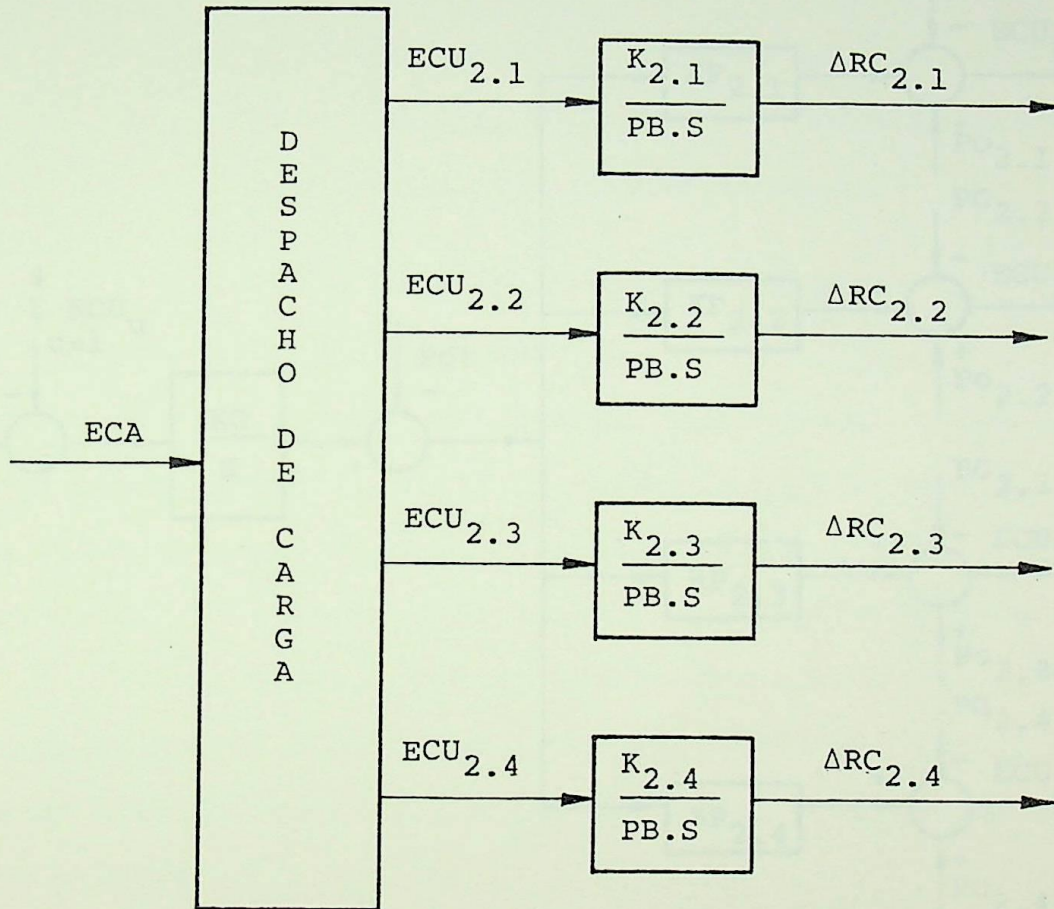


Figura 3.12

O despacho de carga deteta o sinal ECA e distribui os sinais de ECU convenientemente, em função dos coeficientes de participação e dos pontos base, para as usinas de uma mesma área de controle. Assim, o excesso ou déficit de geração da área, definido pelo ECA, é distribuído entre as várias usinas. Para cada usina, é determinada a sua parcela de contribuição

na geração total da área, no sentido de aumentar ou diminuir a geração, através do erro de controle de usina.

A figura 3.13, mostra em diagrama de blocos o modelo utilizado para o despacho de carga.

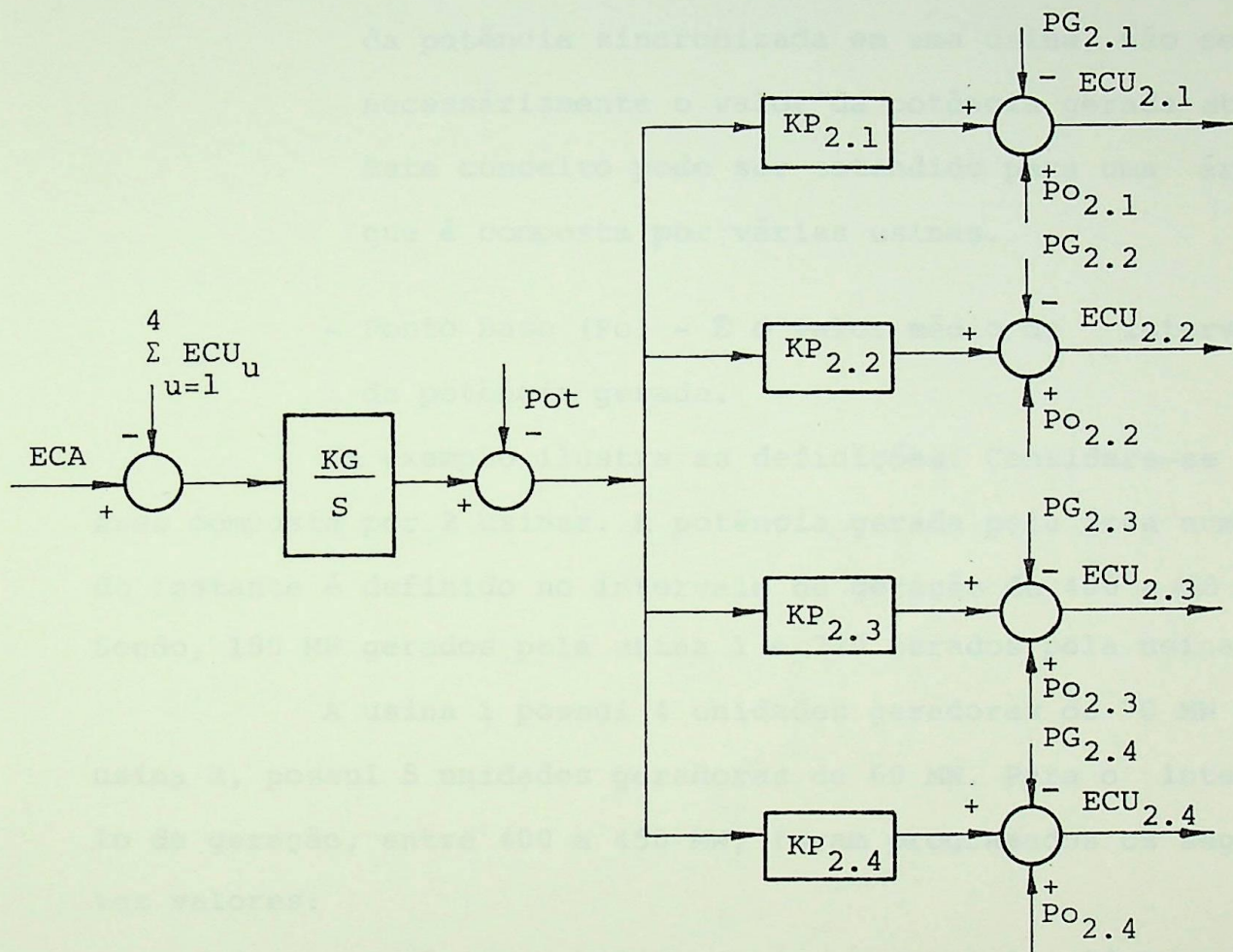


Figura 3.13

Da figura 3.13, tem-se:

$$ECU_u = KP_u \cdot PDEST + Po_u - PG_u \quad (3.10)$$

Verifica-se, que o coeficiente de participação e o ponto base influenciam no valor do erro de controle de usina.

Estes parâmetros são agora definidos:

- Coeficiente de participação (KP) - É um valor da do em porcentagem, definido em função da disponibilidade da potência nominal efetiva da usina.
- Potência nominal efetiva (PNE) - É o valor total da potência sincronizada em uma usina, não sendo necessariamente o valor da potência gerada atual. Este conceito pode ser estendido para uma área, que é composta por várias usinas.
- Ponto Base (Po) - É o valor médio do intervalo da potência gerada.

Um exemplo ilustra as definições. Considere-se uma área composta por 2 usinas. A potência gerada pela área num dado instante é definido no intervalo de geração de 400 a 450 MW. Sendo, 180 MW gerados pela usina 1 e 220 gerados pela usina 2.

A usina 1 possui 4 unidades geradoras de 70 MW e a usina 2, possui 5 unidades geradoras de 60 MW. Para o intervalo de geração, entre 400 a 450 MW, foram programados os seguintes valores:

Usina 1 - Potência nominal efetiva (PNE) - 3 x 70 MW

Coeficiente de participação (KP) - 20%

Usina 2 - Potência nominal efetiva (PNE) - 5 x 60 MW

Coeficiente de participação (KP) - 80%

Dos dados do exemplo acima, monta-se a tabela 3.1

PGMIN	PGMAX	PNE ₁	KP ₁	Po ₁	PNE ₂	KP ₂	Po ₂
400	450	210	20%	185	300	80%	240

Tabela 3.1

Os pontos base (P_o) são calculados pela seguinte expressão:

$$P_{o_u} = PGO_u + ((KP_u/100) \cdot (PGMAX - PGMIN))/2 \quad (3.11)$$

Logo, o valor do ponto base da usina 1 é:

$$P_{o_1} = 180 + ((20/100) \cdot (450 - 400))/2 = 185 \text{ MW}$$

e o valor da usina 2 é:

$$P_{o_2} = 220 + ((80/100) \cdot (450 - 400))/2 = 240 \text{ MW}$$

A figura 3.14, ilustra gráficamente o exemplo em questão.

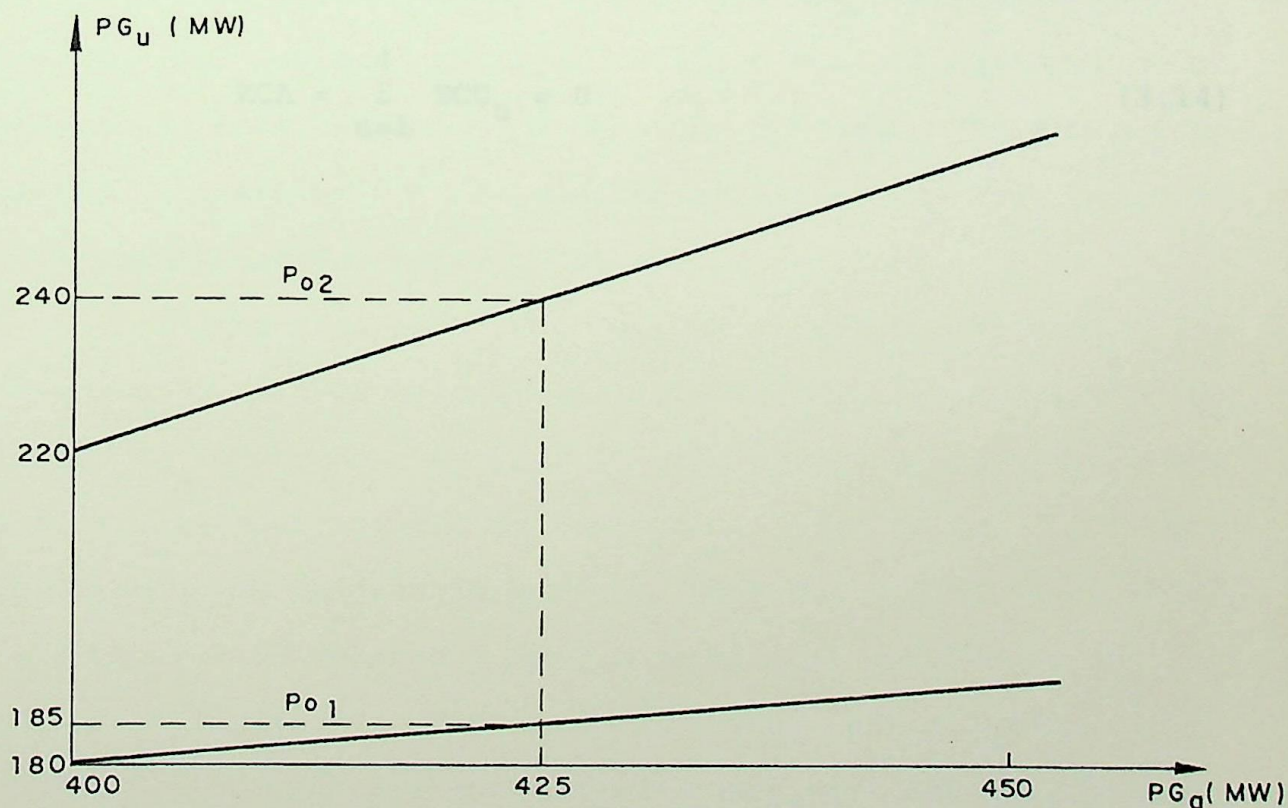


Figura 3.14

Ao se programar os valores dos ajustes dos coeficientes de participação e dos pontos base das usinas para qualquer intervalo de variação da potência gerada total pela área, tem-se:

$$\sum_{u=1}^4 P_{o_u} = Pot \quad (3.12)$$

e

$$\sum_{u=1}^4 KP_u = 100\% \quad (3.13)$$

Verifica-se, ainda na figura 3.13, que o despacho de carga deixa de atuar no controle de geração, quando em um determinado instante a soma dos erros de controle de usina e o erro de controle de área, forem simultâneamente iguais a zero, logo:

$$ECA = \sum_{u=1}^4 ECU_u = 0 \quad (3.14)$$

4. ALGORITMO DE SIMULAÇÃO

4.1. INTRODUÇÃO

Para estudar a influência do valor do parâmetro Bias do controle automático de geração operando em TLB na performance dos sistemas de potência interligados, é desenvolvido em linguagem Fortran no computador HP-3000 da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, um programa de simulação digital. O programa faz a simulação digital do sistema de potência representado no diagrama de blocos da figura 4.1.

A figura 4.1 mostra um esquema de duas áreas interligadas, ambas com controle automático de geração operando em TLB. A área 1 está composta por uma usina e a área 2, por quatro usinas denominadas de usina 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4.

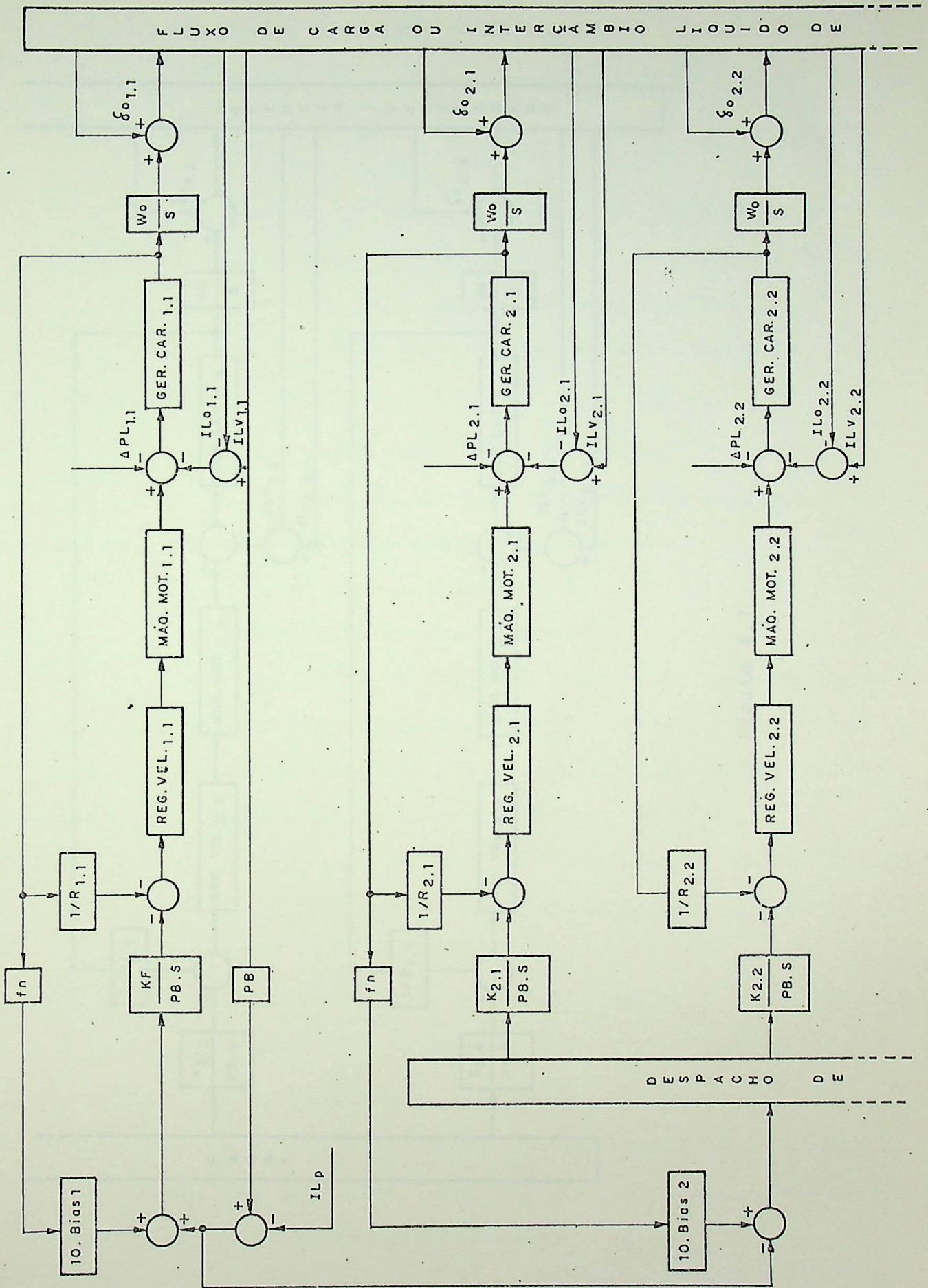
O modelo do controle automático de geração para a área 1, está mostrado na figura 3.11. O controle automático de geração da área 2, possui um despacho de carga, que tem a finalidade de distribuir a carga entre as usinas da área, conforme os esquemas mostrados nas figuras 3.12 e 3.13.

Da simulação, são obtidos os valores do erro de controle de área (ECA2), da variação de frequência ($p\delta_2$) e do desvio de intercâmbio da área 2, com variações nos valores das cargas das áreas 1 e 2 e do intercâmbio líquido de potência programado. Os valores da variação da carga e do intercâmbio programado, são retirados de curvas típicas de carga e do intercâmbio líquido de potência programado, respectivamente⁽¹³⁾.

O programa está implementado para simular sistemas eminentemente hidráulicos ou eminentemente térmicos com o va

lor do parâmetro Bias constante para as duas áreas ou constante para a área 1 e atualizado minuto a minuto para a área 2.

O método utilizado nas integrações numéricas neste programa de simulação é o FACE⁽¹⁾.



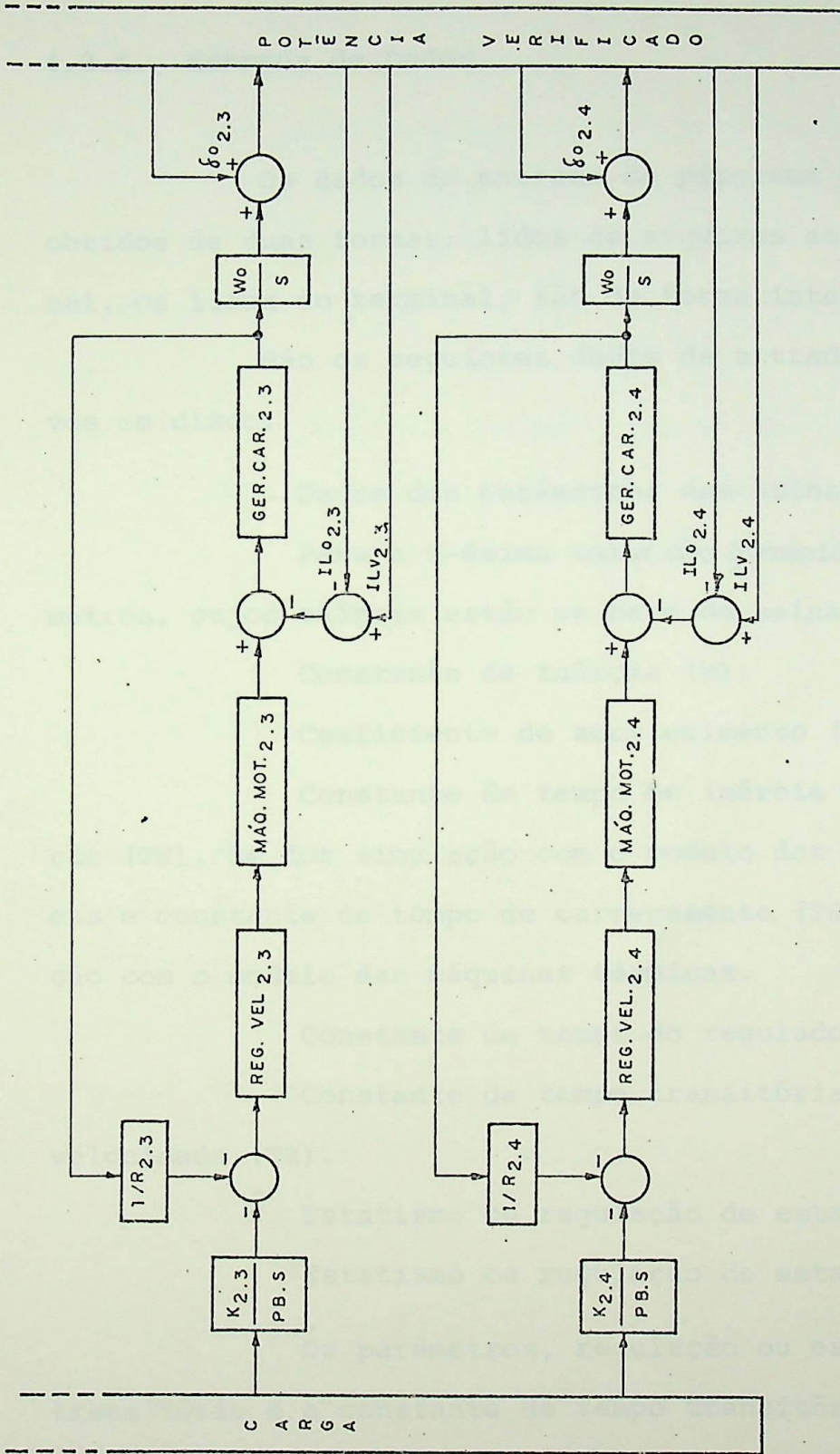


Figura 4.1

4.2. DESCRIÇÃO DO ALGORÍTMO DE SIMULAÇÃO

4.2.1. Entrada de Dados

Os dados de entrada do programa de simulação são obtidos de duas formas: lidos de arquivos em disco ou do terminal. Os lidos do terminal, são de forma interativa.

São os seguintes dados de entrada lidos dos arquivos em disco:

- Dados dos parâmetros das usinas

Para a u -ésima usina são fornecidos os seguintes parâmetros, cujos valores estão na base da usina:

Constante de inércia (M).

Coefficiente de amortecimento (D').

Constante de tempo de inércia da água na tubulação (TW), se for simulação com o modelo das máquinas hidráulicas e constante de tempo de carregamento (TS), se for simulação com o modelo das máquinas térmicas.

Constante de tempo do regulador de velocidade (TG).

Constante de tempo transitória do regulador de velocidade (TR).

Estatismo ou regulação de estado permanente (RG).

Estatismo ou regulação de estado transitório (RP).

Os parâmetros, regulação ou estatismo de estado transitório e a constante de tempo transitória do regulador de velocidade, não são fornecidos, quando se tratar de simulação com o modelo das máquinas térmicas.

- Dados do despacho de carga da área 2

Para fazer o despacho de carga na área 2, são fornecidos os seguintes dados:

Limite mínimo do intervalo da potência gerada.

Limite máximo do intervalo da potência gerada.

São fornecidos onze intervalos da potência gerada de 50 MW e para cada um deles, os seguintes dados das usinas:

Potência nominal efetiva da u -ésima usina (PNE_u).

Coefficiente de participação da u -ésima usina (KP_u).

Ponto base da u -ésima usina (PO_u).

- Dados das curvas de carga e do intercâmbio líquido de potência programado⁽¹³⁾.

As curvas de carga e do intercâmbio líquido de potência programado de um sistema elétrico de potência, são apresentadas discretizadas em intervalos de uma hora. Portanto, são fornecidos para cada h -ésima hora das curvas de carga das áreas 1 e 2 e da curva do intercâmbio líquido de potência programado, os seguintes valores:

Valor inicial da potência de carga da a -ésima área da h -ésima hora (PLi_a^h).

Valor final da potência de carga da a -ésima área da h -ésima hora (PLf_a^h).

Valor inicial do intercâmbio líquido de potência programado da h -ésima hora ($ILpi^h$).

Valor final do intercâmbio líquido de potência programado da h -ésima hora ($ILpf^h$).

- Dados das variáveis ruído

Neste trabalho ao se referir em variáveis ruído, está se referindo as variáveis somadas aos degraus de variação da carga.

São fornecidos os seguintes valores para as variáveis ruído:

Valor da variável ruído da a-ésima área do m-ésimo minuto (R_{a1}).

Valor da variável ruído da a-ésima área da v-ésima variação da carga (R_{a2}).

- Dados das condições de contorno

A simulação total de um determinado intervalo de horas, pode ser feita de forma contínua ou através de simulações parciais, onde uma simulação parcial, tem duração de no mínimo uma hora. Logo, uma simulação que envolva um período das 15:00 às 18:00 horas, pode ser feita diretamente das 15:00 às 18:00 ou de simulações parciais sucessivas, como das 15:00 às 16:00, das 16:00 às 17:00 e das 17:00 às 18:00 horas.

Se o horário da simulação pretendida for coincidente com o horário da solução do fluxo de carga, os dados das condições de contorno para esta simulação são iguais a zero.

Por outro lado, se o horário da simulação a ser realizada não coincidir com o horário em que o fluxo de carga for calculado, os dados das condições de contorno para tal simulação, são retirados de um arquivo em disco, cujos valores foram obtidos na (h-1)-ésima hora simulada.

A seguir, são enumeradas as variáveis, que possuem os dados das condições de contorno da simulação, e os mesmos

se referem as u-ésimas usinas das áreas 1 e 2.

Erro de controle da a-ésima área (ECA_a).

Erro de controle da u-ésima usina (ECU_u).

Variação da referência de carga da u-ésima usina (ΔRC_u).

Variação da posição da válvula ou das palhetas da u-ésima usina (ΔKV_u).

Variação da potência mecânica da u-ésima usina (ΔPm_u).

Variação da frequência ou $p\delta$ de u-ésima usina ($p\delta_u$).

Variação da potência gerada da u-ésima usina (ΔPG_u).

Variação do ângulo de potência da máquina da u-ésima usina ($\Delta \delta_u$).

São os seguintes dados de entrada lidos do terminal:

- Valor do parâmetro Bias da área 2. É fornecido ao programa, se a simulação a ser realizada, é com o valor do parâmetro Bias constante ou atualizado para área 2.

- Horário da curva de carga e do intercâmbio líquido de potência programado a ser simulado. São fornecidos as horas em que se inicia (H_i) e finaliza (H_f) a simulação, caso deseje simular mais de uma hora, caso contrário, H_i é igual a H_f .

- Intervalo de tempo da variação de carga (DTL) e do intercâmbio líquido de potência programado (DTILp).

- Valores do ganho do controle automático de geração (KF e K).

4.2.2. Solução do Fluxo de Carga

Conforme o ítem 3.1, a solução do fluxo de carga neste trabalho determina iterativamente os ângulos das tensões das barras de geração. Ao considerar-se a barra de geração igual a barra interna da máquina, obtém-se o ângulo de potência da máquina igual ao ângulo da tensão da barra de geração. Portanto, para a u -ésima usina o valor inicial do ângulo de potência da máquina é igual ao ângulo da tensão da barra de geração determinado na solução do fluxo de carga.

$$\delta O_u = \theta_u \quad (4.1)$$

O valor inicial do intercâmbio líquido de potência para a u -ésima usina, é calculado por (4.2).

$$ILO_u = V_u \cdot \left(\sum_{v=1}^n V_v \cdot B_{uv} \cdot \text{sen} \delta_{uv} \right) \quad (4.2)$$

4.2.3. Cálculo da Potência Gerada Inicial

O valor inicial da potência gerada da u -ésima usina, é determinado a partir da soma dos valores iniciais da potência de carga e do intercâmbio líquido da potência.

$$PGO_u = (ILO_u + PLO_u) \cdot PB \quad (4.3)$$

Onde, o valor inicial da potência de carga da u -ésima usina, é retirado dos dados de entrada da solução do fluxo de carga e o

valor inicial do intercâmbio líquido de potência de (4.2).

4.2.4. Cálculo dos Degraus da Variação da Carga e do Intercâmbio líquido de Potência Programado

As variações da carga e do intercâmbio líquido de potência programado são feitas através de degraus. Os valores dos degraus são calculados para a h-ésima hora simulada.

O valor do degrau da variação da carga, é proporcional aos valores inicial e final da potência da carga da h-ésima hora e ao intervalo de tempo da variação da carga. A carga varia durante toda hora em intervalos de tempo iguais e o valor do degrau de sua variação é calculado por (4.4).

$$DL_a = \frac{(PLf_a^h - PLi_a^h)}{PB} \cdot \frac{DTL}{3600} \quad (4.4)$$

O valor do degrau da variação do intercâmbio líquido de potência programado, é proporcional aos valores inicial e final do intercâmbio programado da h-ésima hora e ao intervalo de tempo da variação do intercâmbio líquido de potência programado. O intercâmbio programado varia apenas nos dez primeiros minutos da hora e o valor do degrau de sua variação é calculado por (4.5).

$$DILP = (ILpf^h - ILpi^h) \cdot \frac{DTILP}{600} \quad (4.5)$$

4.2.5. Cálculo da Potência de Carga

O valor atual da potência de carga da u-ésima usi

na é calculado por (4.6).

$$PL_u = (PLO_u + \Delta PL_u) \cdot PB \quad (4.6)$$

O valor da carga própria da área 2 é calculado por (4.7).

$$CP = \sum_{j=1}^4 PL_{2.J} \quad (4.7)$$

4.2.6. Cálculo da Potência Gerada

O valor atual da potência gerada da u-ésima é calculado por (4.8).

$$PG_u = PGO_u + \Delta PG_u \cdot PB \quad (4.8)$$

O valor total da potência gerada na área 2 é obtido de (4.9).

$$PGt = \sum_{J=1}^4 PG_{2.J} \quad (4.9)$$

4.2.7. Obtenção dos Valores das Potências Nominais Efetiva, dos Coeficientes de Participação e dos Pontos Base

Com os dados do despacho de carga, é montada uma matriz, onde as colunas 1 e 2, correspondem, respectivamente, aos limites mínimo e máximo de um intervalo da potência gerada. As outras colunas se referem aos valores das potências nominais efetiva, dos coeficientes de participação e dos pontos base

se das usinas da área 2.

Tomando-se o valor total da potência gerada na área 2, dado pela expressão (4.9), verifica-se em qual intervalo de potência o mesmo está. Localizando-se o intervalo de potência, localiza-se a linha onde estão os valores dos dados em questão, correspondentes ao valor total da potência gerada na área. De uma linha da matriz de dados, tem-se:

- Das colunas 3, 6, 9 e 12 os valores das potências nominais efetiva, respectivamente, das usinas 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4.

- Das colunas 4, 7, 10 e 13 os valores dos coeficientes de participação, respectivamente, das usinas 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4.

- Das colunas 5, 8, 11 e 14 os valores dos pontos base, respectivamente, das usinas 2.1, 2.2, 2.3 e 2.4.

4.2.8. Cálculo dos Parâmetros das Usinas na Base do Sistema

O cálculo dos parâmetros das usinas na base do sistema são obtidos para as u -ésimas das áreas 1 e 2, referindo-se os parâmetros da potência base das usinas, para a potência base do sistema.

A potência base da usina da área 1 é igual ao valor da potência nominal instalada na área e da u -ésima usina da área 2, é igual ao valor de sua potência nominal efetiva.

Os cálculos dos valores da constante de inércia, do estatismo ou regulação de estado permanente e de estado transitório, da base da usina para a base do sistema, são realiza

dos utilizando-se as expressões (4.10), (4.11) e (4.12), equivalentes às (3.6), (3.8) e (3.9), respectivamente, porém, reescritas para as u-ésimas usinas das áreas 1 e 2, assim:

$$Ms_u = \frac{Mm_u \cdot PBU_u}{PB} \quad (4.10)$$

$$RGS_u = \frac{RGm_u \cdot PB}{PBU_u} \quad (4.11)$$

$$RPS_u = \frac{RPM_u \cdot PB}{PBU_u} \quad (4.12)$$

O valor da constante de amortecimento na base do sistema é calculado por (4.13).

$$D_u = \frac{D'_u \cdot PL_u}{PB} \quad (4.13)$$

4.2.9. Cálculo do Valor do Parâmetro Bias

O valor do parâmetro Bias é calculado em (4.14), reescrita de (2.7).

$$\text{Bias} = 1/30 \cdot \left[\sum_{u=1}^n PN_u + CP/10 \right] \quad (4.14)$$

O valor do parâmetro Bias da área 1 é constante durante a simulação e calculado a partir da potência nominal instalada e da carga própria da área.

O valor do parâmetro Bias da área 2 é constante ou atualizado minuto a minuto. Quando for constante, seu valor é calculado na condição do máximo valor da potência nominal efetiva e do máximo valor da carga própria da área. Se for atualizado minuto a minuto, o seu valor é calculado em função do valor da potência nominal efetiva e do valor da carga própria do m-ésimo minuto. Logo, é calculado em todo minuto da h-ésima hora simulada, os valores da potência nominal efetiva e o da carga própria. Para a área 2, vale a igualdade:

$$Pn_u = PNE_u \quad (4.15)$$

4.2.10. Cálculo da Variação da Carga

Com o objetivo de não ter variações constantes nas cargas das áreas 1 e 2, são somadas aos degraus de variação da carga durante as simulações duas variáveis. Neste trabalho, estas variáveis são denominadas de variáveis ruídos, cujos valores variam entre mais ou menos 50 a 80% do valor do degrau de variação da carga da h-ésima hora simulada.

A primeira variável ruído, é atualizada em todo m-ésimo minuto da h-ésima hora. A segunda variável, é atualizada em toda v-ésima variação da carga, do m-ésimo minuto da h-ésima hora simulada. A v-ésima variação da carga tem uma duração igual ao intervalo de tempo da variação da carga.

Da expressão (4.16), tem-se o valor da carga da área 1.

$$\Delta PL_{1.1} = \Delta PL_{1.1} + \frac{DL_1 \cdot (100 + R_{11} + R_{12})}{100} \quad (4.16)$$

A variação da carga da área 2 é distribuída igualmente entre as usinas 2.1 e 2.2, não tendo variação de carga as usinas 2.3 e 2.4.

Os valores da variação da carga das usinas 2.1 e 2.2, são calculados, respectivamente, por (4.17) e (4.18).

$$\Delta PL_{2.1} = \Delta PL_{2.1} + \frac{DL_2 \cdot (100 + R_{21} + R_{22})}{2 \cdot 100} \quad (4.17)$$

$$\Delta PL_{2.2} = \Delta PL_{2.1} \quad (4.18)$$

4.2.11. Cálculo do Intercâmbio Líquido de Potência Programado

O valor do intercâmbio líquido de potência programado, é alterado apenas nos dez primeiros minutos da hora, permanecendo-se constante, para o restante da h-ésima hora simulada. O seu cálculo é obtido de (4.19).

$$ILP_h = ILP + DILP^h \quad (4.19)$$

4.2.12. Cálculo do Intercâmbio Líquido de Potência Verificado

O valor do intercâmbio líquido de potência verificado da u-ésima usina é determinado por (4.20), a partir da matriz de susceptância nodal e dos valores dos módulos e ângulos das tensões das barras de geração da u-ésima e das v-ésimas usinas interligadas a ela.

$$ILV_u = V_u \cdot \left(\sum_{v=1}^n V_v \cdot B_{uv} \cdot \text{sen } \delta_{uv} \right) \quad (4.20)$$

4.2.13. Cálculo da Variação da Referência de Carga

A variação da referência de carga da usina da área 1, é calculada utilizando-se o esquema da figura 3.11.

$$\Delta RC_u = \frac{KF_1}{PB} \cdot \frac{ECA_1}{S} \quad (4.21)$$

O valor do erro de controle de área é calculado por (4.22) e o ganho do controle automático de geração é pré-ajustado através de simulações digitais do diagrama da figura 4.1. O valor do parâmetro Bias é calculado por (4.14).

$$ECA_1 = ILv.PB - ILp + 10.Bias_1.p\delta_1.fn \quad (4.22)$$

Para o cálculo da variação da referência de carga da u-ésima usina da área 2 são utilizados os esquemas das figuras 3.12 e 3.13. É verificado na figura 3.12, que o valor da variação da referência de carga é função do erro de controle da u-ésima usina e do valor do ganho do controle automático de geração com despacho de carga. Este ganho também é ajustado através de simulações digitais do diagrama da figura 4.1.

$$\Delta RC_u = \frac{K_u}{PB} \cdot \frac{ECU_u}{S} \quad (4.23)$$

A figura 3.13, mostra que o cálculo do valor do erro de controle da u-ésima usina é função da potência despachada total da área e dos respectivos valores do ponto base, do coeficiente de participação e da potência gerada do m-ésimo

minuto. Assim tem-se:

$$ECU_u = PDEST.KP_u + Po_u - PG_u \quad (4.24)$$

$$PDEST_2 = \frac{KG \cdot (ECA_2 - \sum_{u=1}^4 ECU_u)}{S} - Pot \quad (4.25)$$

$$ECA_2 = ILV_2 \cdot PB - ILp + 10.Bias_2.p\delta_u.fn \quad (4.26)$$

onde:

$$ILV_2 = \sum_{u=1}^4 ILV_u = -ILV_1 \quad (4.27)$$

O valor do parâmetro Bias da área 2 é calculado uma vez no início do programa, quando seu valor for constante e a cada minuto da h-ésima hora simulada, quando seu valor for atualizado.

