

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

DETERMINAÇÃO DE INTERCÂMBIOS ECONÔMICOS EM SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE UM MODELO ESTOCÁS-  
TICO

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

RENATO HUMBERTO GRASSO BOLLO

FLORIANÓPOLIS, SETEMBRO, 1983.

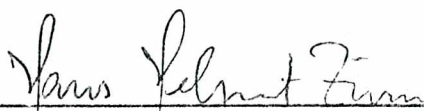
DETERMINAÇÃO DE INTERCÂMBIOS ECONÔMICOS EM SISTEMAS  
ELÉTRICOS DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE UM MODELO ESTOCÁSTICO

RENATO HUMBERTO GRASSO BOLLO

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO  
TÍTULO DE

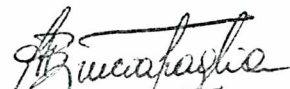
"MESTRE EM ENGENHARIA"

ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA E APROVADA EM SUA FORMA  
FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO



Hans Helmut Zürn, Ph. D.

Orientador



Augusto H. Bruciapaglia, Dr. Ing.

Coordenador do Curso

BANCA EXAMINADORA

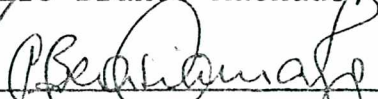


Hans Helmut Zürn, Ph. D.

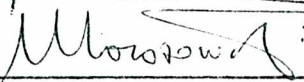
Presidente



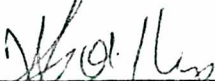
Luiz Jairo Branco Machado, Dr. Ing.



C. Celso de Brasil Camargo, M. Sc.



Marciano Morozowski Filho, M. Sc.



Jorge Coelho, M. Sc.

A minha mãe

A minha esposa

Aos meus filhos

Ao professor Hans Helmut Zörn pela sua orientação, dedicação e amizade demonstrada no decorrer deste trabalho.

A ELETROSUL pelo apoio prestado.

Aos amigos e colegas pelo incentivo.

A Felisberto Vilmar Cardoso, pelo bom trabalho de datilografia e a Mário José dos Santos, pelos excelentes desenhos.

A minha esposa, Maria Angélica, pelo seu incentivo, colaboração, abnegação e sacrifício.

## RESUMO

Este trabalho contém um modelo que permite, de forma probabilística, determinar os intercâmbios econômicos entre as diversas áreas componentes de um sistema de potência através de um despacho econômico integrado de todas as unidades geradoras, levando em consideração os aspectos aleatórios e de diversidade da demanda e da geração. O modelo determina também, os custos totais e marginais esperados da produção de energia.

Os intercâmbios determinados nem sempre correspondem aos intercâmbios nas linhas físicas de interligação, portanto foram desenvolvidos dois métodos que permitem realizar uma correlação entre eles, os quais podem ser verificados através do cálculo de fluxos de potência linearizados. Desta forma é possível impor restrições ao fluxo de potência nas linhas de interligação o que pode implicar em despachos mais onerosos.

Este modelo está baseado e utiliza todos os recursos, de um modelo estocástico de produção de energia para um sistema isolado, o qual determina a energia gerada esperada por cada unidade, a não atendida, e a probabilidade de duração da demanda não atendida.

Apesar das aproximações realizadas no modelo, este apresentou resultados satisfatórios quando aplicado a um sistema de porte médio formado por três áreas interligadas.

## ABSTRACT

This work contains a model which establishes in a probabilistic way the economic power interchanges among the several areas of an interconnected power system, by means of the integrated economic dispatch of all the generating units, considering the random aspects and diversity of demand and generation. The model also computes the expected total and marginal costs of energy production.

The power interchanges thus determined do not always correspond to the actual power flows of the interconnecting transmission lines. Therefore two methods have been developed to establish a correlation between them, which may be verified by means of linearized (D.C.) flow calculations. Thus it is possible to impose power flow restrictions onto the interconnecting lines, which may cause a more expensive generation dispatch.

The model is based upon and uses all the resources of a stochastic energy production model devised for a single system, which determines the expected energy of each unit, the expected unsupplied energy and the probability of unmet demand.

In spite of the approximations made in the model, it presented satisfactory results in a three area sample power system.