4.2.14. Cálculo da Variação da Posição da Válvula ou das Palhetas

Se tratando de simulação com o modelo das máquinas térmicas, o cálculo da variação da posição da válvula da u-ésima usina, é feito utilizando-se o esquema da figura 3.7.

$$\Delta KV_u = - \frac{1}{1 + S.TG_u} \cdot (\Delta RC_u + p\delta_u) \quad (4.28)$$

O cálculo da variação da posição das palhetas da u-ésima usina na simulação com o modelo das máquinas hidrául-

cas, é feito utilizando-se o esquema da figura 3.9.

$$\Delta KV_u = - \frac{1 + S \cdot TR_u}{(1 + S \cdot (RP_u / RG_u) \cdot TR_u) \cdot (1 + S \cdot TG_u)} \cdot (RC_u + p\delta_u) \quad (4.29)$$

4.2.15. Cálculo da Variação da Potência Mecânica

Se na simulação a ser realizada utilizar o modelo das máquinas térmicas, toma-se a função de transferência da figura 3.3.

$$\Delta Pm_u = \frac{1}{1 + S \cdot TS_u} \cdot \Delta KV_u \quad (4.30)$$

e para modelo das máquinas hidráulicas, é usada a função de transferência da figura 3.5.

$$\Delta Pm_u = \frac{1 - S \cdot TW_u}{1 + S \cdot TW_u / 2} \cdot \Delta KV_u \quad (4.31)$$

4.2.16. Cálculo da Variação do Intercâmbio Líquido de Potência

O valor da variação do intercâmbio líquido de potência da u -ésima usina, é a diferença entre o valor do intercâmbio líquido de potência verificado, calculado em (4.20) e o valor inicial do intercâmbio líquido de potência, calculado em (4.2).

$$\Delta IL_u = ILv_u - ILo_u \quad (4.32)$$

4.2.17. Cálculo da Variação de Frequência e da Variação da Potência Gerada

O cálculo da variação de frequência da u -ésima usina é feito, utilizando-se o esquema da figura 3.1.

$$p\delta_u = \frac{\Delta Pm_u - \Delta PL_u - \Delta IL_u - p\delta_u \cdot D_u}{M_u \cdot S} \quad (4.33)$$

Verifica-se, ainda, na figura 3.1, que o cálculo da variação da potência gerada da u -ésima usina é:

$$\Delta PG_u = \Delta PL_u + \Delta IL_u + p\delta_u \cdot D_u \quad (4.34)$$

4.2.18. Cálculo da Variação do Ângulo de Potência da Máquina

Conforme o esquema da figura 3.2, o valor da variação do ângulo de potência da máquina é:

$$\Delta\delta_u = \frac{W_o \cdot p\delta_u}{S} \quad (4.35)$$

4.2.19. Cálculo do Ângulo de Potência da Máquina

O valor do ângulo de potência da máquina da u -ésima usina, é determinado somando-se ao seu valor inicial calculado em (4.1), a sua variação calculada em (4.35).

$$\delta_u = \delta_{o_u} + \Delta\delta_u \quad (4.36)$$

4.2.20. Saída dos Resultados

Dois conjuntos de resultados da h-ésima hora simulada são de interesse, a saber:

Condições de contorno - São arquivados em disco os valores das variáveis mencionadas no item 4.2.1, que poderá ser ou não, as condições de contorno da (h+1)-ésima hora simulada.

Saída gráfica - São colocados em gráficos os seguintes valores das variáveis da área 2, variáveis determinadas durante as simulações:

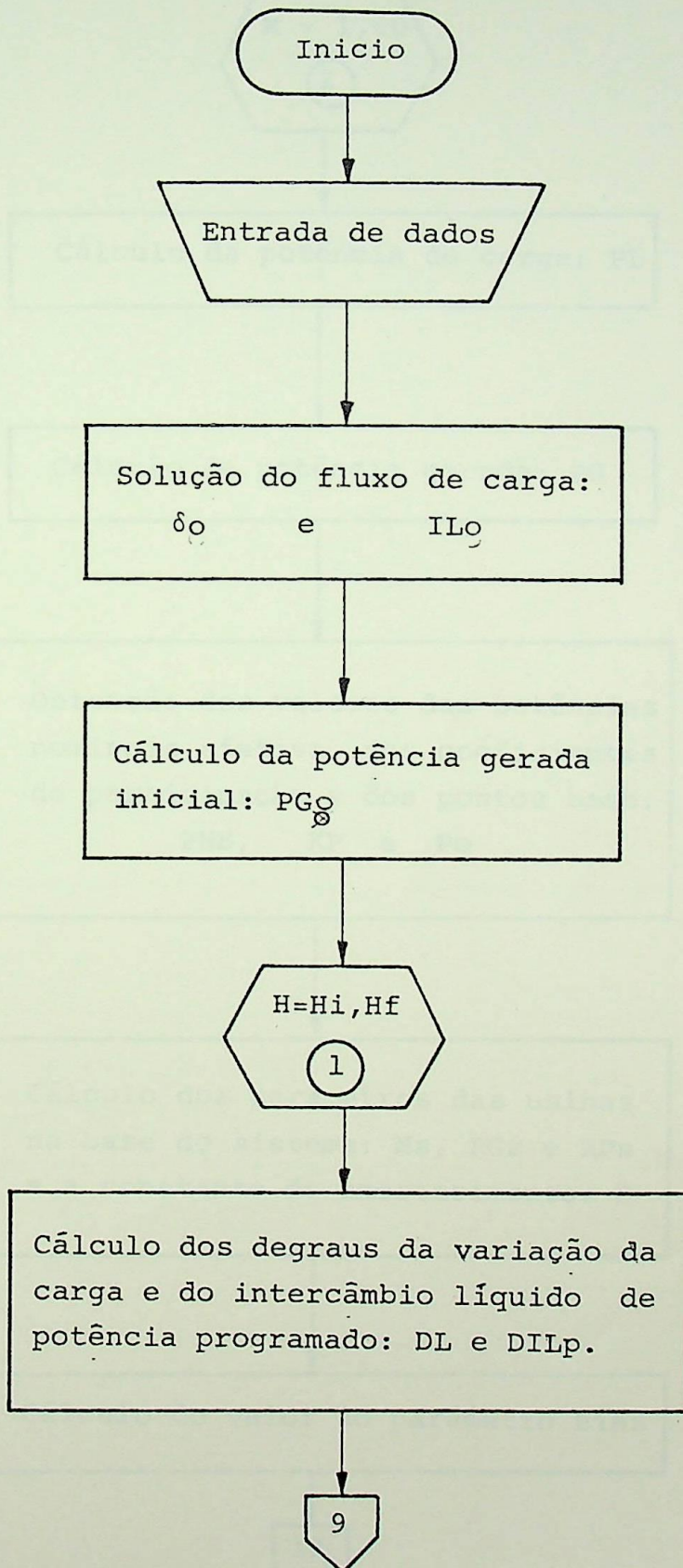
Erro de controle de área (ECA_2).

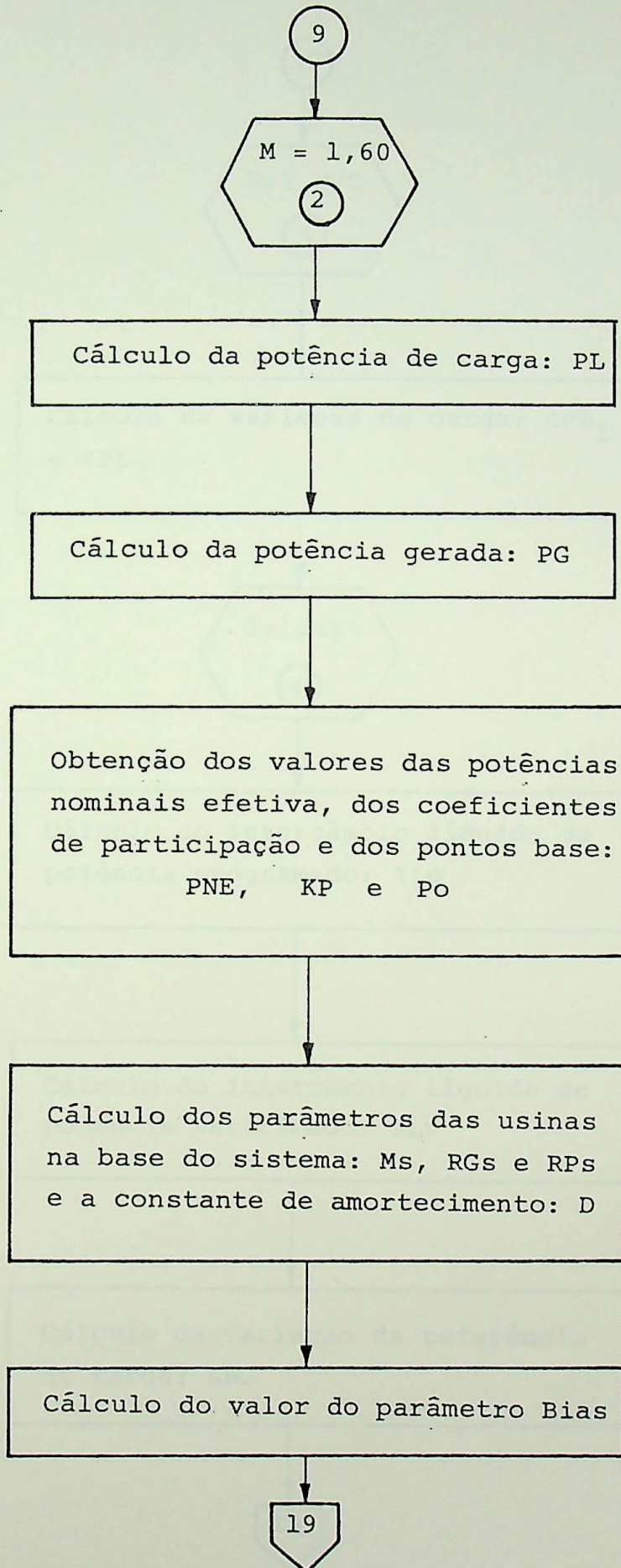
Variação de frequência ou $p\delta_2$.

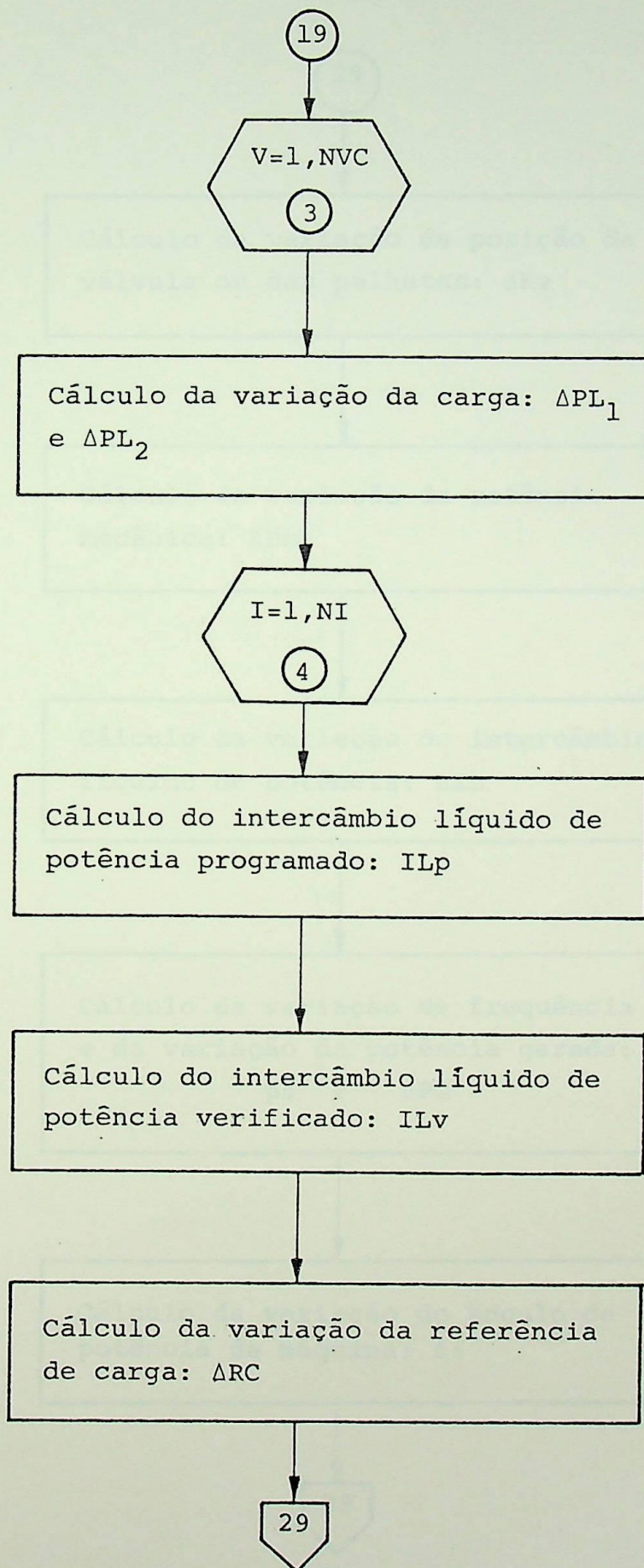
Desvio de intercâmbio líquido (DIL).

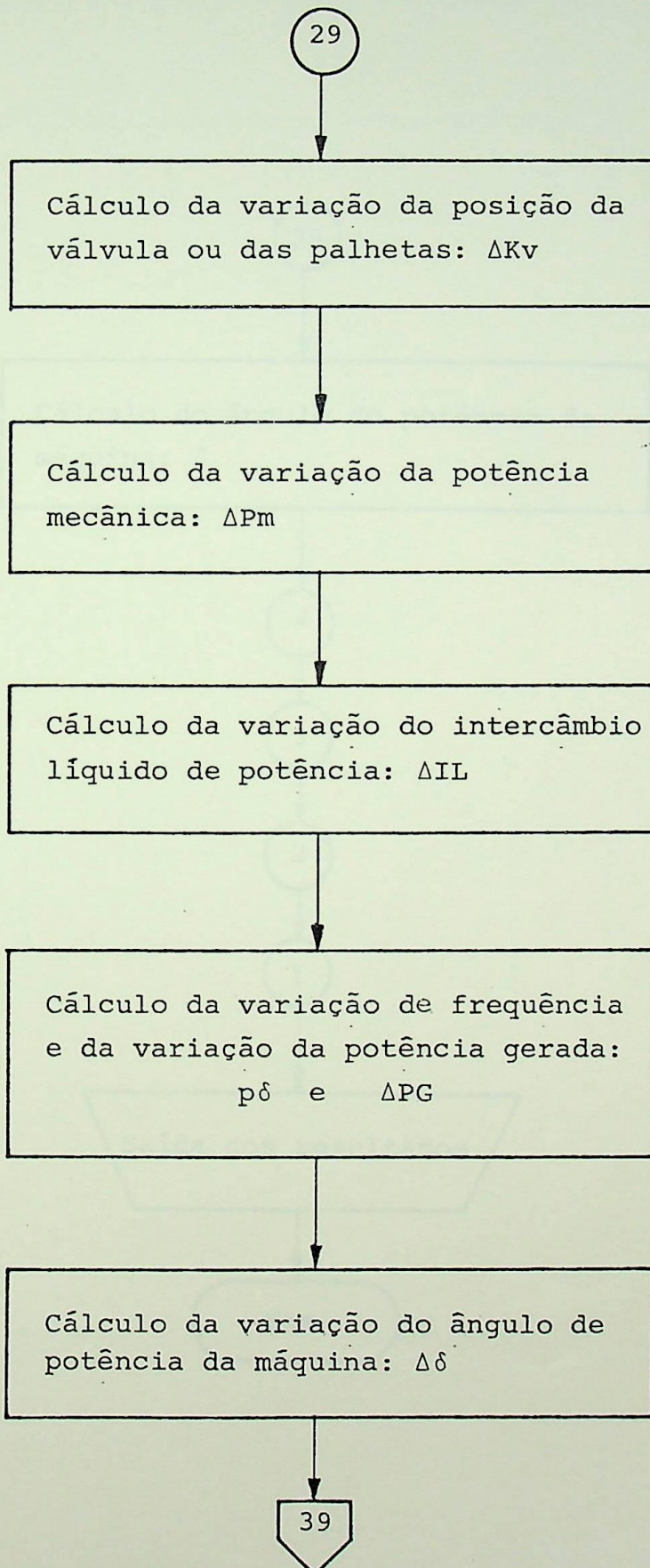
Verifica-se em um intervalo de cinco segundos, qual é o maior valor absoluto das variáveis acima mencionadas. Após os cinco segundos, indexa o seu valor relativo e o respectivo valor do tempo em matrizes de dados. Ao terminar a simulação da h-ésima hora, arquivam-se esses valores em disco.

4.3. FLUXOGRAMA DO ALGORÍTMO DE SIMULAÇÃO





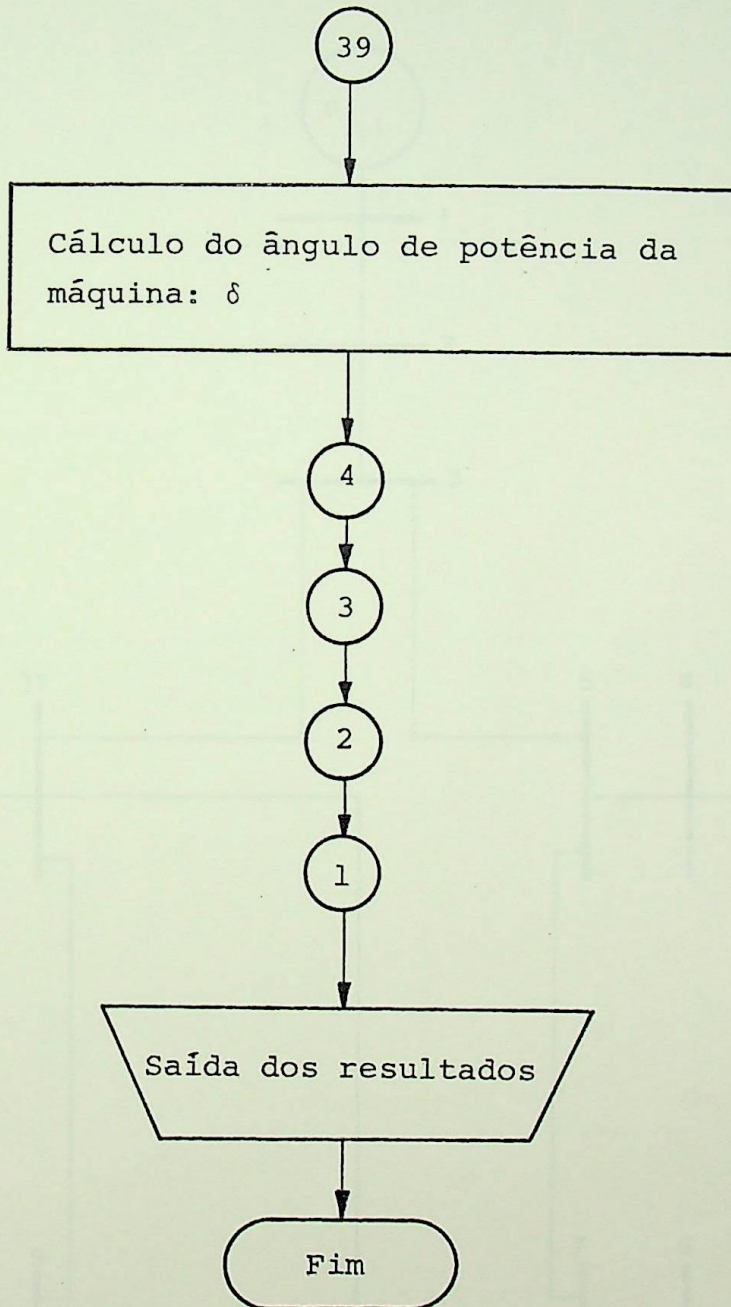




5. DADOS GERAIS DO SISTEMA SIMULADO

5.1.1.1. CÁLCULO PARA DETERMINAÇÃO DO TEMPO DE CARGA

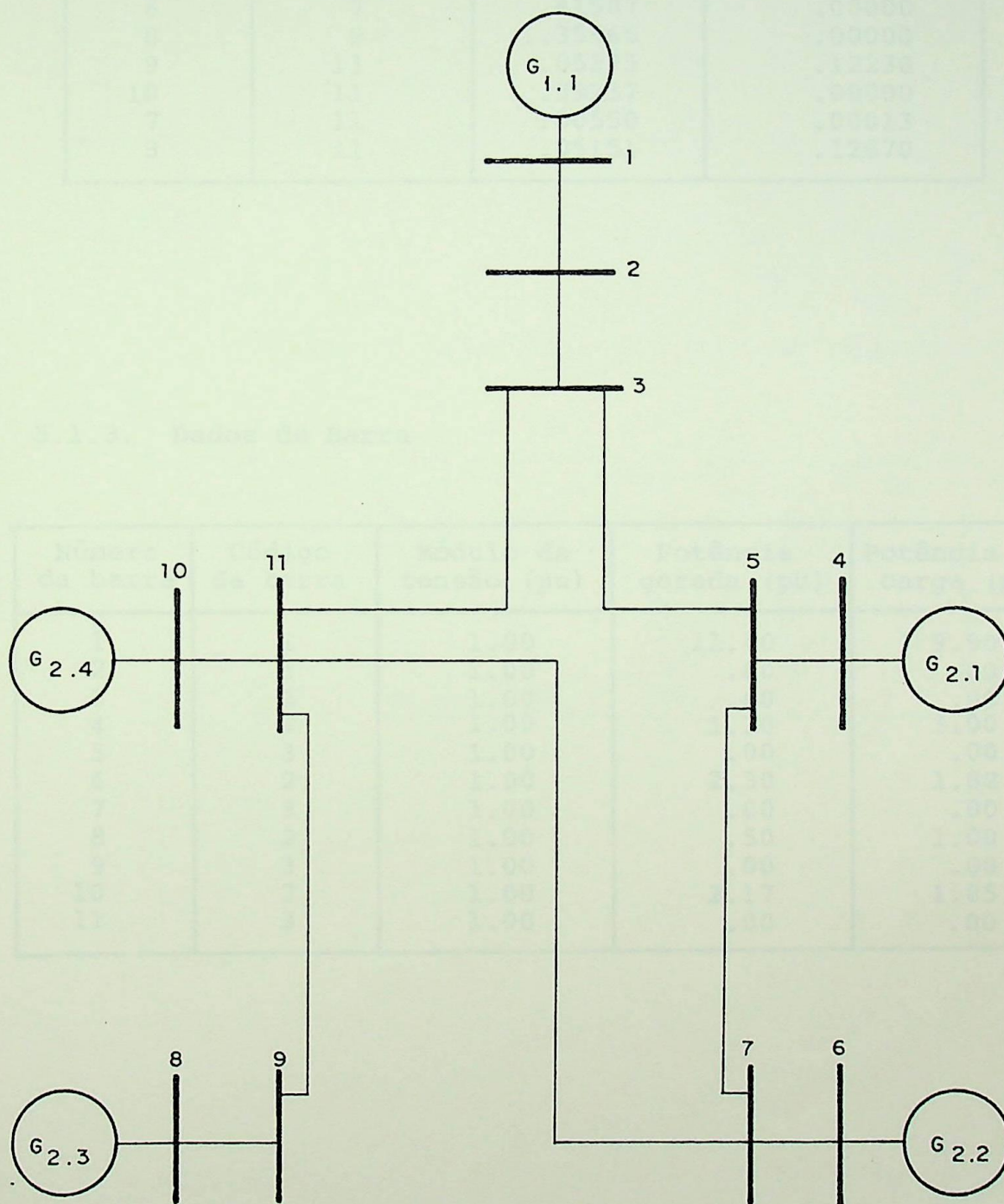
5.1.1.1.1. Diagrama Algorítmico do Sistema Simulado de Potência



5. DADOS GERAIS DO SISTEMA SIMULADO

5.1. DADOS PARA SOLUÇÃO DO FLUXO DE CARGA

5.1.1. Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico de Potência



5.1.2. Dados de Linha

Barra emissora	Barra receptora	Reatância (pu)	Susceptância (pu)
1	2	.07743	.00000
2	3	.04140	2.29040
3	5	.08468	.02110
4	5	.47957	.00000
5	7	.01800	.00400
6	7	.41507	.00000
8	9	1.35965	.00000
9	11	.05375	.12230
10	11	.39237	.00000
7	11	.00550	.00013
3	11	.05151	.12670

5.1.3. Dados de Barra

Número da barra	Código da barra	Módulo da tensão (pu)	Potência gerada (pu)	Potência da carga (pu)
1	1	1.00	11.40	9.90
2	3	1.00	.00	.00
3	3	1.00	.00	.00
4	2	1.00	1.20	3.00
5	3	1.00	.00	.00
6	2	1.00	2.30	1.82
7	3	1.00	.00	.00
8	2	1.00	.50	1.00
9	3	1.00	.00	.00
10	2	1.00	2.17	1.85
11	3	1.00	.00	.00

5.2. DADOS DOS PARÂMETROS DAS USINAS

Parâmetro das usinas - Modelo das máquinas hidráulicas.

Usina	M (pu)	D' (pu)	TW (s)	TG (s)	TR (s)	RG (pu)	RP (pu)
1.1	9.60	2.00	1.20	.50	4.80	.05	.30
2.1	7.38	2.00	1.30	.50	5.00	.05	.27
2.2	7.98	2.00	1.20	.50	4.80	.05	.30
2.3	7.98	2.00	1.00	.50	5.00	.05	.30
2.4	10.40	2.00	1.00	.50	5.00	.05	.25

Parâmetro das usinas - Modelo das máquinas térmicas.

Usina	M (pu)	D' (pu)	TS (s)	TG (s)	RG (pu)
1.1	10.00	2.00	.50	.50	.50
2.1	10.00	2.00	.50	.50	.50
2.2	10.00	2.00	.50	.50	.50
2.3	10.00	2.00	.50	.50	.50
2.4	10.00	2.00	.50	.50	.50

5.3. DADOS PARA O DESPACHO DE CARGA NA ÁREA 2

PGMIN (MW)	PGMAX (MW)	PNE 2.1 (MW)	KP 2.1 (%)	Po 2.1 (MW)	PNE 2.2 (MW)	KP 2.2 (%)	Po 2.2 (MW)
400.0	450.0	140.0	80.0	80.0	180.0	10.0	147.5
450.0	500.0	140.0	40.0	110.0	180.0	30.0	157.5
500.0	550.0	140.0	0.0	120.0	180.0	10.0	167.5
550.0	600.0	140.0	0.0	120.0	240.0	80.0	190.0
600.0	650.0	140.0	0.0	120.0	300.0	100.0	235.0
650.0	700.0	140.0	20.0	125.0	300.0	50.0	272.5
700.0	750.0	140.0	0.0	130.0	300.0	0.0	285.0
750.0	800.0	140.0	0.0	130.0	300.0	10.0	287.5
800.0	850.0	210.0	100.0	155.0	300.0	0.0	290.0
850.0	900.0	210.0	30.0	187.5	300.0	10.0	292.5
900.0	950.0	210.0	0.0	195.0	360.0	100.0	320.0
950.0	1000.0	210.0	0.0	195.0	360.0	0.0	345.0
1000.0	1050.0	210.0	30.0	202.5	360.0	30.0	352.5

(Continuação)

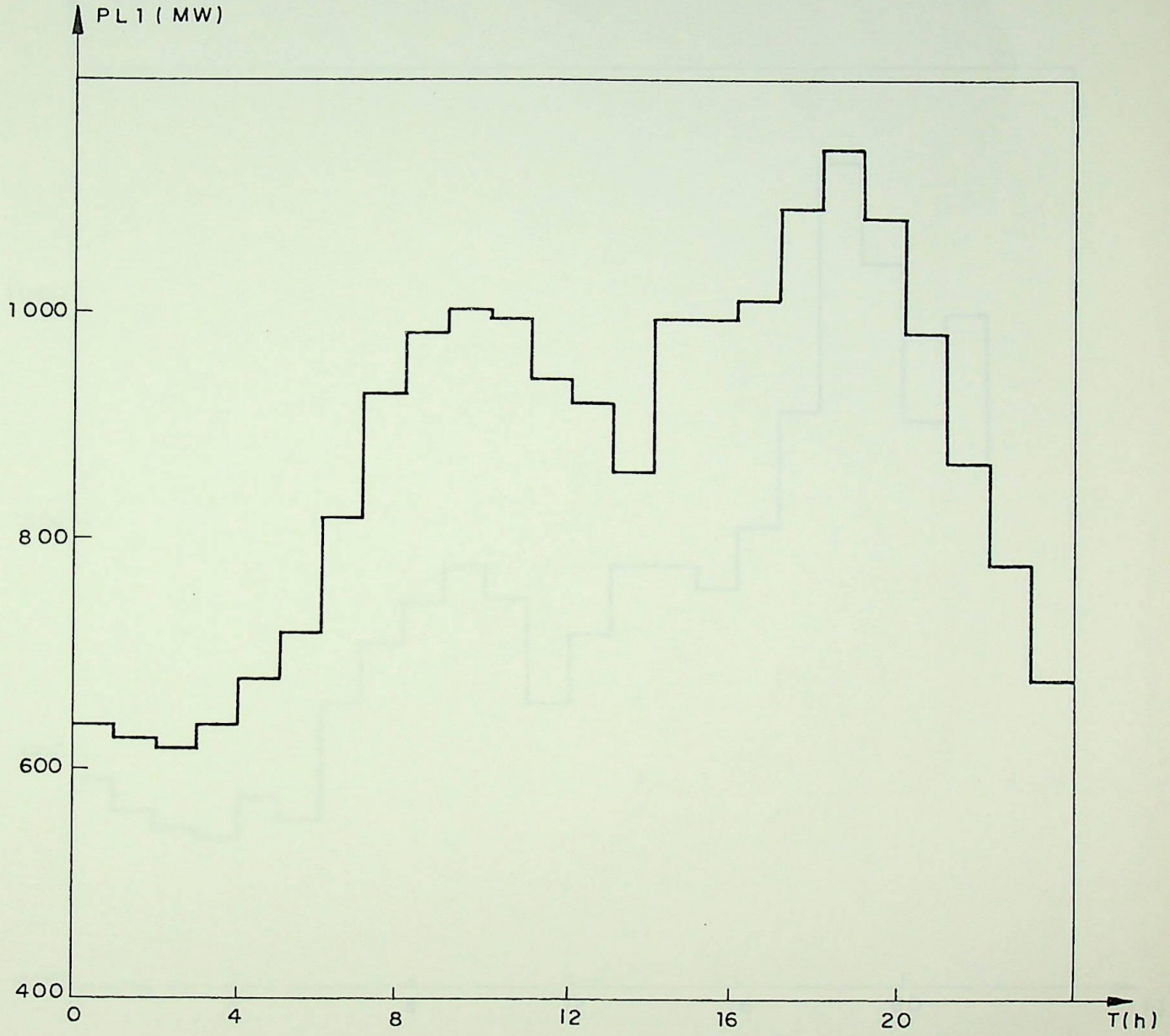
PNE _{2.3} (MW)	KP _{2.3} (%)	Po _{2.3} (MW)	PNE _{2.4} (MW)	KP _{2.4} (%)	Po _{2.4} (MW)
60.0	0.0	40.0	180.0	10.0	157.5
60.0	10.0	42.5	180.0	20.0	165.5
60.0	10.0	47.5	240.0	80.0	190.0
60.0	0.0	50.0	240.0	20.0	215.0
60.0	0.0	50.0	240.0	0.0	220.0
60.0	10.0	52.5	240.0	20.0	225.0
60.0	0.0	55.0	300.0	100.0	255.0
120.0	80.0	75.0	300.0	10.0	282.5
120.0	0.0	95.0	300.0	0.0	285.0
120.0	40.0	105.0	300.0	20.0	290.0
120.0	0.0	115.0	360.0	0.0	295.0
120.0	0.0	115.0	360.0	100.0	320.0
120.0	10.0	117.5	360.0	30.0	352.5

5.4. DADOS DAS CURVAS DE CARGA E DO INTERCÂMBIO LÍQUIDO DE
POTÊNCIA PROGRAMADO⁽¹³⁾

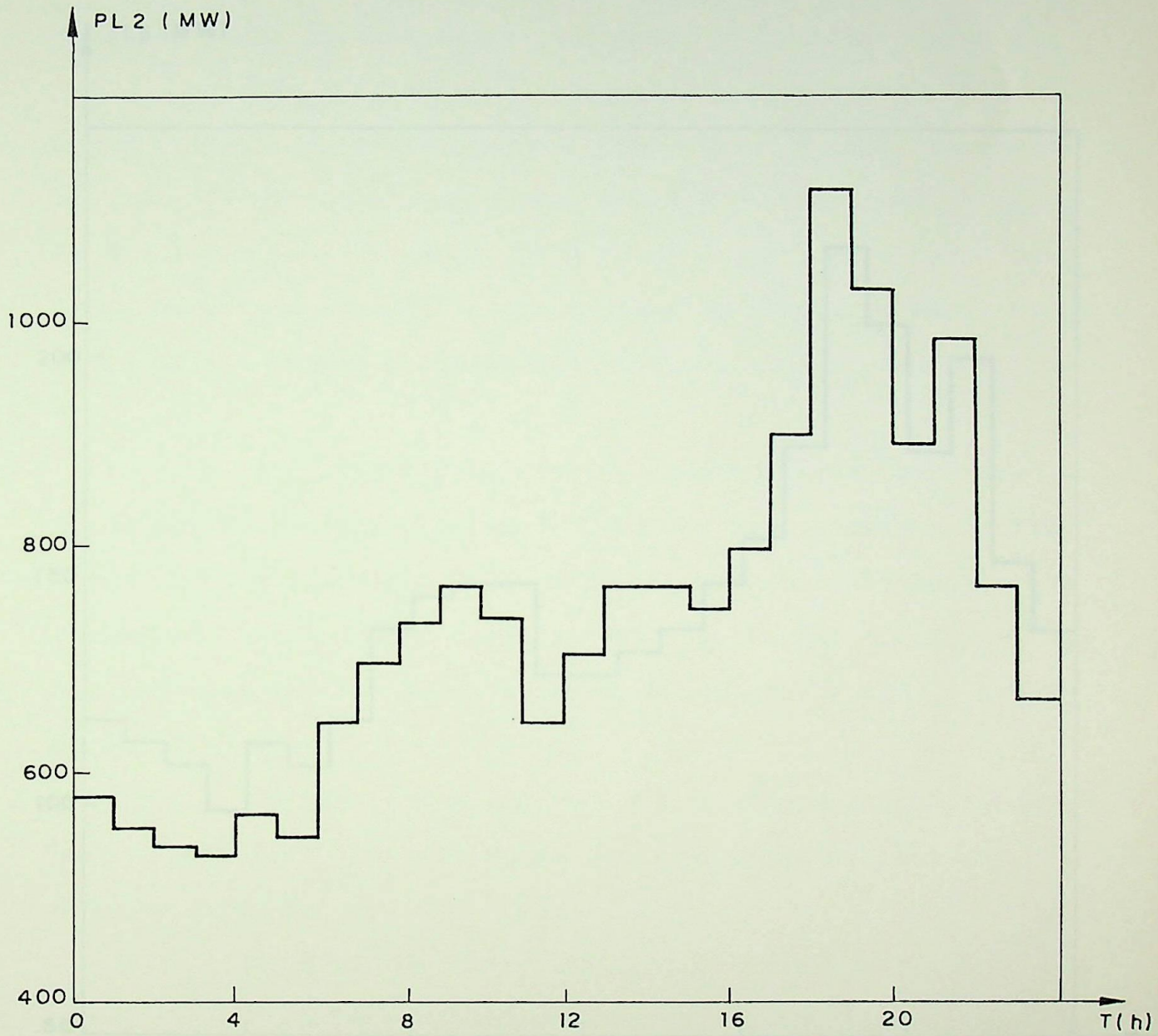
5.4.1. Valores das Curvas de Carga e do Intercâmbio Líquido
de Potência Programado

Horário (h)	PL1 (MW)	PL2 (MW)	ILp (MW)
:00	640.0	583.0	120.0
1:00	630.0	558.0	115.0
2:00	620.0	542.0	110.0
3:00	640.0	533.0	100.0
4:00	680.0	567.0	115.0
5:00	720.0	550.0	110.0
6:00	820.0	650.0	120.0
7:00	930.0	700.0	140.0
8:00	980.0	735.0	147.0
9:00	1000.0	770.0	150.0
10:00	990.0	740.0	150.0
11:00	940.0	650.0	130.0
12:00	920.0	708.0	130.0
13:00	860.0	770.0	135.0
14:00	990.0	767.0	140.0
15:00	990.0	750.0	150.0
16:00	1010.0	800.0	160.0
17:00	1090.0	900.0	180.0
18:00	1140.0	1117.0	224.0
19:00	1080.0	1030.0	207.0
20:00	980.0	892.0	179.0
21:00	870.0	983.0	200.0
22:00	780.0	767.0	155.0
23:00	680.0	667.0	140.0

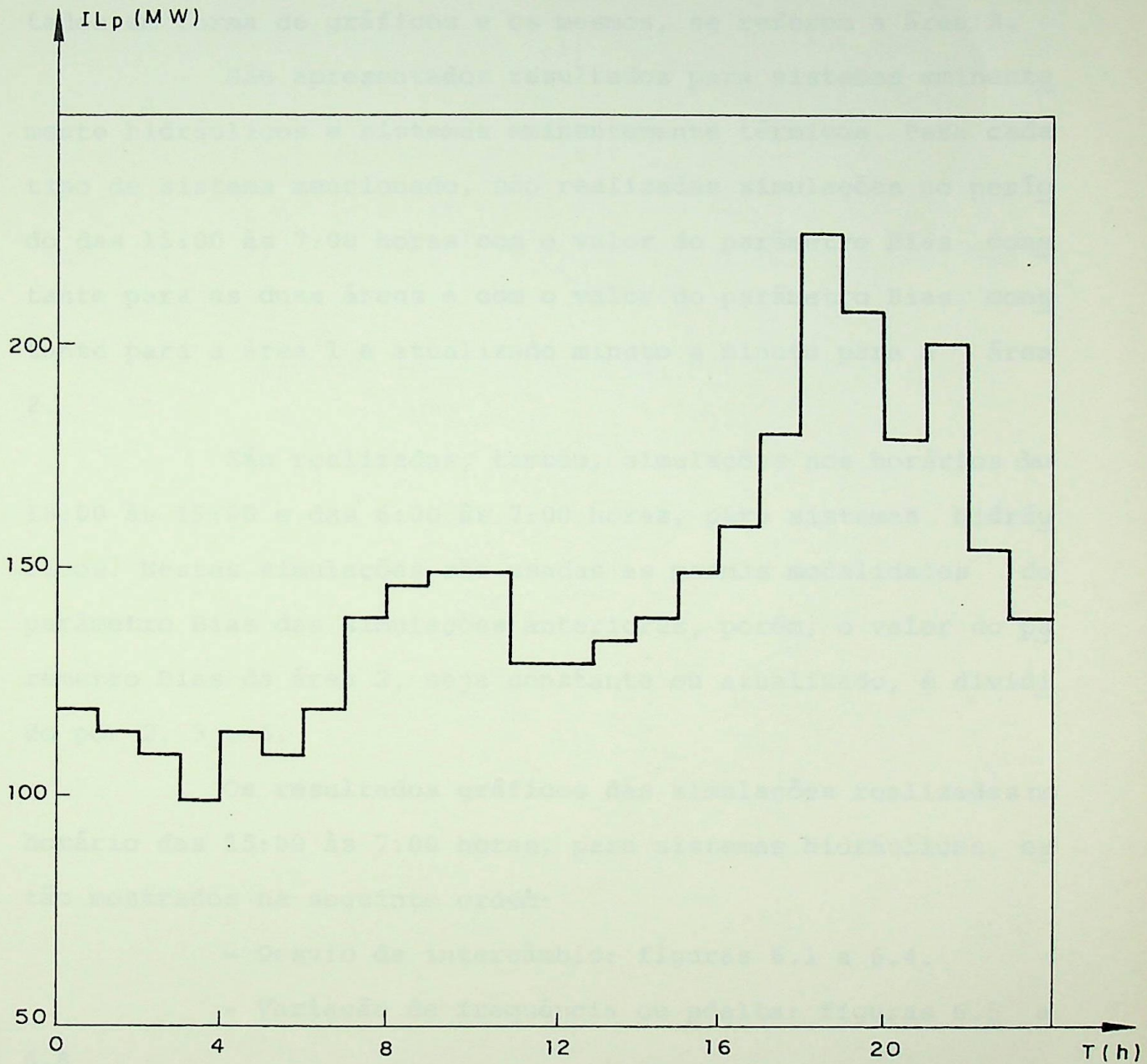
5.4.2. Curva de Carga da Área 1



5.4.3. Curva de Carga da Área 2



5.4.4. Curva do Intercâmbio Líquido de Potência Programado



6. RESULTADOS GRÁFICOS

Os resultados das simulações digitais são apresentados em forma de gráficos e os mesmos, se referem a área 2.

São apresentados resultados para sistemas eminentemente hidráulicos e sistemas eminentemente térmicos. Para cada tipo de sistema mencionado, são realizadas simulações no período das 15:00 às 7:00 horas com o valor do parâmetro Bias constante para as duas áreas e com o valor do parâmetro Bias constante para a área 1 e atualizado minuto a minuto para a área 2.

São realizadas, também, simulações nos horários das 18:00 às 19:00 e das 6:00 às 7:00 horas, para sistemas hidráulicos. Nestas simulações são usadas as mesmas modalidades do parâmetro Bias das simulações anteriores, porém, o valor do parâmetro Bias da área 2, seja constante ou atualizado, é dividido por 2, 3 e 5.

Os resultados gráficos das simulações realizadas no horário das 15:00 às 7:00 horas, para sistemas hidráulicos, estão mostrados na seguinte ordem:

- Desvio de intercâmbio: figuras 6.1 a 6.4.
- Variação de frequência ou Δ : figuras 6.5 a 6.8.
- Erro de controle de área: figuras 6.9 a 6.12.

As simulações realizadas no horário das 15:00 às 7:00 para sistemas térmicos, tem seus resultados mostrados na seguinte ordem:

- Desvio de intercâmbio: figuras 6.13 a 6.16.
- Variação de frequência ou Δ : figuras 6.17 a

6.20.

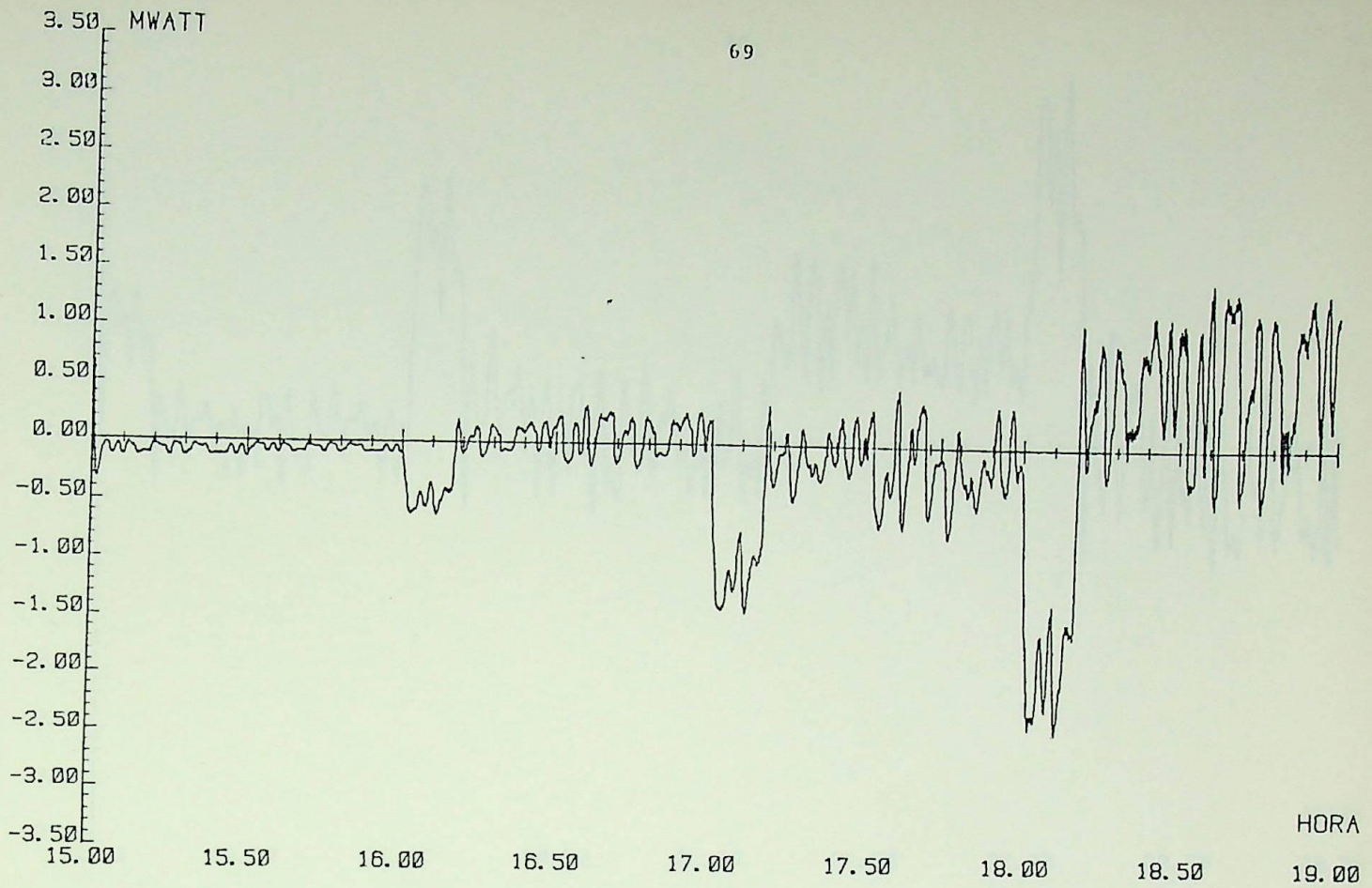
- Erro de controle de área: figuras 6.21 a 6.24.

Os resultados das simulações realizadas nos horários das 18:00 às 19:00 e das 6:00 às 07:00 horas, para sistemas hidráulicos e com o valor do parâmetro Bias dividido, estão mostrados nas seguintes figuras:

- Desvio de intercâmbio: figuras 6.25 a 6.26.

- Variação de frequência ou ρ delta: figuras 6.27 e 6.28.

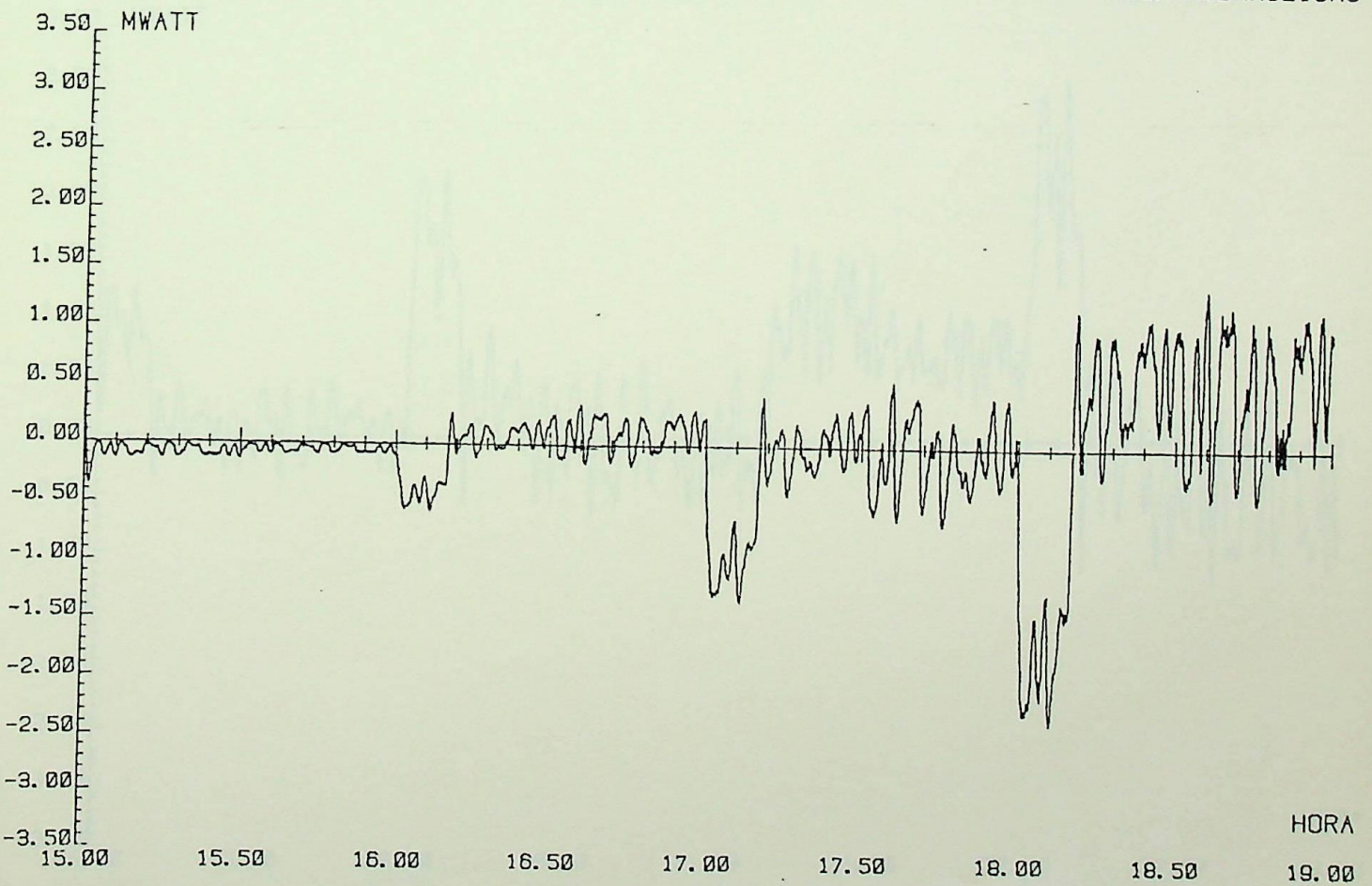
- Erro de controle de área: figuras 6.29 e 6.30.



DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS

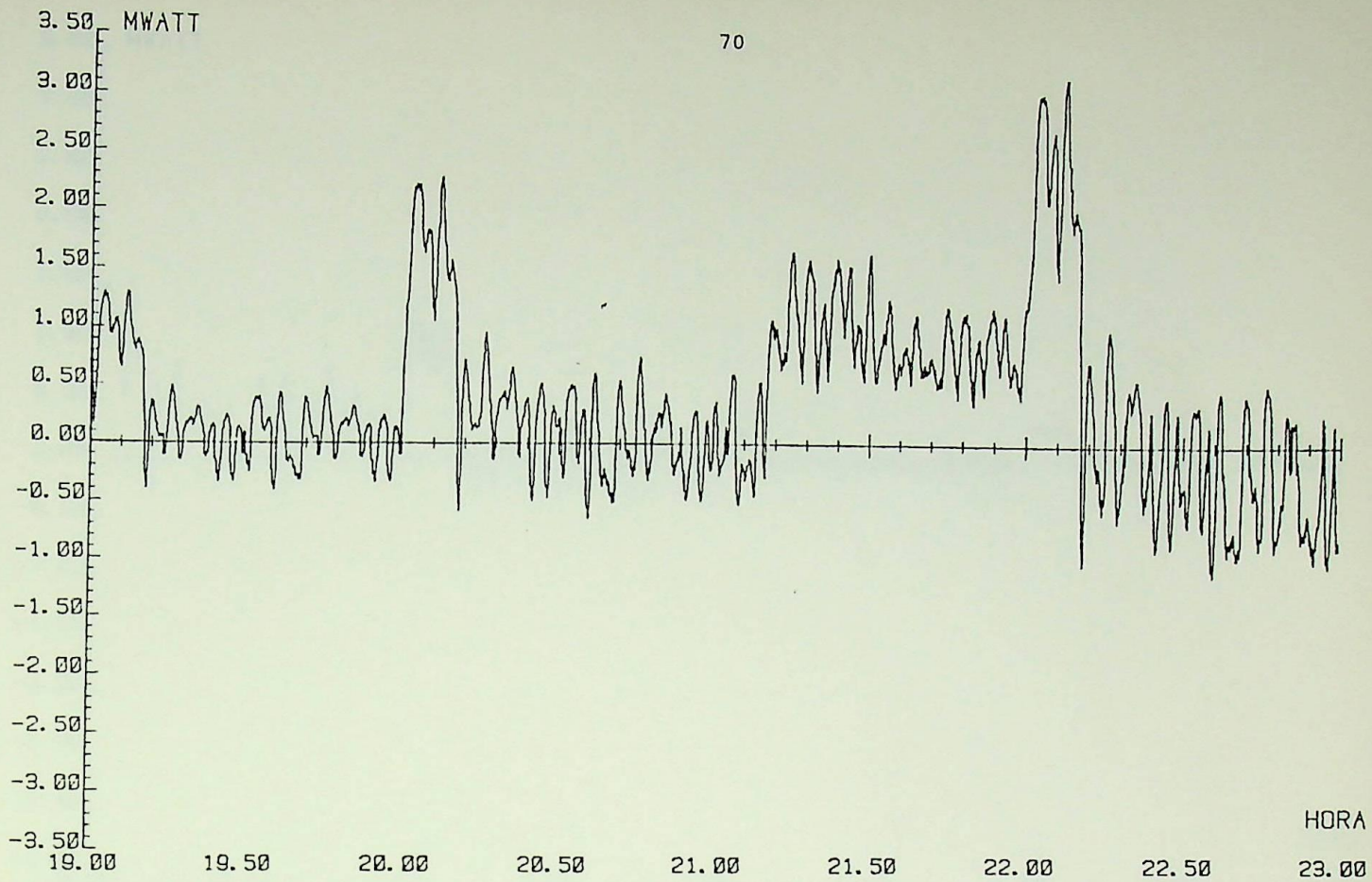


DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

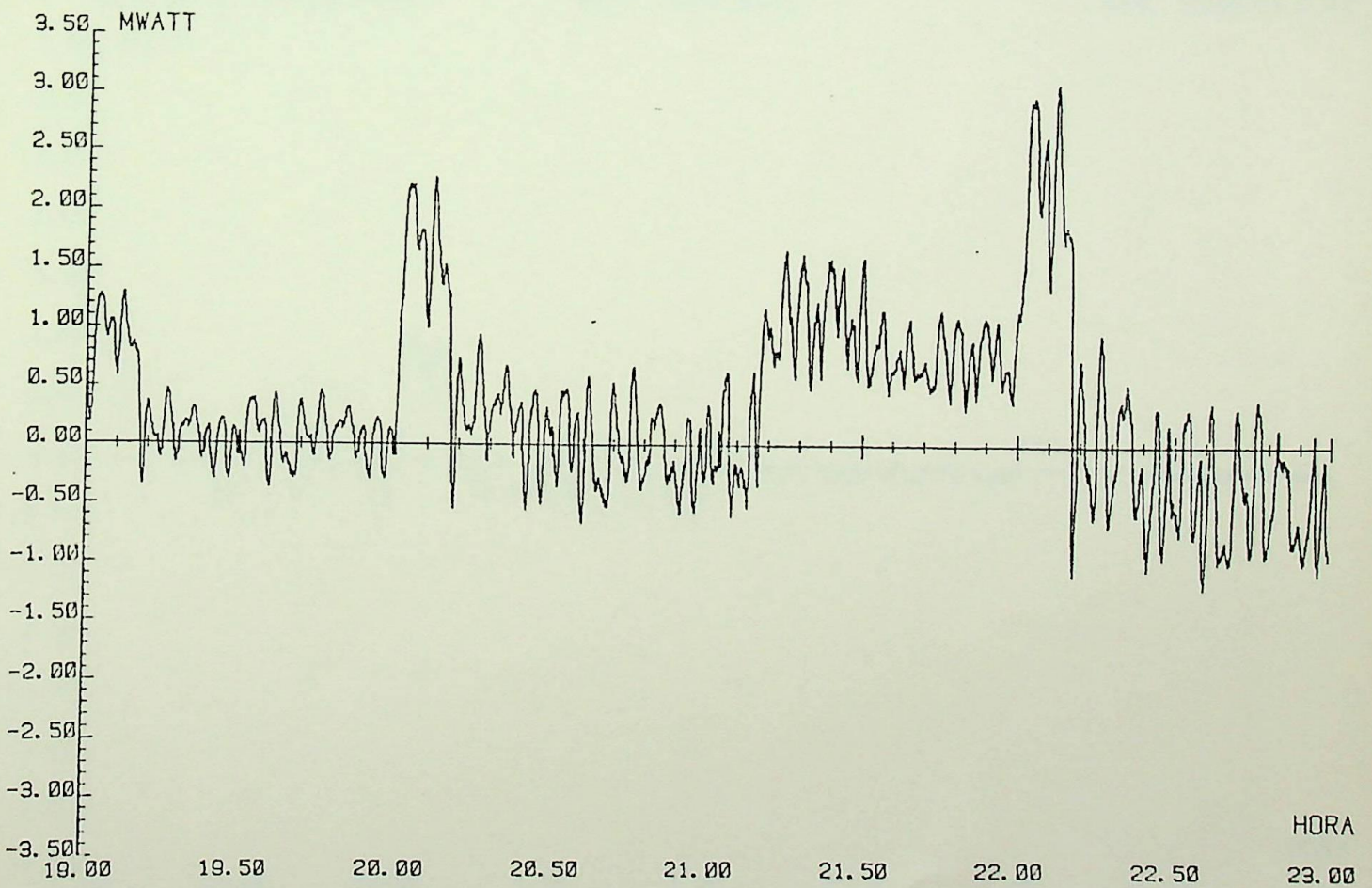
Figura 6.1



DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS

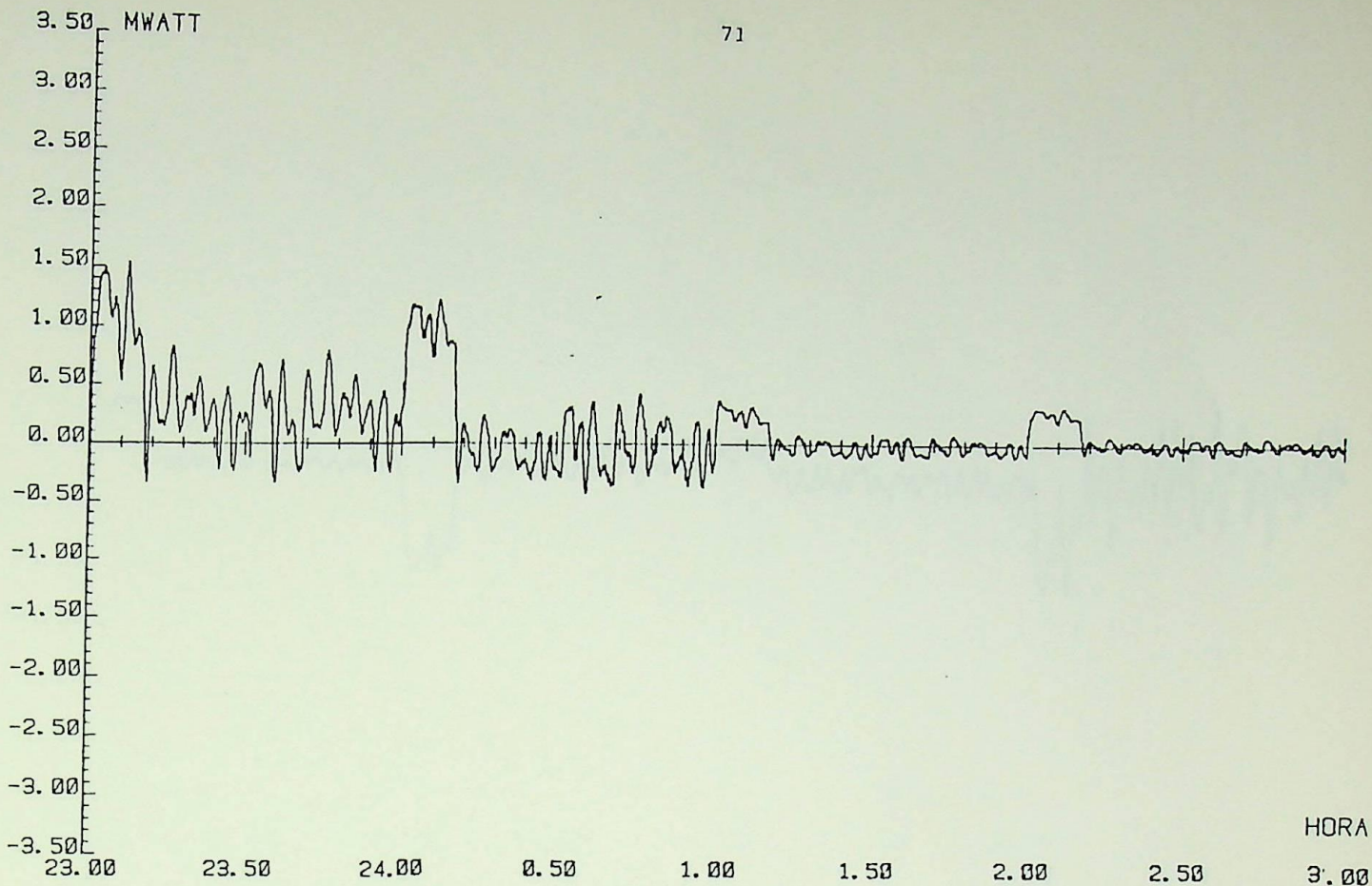


DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

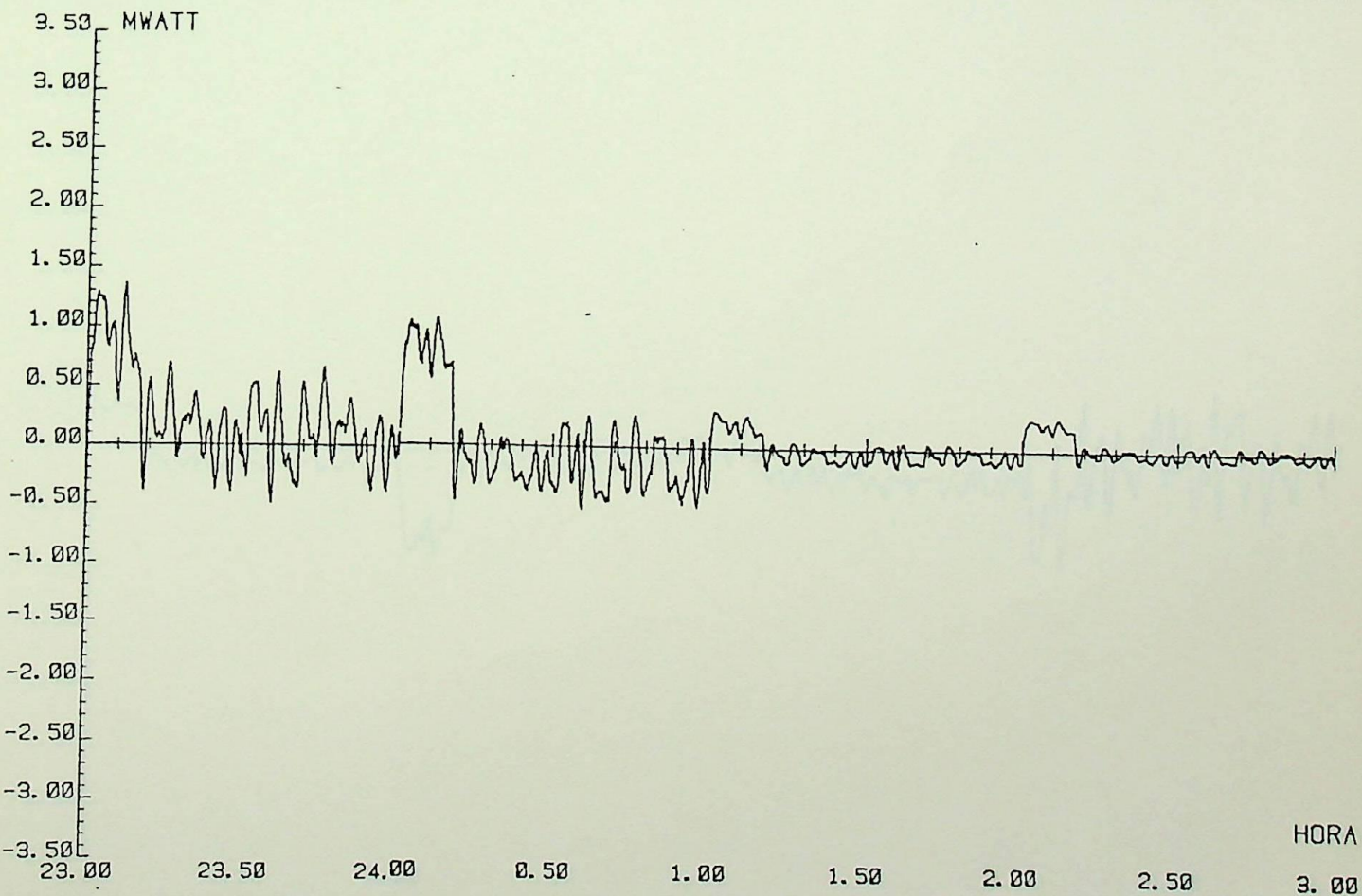
Figura 6.2



DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS



DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

Figura 6.3

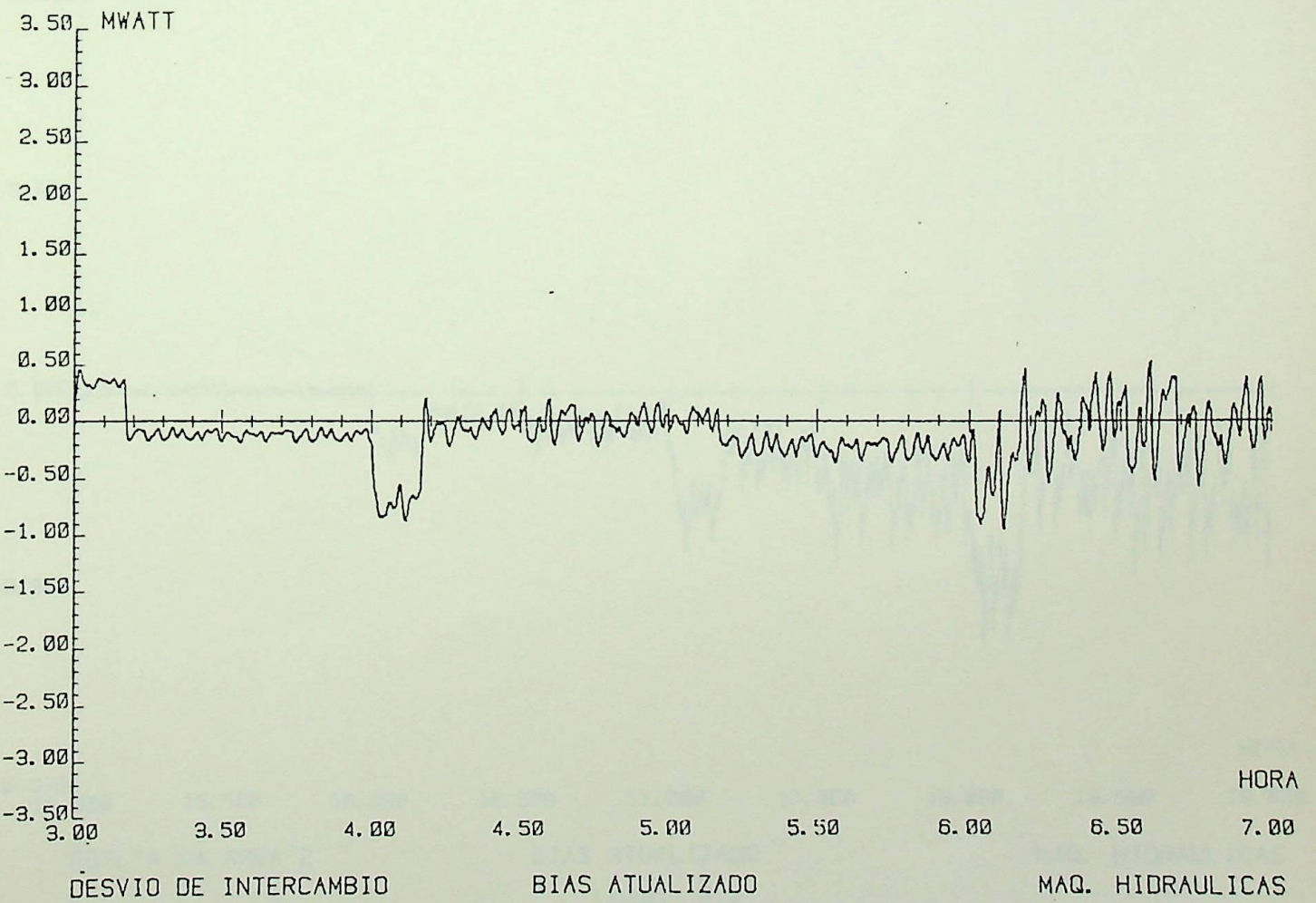
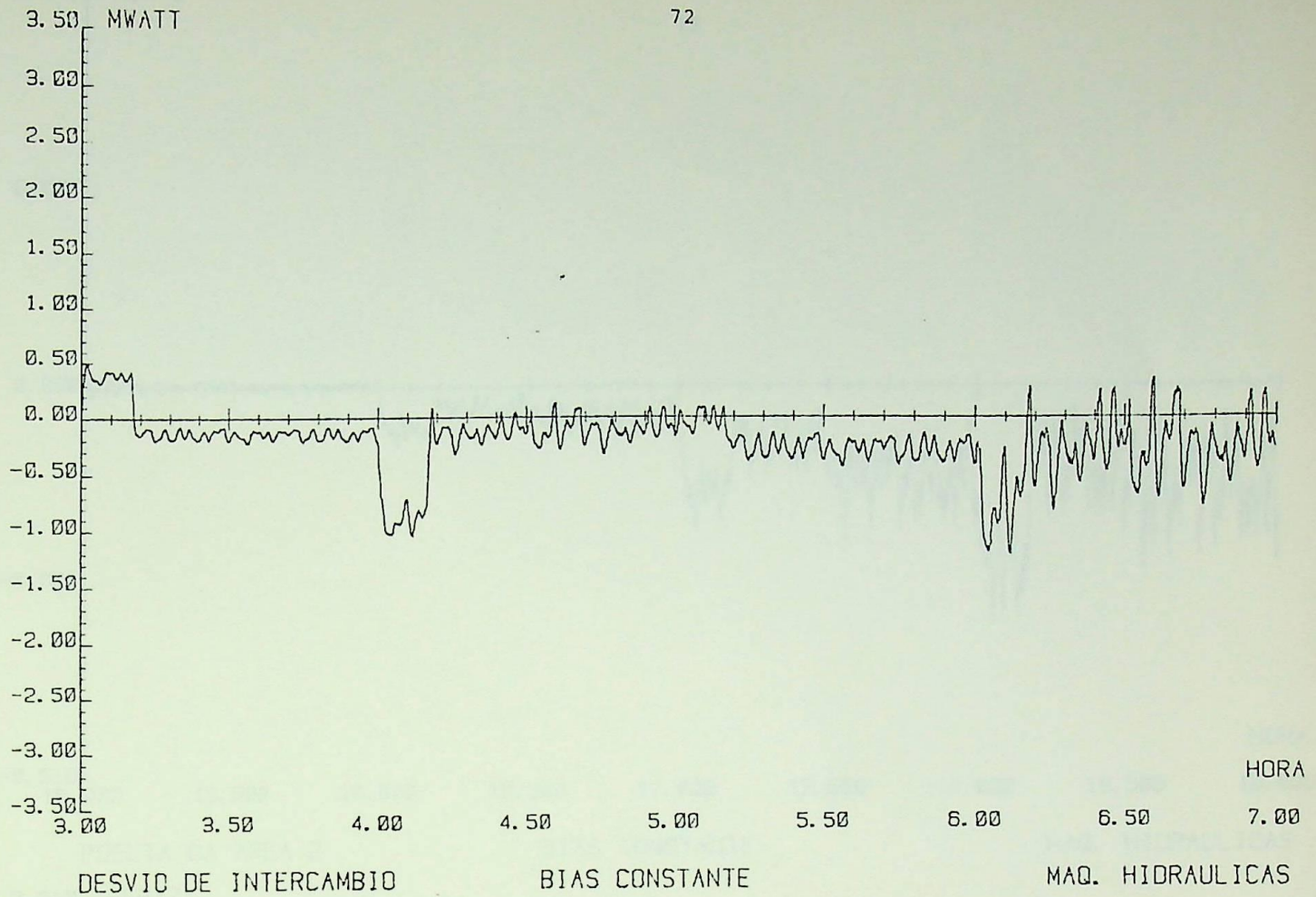
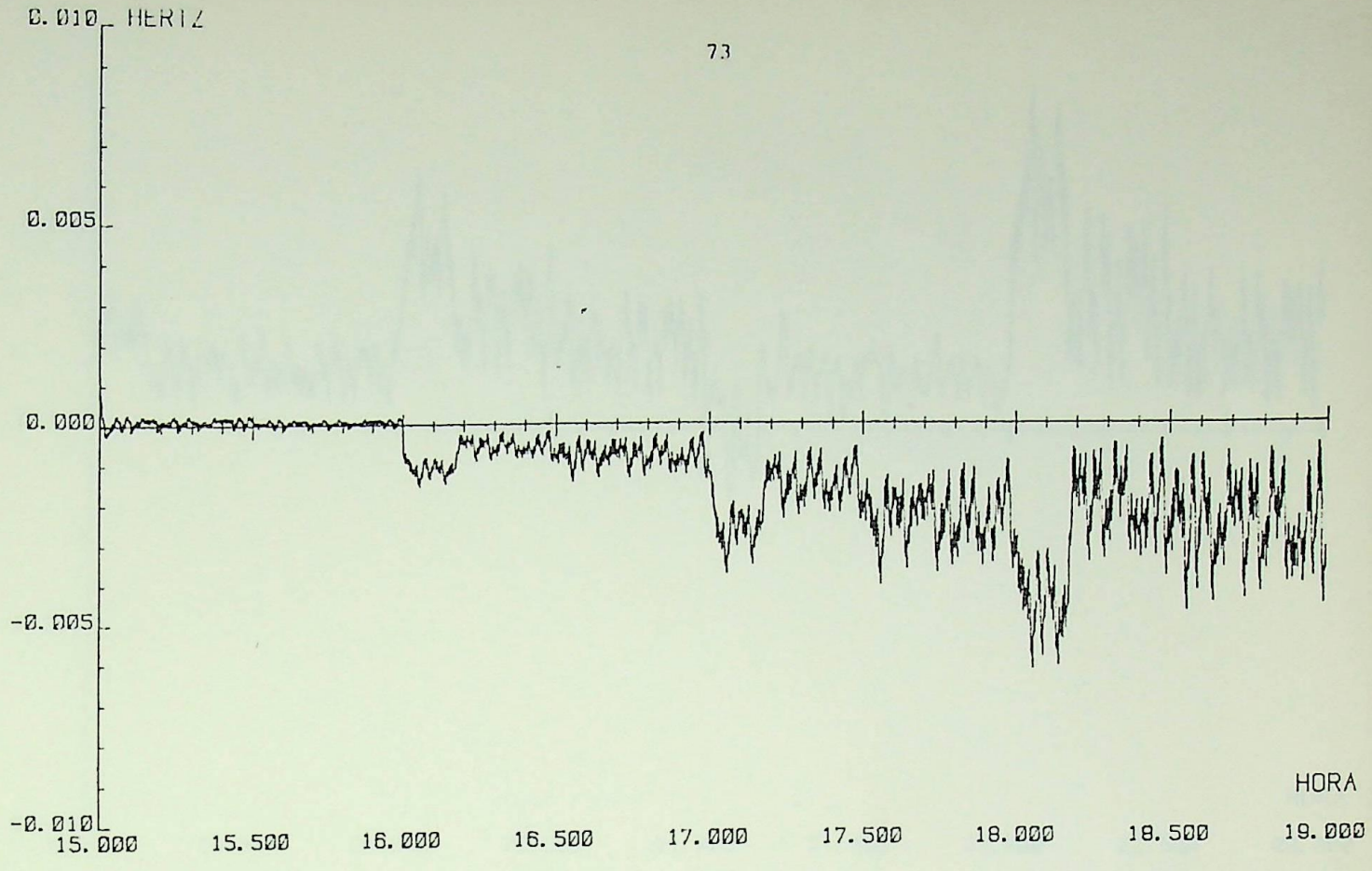