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	- INTRODUÇÃO .....	01
CAPÍTULO 2	- MODELO ESTOCÁSTICO PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA	
2.1	- Introdução .....	04
2.2	- Função de Distribuição da Demanda e Função Densidade de Probabilidade de Demanda .....	05
2.3	- Função Disponibilidade de Potência de Unidades Geradoras .....	10
2.4	- Função de Distribuição de Demanda não Atendida	13
2.5	- Custo Esperado de Produção de Energia .....	18
CAPÍTULO 3	- MODELO PARA DETERMINAÇÃO DOS INTERCÂMBIOS ECONÔMICOS	
3.1	- Introdução .....	22
3.2	- Distribuição da Demanda do Sistema por Área ...	23
3.3	- Determinação da Potência de Intercâmbio .....	25
3.3.1	- Método Incremental para Determinação das Potências de Intercâmbio nas Linhas Físicas de Interligação .....	28
3.3.2	- Método Proporcional para Determinação da Potência de Intercâmbio nas Linhas Físicas de Interligação .....	30
3.4	- Verificação dos Limites das Linhas de Intercâmbio .....	35
3.5	- Utilização da Pilha Auxiliar de Carregamento ..	35

3.6 - Considerações sobre o Custo Marginal de Produção de Energia .....	36
3.7 - Determinação dos Fluxos de Potência nas Linhas de Interligação Através de Método Linearizado .....	37
CAPÍTULO 4 - APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS COM O MODELO	
4.1 - Introdução .....	40
4.2 - Resultados da Determinação dos Intercâmbios na Configuração em Anel do Sistema .....	40
4.3 - Resultados da Determinação dos Intercâmbios na Configuração Radial do Sistema .....	57
4.4 - Análise dos Resultados Obtidos na Determinação dos Intercâmbios .....	62
4.4.1 - Custos Esperados de Operação do Sistema .....	62
4.4.2 - Quantidade de Convoluções, Deconvoluções e Fluxos de Potência Linearizados .....	66
4.4.3 - Determinação da Potência de Demanda .	66
4.4.4 - Potência de Intercâmbios .....	67
4.4.5 - Custo Incremental dos Segmentos de Unidades no Instante de sua Entrada em Operação .....	68
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES .....	69
CAPÍTULO 6 - REFERÊNCIAS .....	72



ANEXO 1	- PROBABILIDADES DE FUNCIONAMENTO DE CADA SEGMENTO DE UNIDADE - CASO "C" - DIA TÍPICO MAIS CARREGADO .....	75
ANEXO 2	- POTÊNCIAS LIVRES DE INTERCÂMBIOS ENTRE ÁREAS - CASO "C" - DIA TÍPICO MAIS CARREGADO .....	77
ANEXO 3	- ENERGIA E POTÊNCIA TOTAL POR ÁREA - CASO "C" - DIA TÍPICO MAIS CARREGADO .....	79

## CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

A interconexão de sistemas elétricos de potência objetiva principalmente aprimorar a continuidade do serviço, obter menores custos globais de produção de energia e adiar investimentos em unidades de geração. Estes objetivos são alcançados através da melhoria da regulação do sistema e dos aproveitamentos de gerações de baixo custo e de diversidade nas cargas.

O crescimento dos sistemas de potência, o aumento de sua complexidade e da quantidade de interligações tem motivado o estudo de diversos métodos que permitem analisar os intercâmbios a partir de diferentes pontos de vista, entre os quais pode-se mencionar a modelagem das interligações, através da teoria de grafos<sup>1</sup>, da análise da probabilidade de perda da capacidade do intercâmbio<sup>2</sup>, ou dos benefícios das interligações na redução da perda de carga<sup>3</sup>, ou da produção de energia em função da capacidade da linha de interligação<sup>4</sup>.

Estudos mais recentes<sup>5</sup>, desenvolveram um algoritmo para estimar os custos de produção num sistema constituído por duas áreas interligadas utilizando o método dos cumulantes, considerando as aleatoriedades de demanda e geração.

O presente trabalho tem por objetivo apresentar um modelo que permite realizar um despacho econômico de unidades em um sistema formado por várias áreas interligadas levando em consideração os aspectos aleatórios da demanda e da disponibilidade das potências dos geradores. Esse modelo permite avaliar as potências esperadas de intercâmbio entre as áreas, para qualquer nível de demanda,

quando as unidades são despachadas de acordo com um critério econômico (sem considerar as áreas onde estão situados os geradores, nem as áreas com maiores demandas). As necessidades de intercâmbio assim determinadas nem sempre correspondem as reais possibilidades de intercâmbios nas linhas físicas de interligação, havendo necessidade, portanto, de fazer uma compatibilização entre ambos os intercâmbios. Com esta finalidade, foram desenvolvidos dois métodos que permitem fazer esta correlação, os quais podem ser verificados através do cálculo de fluxos de potência linearizados. Desta forma, é possível impor restrições ao fluxo de potência nas linhas de interligação, as quais poderão implicar na postergação do despacho de unidades mais econômicas até que o fluxo de potência na(s) linha(s) comprometida(s) assim o permitir.

Este modelo está baseado e utiliza todos os recursos, de um modelo estocástico de produção de energia para um sistema isolado, o qual determina a energia esperada por cada unidade geradora, o custo esperado de produção de energia, a energia esperada não atendida e a probabilidade de duração de demanda não atendida.