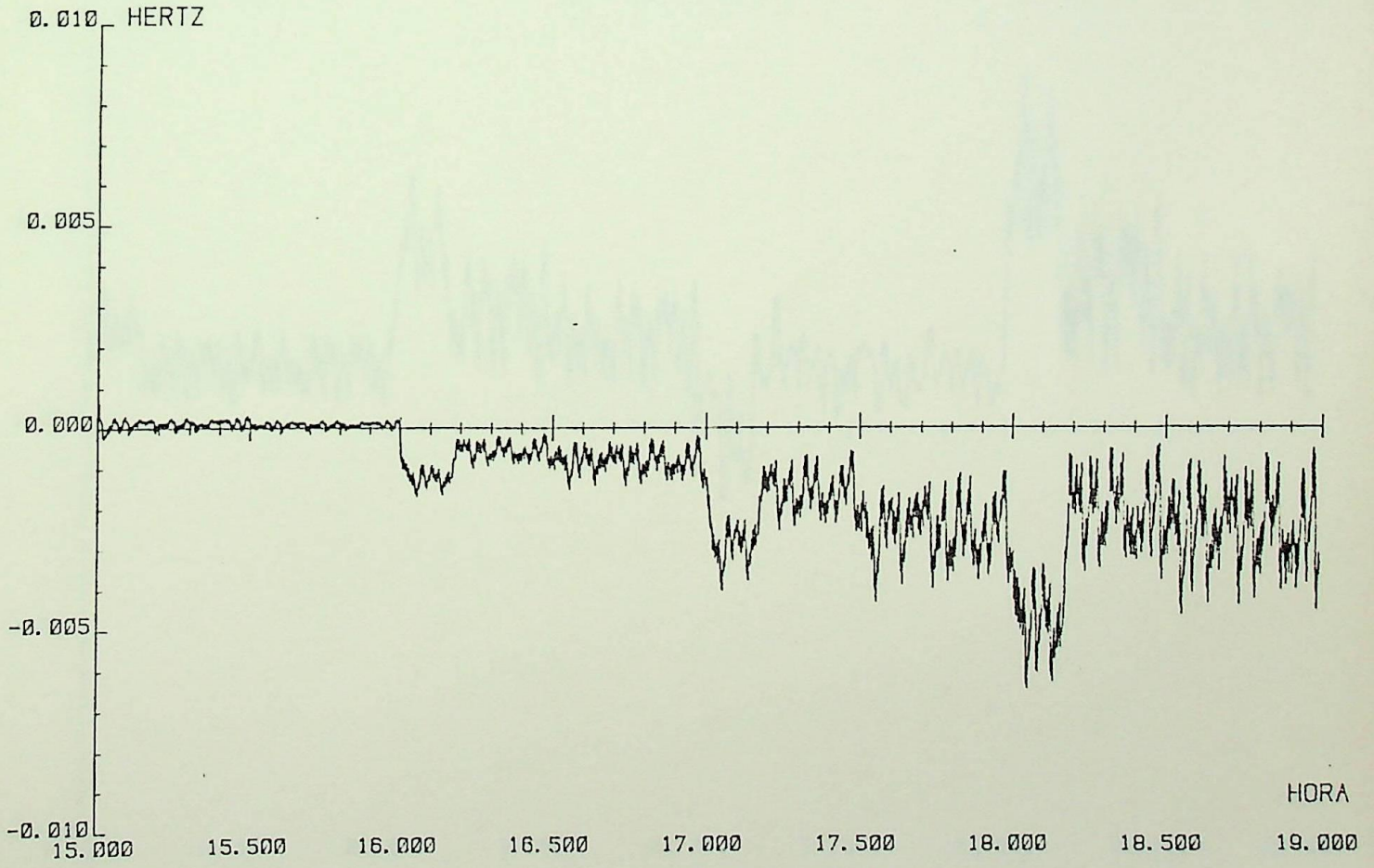
Figura 6.4



PDELTA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS

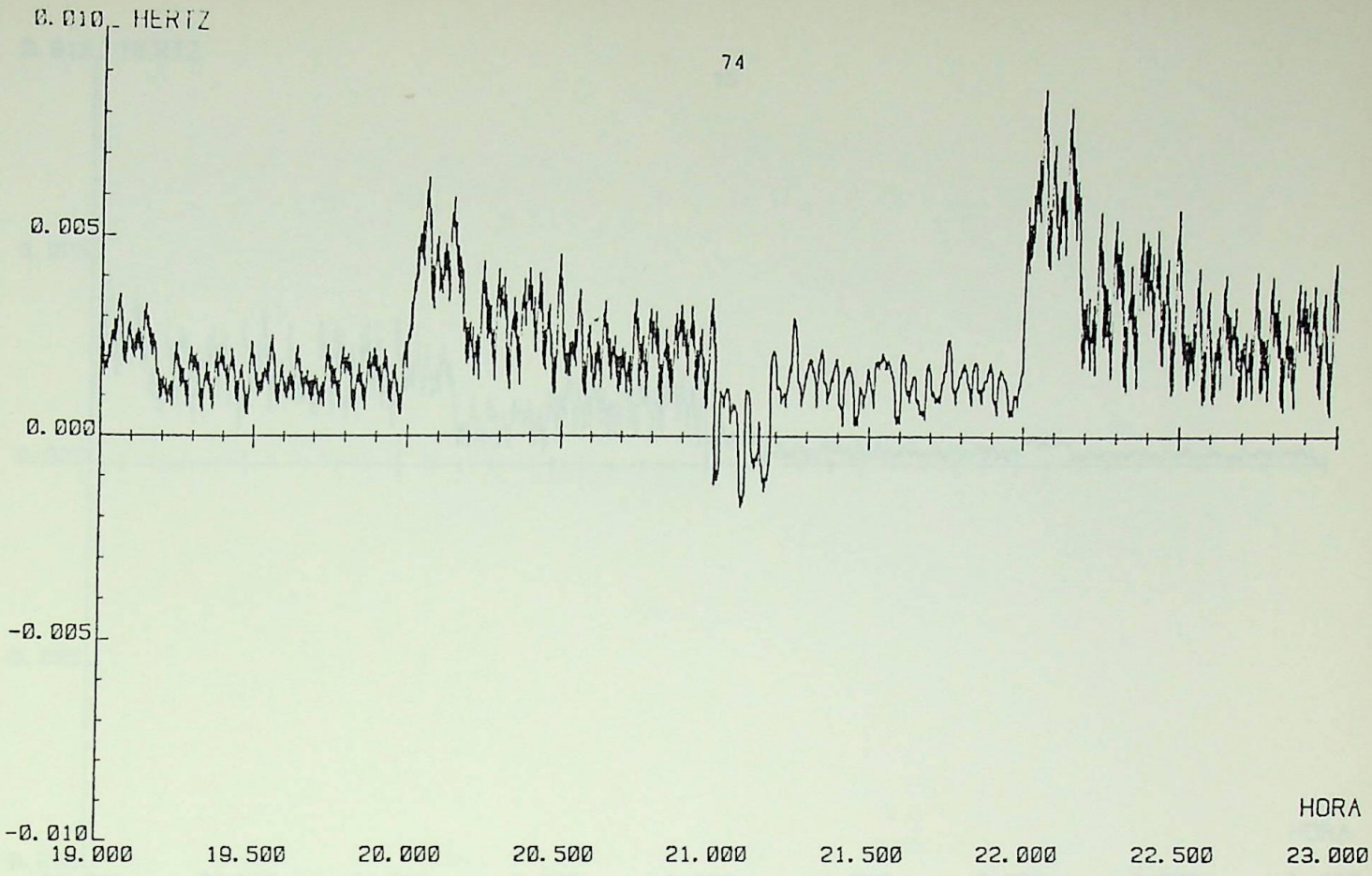


PDELTA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

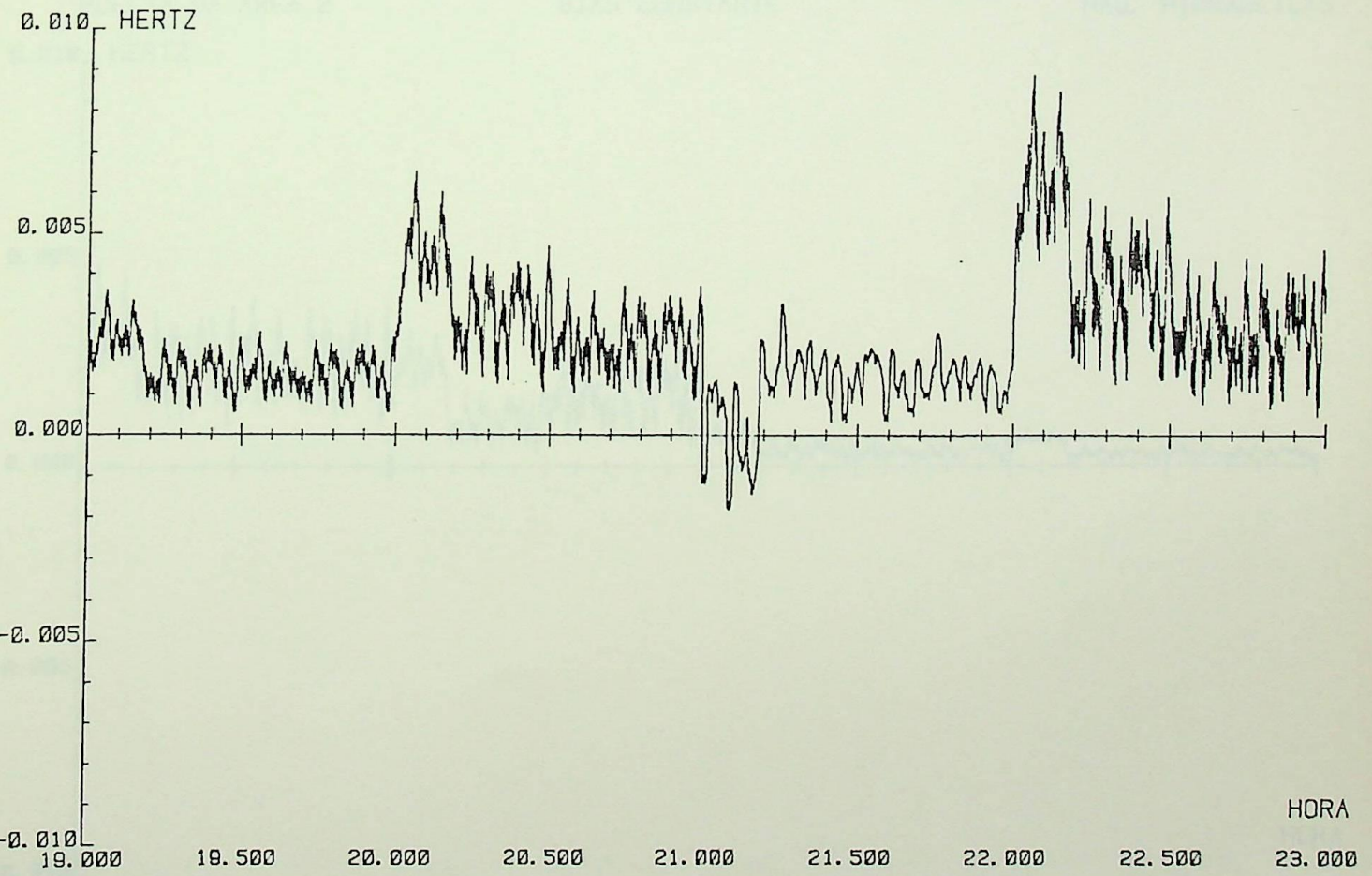
Figura 6.5



PDELTA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS



PDELTA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

Figura 6.6

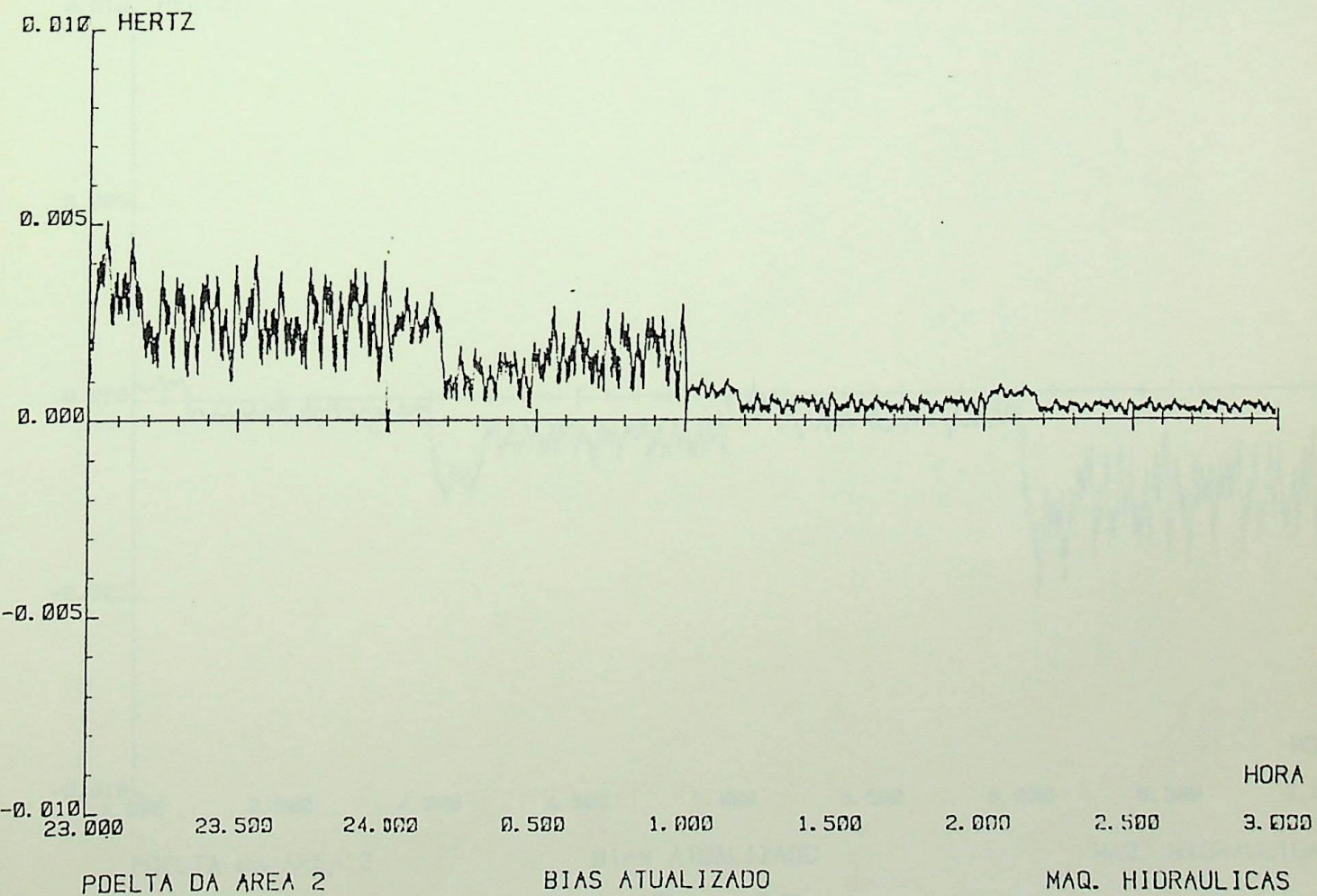
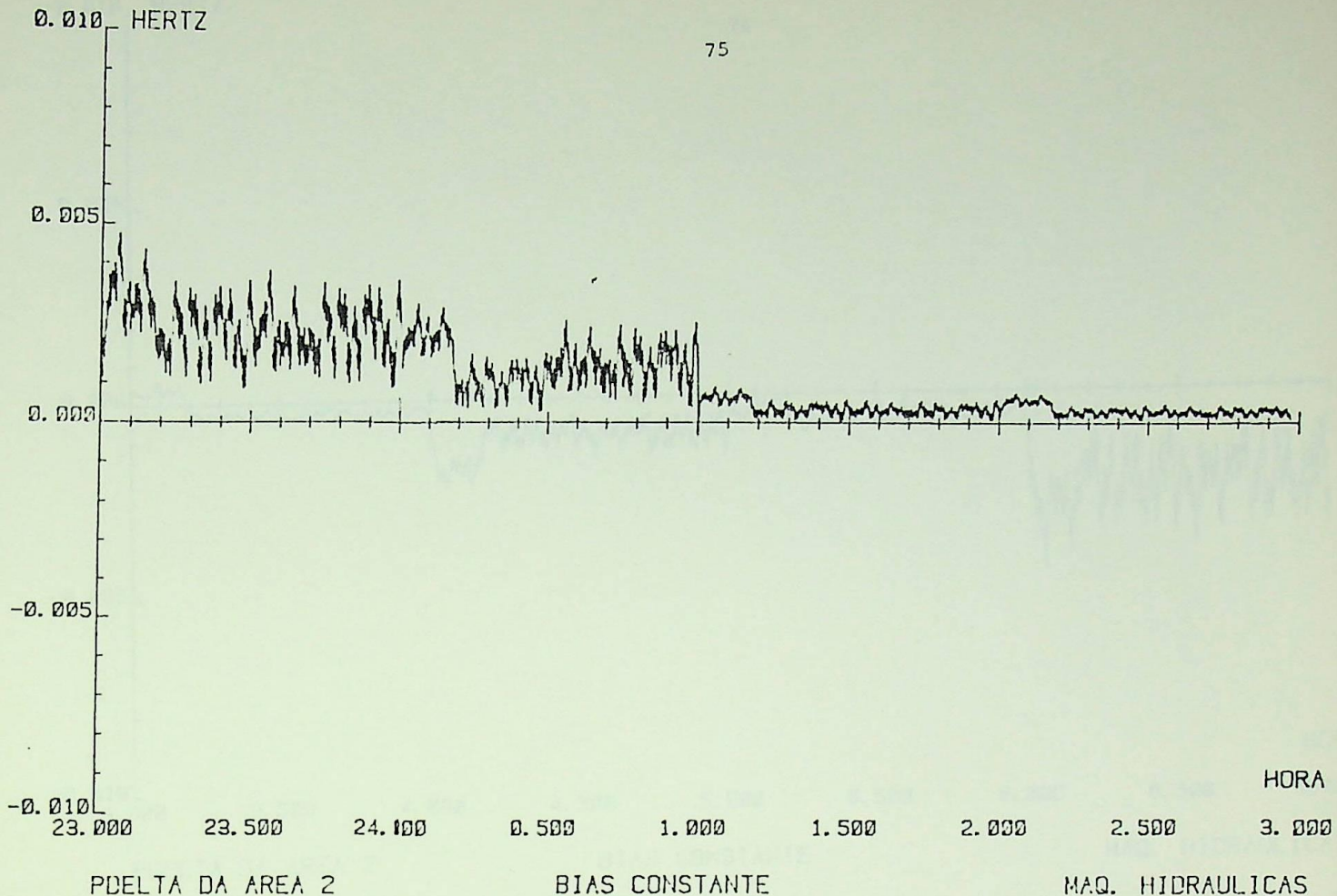


Figura 6.7

0.010 HERTZ

76

0.005

0.000

-0.005

-0.010

3.000

3.500

4.000

4.500

5.000

5.500

6.000

6.500

7.000

HORA

7.000

PDELTA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS

0.010 HERTZ

0.005

0.000

-0.005

-0.010

3.000

3.500

4.000

4.500

5.000

5.500

6.000

6.500

7.000

HORA

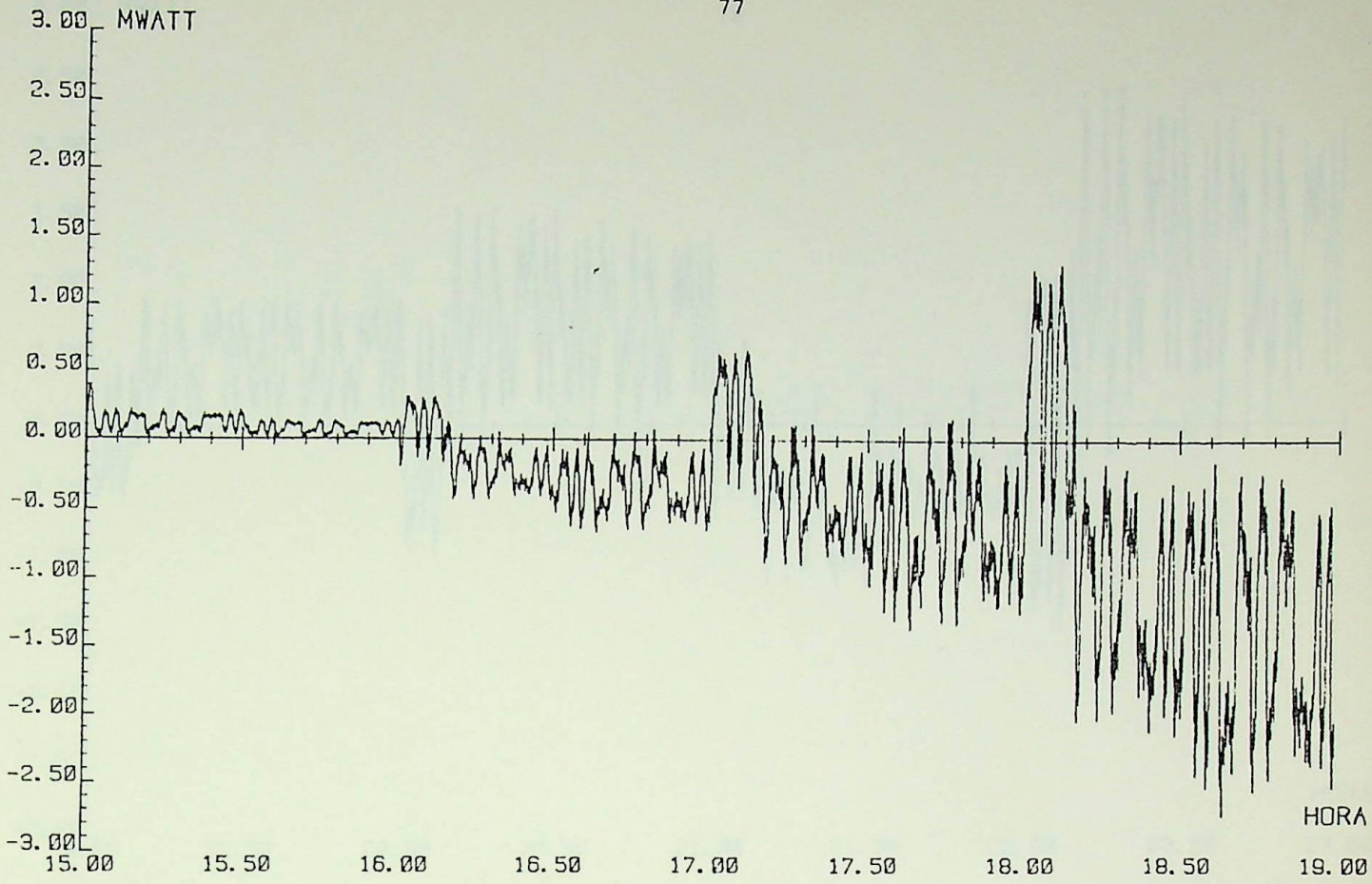
7.000

PDELTA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

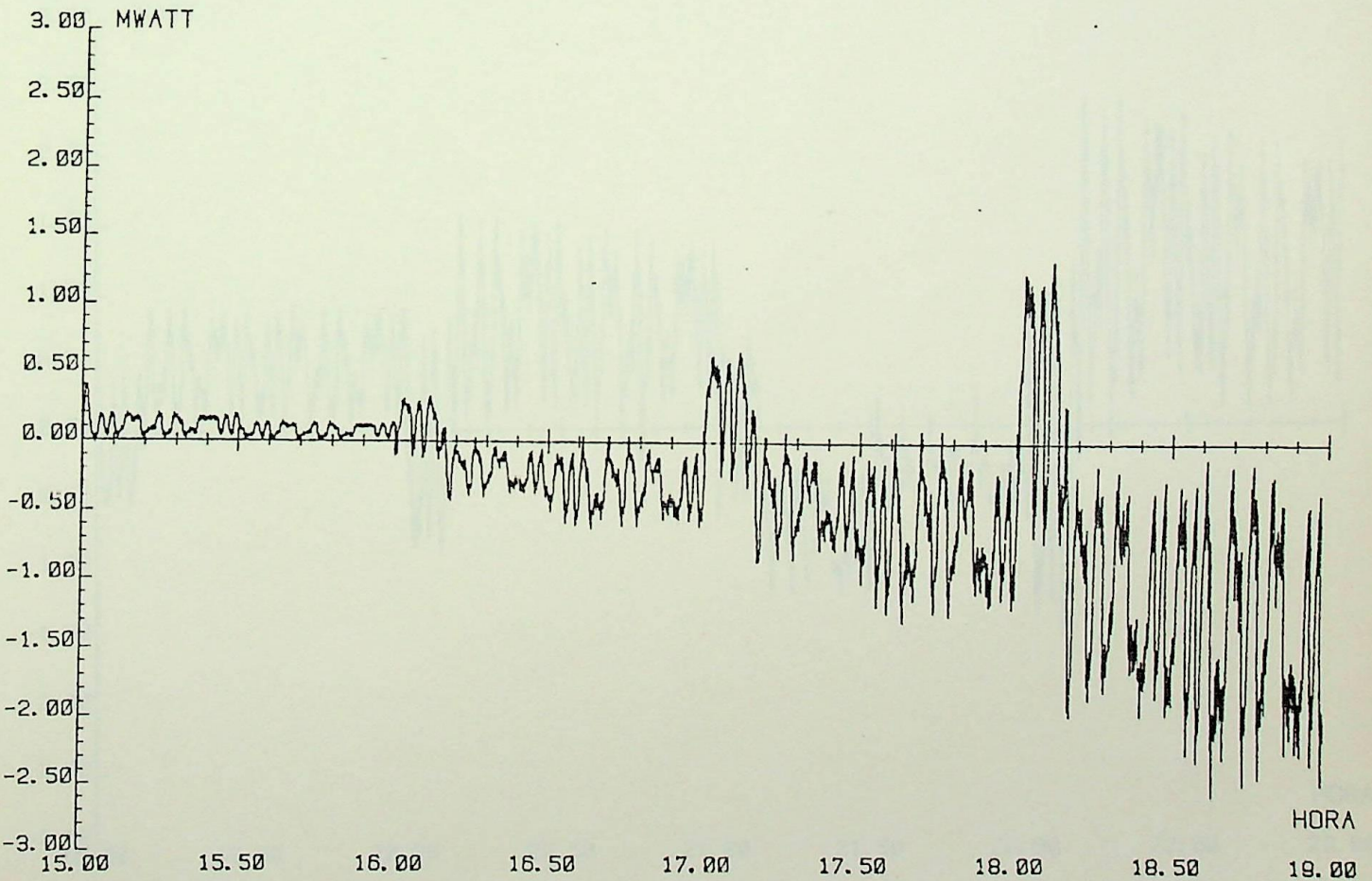
Figura 6.8



ECA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS



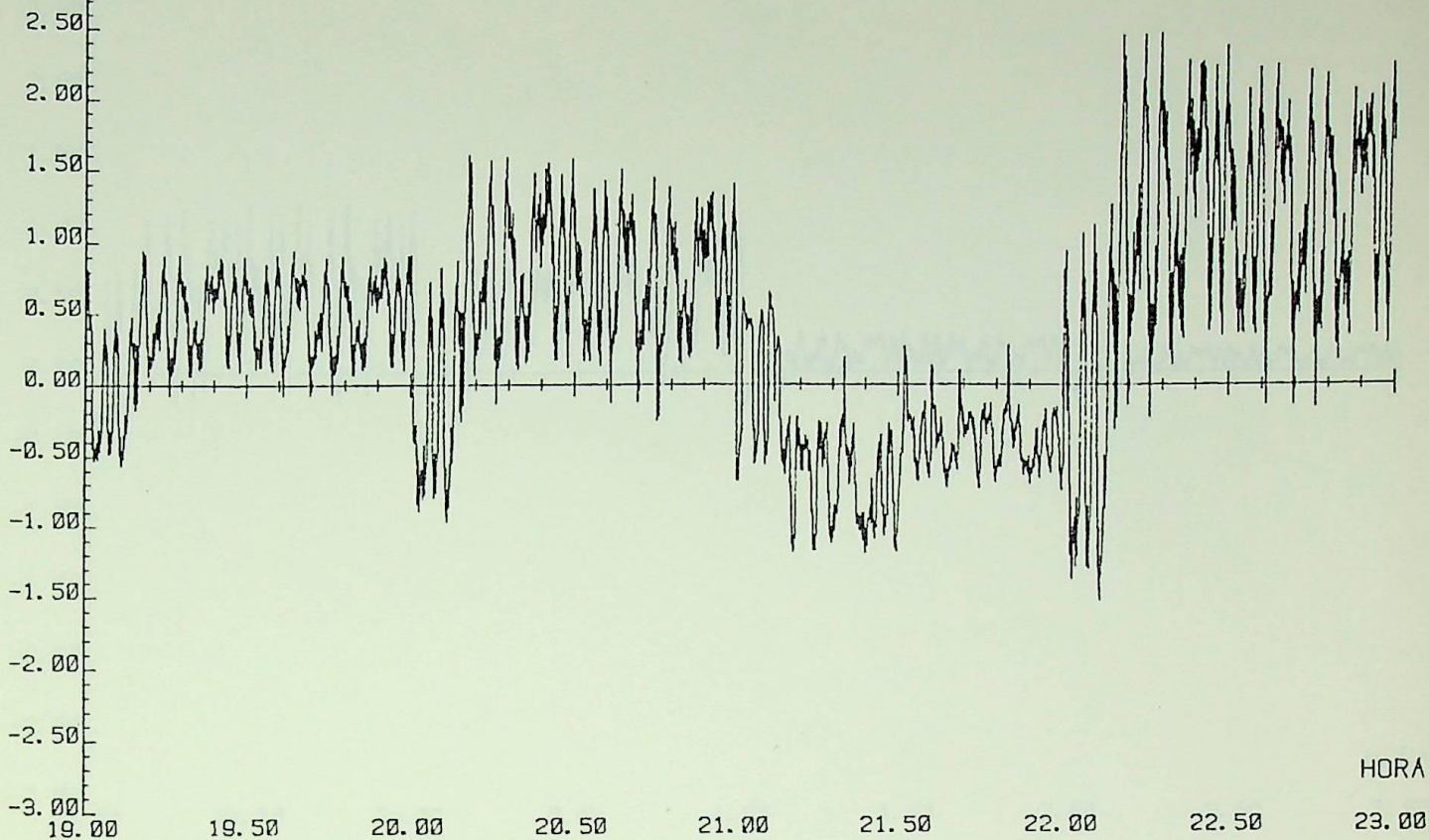
ECA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