O modelo desenvolvido fornece subsídios para determinação dos intercâmbios a curto prazo e permite também analisar eventuais ampliações da capacidade de interligação do sistema. Determina também o custo marginal de produção do sistema que é igual para todas as áreas, em consequência a que as unidades das áreas serem operadas em conjunto, compartilhando as cargas, os custos e os riscos envolvidos ("pool").

No capítulo 2 é apresentado o modelo estocástico de produção de energia que foi utilizado como base para incorporar as determinações dos intercâmbios e as restrições de fluxo nas linhas de interligação estão descritas no capítulo 3.

No capítulo 4 estão apresentadas as análises dos resultados do modelo aplicado a um sistema de porte médio, com configurações radial e em anel, formado por 3 áreas interligadas.

As conclusões da análise dos resultados e os subsídios para futuros trabalhos encontram-se no capítulo 5.

## CAPÍTULO 2

## MODELO ESTOCÁSTICO PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA

2.1. INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta de forma sucinta o modelo estocástico para produção de geração a médio e longo prazo utilizado como base no desenvolvimento deste trabalho. Esse modelo estocástico foi inicialmente proposto por Booth<sup>6</sup> e Balleriaux et al<sup>7</sup> e está baseado na avaliação do custo esperado de produção de cada unidade geradora considerando-se as disponibilidades de potência de geração, a demanda aleatória e as características não lineares de entrada e saída de unidades geradoras. O algoritmo para determinação do custo esperado de produção foi elaborado por Slater<sup>8</sup> e está baseado no custo incremental de produção de energia.

Este modelo estocástico requer o conhecimento do comportamento probabilístico da demanda do sistema ao longo do período de interesse, da disponibilidade do parque de geração destinado a atender a demanda e das características de custo de geração das diversas unidades térmicas.

Este modelo foi inicialmente aplicado a sistemas constituídos inteiramente de usinas térmicas sem limitações de energia primária, tais como, usinas a carvão, a óleo, a gás, ou nucleares no início de seu ciclo de recarga, considerando-se que neste tipo de unidades a produção de energia está limitada apenas pela capacidade de geração e de disponibilidade das unidades em função da carga do sistema.

Este modelo tem sido posteriormente aplicado a sistemas hidrotérmicos, onde são simulados os efeitos da saída for-

çada das unidades térmicas. Este modelo foi utilizado também no desenvolvimento de um algoritmo que permite a obtenção de um plano de manutenção preventiva de unidades geradoras visando o planejamento ótimo da operação do sistema de potência<sup>9</sup>. Aplicações posteriores do modelo permitem a avaliação da confiabilidade e custo da operação do sistema com restrições de potência e energia<sup>10</sup>, ou, a otimização da operação dos sistemas hidrelétricos<sup>11</sup>. Recentemente este modelo foi utilizado na modelagem de usinas reversíveis e intercâmbios probabilísticos<sup>12</sup> e na simulação da operação de usinas nucleoeletricas<sup>13</sup>.

Neste último trabalho foi incluído um algoritmo que permite o truncamento da cauda da função de distribuição de demanda não atendida, com a finalidade de agilizar o modelo através de tolerâncias aceitáveis.

## 2.2. FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DA DEMANDA E FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE DEMANDA

A curva de duração de demanda mostrada na figura 2.1, é geralmente utilizada para fornecer as previsões de demanda num determinado período. Neste caso específico são utilizadas curvas de duração de demanda para dias típicos, divididos em dias úteis e de fim de semana (sábado e domingo); podendo, no entanto, serem utilizados com o modelo outras curvas de duração de demanda, como por exemplo, de semanas ou de meses típicos.

A função distribuição de probabilidade de demanda é obtida pela simples troca de eixos e normalização da variável tempo na curva de duração de demanda, conforme mostra a figura 2.2. Esta função está definida como a probabilidade de que a variável aleatória de potência de demanda  $P_d$  seja maior que a potência

de demanda no nível  $k$ , ou seja:

$$G_d(P_d) = P \{ P_d > P_k \} \quad (2.1)$$

onde,

$P_d$ , é a demanda aleatória

$P_{d_k}$ , é a demanda ao nível  $k$

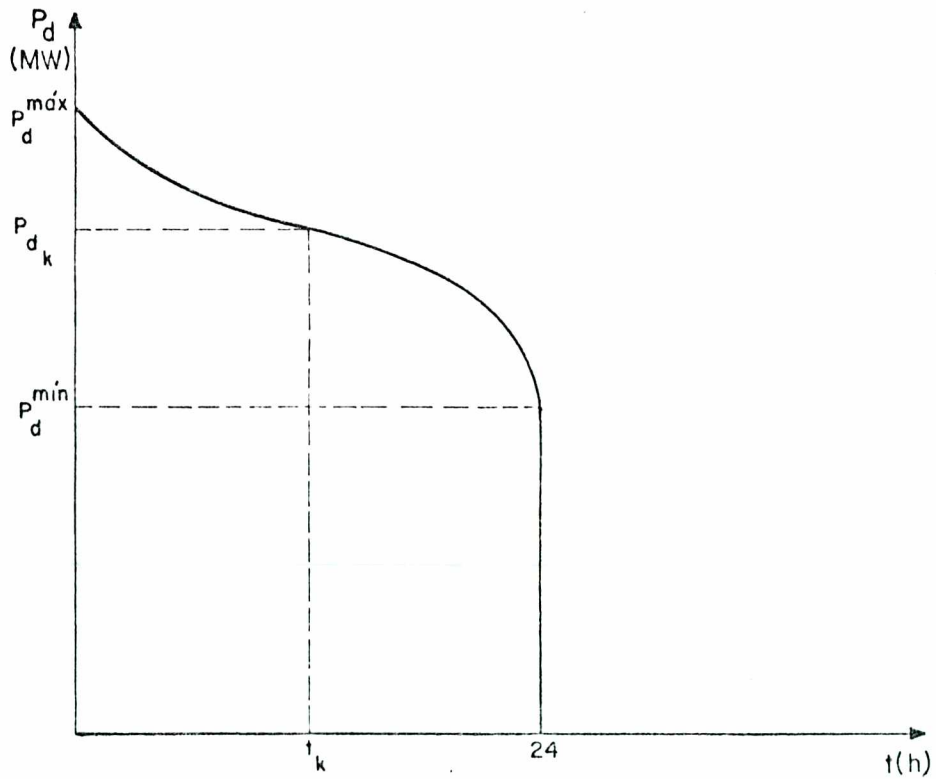


Fig. 2.1 - CURVA DE DURAÇÃO DE DEMANDA, EM UM DIA TÍPICO.

A função  $G_d (P_{d_k})$  é monotonicamente decrescente ao contrário das habituais funções de distribuição de probabilidade. A utilização desta função tem especial interesse na análise da cauda da função que corresponde à ponta do sistema com altas demandas de curta duração.

A função densidade de probabilidade de demanda, mostrada na figura 2.3 é igual à derivada negativa da função distribuição de probabilidade de demanda.

$$f_d = - \frac{dG_d}{dP_d} \quad (2.2)$$

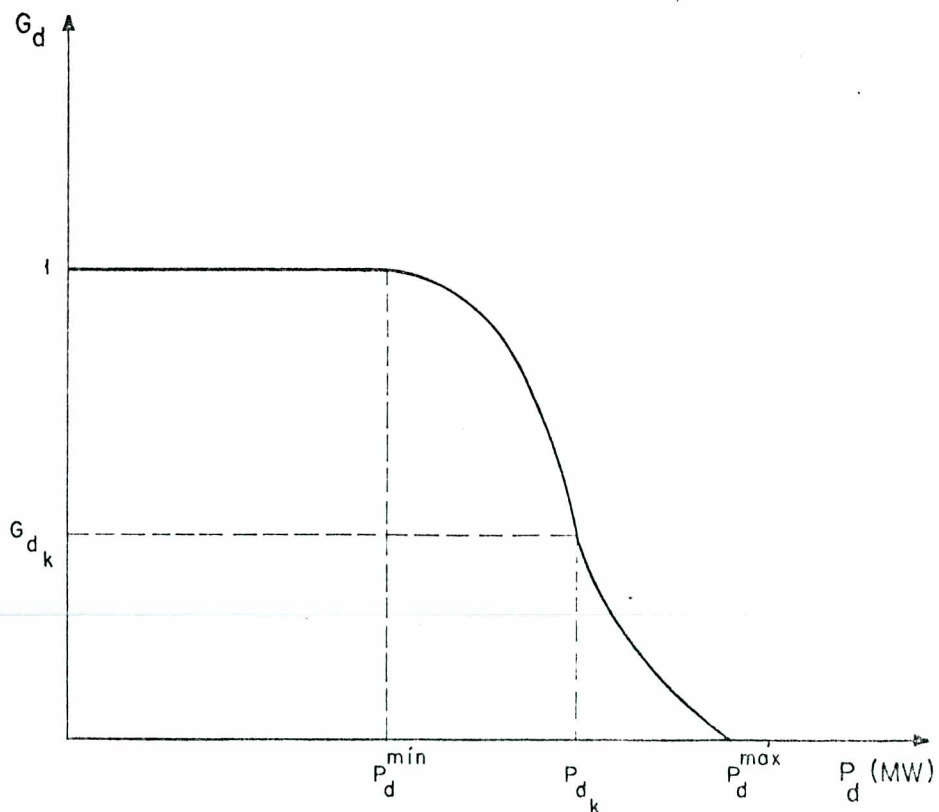


Fig.2.2-FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE DEMANDA.