Figura 6.9

3.00 MWATT

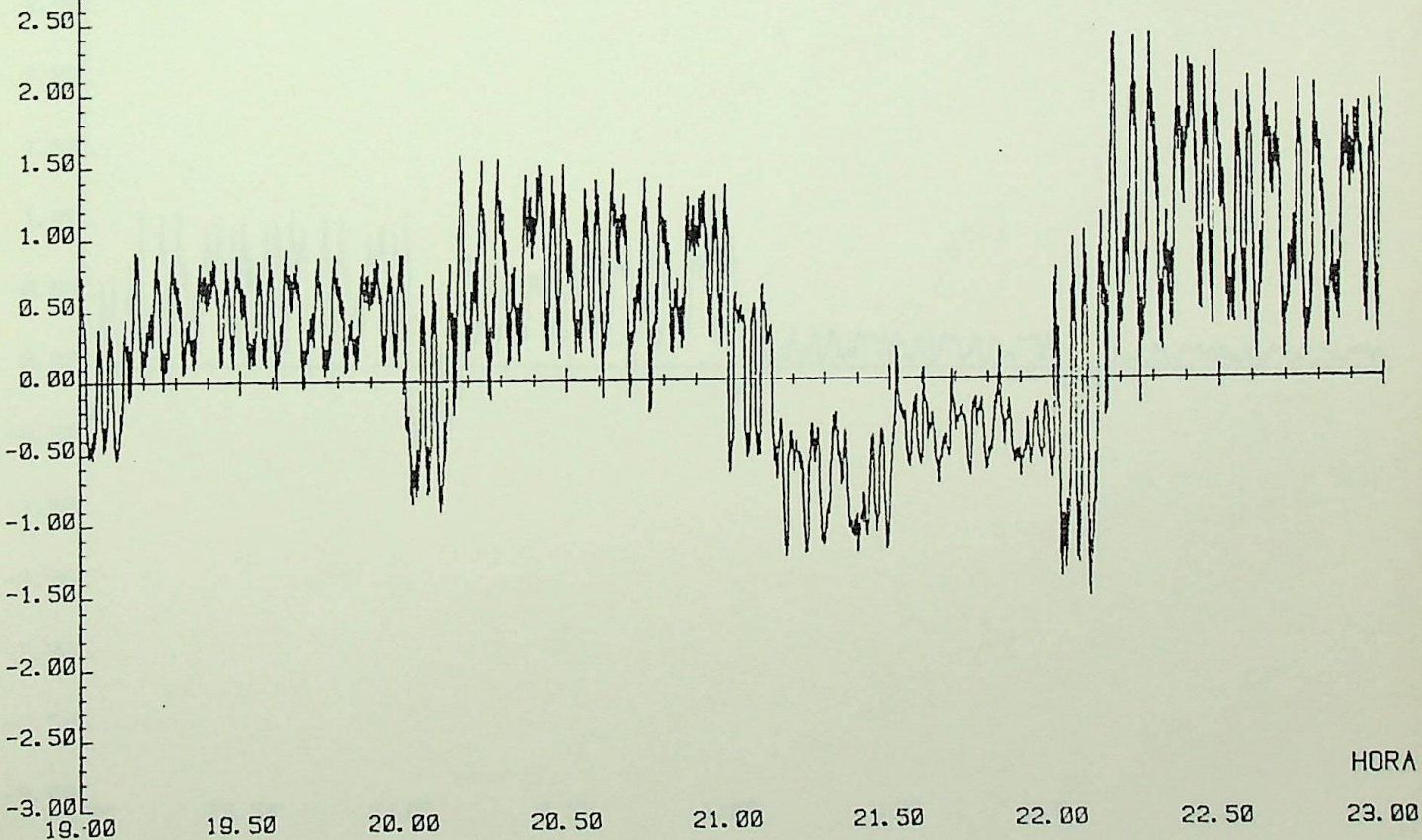


ECA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS

3.00 MWATT

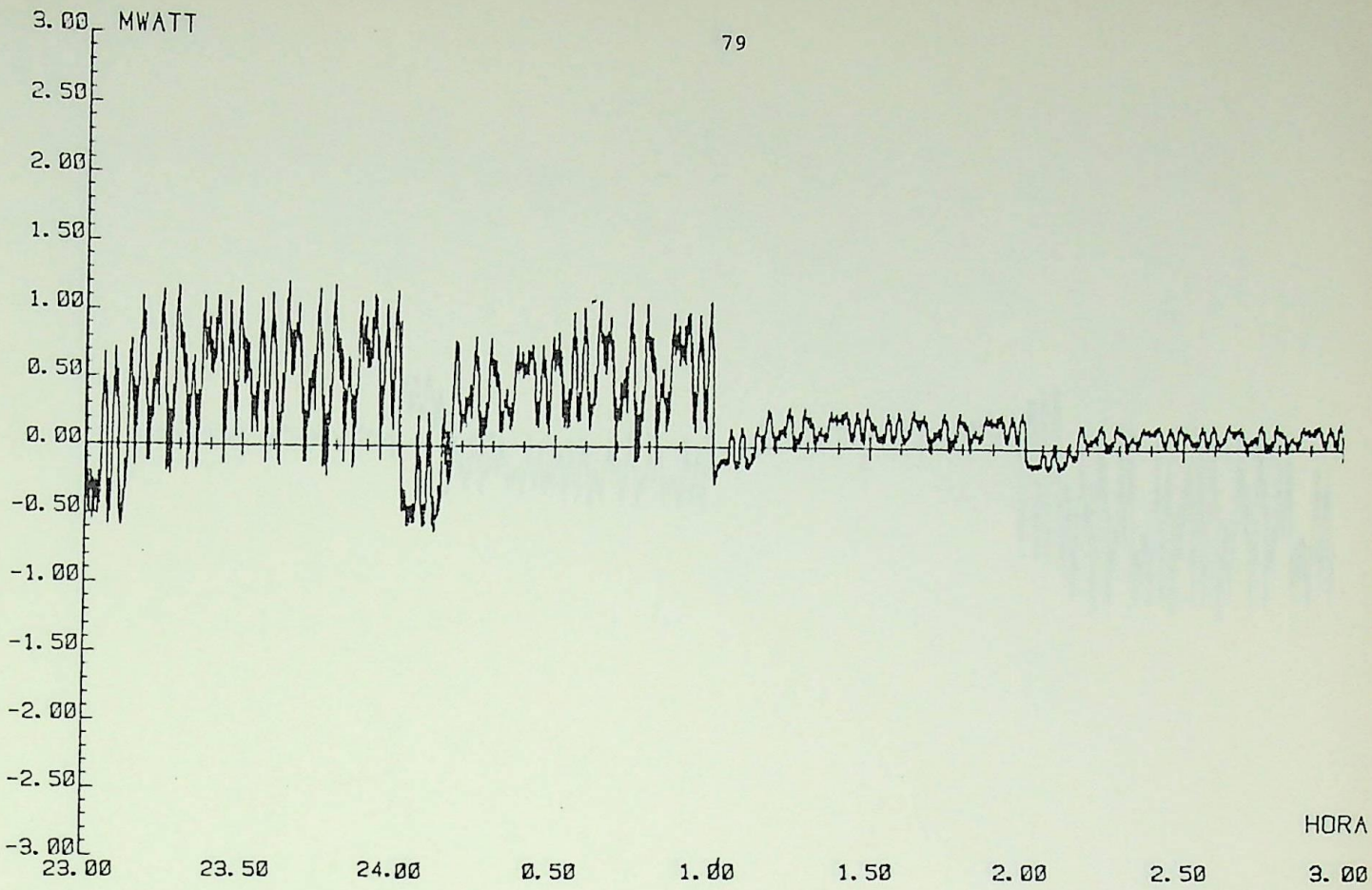


ECA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

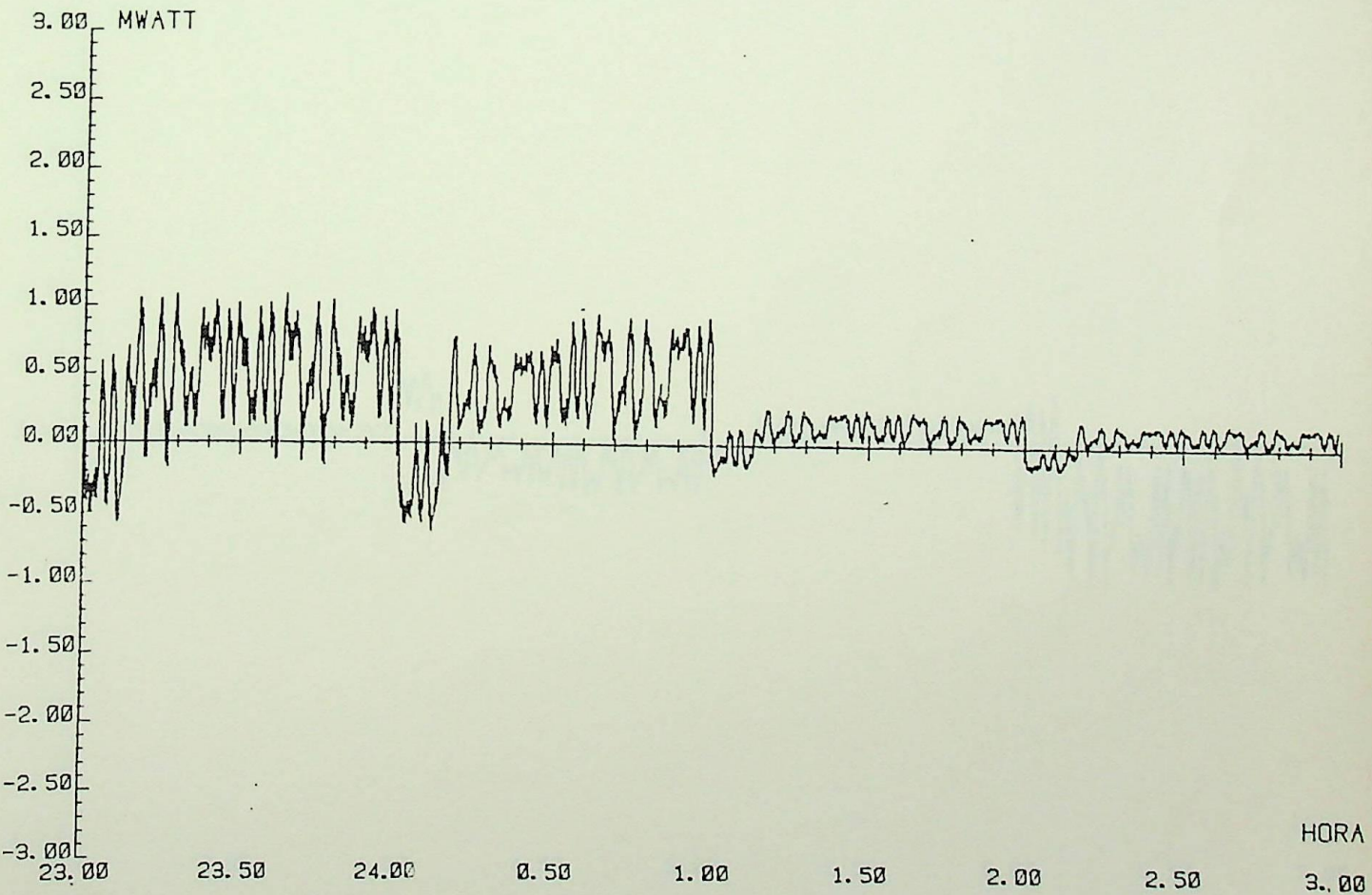
Figura 6.10



ECA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS

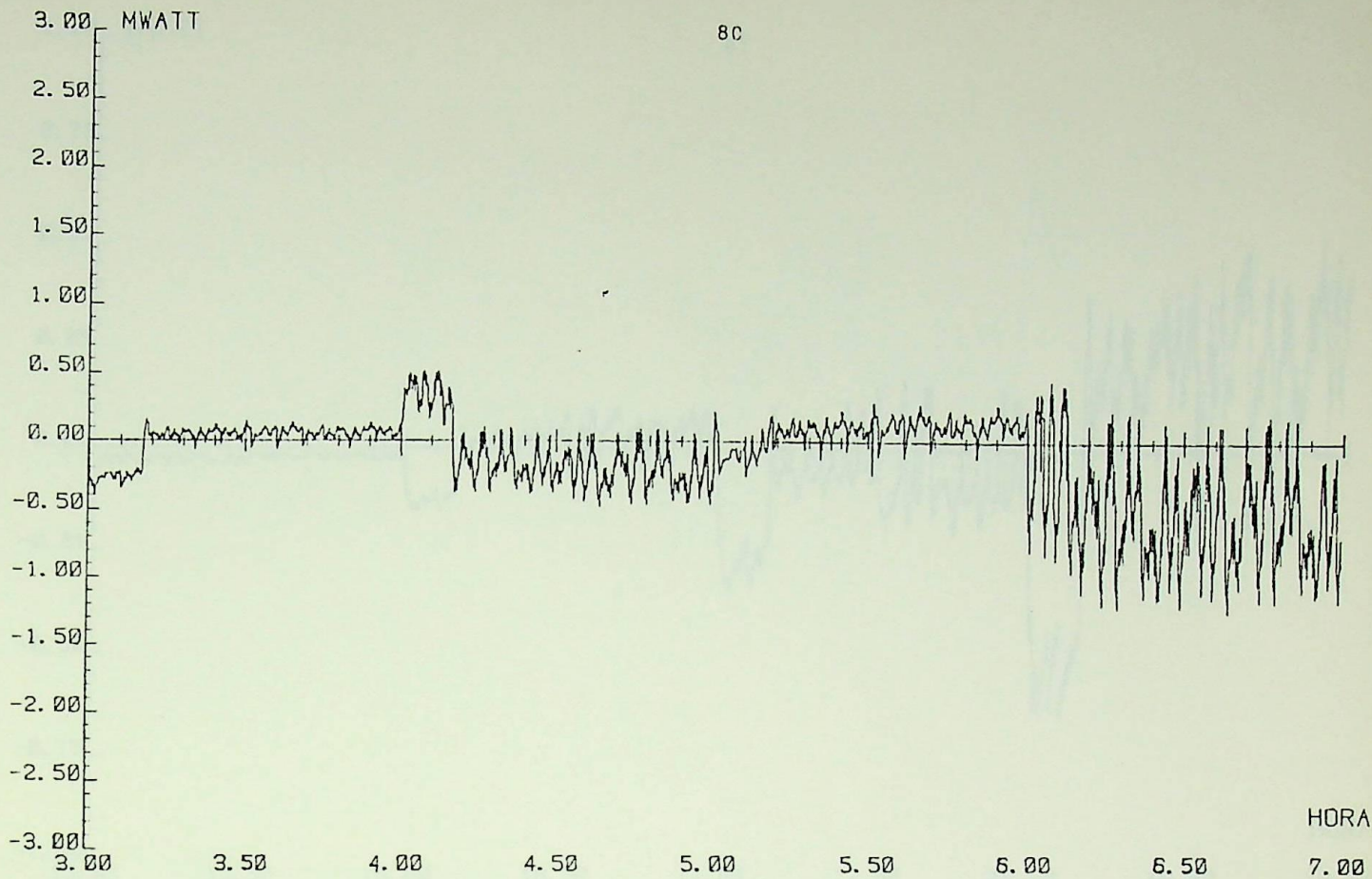


ECA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

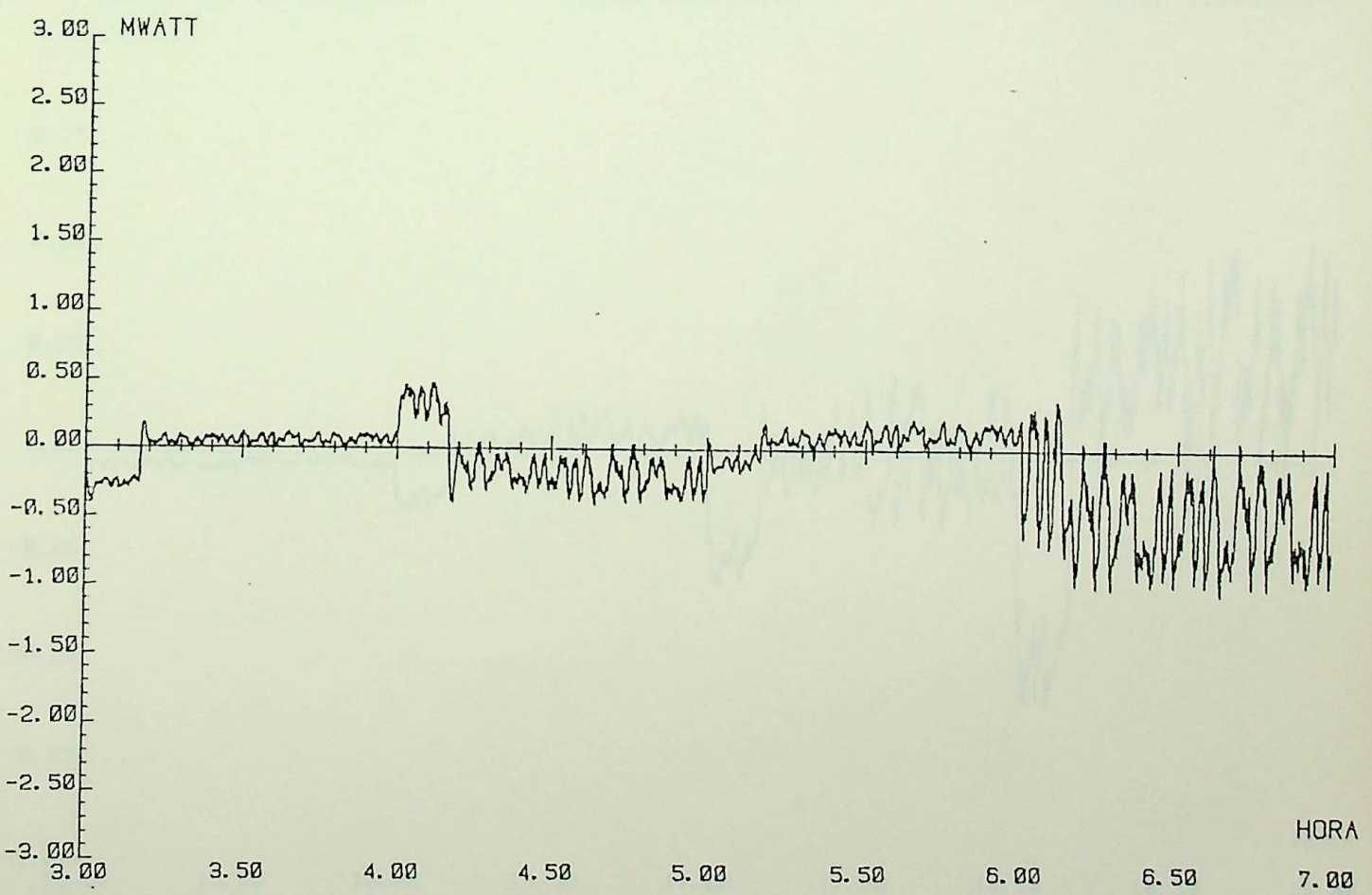
Figura 6.11



ECA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. HIDRAULICAS

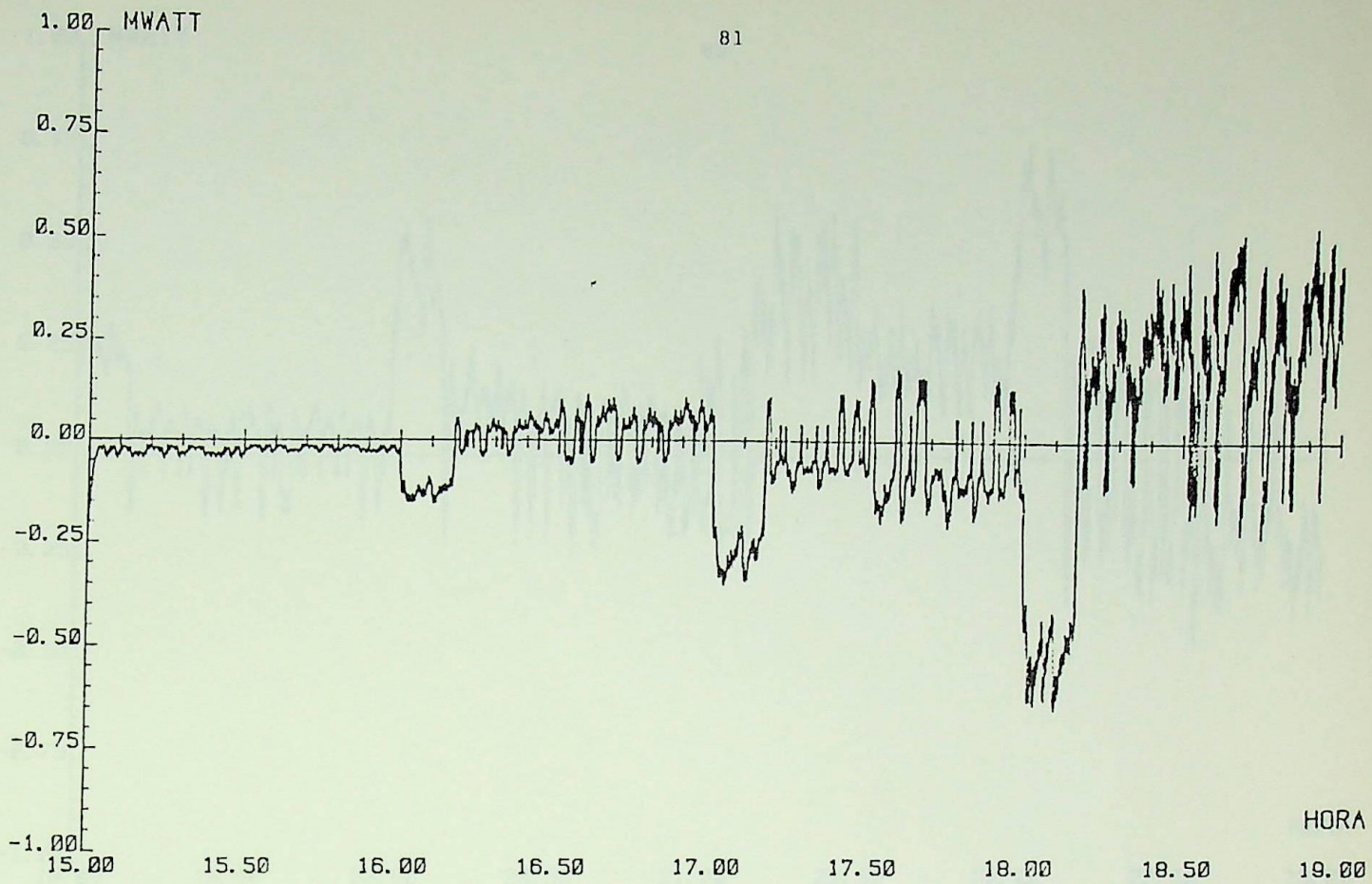


ECA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. HIDRAULICAS

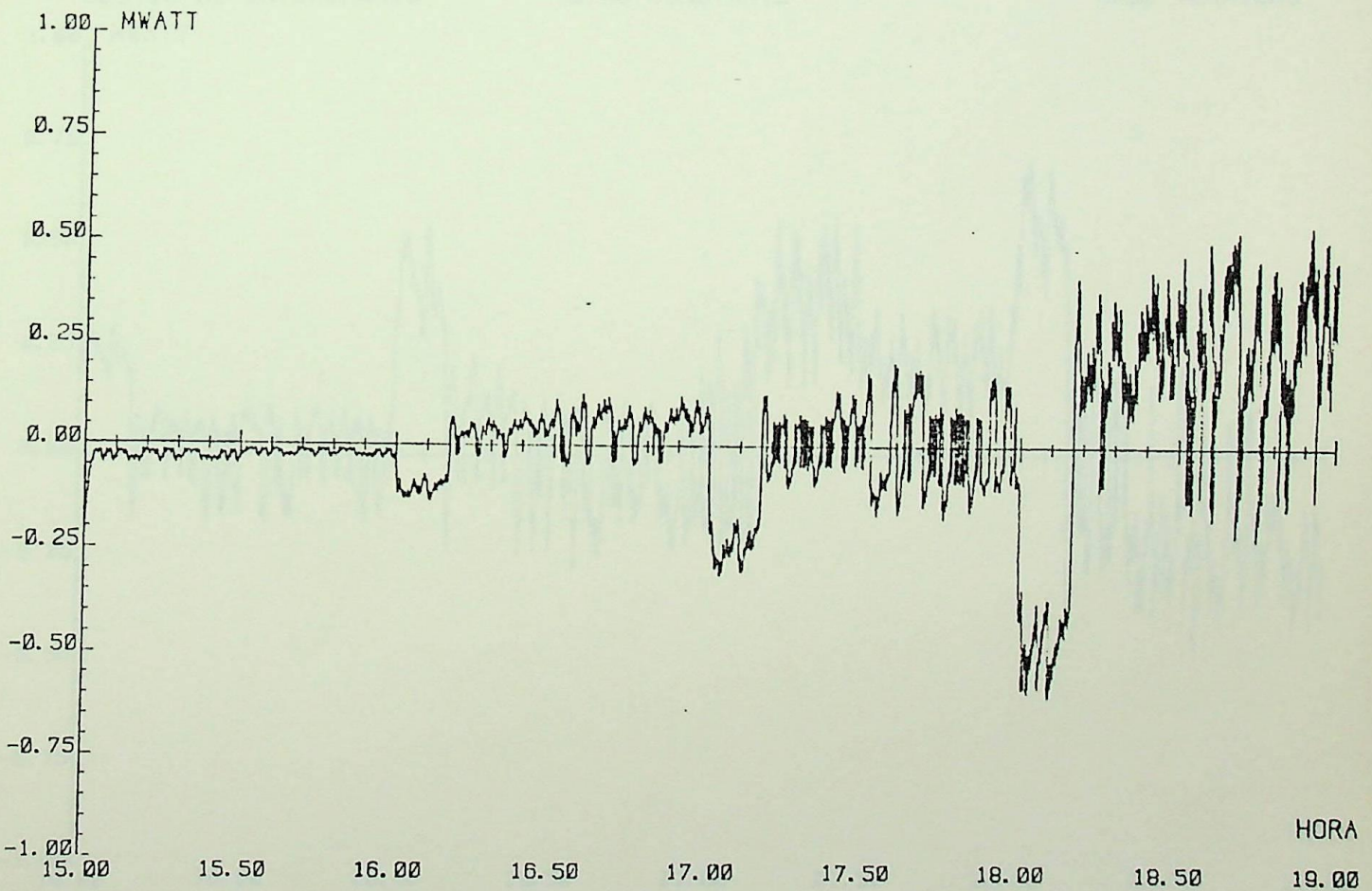
Figura 6.12



DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS CONSTANTE

MAQ. TERMICAS

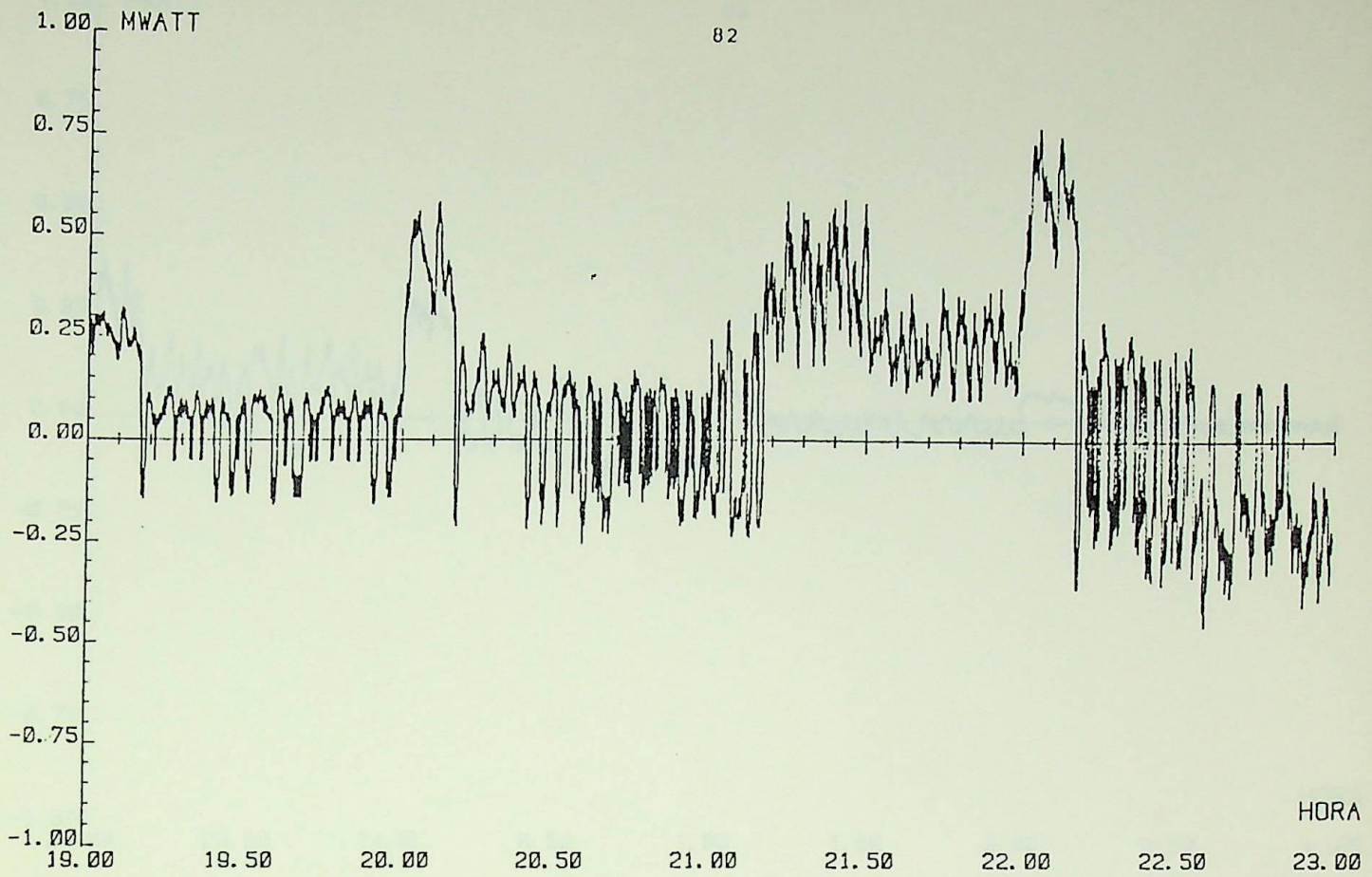


DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS ATUALIZADO

MAQ. TERMICAS

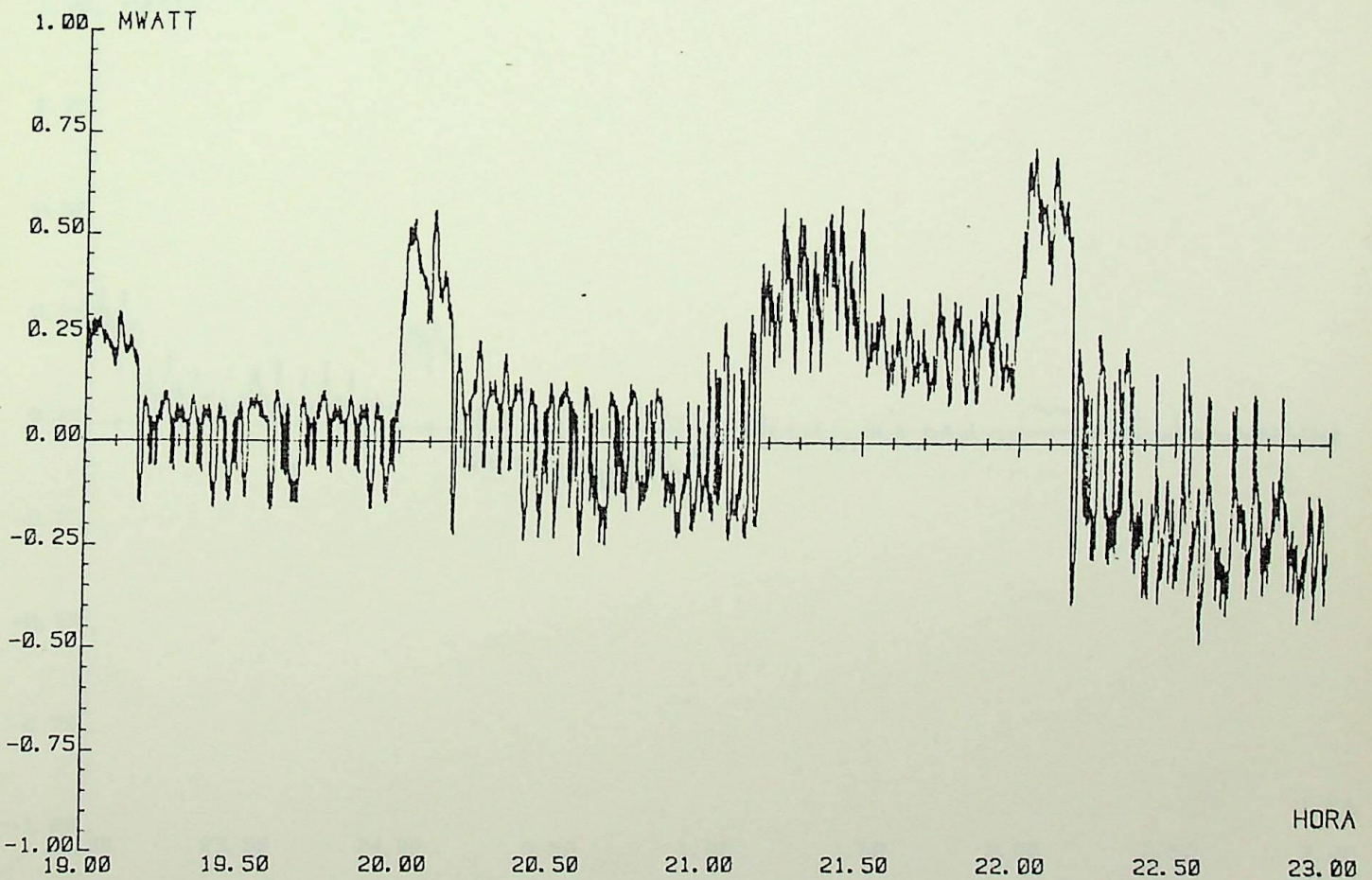
Figura 6.13



DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS CONSTANTE

MAQ. TERMICAS



DESVIO DE INTERCAMBIO

BIAS ATUALIZADO

MAQ. TERMICAS

Figura 6.14

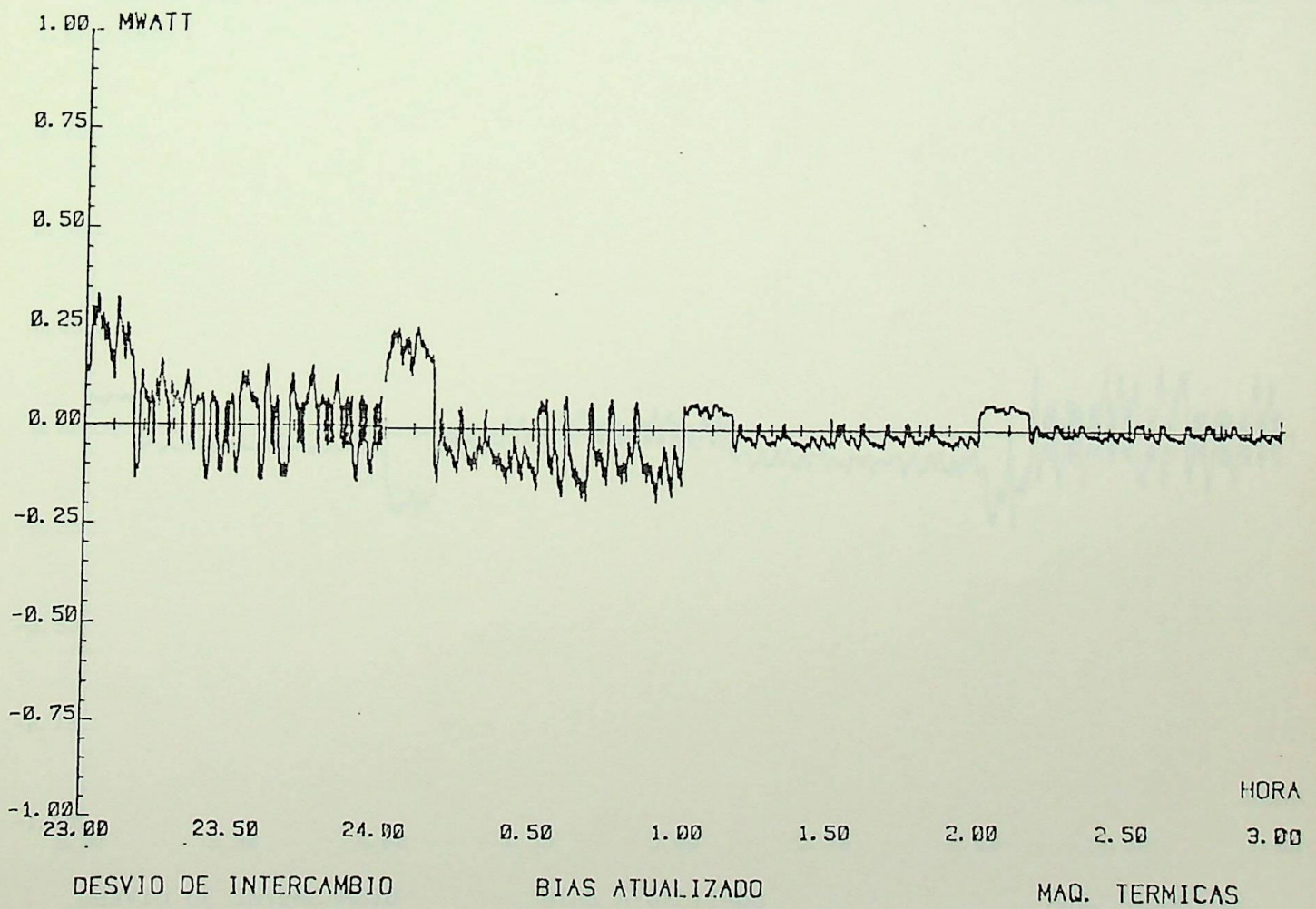
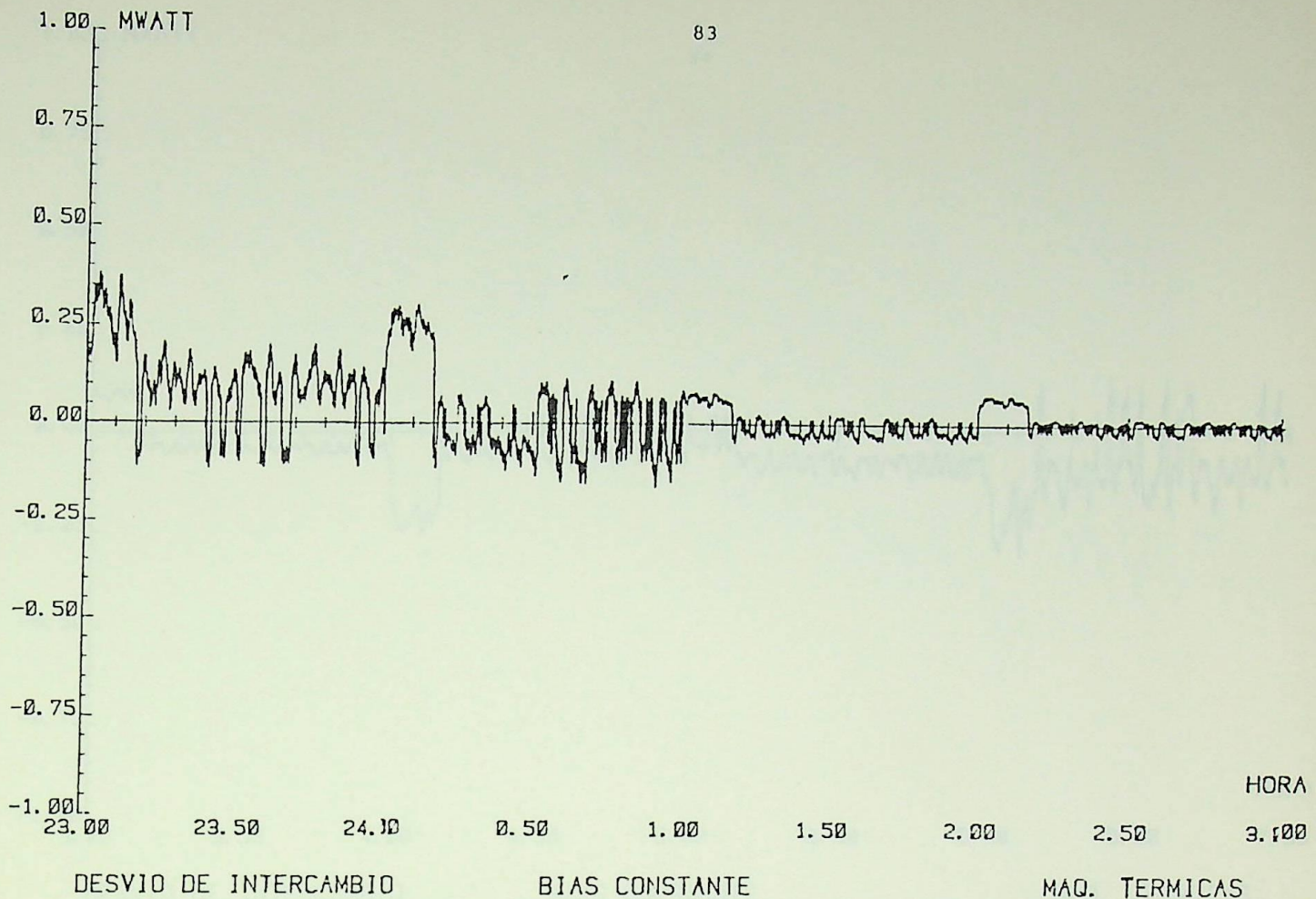


Figura 6.15

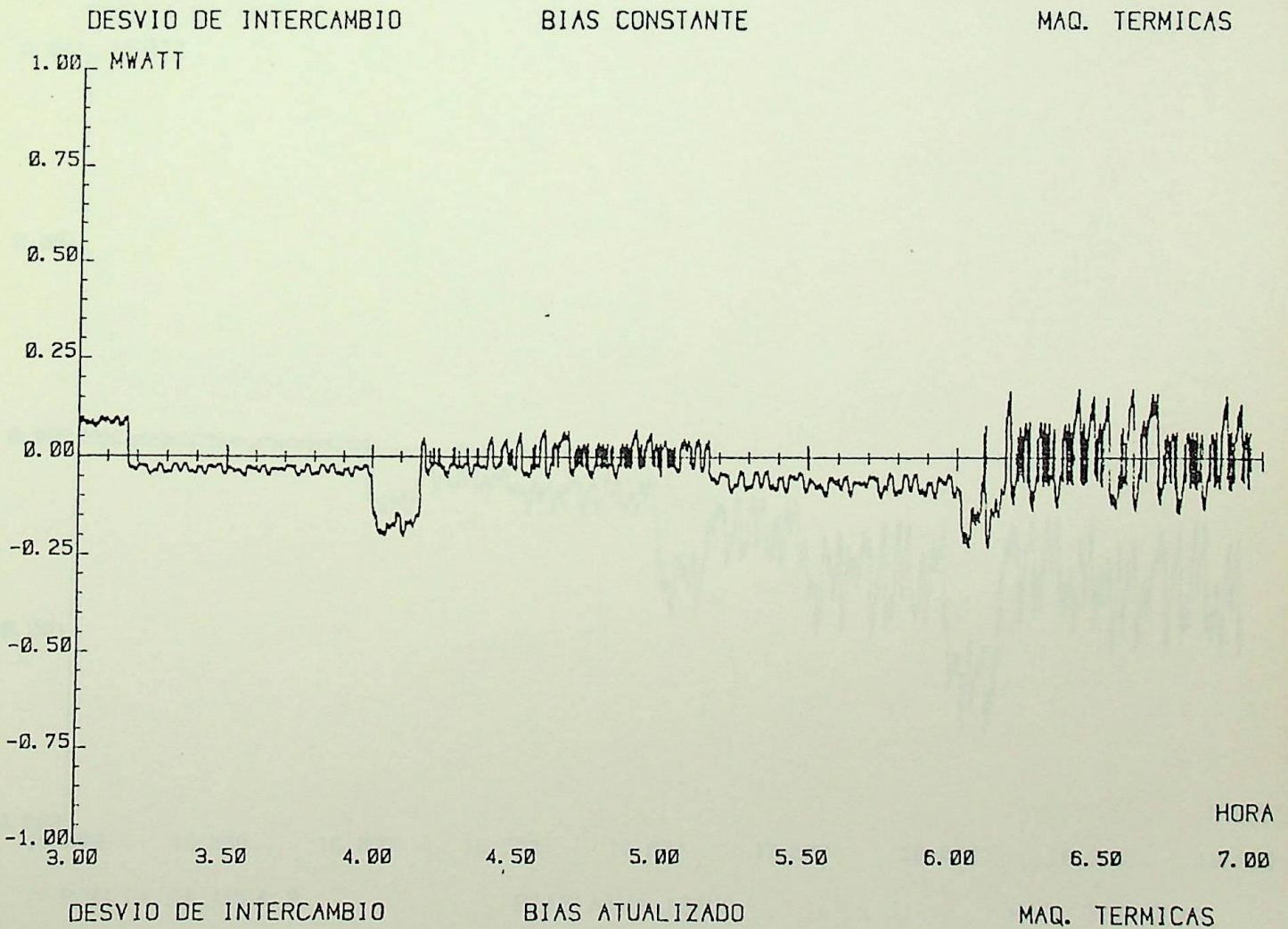
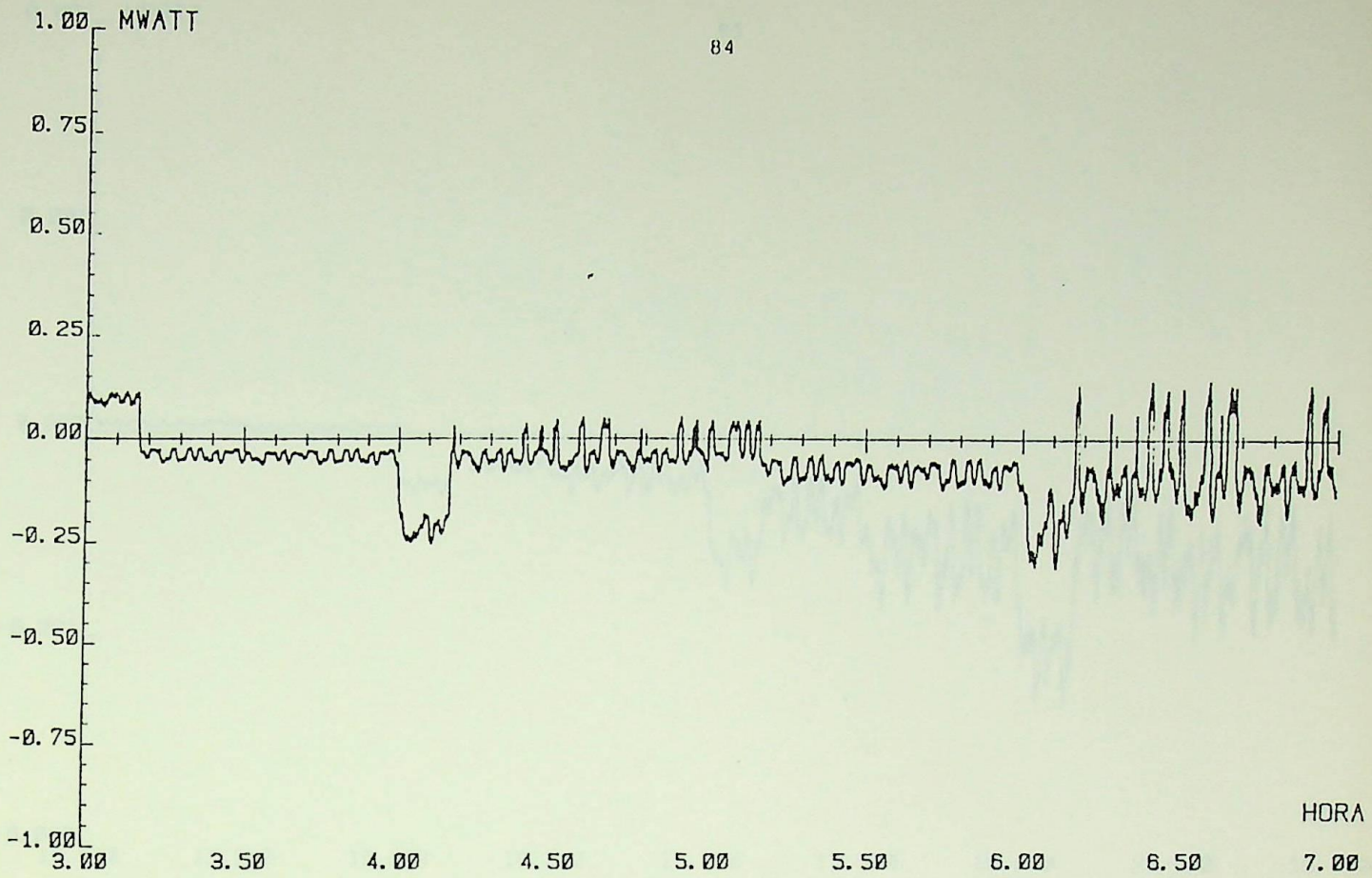
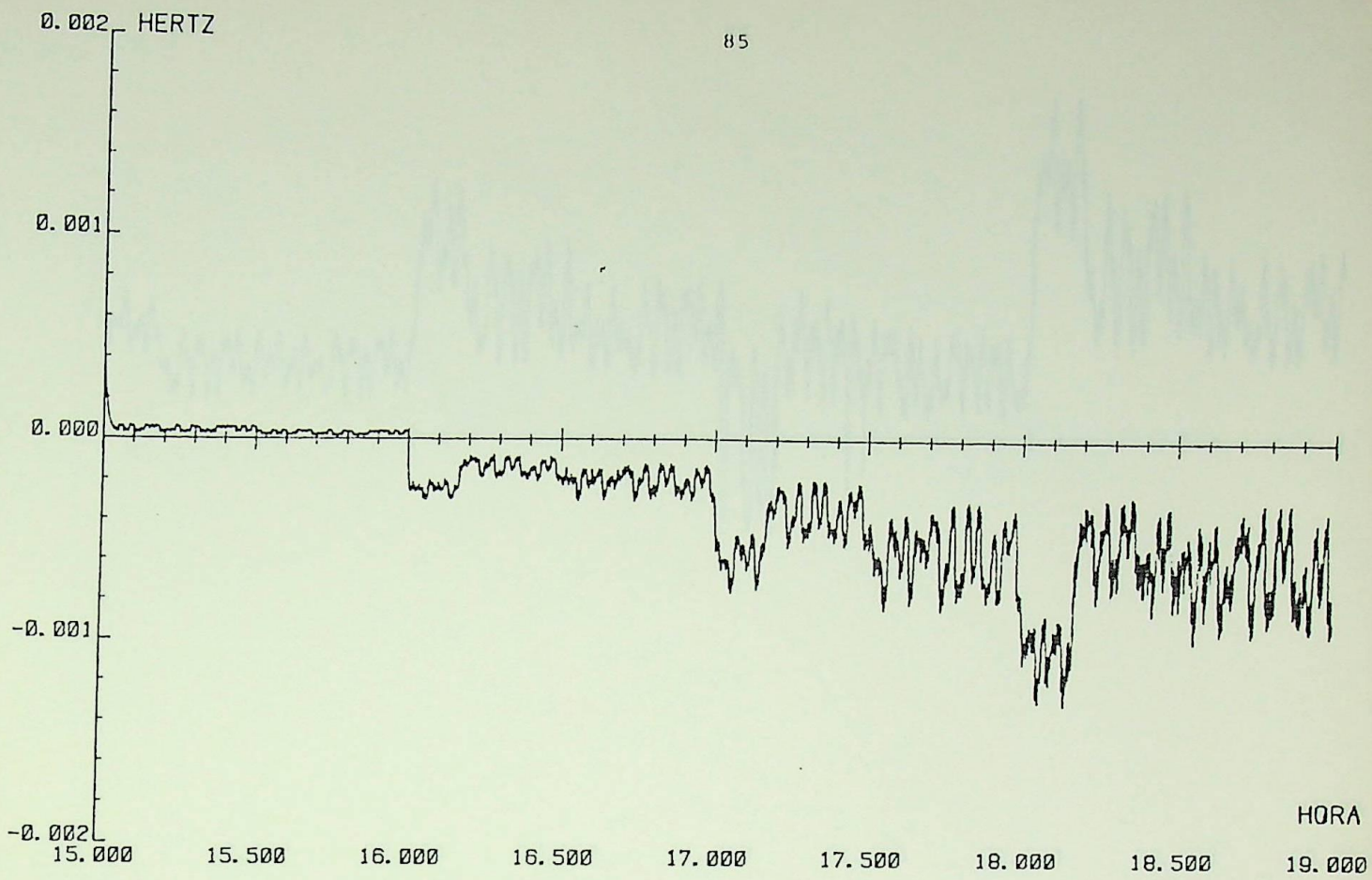


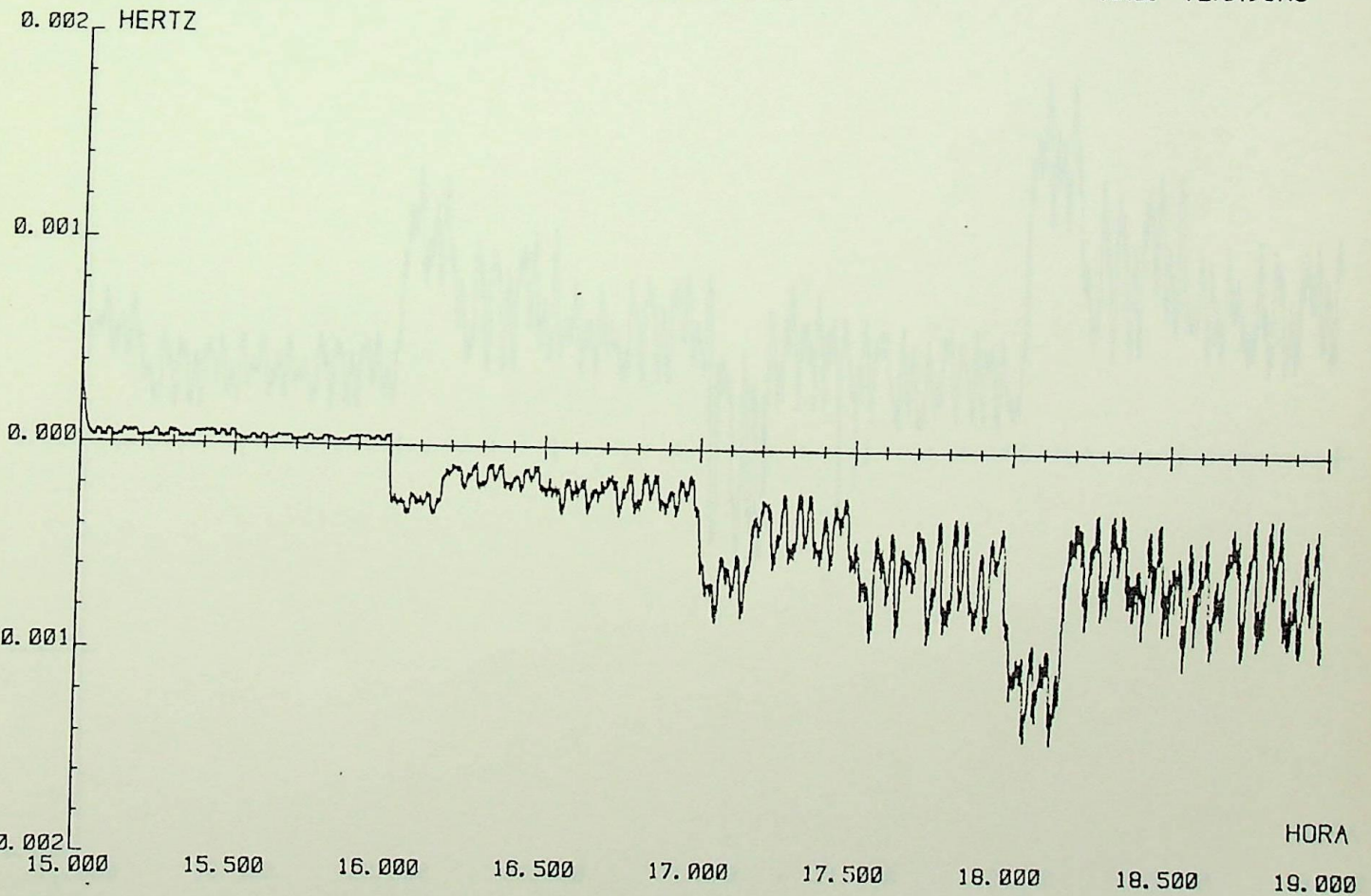
Figura 6.16



PDELTA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. TERMICAS



PDELTA DA AREA 2

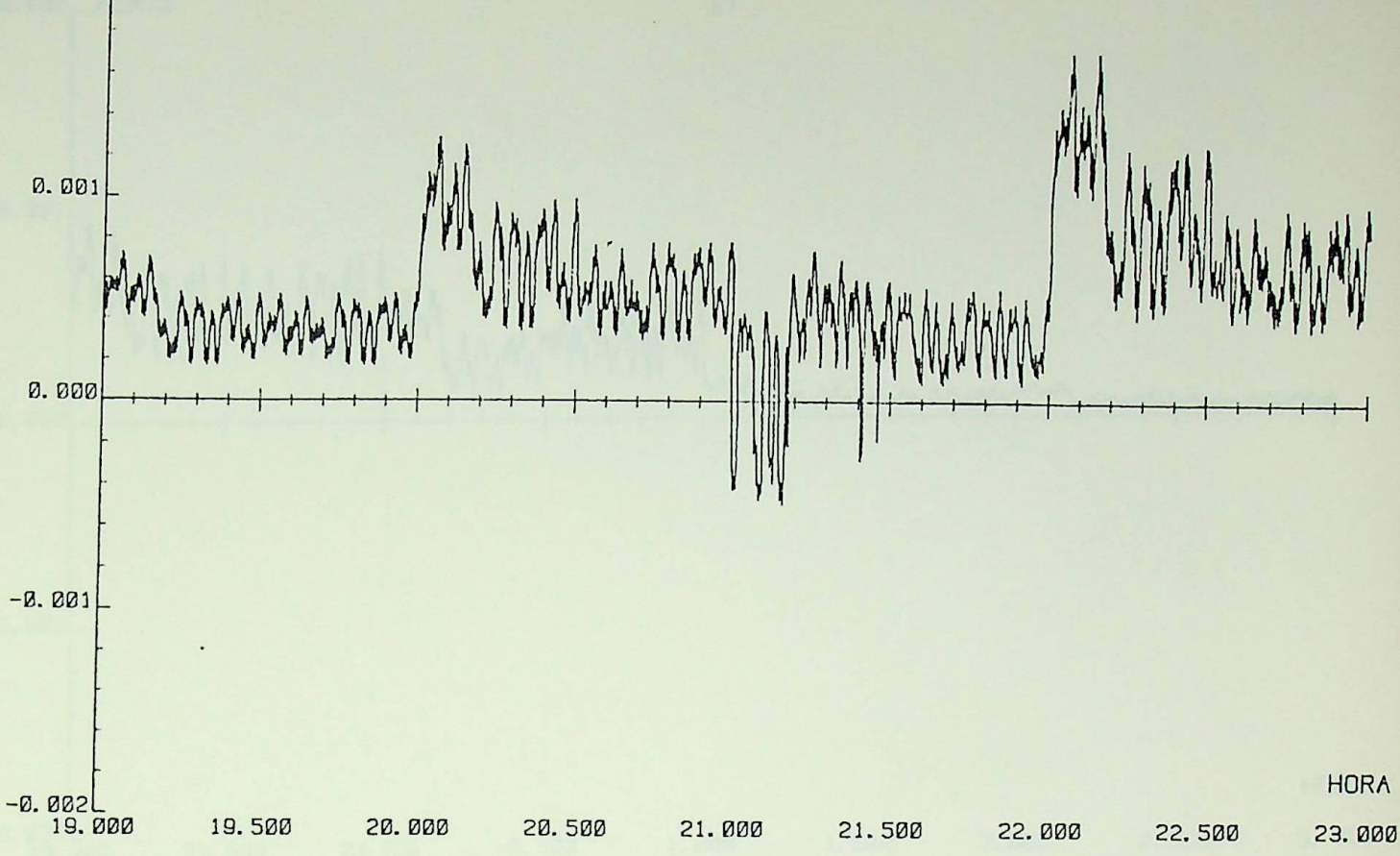
BIAS ATUALIZADO

MAQ. TERMICAS

Figura 6.17

0.002 HERTZ

86

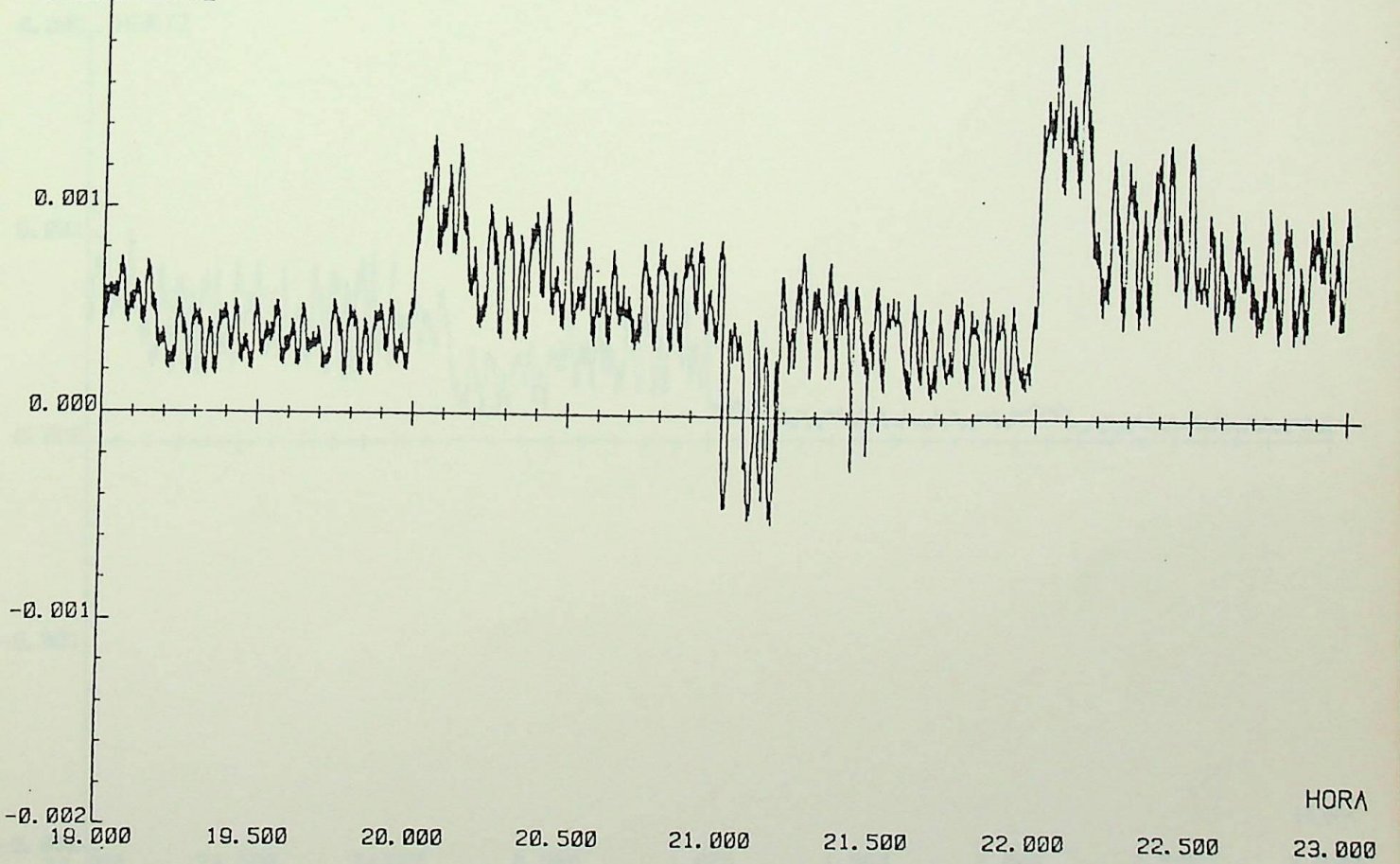


PDELTA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. TERMICAS

0.002 HERTZ



PDELTA DA AREA 2

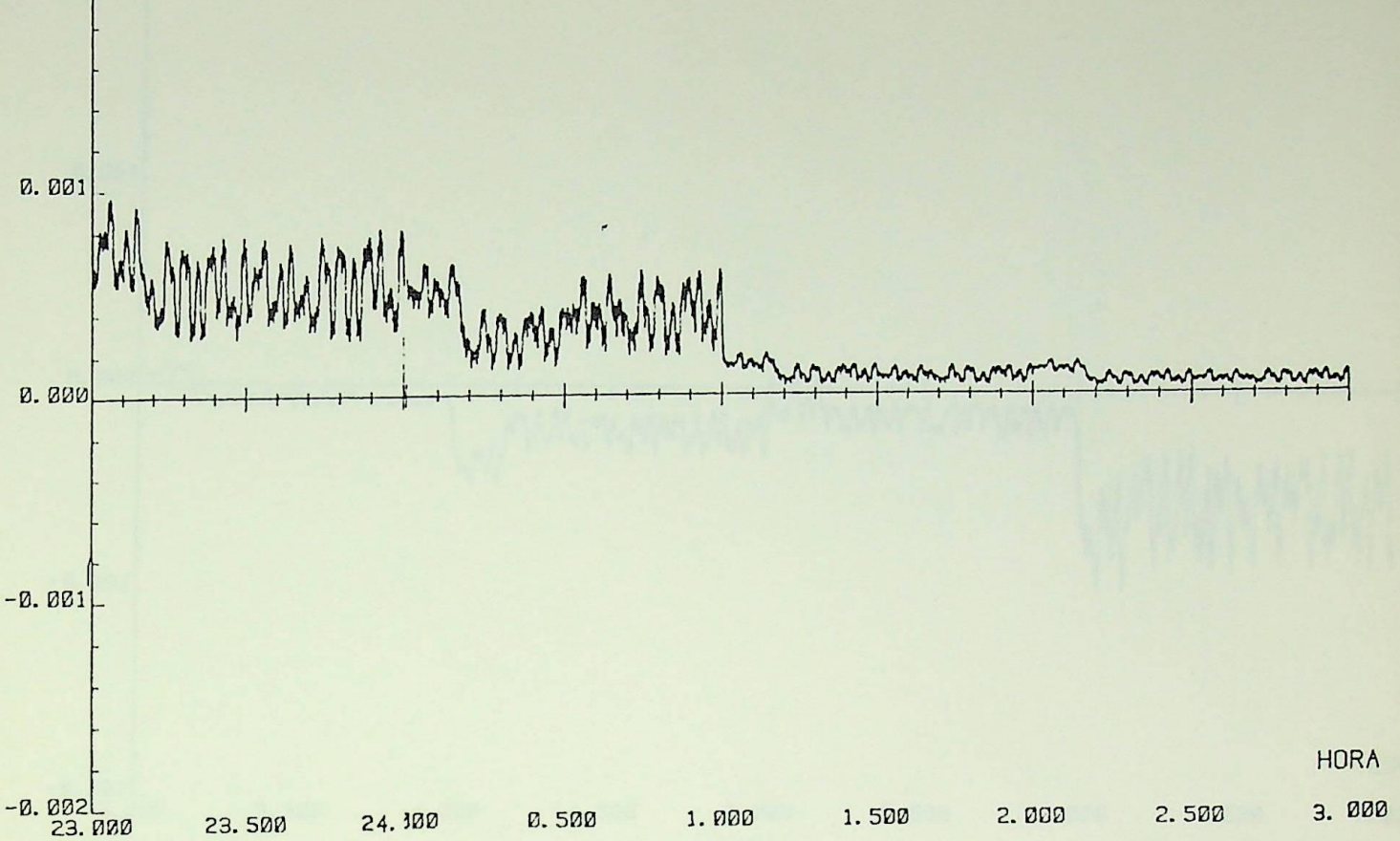
BIAS ATUALIZADO

MAQ. TERMICAS

Figura 6.18

0.002 HERTZ

87

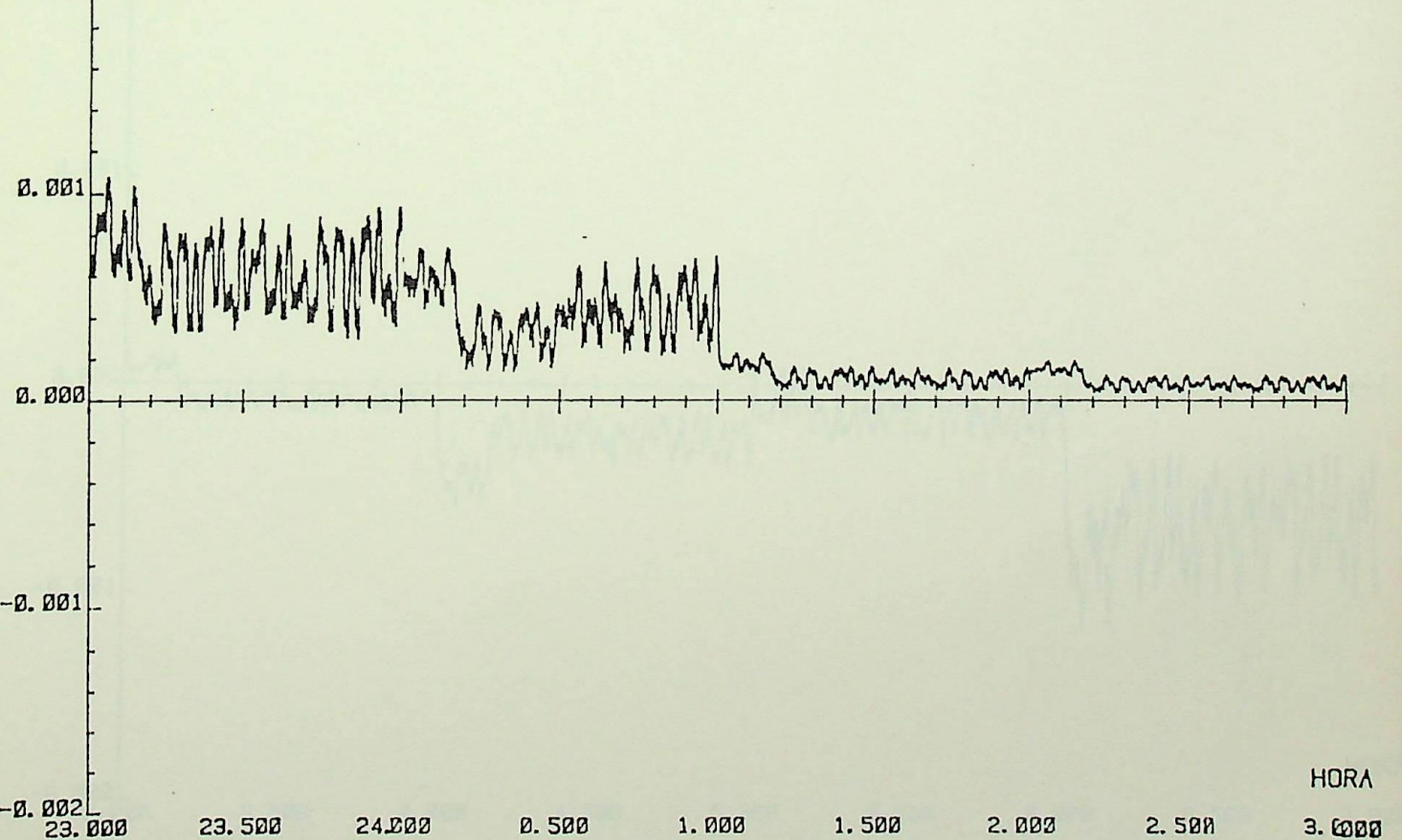


PDELTA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. TERMICAS

0.002 HERTZ

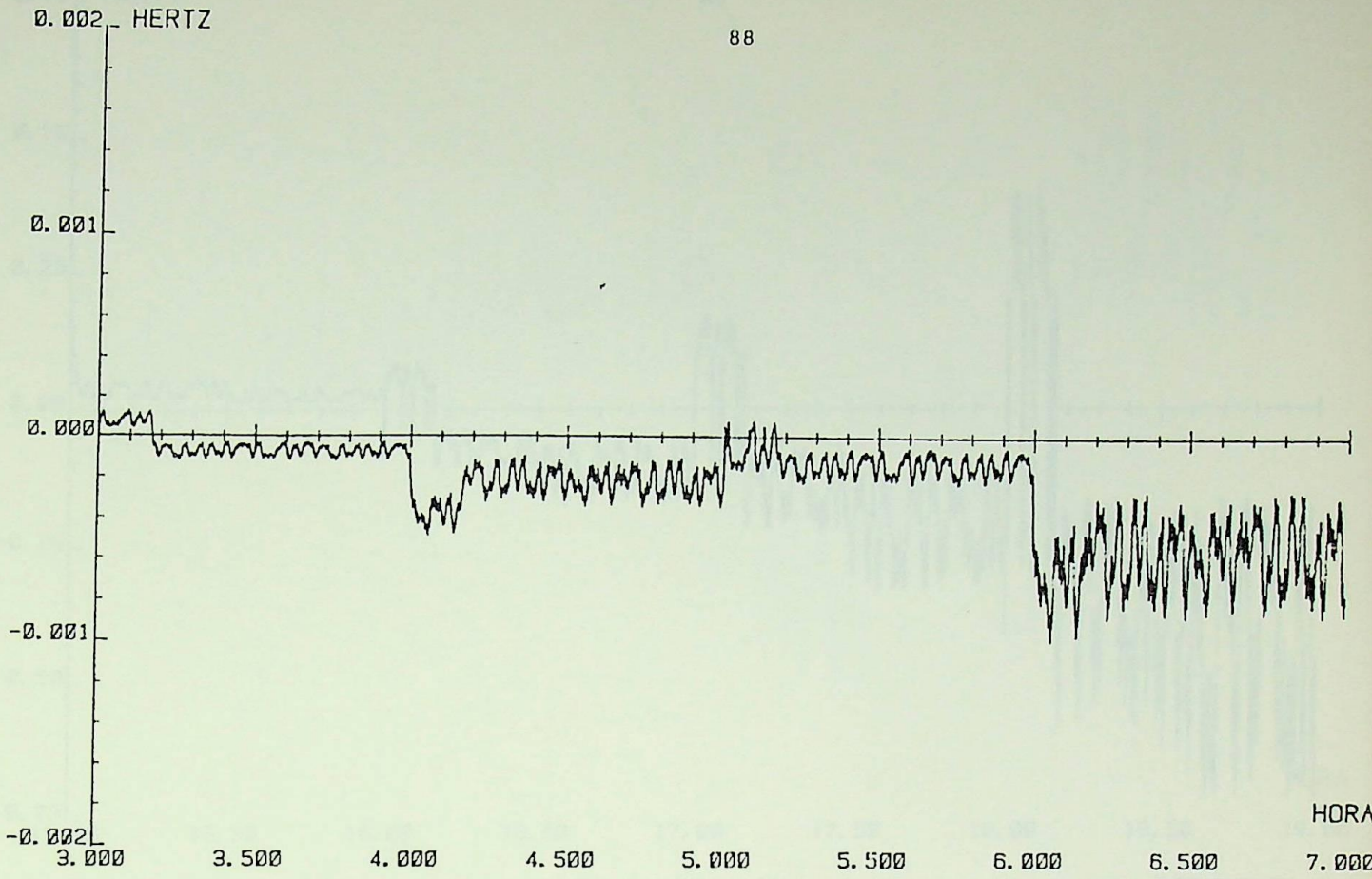


PDELTA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. TERMICAS

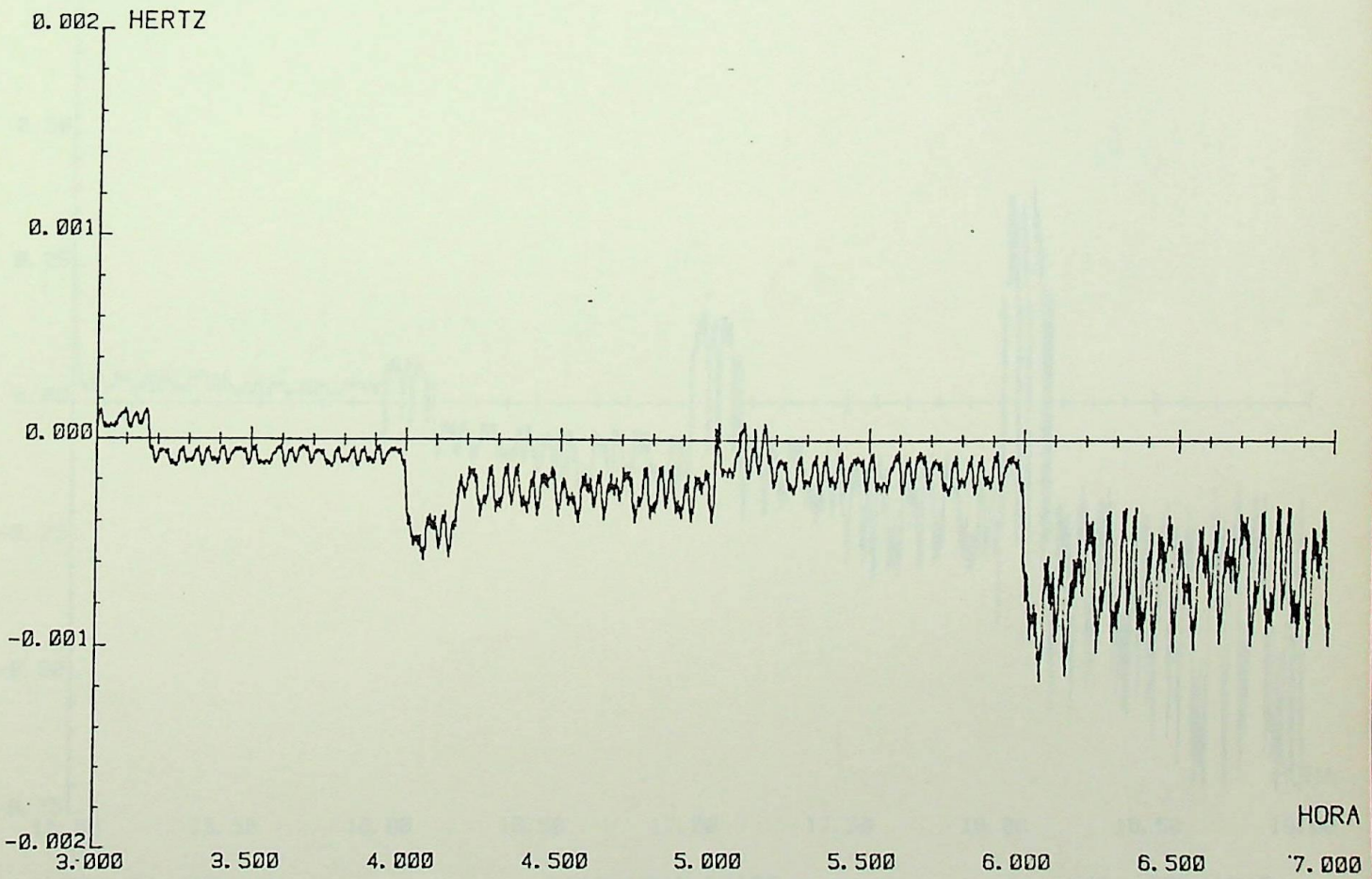
Figura 6.19



PDELTA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. TERMICAS



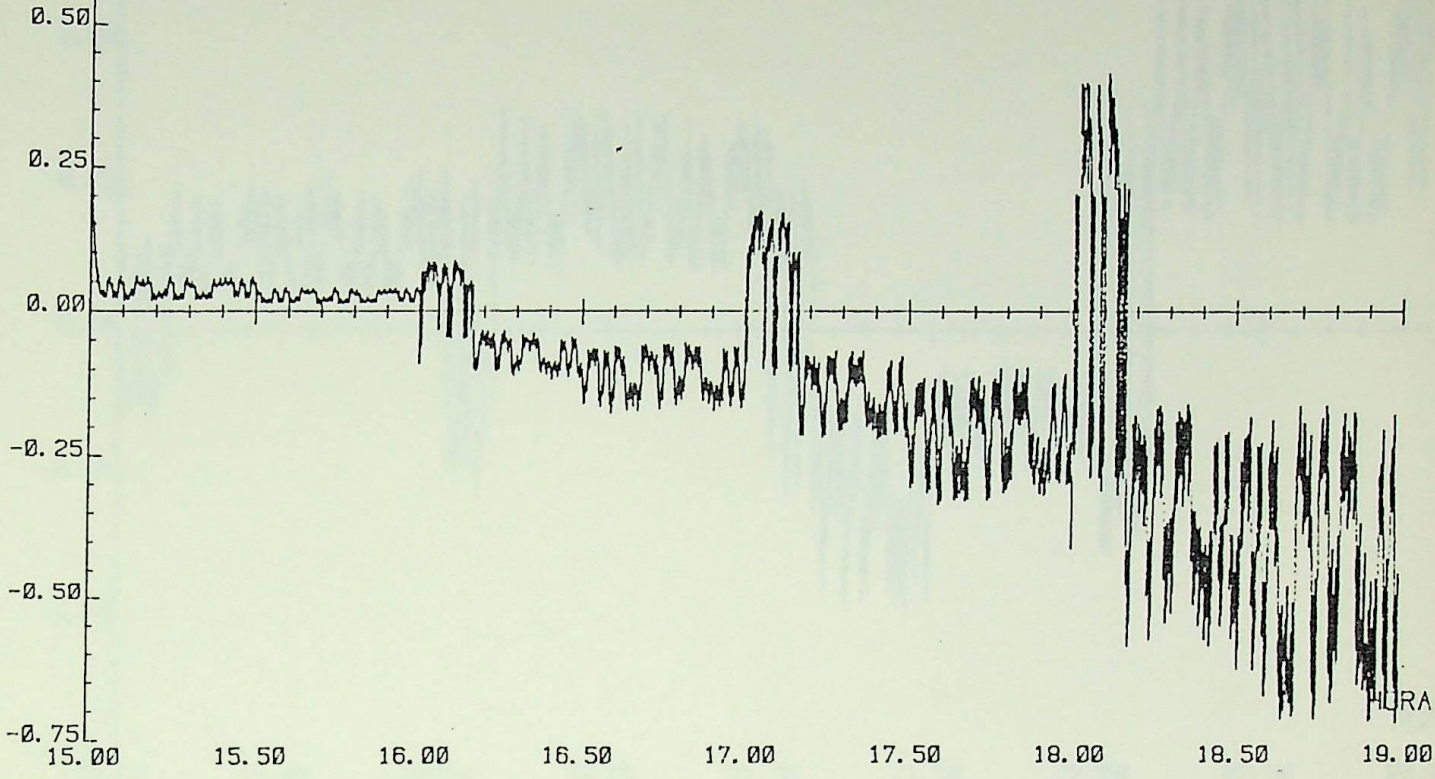
PDELTA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. TERMICAS