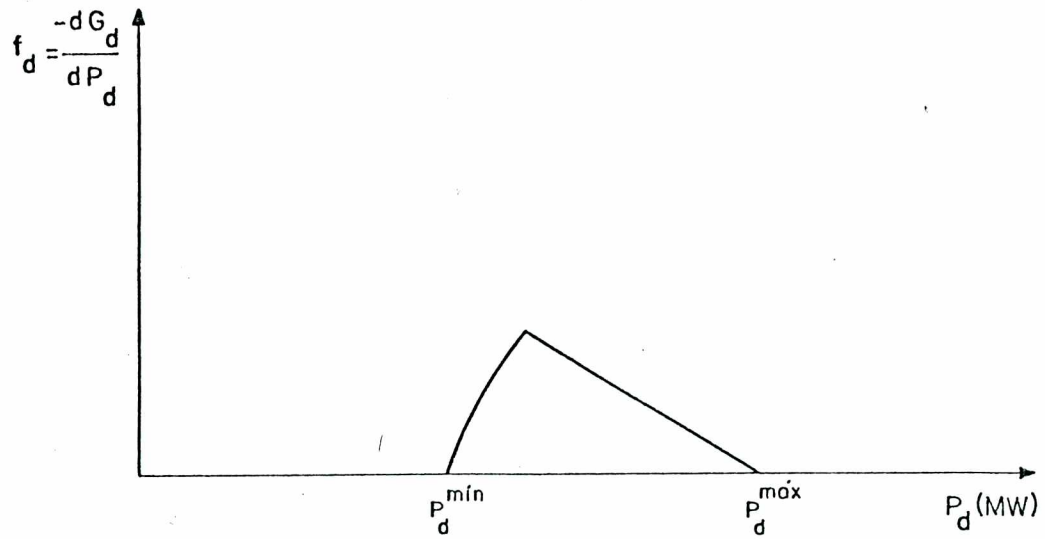


Fig. 2.3 - FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE DE DEMANDA.

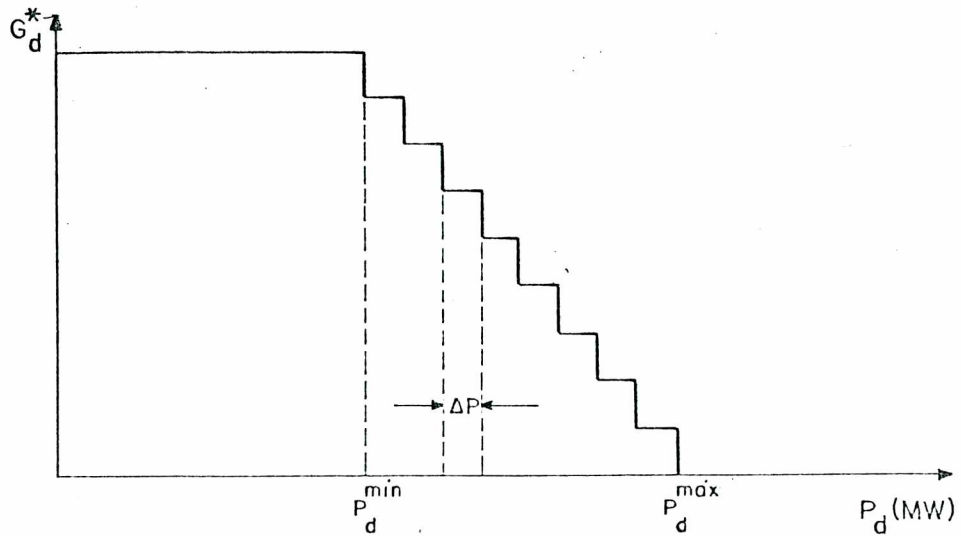


Fig. 2.4 - FUNÇÃO DISCRETA DE DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE DEMANDA.

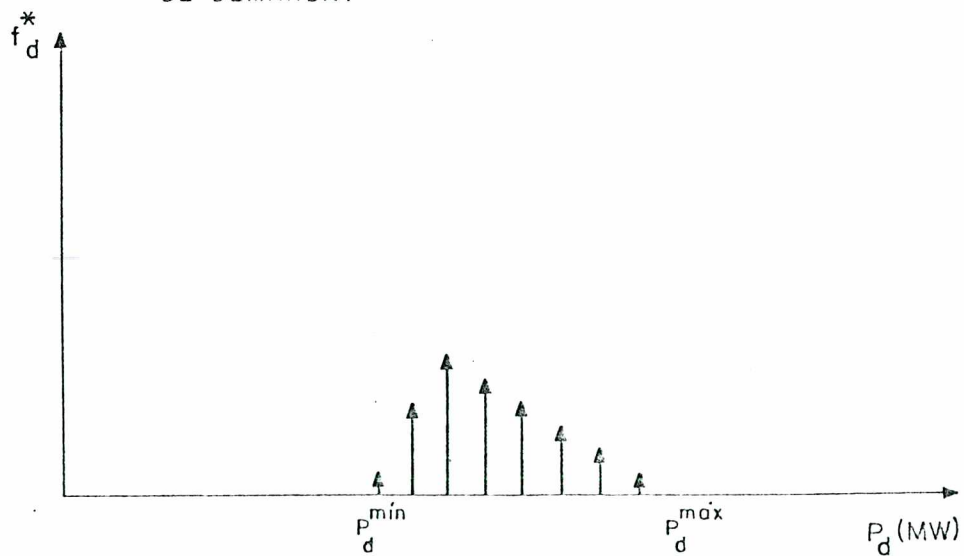


Fig. 2.5 - FUNÇÃO DISCRETA DE DENSIDADE DE DEMANDA

Como na prática as previsões de demanda são feitas em base horária, a curva de duração de demanda é discreta e, em consequência, as funções de distribuição  $G_d(P_d)$  e densidade  $f_d(P_d)$  também são discretas com passos variáveis de potência. Este modelo exige, por razões de eficiência computacional, um passo fixo de potência  $\Delta P$ ; as figuras 2.4 e 2.5 mostram as funções discretizadas de distribuição,  $G_d^*(P_d)$ , e densidade de demanda  $f_d^*(P_d)$  para um passo constante de potência, respectivamente.

Pode-se observar nas Figuras 2.4 e 2.5 que as funções distribuição e densidade de demanda discretizadas são uma função escada e uma função trem de impulsos, respectivamente. A probabilidade de ocorrência de uma potência de demanda no intervalo  $P_{d_k} \pm \frac{1}{2} \Delta P$  será:

$$P \left\{ P_{d_k} - \frac{1}{2} \Delta P, P_{d_k} + \frac{1}{2} \Delta P \right\} = \int_{P_{d_k} - \frac{1}{2} \Delta P}^{P_{d_k} + \frac{1}{2} \Delta P} f_d \cdot \Delta P \approx f_d(P_{d_k}) \cdot \Delta P \quad (2.3)$$

### 2.3. FUNÇÃO DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA DE UNIDADES GERADORAS

A disponibilidade de uma unidade geradora é a probabilidade da mesma estar em operação num determinado instante de tempo, conforme a definição da teoria da confiabilidade<sup>14</sup>. Porém, em equipamentos de grande porte com uma ampla faixa operacional, como as unidades térmicas, uma grande quantidade de falhas pode acontecer sem que estas tenham que sair completamente da operação sendo forçadas apenas a trabalhar a níveis mais baixos de potência. Portanto, convém ampliar a definição de disponibilidade estabelecendo, além do estado não operacional, vários estados operacionais para uma unidade geradora; cada estado operacional terá sua disponibilidade, em função da potência de saída da unidade, já que a probabilidade de falha cresce a medida que a unidade é mais solicitada pelo sistema. Resulta assim, uma função distribuição de disponibilidade decrescente monotonicamente definida como segue:

$$G_u (P_{u_k}) = P \{ P_u > P_{u_k} \} \quad (2.4)$$

onde,

$P_u$ , é a potência aleatória de saída da unidade, e

$P_{u_k}$ , é a potência de saída da unidade no nível k de geração

As figuras 2.6 e 2.7 mostram as funções distribuição de disponibilidade de unidades a 2 e 4 estados, onde o estado 0 (zero) representa o estado não operacional ou indisponibilidade total da unidade.

Como se pode observar nestas figuras a função distribuição de disponibilidade é discreta e pode ser representada por  $G_u^* (P_{u_k})$ .

A função densidade de disponibilidade de potência é igual à derivada negativa da função distribuição de disponibilidade de potência da unidade e portanto é uma função discreta como mostrado nas figuras 2.8 e 2.9.

$$f_u^* = - \frac{dG_u^*}{dP_u^*} \quad (2.5)$$

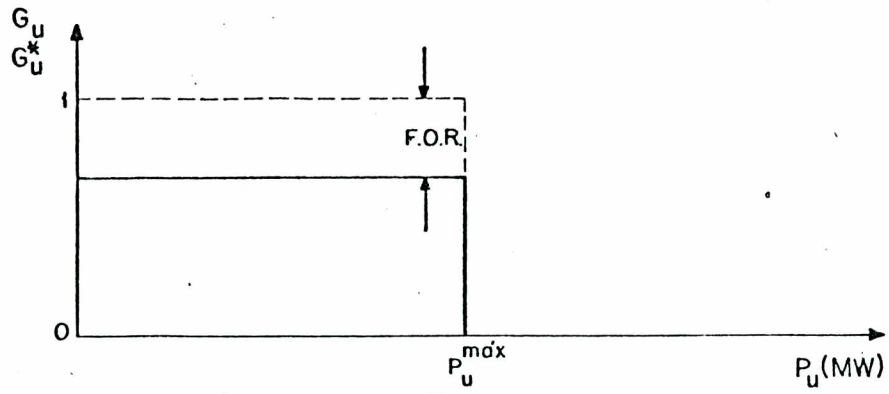


Fig.2.6.-FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE UMA UNIDADE COM DOIS ESTADOS DE FUNCIONAMENTO.