Figura 6.20

0.75 MWATT

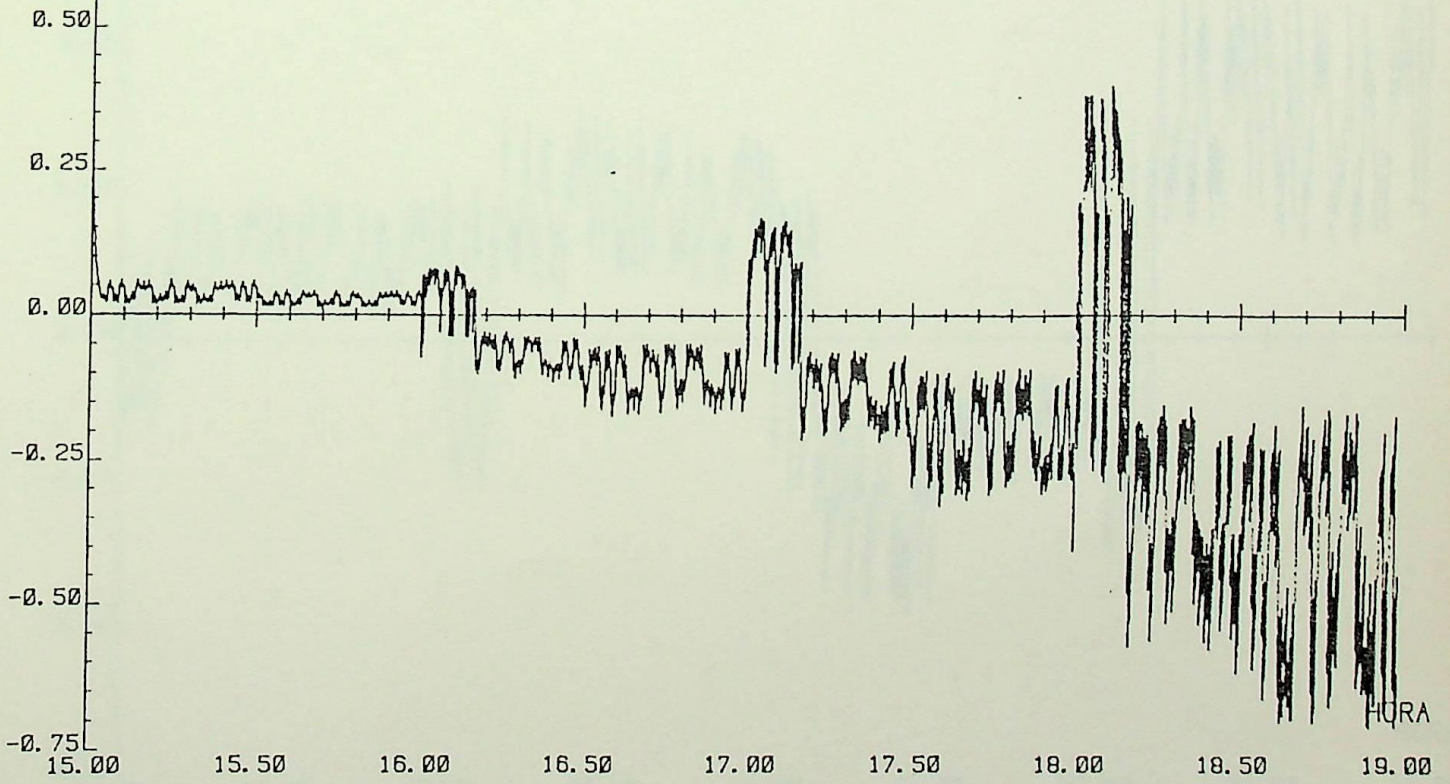


ECA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. TERMICAS

0.75 MWATT



ECA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. TERMICAS

Figura 6.21

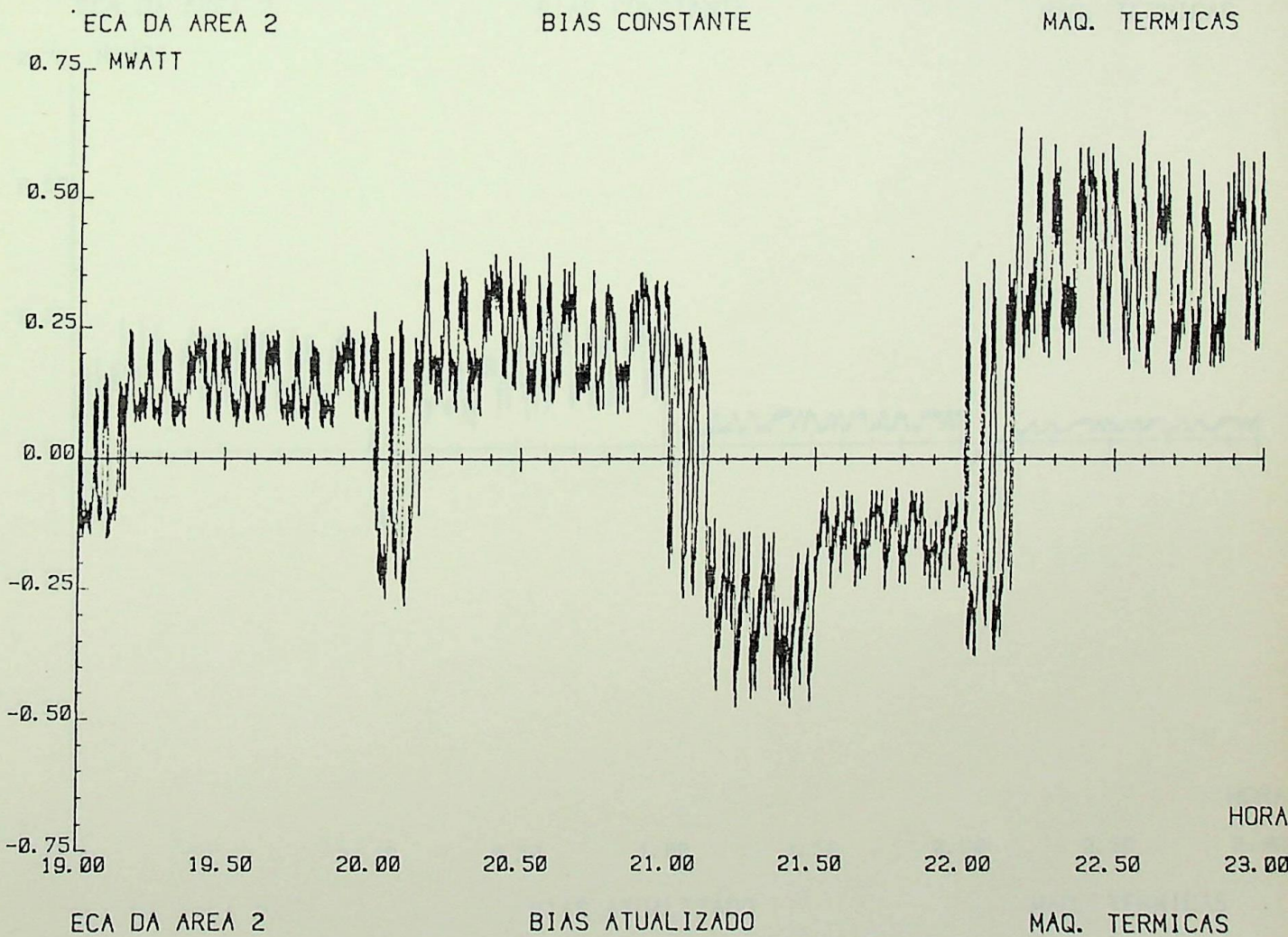
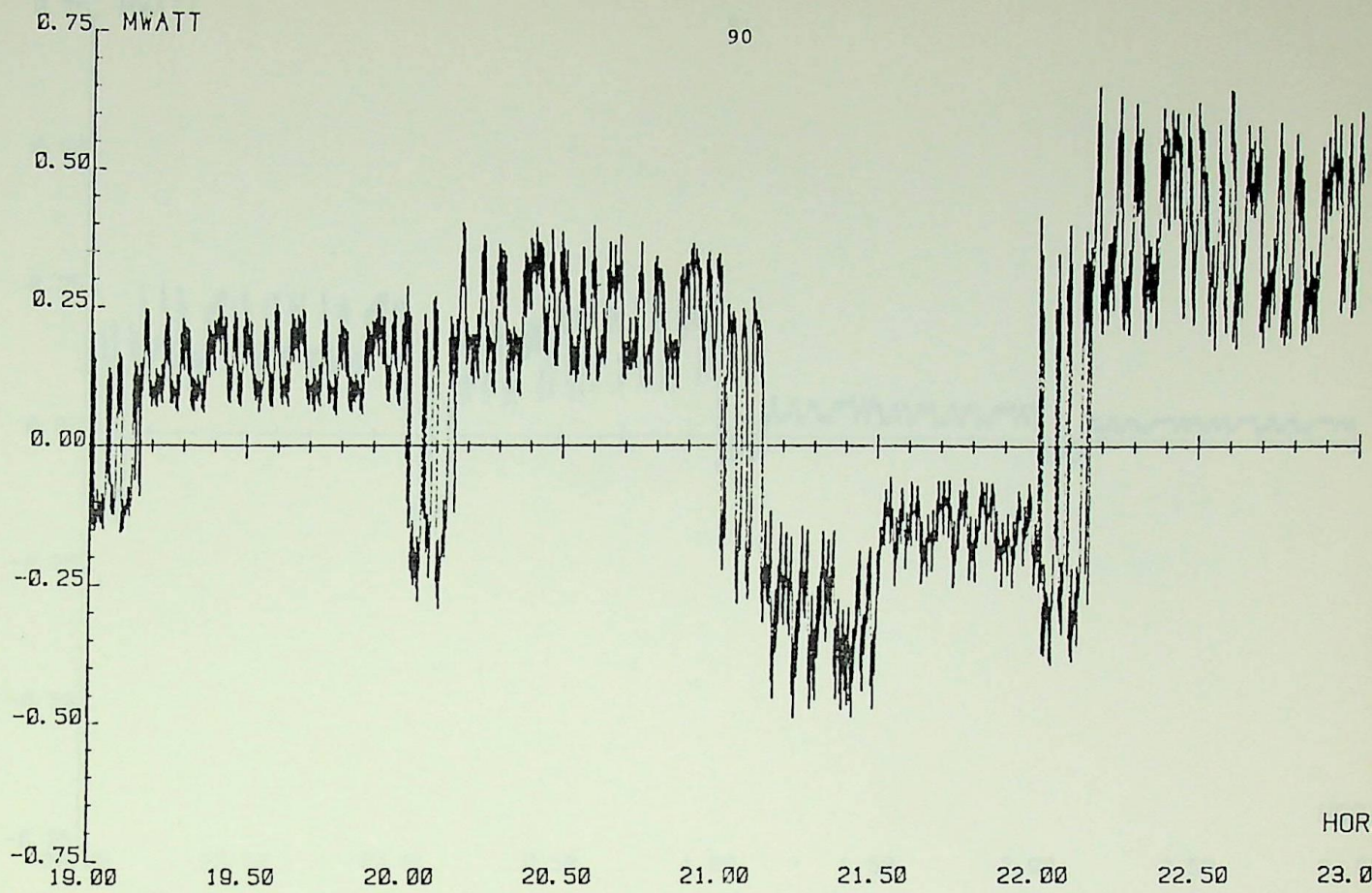
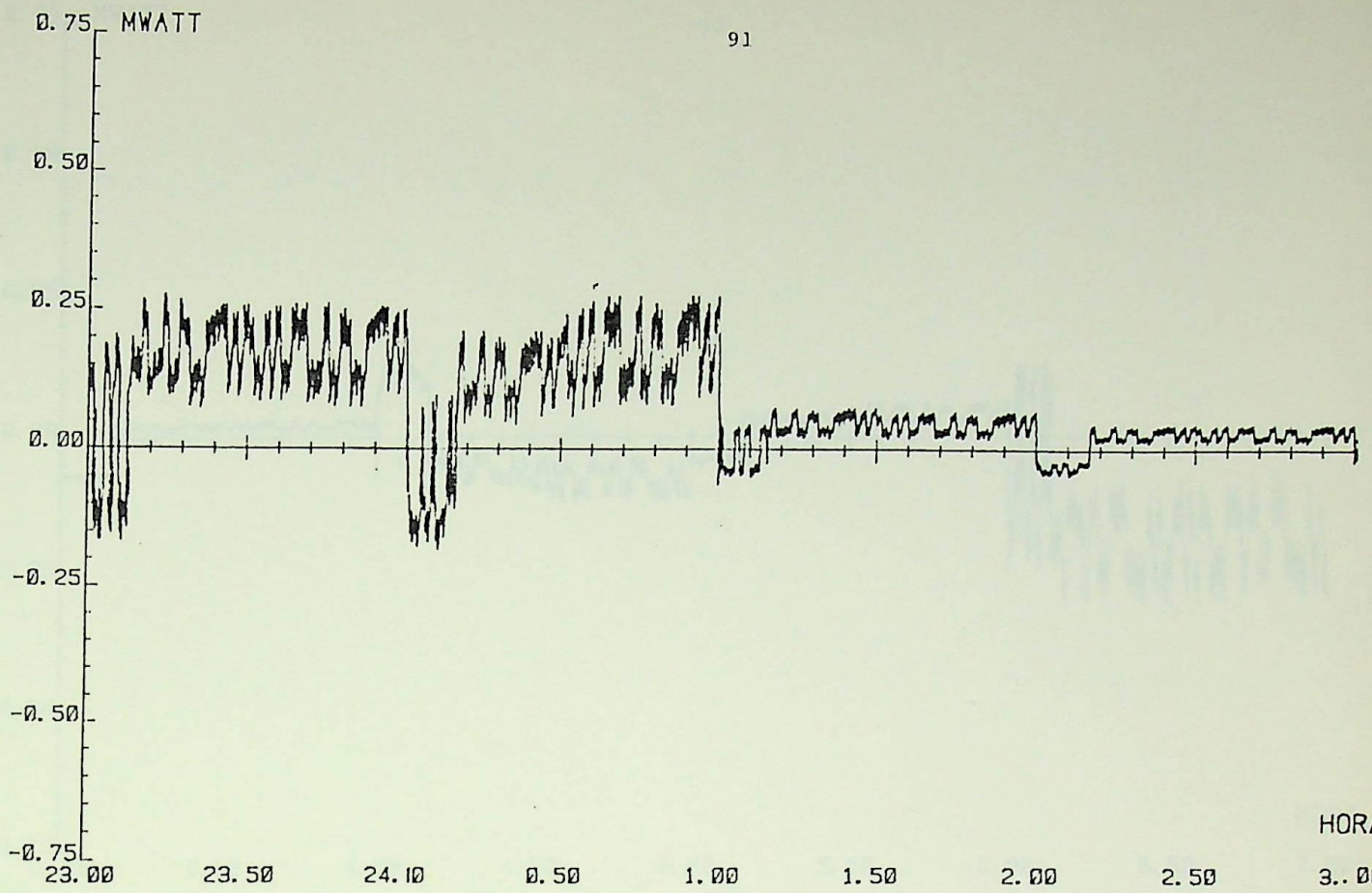


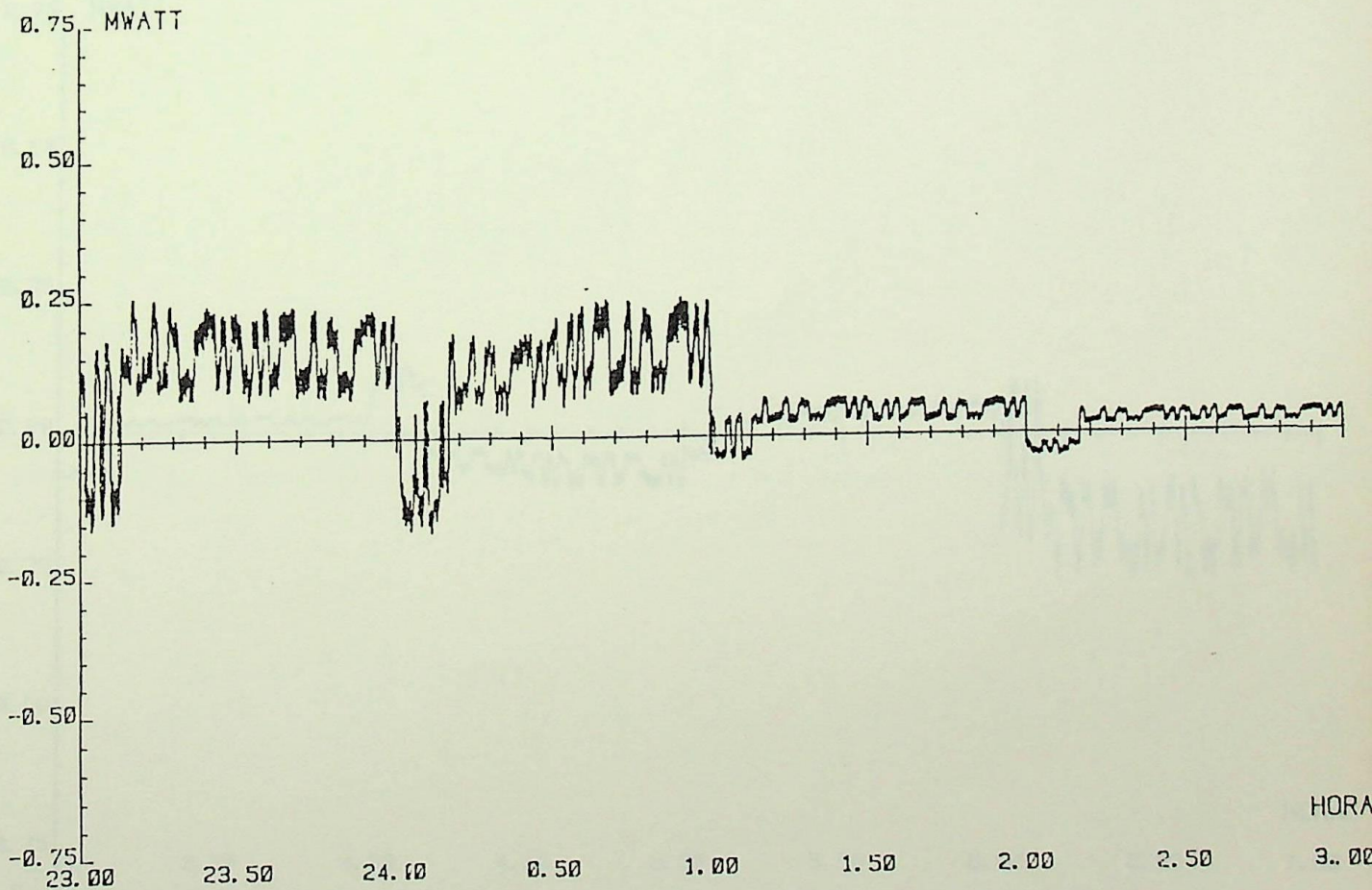
Figura 6.22



ECA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. TERMICAS



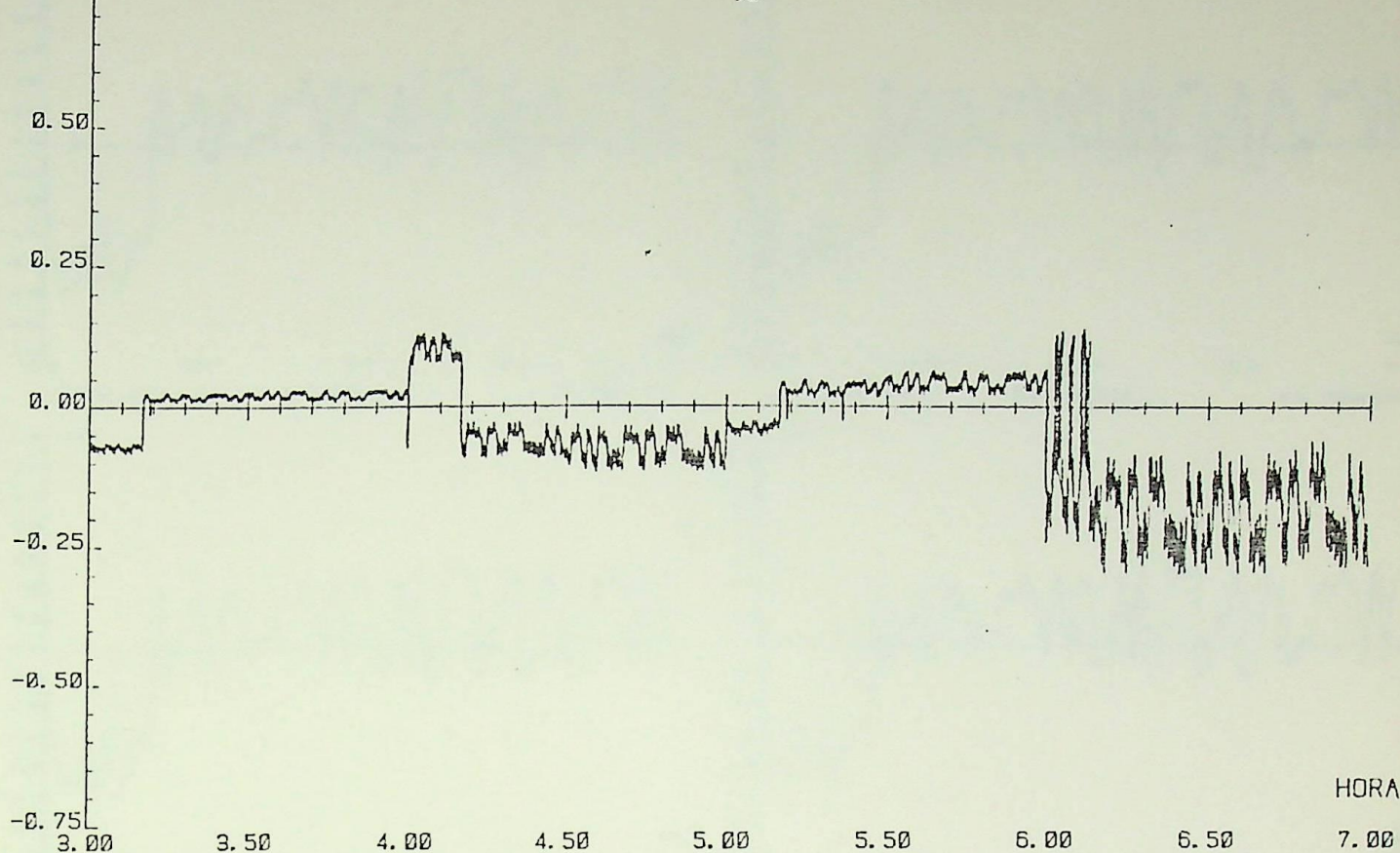
ECA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. TERMICAS

Figura 6.23

0.75 MWATT



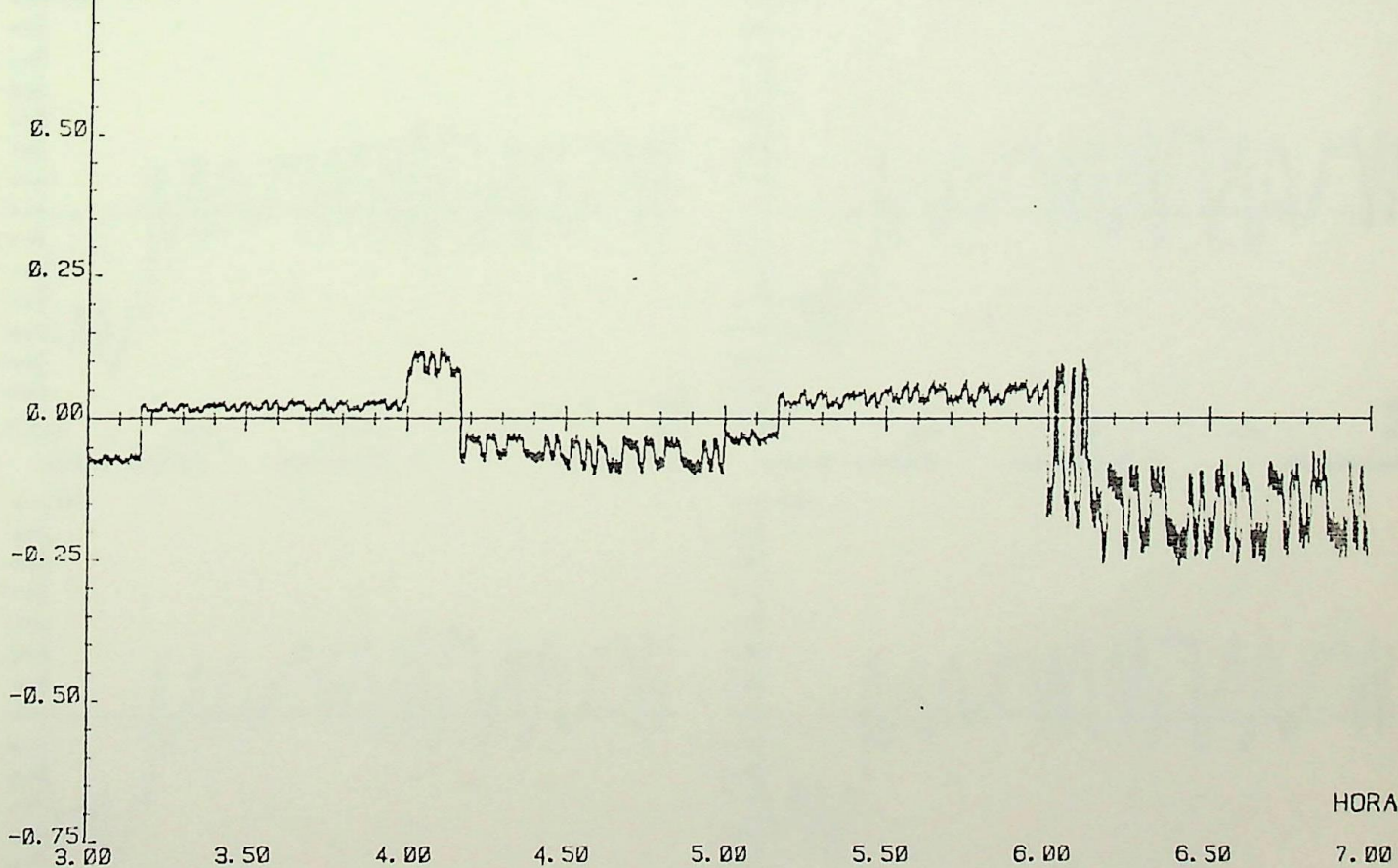
ECA DA AREA 2

BIAS CONSTANTE

MAQ. TERMICAS

HORA

0.75 MWATT



ECA DA AREA 2

BIAS ATUALIZADO

MAQ. TERMICAS

HORA

Figura 6.24

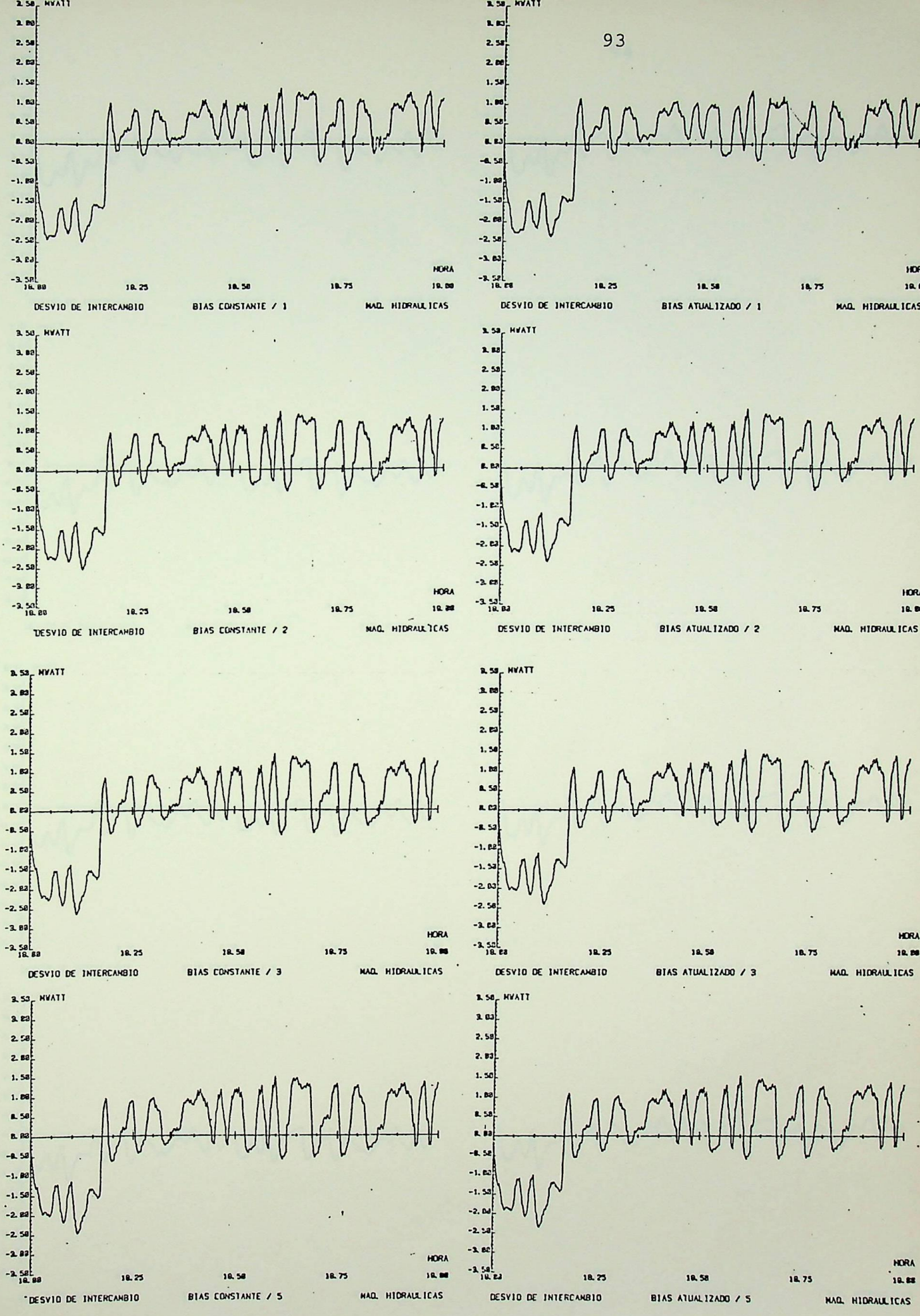


Figura 6.25

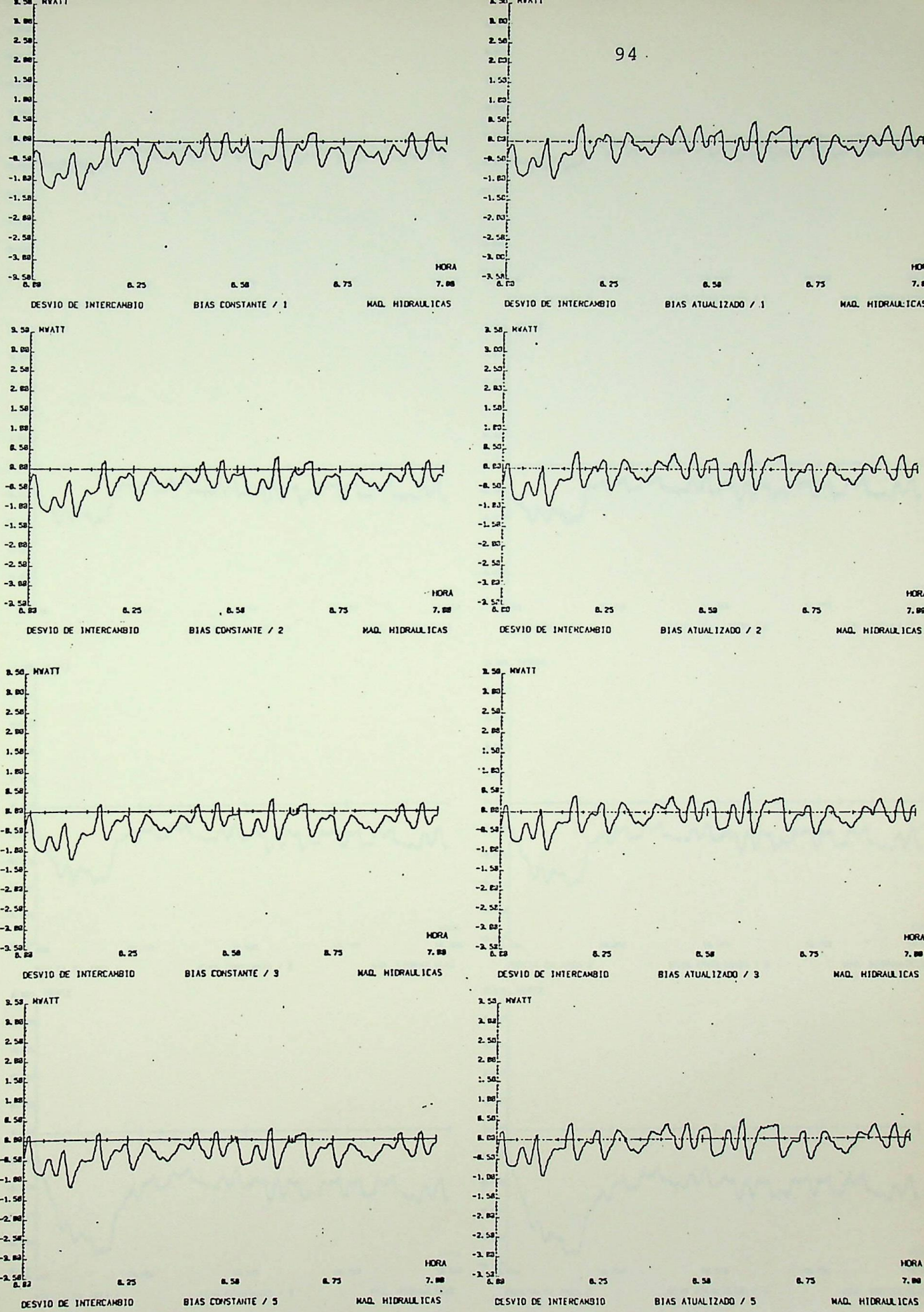


Figura 6.26

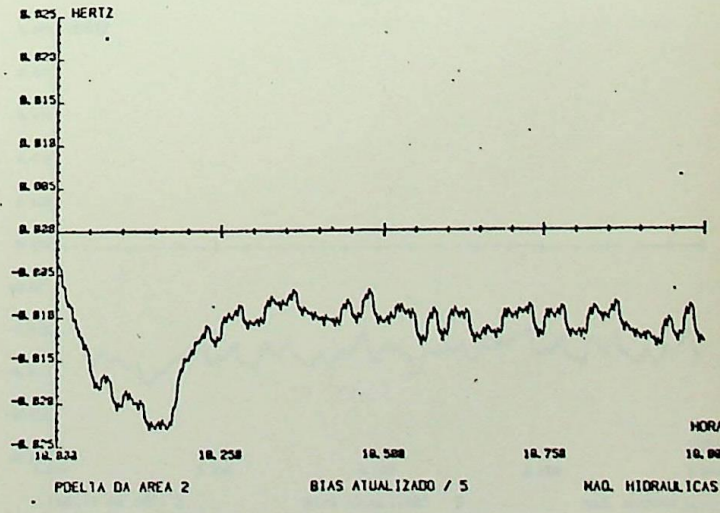
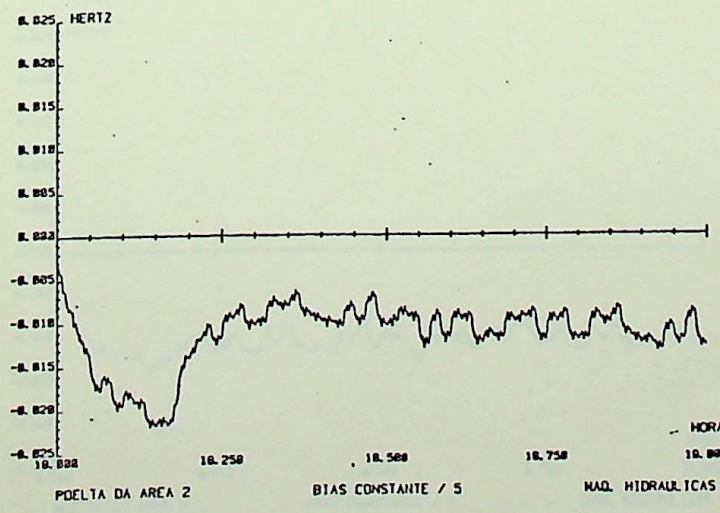
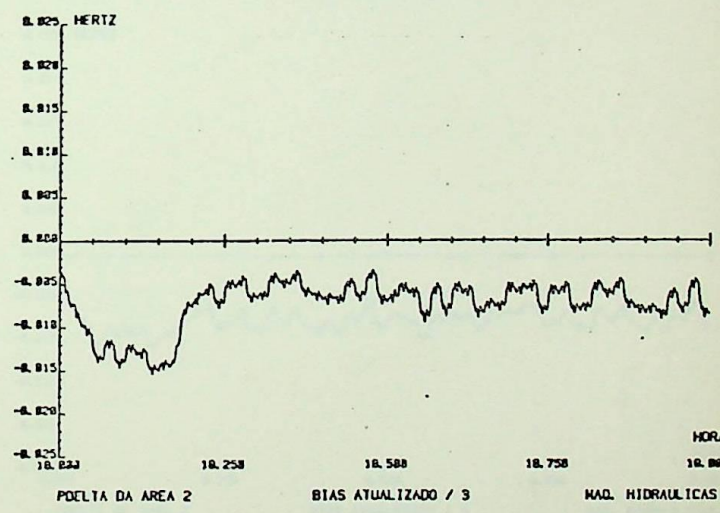
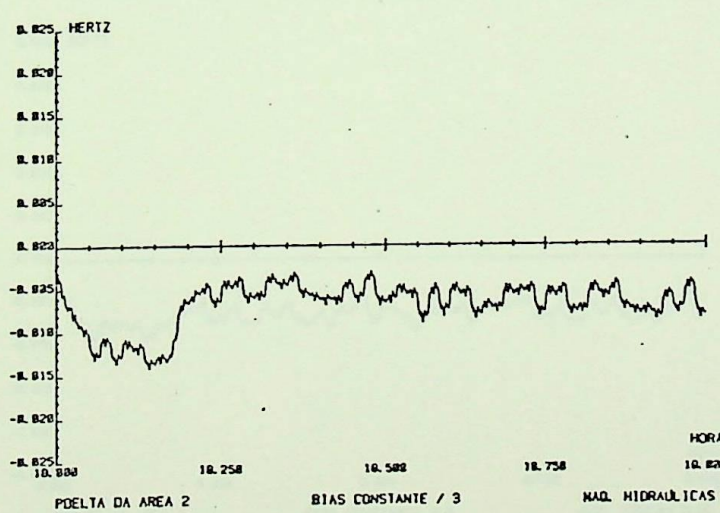
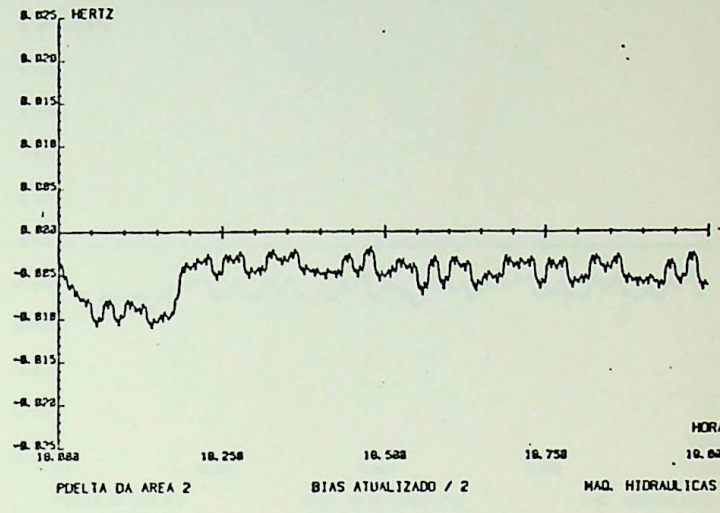
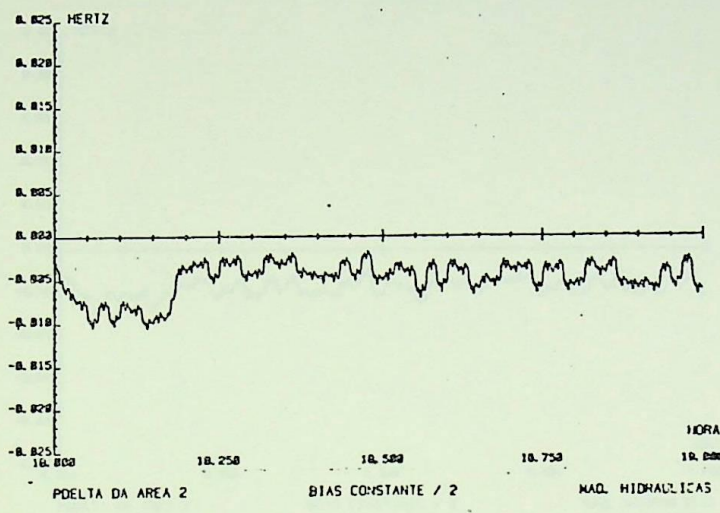
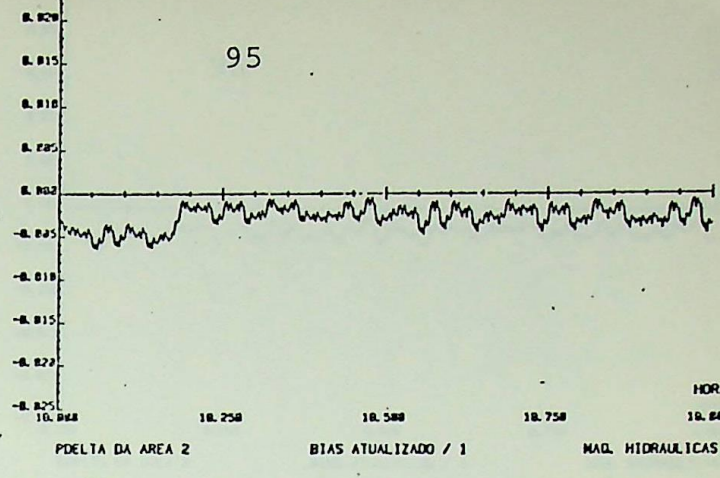
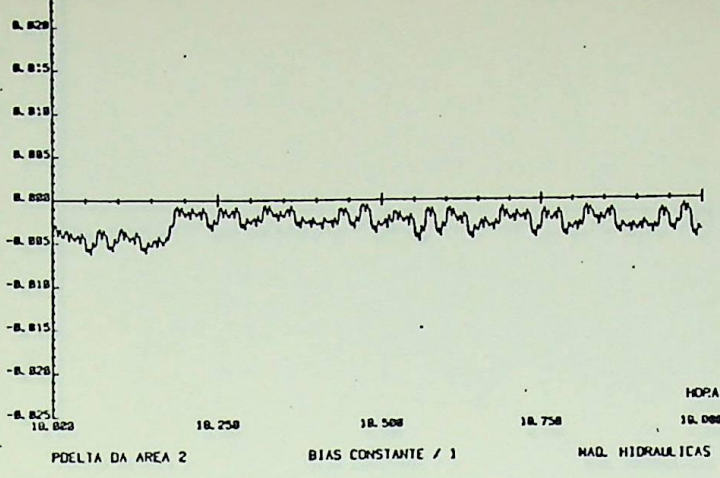