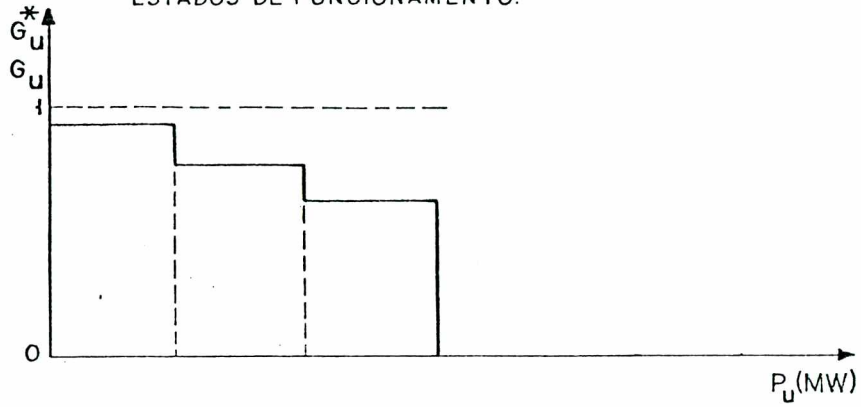


Fig.2.7.-FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE UMA UNIDADE COM QUATRO ESTADOS DE FUNCIONAMENTO.

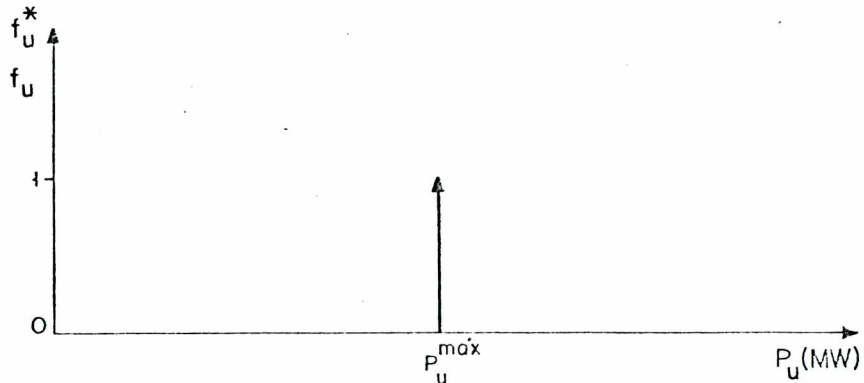


Fig.2.8.-FUNÇÃO DENSIDADE DE DISPONIBILIDADE DE UMA UNIDADE COM DOIS ESTADOS DE FUNCIONAMENTO.

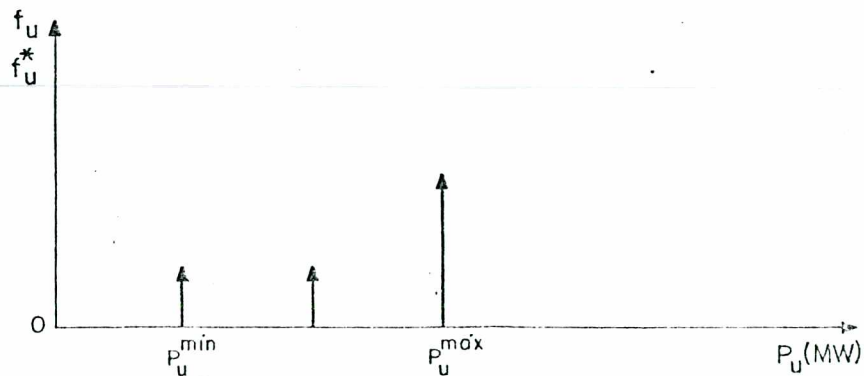


Fig.2.9.-FUNÇÃO DENSIDADE DE DISPONIBILIDADE DE UMA UNIDADE COM QUATRO ESTADOS DE FUNCIONAMENTO.

As funções de distribuição e densidade de disponibilidade podem ser expressas em termos de passos de potência  $\Delta P$ ; adota-se para tal o mesmo passo de modelagem da demanda.

A sigla FOR (Forced Outage Rate)<sup>14</sup> representa a indisponibilidade forçada da unidade, sendo normalmente utilizada apenas na modelagem de dois estados, operacional e falho, e seu valor é:

$$\text{FOR} = 1 - G_u^* (P_u^{\text{máx.}}) \quad (2.6)$$

#### 2.4. FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE DEMANDA NÃO ATENDIDA

A potência de demanda não atendida é a diferença entre as potências aleatórias de demanda,  $P_d$ , e a de geração,  $P_g$ , como segue:

$$P_{d_{na}} = P_d - P_g \quad (2.7)$$

onde,

$$P_g = \sum_{i=1}^n P_{u_i} \quad (2.8)$$

sendo  $n$  a quantidade total de unidades geradoras disponíveis. Embora, na grande maioria das situações,  $P_{d_{na}}$  assume valores negativos face à reserva de geração sobre a demanda, é de interesse conhecer a probabilidade de, em um determinado período, ocorrerem valores positivos de  $P_{d_{na}}$ , ou seja, a probabilidade de não ser atendida a demanda.