Figura 6.27

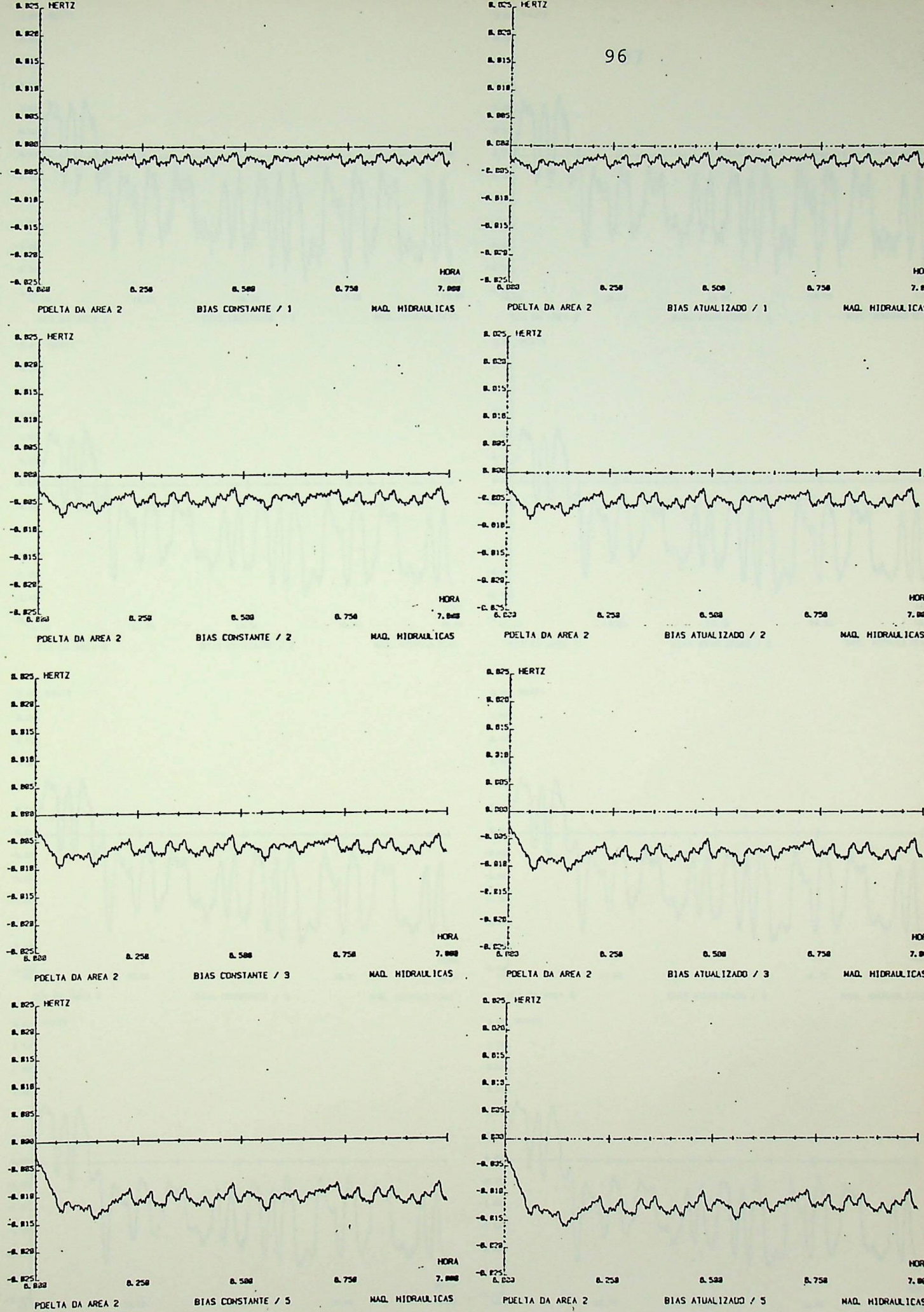


Figura 6.28

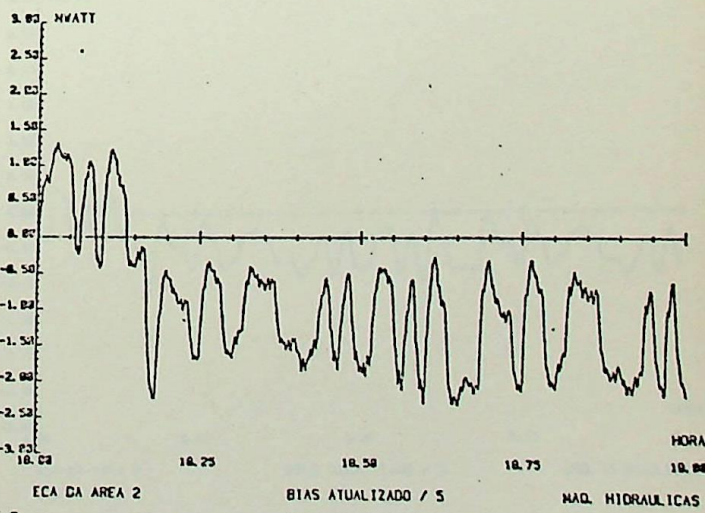
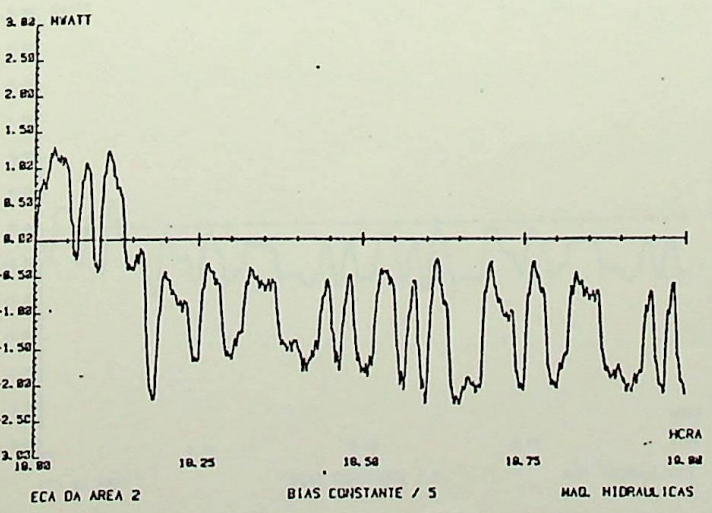
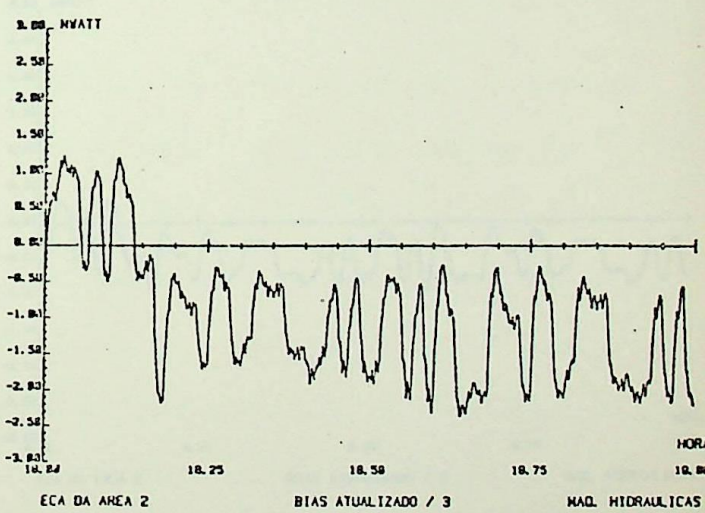
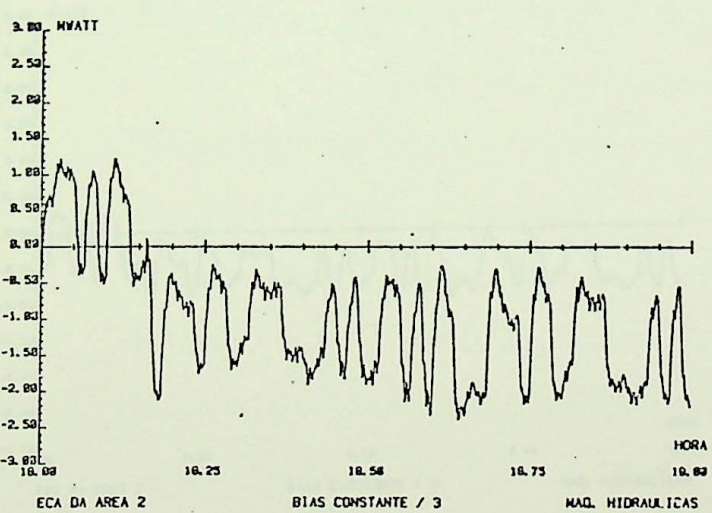
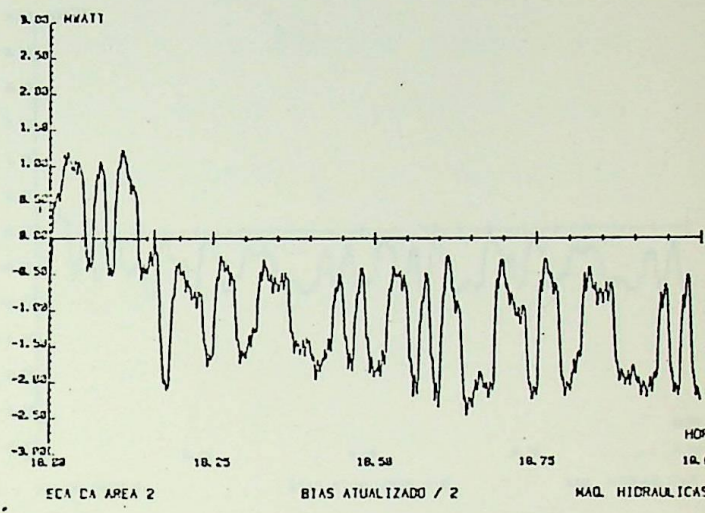
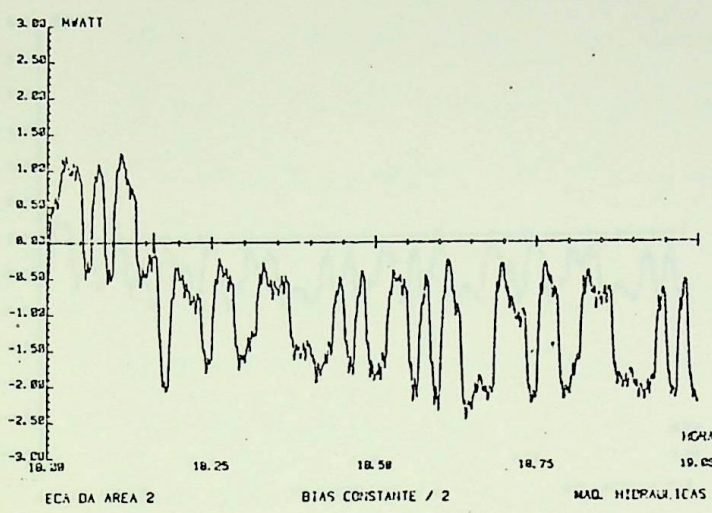
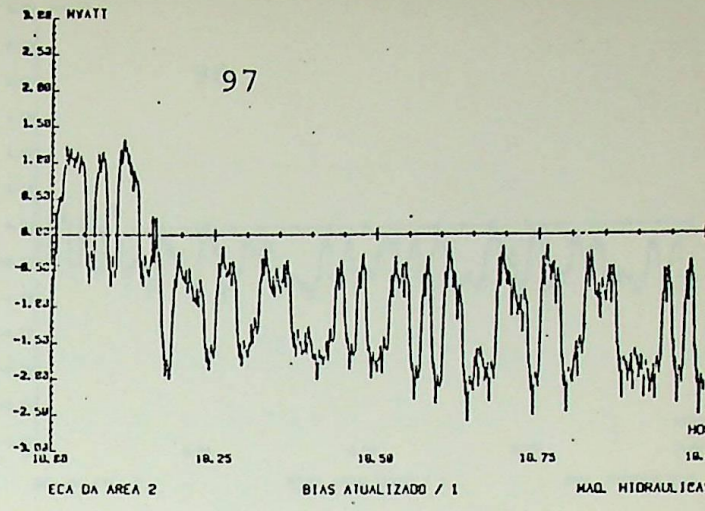
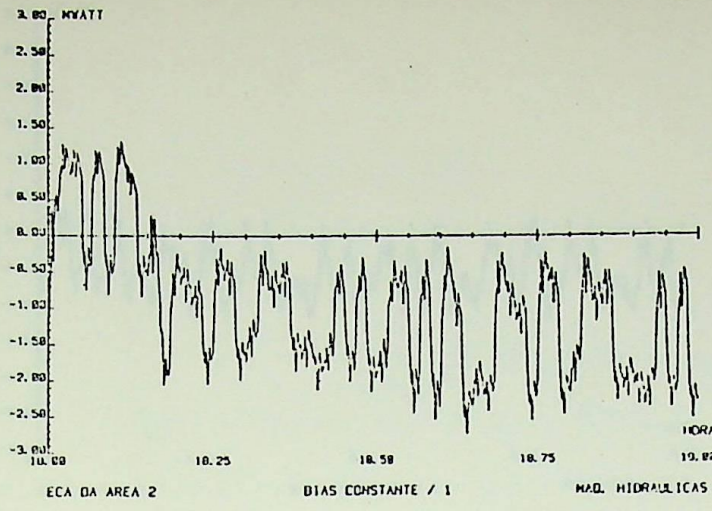


Figura 6.29

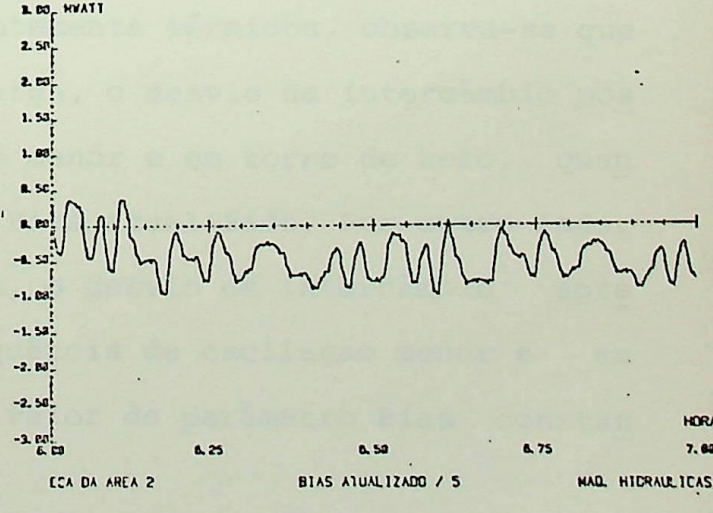
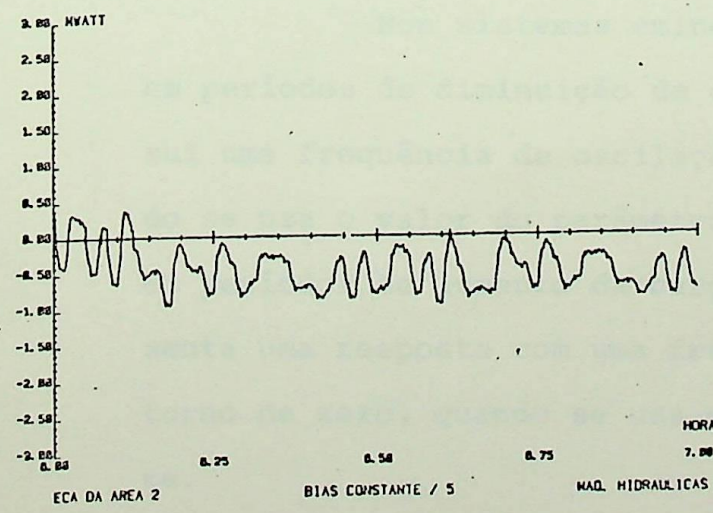
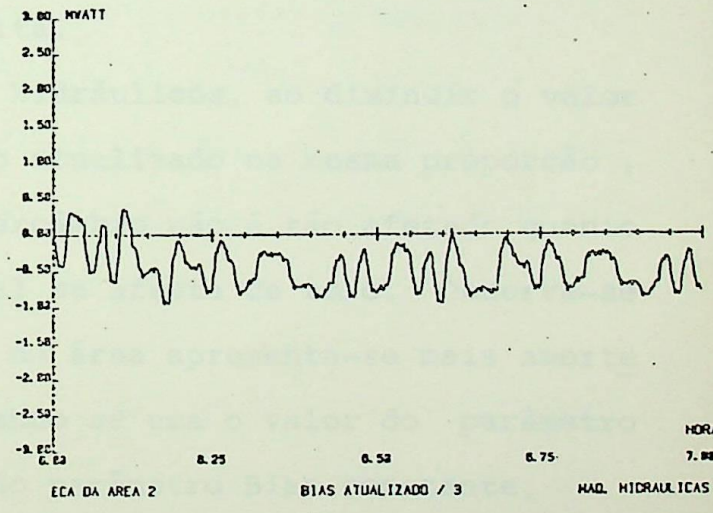
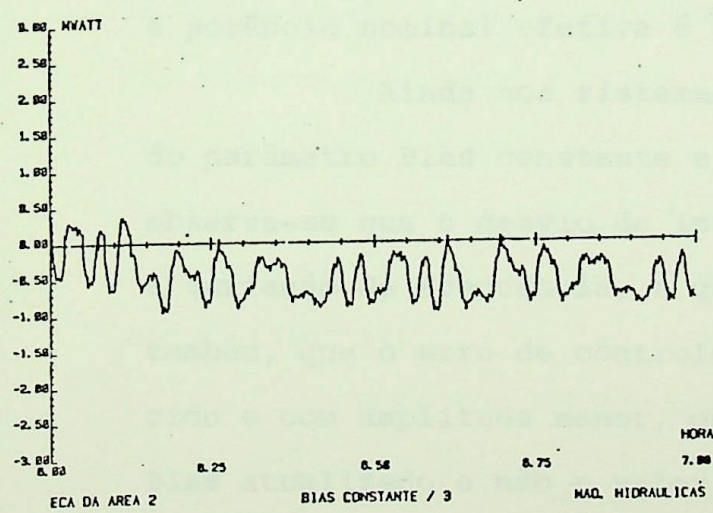
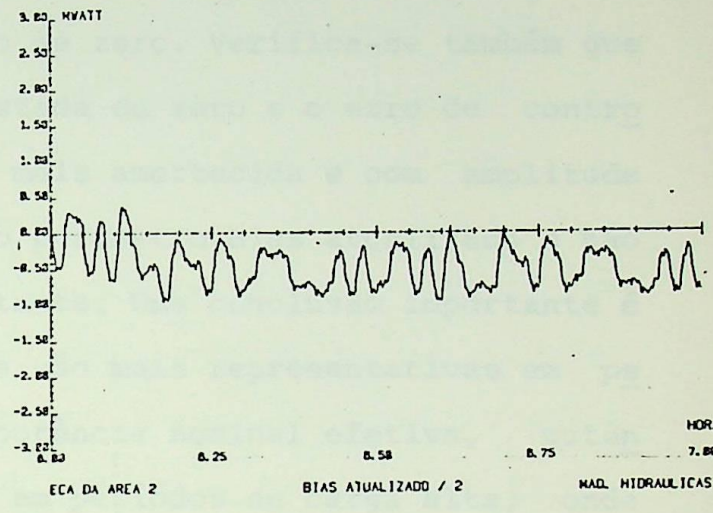
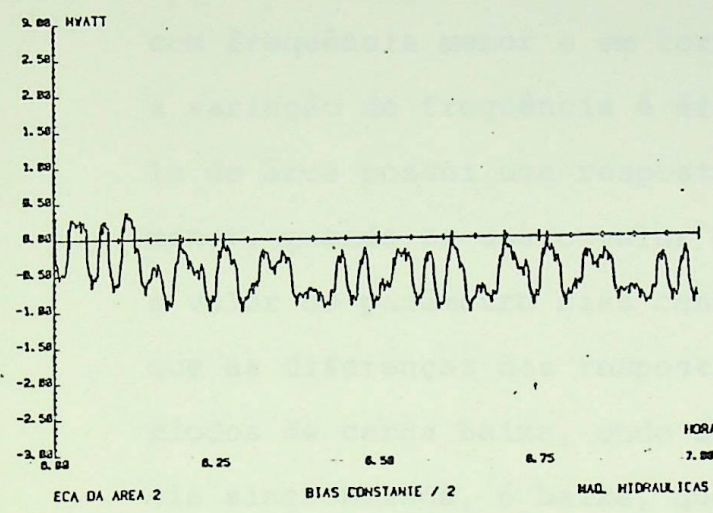
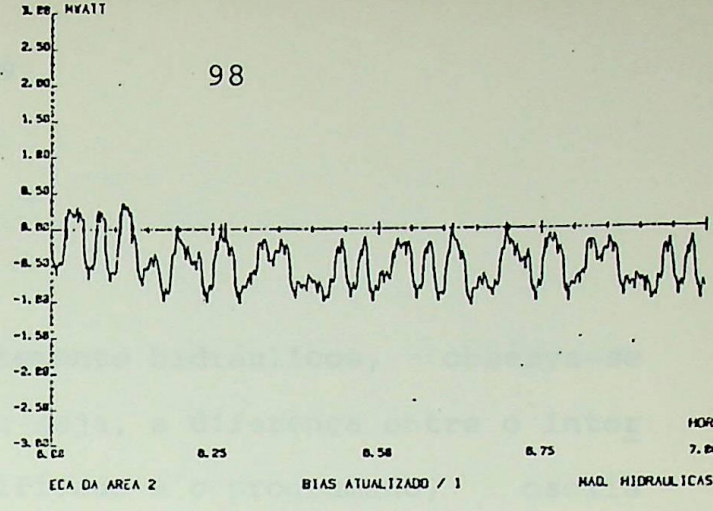
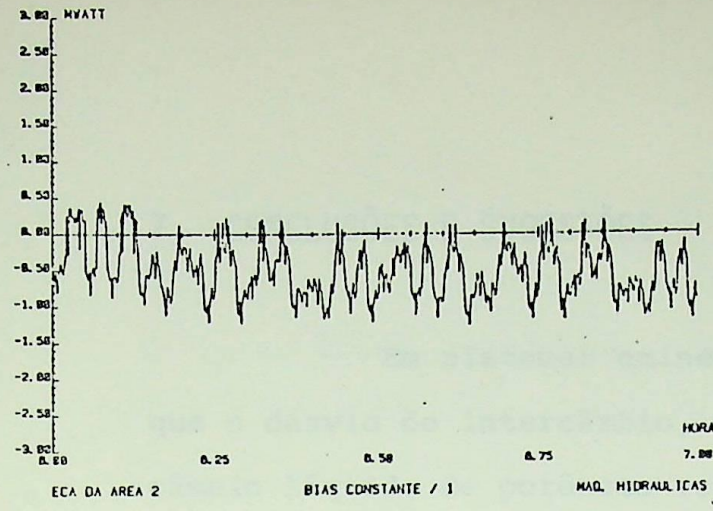


Figura 6.30

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Em sistemas eminentemente hidráulicos, observa-se que o desvio de intercâmbio, ou seja, a diferença entre o intercâmbio líquido de potência verificado e o programado, oscila com frequência menor e em torno de zero. Verifica-se também que a variação de frequência é afastada de zero e o erro de controle de área possui uma resposta mais amortecida e com amplitude menor, quando se usa o valor do parâmetro Bias atualizado e não o valor do parâmetro Bias constante. Uma conclusão importante é que as diferenças das respostas são mais representativas em períodos de carga baixa, onde a potência nominal efetiva, potência sincronizada, é baixa, que em períodos de carga alta, onde a potência nominal efetiva é alta.

Ainda nos sistemas hidráulicos, ao diminuir o valor do parâmetro Bias constante e o atualizado na mesma proporção, observa-se que o desvio de intercâmbio não é tão afetado quanto a variação de frequência, a qual se afasta de zero. Observa-se também, que o erro de controle de área apresenta-se mais amortecido e com amplitude menor, quando se usa o valor do parâmetro Bias atualizado e não o valor do parâmetro Bias constante.

Nos sistemas eminentemente térmicos, observa-se que em períodos de diminuição de carga, o desvio de intercâmbio possui uma frequência de oscilação menor e em torno de zero, quando se usa o valor do parâmetro Bias atualizado. Por outro lado, em períodos de aumento da carga, o desvio de intercâmbio apresenta uma resposta com uma frequência de oscilação menor e em torno de zero, quando se usa o valor do parâmetro Bias constante.

Observa-se, ainda, nos sistemas térmicos, que a influência do valor do parâmetro Bias é mais acentuada no desvio de intercâmbio. Para o caso simulado, onde o valor do parâmetro Bias constante não ultrapassou 170% do menor valor do parâmetro Bias atualizado, não se observa grande influência na variação de frequência e no erro de controle de área. Porém, acontecendo uma situação em que o valor do parâmetro Bias constante excede esse limite, uma influência maior poderá existir na variação de frequência e no erro de controle de área.

Verificando-se a expressão que calcula o valor do parâmetro Bias constante ou atualizado, observa-se que o valor da potência nominal efetiva, tem influência maior que o valor da carga própria. Como o valor do parâmetro Bias constante é calculado na condição do máximo valor da potência nominal efetiva e do máximo valor da carga própria, conclui-se então, que nos períodos de carga alta, a diferença entre o valor do parâmetro Bias constante e o atualizado é pequena, o que não acontece nos períodos de carga baixa, onde há baixo valor da potência nominal efetiva.

Fazendo uma observação geral de todos os resultados obtidos das simulações, quer parecer que, para um sistema nas condições estudadas neste trabalho, poderia ser mais eficiente atualizar o valor do parâmetro Bias três ou quatro vezes durante a simulação, em valores otimizados, do que atualizá-lo minuto a minuto, conforme foi feito, porém sem uma otimização, isto é, levando-se em conta apenas que ele deva ser igual a característica natural de área.

Neste trabalho, o valor do ganho do controle automático de geração é considerado constante, assim como o módulo da

tensão, pois é desprezada a influência do regulador de tensão.

Sugere-se, para continuação deste estudo, que o valor do ganho do controle automático de geração seja variável. A variação deste ganho e do valor do parâmetro Bias poderá ser feita utilizando-se uma estrutura de controle adaptativo.

Sugere-se, ainda, que seja considerado a influência do regulador de tensão, para não tornar constante o módulo da tensão.

Valores do parametro Bias atualizado
da area 2, em (MW/.1Hz), nos respectivos
horarios.

15:00	15:30	16:00	16:30
27.223	27.190	27.167	27.233
27.222	27.189	27.170	27.238
27.221	27.188	25.171	27.240
27.221	27.188	25.172	27.241
27.219	27.187	25.175	27.246
27.219	27.187	25.177	27.248
27.217	27.185	25.180	27.253
27.216	27.185	25.181	27.255
27.215	27.184	25.183	27.257
27.214	27.183	25.186	27.262
27.212	27.182	25.189	27.267
27.211	27.181	25.192	27.272
27.210	27.181	25.193	27.273
27.209	27.180	25.195	27.275
27.209	27.180	25.196	27.278
27.207	27.178	25.200	27.283
27.206	27.178	27.201	27.284
27.206	27.178	27.200	27.286
27.204	27.177	27.205	27.291
27.203	27.176	27.208	27.295
27.202	27.175	27.209	27.297
27.201	27.175	27.210	27.299
27.201	27.174	27.211	27.300
27.200	27.173	27.214	27.305
27.198	27.172	27.217	27.309
27.196	27.171	27.221	27.314
27.195	27.170	27.224	27.319
27.194	27.169	27.226	27.322
27.192	27.168	27.229	27.326
27.192	27.168	27.230	27.328

Valor do parametro Bias constante

Area 1 : 57.133 MW/.1Hz

Area 2 : 34.704 MW/.1Hz

Valores do parametro Bias atualizado
da area 2, em (MW/.1Hz), nos respectivos
horarios.

17:00	17:30	18:00	18:30
27.333	27.467	29.667	32.000
27.339	27.475	29.681	32.017
27.342	27.479	29.688	32.025
27.344	27.483	29.693	32.031
27.350	27.492	29.709	32.049
27.353	27.496	29.715	32.057
27.359	27.506	29.732	32.077
27.362	27.509	29.738	34.417
27.365	27.515	29.746	34.426
27.372	27.524	29.762	34.445
27.378	27.533	29.778	34.463
27.385	27.543	29.795	34.483
27.387	27.547	29.800	34.489
27.389	27.551	29.807	34.497
27.392	27.555	29.814	34.506
27.399	27.565	29.831	34.526
27.401	27.569	29.833	34.532
27.404	27.572	29.842	34.539
27.410	27.581	29.858	34.557
27.415	27.590	29.872	34.574
27.418	27.593	29.878	34.580
27.420	27.597	29.885	34.588
27.423	29.601	29.890	34.595
27.428	29.609	29.905	34.611
27.435	29.619	31.920	34.630
27.441	29.629	31.937	34.649
27.448	29.639	31.953	34.669
27.451	29.643	31.961	34.678
27.457	29.653	31.977	34.696
27.460	29.657	31.983	34.704

Valor do parametro Bias constante

Area 1 : 57.133 MW/.1Hz

Area 2 : 34.704 MW/.1Hz

Valores do parametro Bias atualizado
da area 2, em (MW/.1Hz), nos respectivos
horarios.

19:00	19:30	20:00	20:30
34.723	34.583	34.443	31.867
34.717	34.577	34.433	31.857
34.715	34.575	34.428	31.852
34.712	34.572	34.424	31.849
34.706	34.566	34.413	31.838
34.703	34.563	34.408	31.834
34.696	34.556	34.396	31.822
34.694	34.554	34.391	31.818
34.690	34.550	34.386	31.813
34.683	34.543	34.374	31.802
34.677	34.537	34.362	31.791
34.670	34.530	34.350	31.780
34.667	34.527	34.346	31.776
34.665	34.525	34.341	31.771
34.661	34.521	34.335	31.766
34.654	34.514	34.323	29.754
34.652	34.512	34.319	29.751
34.650	34.510	34.315	29.747
34.643	34.503	34.304	29.737
34.637	34.497	34.293	29.727
34.635	34.495	34.289	29.723
34.632	34.492	34.284	29.719
34.629	34.489	34.280	29.715
34.624	34.484	34.270	29.705
34.617	34.477	31.925	29.694
34.610	34.470	31.913	29.683
34.603	34.463	31.901	29.672
34.600	34.460	31.895	29.666
34.593	34.453	31.884	29.656
34.590	34.450	31.879	29.651

Valor do parametro Bias constante

Area 1 : 57.133 MW/.1Hz

Area 2 : 34.704 MW/.1Hz

Valores do parametro Bias atualizado
da area 2, em (MW/.1Hz), nos respectivos
horarios.

21:00	21:30	22:00	22:30
29.640	31.973	31.943	29.567
29.649	31.844	31.927	29.552
29.653	31.846	31.920	29.545
29.656	31.848	31.913	29.539
29.665	31.853	31.896	29.523
29.669	31.855	31.888	27.516
29.679	31.860	31.869	27.499
29.683	31.862	31.863	27.493
29.687	31.865	31.854	27.485
29.697	31.870	31.835	27.468
29.707	31.874	31.818	27.452
29.717	31.880	31.799	27.435
29.720	31.881	31.793	27.429
29.724	31.883	31.785	27.423
29.729	31.886	31.776	27.414
29.739	31.891	31.757	27.397
29.742	31.893	31.751	27.392
29.745	31.895	31.745	27.386
29.755	31.899	31.727	27.370
29.763	31.904	31.711	27.355
29.767	31.906	31.705	27.349
29.771	31.908	31.697	27.342
29.774	31.909	31.691	27.337
29.783	31.914	31.675	27.322
29.792	31.919	29.657	27.306
29.802	31.924	29.638	27.288
29.805	31.929	29.619	27.271
29.817	31.931	29.611	27.263
29.826	31.936	29.593	27.247
29.830	31.938	29.586	27.240

Valor do parametro Bias constante

Area 1 : 57.133 MW/.1Hz

Area 2 : 34.704 MW/.1Hz

Valores do parametro Bias atualizado
da area 2, em (MW/.1Hz), nos respectivos
horarios.

23:00	23:30	0:00	0:30
27.223	25.057	22.890	22.767
27.216	25.049	22.885	22.760
27.213	25.046	22.882	22.757
27.210	25.043	22.880	22.754
27.202	25.035	22.874	22.747
27.199	25.032	22.872	22.744
27.191	25.024	22.866	22.736
27.188	25.021	22.864	20.733
27.184	25.017	22.861	20.730
27.175	25.009	22.855	20.722
27.168	25.001	22.849	20.715
27.160	24.993	22.843	20.707
27.157	24.990	22.841	20.704
27.153	24.987	22.838	20.701
27.149	24.983	22.835	20.697
27.141	24.975	22.829	20.689
27.138	24.972	22.827	20.687
27.135	24.969	22.825	20.684
25.128	22.961	22.819	20.677
25.121	22.954	22.814	20.670
25.118	22.951	22.812	20.667
25.115	22.948	22.809	20.664
25.112	22.945	22.807	20.662
25.104	22.938	22.802	20.655
25.097	22.930	22.796	20.648
25.088	22.922	22.790	20.640
25.080	22.913	22.784	20.632
25.076	22.910	22.781	20.628
25.068	22.902	22.775	20.621
25.065	22.898	22.773	20.618

Valor do parametro Bias constante

Area 1 : 57.133 MW/.1Hz

Area 2 : 34.704 MW/.1Hz

Valores do parametro Bias atualizado
da area 2, em (MW/.1Hz), nos respectivos
horarios.

1:00	1:30	2:00	2:30
20.610	20.567	20.527	20.500
20.608	20.565	20.525	20.499
20.607	20.564	20.525	20.498
20.607	20.563	20.524	20.498
20.604	20.562	20.523	20.497
20.604	20.561	20.523	20.496
20.601	20.559	20.521	20.495
20.601	20.558	20.521	20.494
20.600	20.557	20.520	20.494
20.597	20.555	20.519	20.492
20.595	20.553	20.518	20.491
20.593	20.551	20.517	20.490
20.593	20.551	20.516	20.489
20.592	20.538	20.516	20.489
20.591	20.549	20.515	20.488
20.589	20.547	20.514	20.487
20.588	20.546	20.513	20.486
20.587	20.546	20.513	20.486
20.585	20.544	20.511	20.485
20.583	20.542	20.510	20.483
20.583	20.541	20.510	20.483
20.582	20.540	20.509	20.483
20.581	20.540	20.509	20.482
20.579	20.538	20.508	20.481
20.577	20.536	20.506	20.480
20.575	20.534	20.505	20.478
20.573	20.532	20.504	20.477
20.572	20.531	20.503	20.476
20.570	20.530	20.502	20.475
20.569	20.529	20.501	20.475

Valor do parametro Bias constante

Area 1 : 57.133 MW/.1Hz

Area 2 : 34.704 MW/.1Hz

Valores do parametro Bias atualizado
da area 2, em (MW/.1Hz), nos respectivos
horarios.

3:00	3:30	4:00	4:30
20.473	20.460	20.443	20.493
20.473	20.459	20.445	20.496
20.472	20.459	20.447	20.497
20.472	20.459	20.447	20.498
20.472	20.458	20.450	20.501
20.471	20.458	20.451	20.503
20.471	20.457	20.453	20.506
20.470	20.456	20.454	20.507
20.470	20.456	20.455	20.508
20.469	20.455	20.458	20.511
20.469	20.455	20.460	20.514
20.468	20.454	20.462	20.518
20.468	20.453	20.463	20.519
20.468	20.453	20.464	20.520
20.468	20.453	20.465	20.521
20.467	20.452	20.468	20.524
20.467	20.451	20.469	20.526
20.466	20.451	20.470	20.527
20.466	20.451	20.472	20.530
20.465	20.450	20.474	20.532
20.465	20.449	20.475	20.533
20.465	20.449	20.476	20.535
20.464	20.449	20.477	20.536
20.464	20.448	20.479	20.538
20.463	20.447	20.481	20.542
20.462	20.447	20.484	20.545
20.462	20.446	20.486	20.548
20.462	20.445	20.488	20.549
20.461	20.444	20.490	20.552
20.461	20.444	20.491	20.553

Valor do parametro Bias constante

Area 1 : 57.133 MW/.1Hz

Area 2 : 34.704 MW/.1Hz

Valores do parametro Bias atualizado
da area 2, em (MW/.1Hz), nos respectivos
horarios.

5:00	5:30	6:00	6:30
20.557	20.533	20.500	20.667
20.556	20.532	20.507	20.674
20.555	20.531	20.510	20.677
20.555	20.531	20.513	20.680
20.554	20.529	20.521	20.688
20.553	20.528	20.524	20.691
20.552	20.527	20.533	20.699
20.552	20.526	20.535	20.702
20.551	20.525	20.539	20.706
20.550	20.524	20.548	20.715
20.549	20.522	20.556	20.722
20.548	20.521	20.564	20.731
20.547	20.520	20.567	20.733
20.547	20.519	20.570	20.737
20.546	20.518	20.574	20.740
20.545	20.517	20.582	20.749
20.545	20.516	20.585	20.749
20.544	20.516	20.588	20.754
20.543	20.514	20.595	20.762
20.542	20.513	20.603	20.769
20.542	20.512	20.606	20.772
20.542	20.511	20.609	20.775
20.541	20.511	20.612	20.778
20.540	20.510	20.619	20.785
20.539	20.508	20.627	20.793
20.538	20.506	20.635	20.802
20.537	20.505	20.643	20.810
20.536	20.504	20.647	20.814
20.535	20.502	20.655	20.822
20.535	20.502	20.658	20.825

Valor do parametro Bias constante

Area 1 : 57.133 MW/.1Hz

Area 2 : 34.704 MW/.1Hz

8. BIBLIOGRAFIA

1. De Mello, F. P. *Dinâmica e Controle de Geração*, Curso de Engenharia em Sistemas Elétricos de Potência - Série PTI, Universidade Federal de Santa Maria, 1979.
2. Kirchmayer, L. K. *Economic Control of Interconnected Power Systems*, John Wiley & Sons, 1959.
3. Cohn, N. *Control of Generation and Power Flow on Interconnected Systems*, John Wiley & Sons, 1961.
4. Elgerd, O. I. *Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica*, McGraw-Hill do Brasil, 1976.
5. Anderson, P. M. and Fould, A. A. *Power System Control and Stability*, The Iowa State University Press/Ames, 1977.
6. Filho, X. V. *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração*, Campus e Eletrobrás, 1984.
7. Oni, B., Graham, H. and Walker, L. *Investigations of Nonlinear Tie-Line Bias Control of Interconnected Power Systems*, IEEE Transactions on PSA, Vol. 100, May 1981, pp. 2350 - 2356.
8. De Mello, F.P., Mills, R. J. and B'Relis, W. F. *Automatic Generation Control - Part I - Process Modeling*, IEEE Transactions on PAS, Vol. 92, March/April 1973, pp. 710-715.
9. De Mello, F.P., Mills, R. J. and B'Relis, W.F. *Automatic Generation Control - Part II - Digital Control Techniques*, IEEE Transactions on PAS, Vol. 92, March/April 1973, pp. 716 - 722.

10. Foud, A. A. and Knous, S. H. Effect of Coordinated Correction of Tie-Line Bias Control in Interconnected Power System Operation, IEEE Transactions on PAS, Vol. 101, May 1982, pp. 1134 - 1142.
11. Noronha, A. W. Noções sobre o Controle de Geração, Companhia Energética de São Paulo - 1981.
12. Grupo Coordenador de Operações Interligadas e Grupo de Trabalho de Estudos da Operação, Operação em Controle Automático de Geração, Eletrobrás, 1982.
13. Grupo Coordenador de Operações Interligadas e Grupo de Trabalho de Estudos da Operação, Curvas Típicas de Carga Diária, Eletrobrás, 1982.
14. Tibúrcio, J. C., Notas de aulas de Análise de Sistemas Elétricos, Curso de Engenharia de Sistemas Elétricos, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1982.

DATA 10, 04 / 1987
PROC.
PLD. PPG
LIV.
NC.\$ DOAÇÃO

621.316:681.5.015(043.2)
C316i T.476

EFEI / Biblioteca Mauá

CARRIJO, Domingos Sálvio

Influência do valor do parâmetro
Bias do controle automático de gera
ção na performance dos sistemas de
potência interligados.....

Registro

Devolver em

10/04/87

8/10/87

EFEI

BIBLIOTECA MAUÁ

Esta publicação deverá ser devolvida
dentro do prazo estipulado.

O leitor é responsável pela publicação
em seu poder.

EFEI - BIBLIOTECA MAUÁ
8200476



NÃO DANIFIQUE ESTA ETIQUETA