Com base nas expressões 2.7 e 2.8 e utilizando o método recorrente para calcular a potência de demanda não atendida após a introdução do gerador  $i$ , a demanda não atendida re-

sulta igual a:

$$P_{d_{na_i}} = P_{d_{na_{i-1}}} - P_{u_i} \quad (2.9)$$

O valor inicial da potência de demanda do sistema será igual à demanda total do sistema.

$$P_{d_{na_0}} = P_d \quad (2.10)$$

Este método permite avaliar a contribuição individual de cada gerador, de acordo com uma dada ordem de carregamento; esta avaliação é muito importante para a obtenção do custo mínimo de geração esperada.

De acordo com a teoria da probabilidade<sup>15</sup>, e considerando que as funções  $P_{d_{na}}$ ,  $P_g$  e  $P_{d_{na_i}}$  são funções lineares das variáveis aleatórias independentes  $P_{u_i}$  e  $P_d$ , as correspondentes funções de densidade de probabilidade podem ser calculadas mediante a convolução das densidades das variáveis envolvidas.

Assim, a função de densidade de demanda não atendida pode ser calculada pela convolução subtrativa:

$$f_{d_{na}}(P_{d_{na}}) = \int_{-\infty}^{P_{d_{na}}} f_d(P_{d_{na}} - P_g) \cdot f_g(-P_g) \cdot dP_g \quad (2.11)$$

Esta função após a introdução da unidade geradora  $i$  pode ser obtida da expressão de recorrência:

$$f_{d_{na_i}}(P_{d_{na_i}}) = \int_{-\infty}^{P_{d_{na_i}}} f_{d_{na_{i-1}}}(P_{d_{na_i}} - P_{u_i}) \cdot f_{u_i}(-P_{u_i}) \cdot dP_{u_i} \quad (2.12)$$

Como as funções de densidade são discretizadas em passos de potência  $\Delta P$  a expressão acima resulta no somatório:

$$f_{d_{na_i}}(j \cdot \Delta P) = \sum_{k \leq 0} f_{d_{na_{i-1}}}(j \cdot \Delta P - k \cdot \Delta P) \cdot f_{u_i}(-k \cdot \Delta P), \quad \forall j \quad (2.13)$$

onde as  $f(\cdot)$  são as magnitudes de amostragem das funções impulsivas resultantes da discretização das funções de probabilidade.

O somatório da convolução discreta deve abranger todos os termos não nulos resultantes do produto dos fatores envolvidos, dado que a integral de convolução se estende sobre todo o intervalo não nulo dos fatores considerados.

Com a finalidade de avaliar a influência da remoção de uma unidade do sistema é realizado o processo de deconvolução, o qual pode ser obtido apenas na forma discreta isolando o termo  $f_{d_{na_i}}(i \cdot \Delta P)$  da expressão 2.14 :

$$f_{d_{na_{i-1}}}(j \cdot \Delta P) = \frac{f_{d_{na_i}}(j \cdot \Delta P) - \sum_{k < 0} f_{d_{na_{i-1}}}(j \cdot \Delta P - k \cdot \Delta P) \cdot f_{u_i}(-k \cdot \Delta P)}{f_{u_i}(0)},$$

$$\forall j, \quad (2.14)$$



cuja condição inicial é:

$$\lim_{j \rightarrow \infty} f_{d_{na_{i-1}}} (j \cdot \Delta P) = 0 \quad (2.15)$$

$f_{u_i}(0)$  é não nulo para unidades geradoras sujeitas a saídas forçadas, pois representa a probabilidade de que a unidade  $i$  esteja indisponível.

Se uma unidade geradora não estiver sujeita a falhas, ou seja, tiver disponibilidade igual a 1, os processos de convolução e deconvolução reverterem em meros deslocamentos para a esquerda e para a direita, respectivamente, da função densidade de demanda não suprida em um valor igual à potência nominal da unidade que está sendo adicionada ou retirada do sistema.

O sucessivo deslocamento para a esquerda da função densidade de demanda não atendida, devido às convoluções havidas, face à introdução de mais unidades no sistema, fazem com que ao final permaneça uma pequena cauda no semi-plano das potências positivas (semi-plano direito). Por razões computacionais é conveniente evitar-se estes deslocamentos. Com esta finalidade é obtida a função densidade de probabilidade de demanda modificada, deslocando para a direita a função densidade de demanda não suprida em um valor igual a capacidade geradora já introduzida no sistema, face a que a função de demanda original é modificada em função da disponibilidade das unidades geradoras de tal forma que estas possam ser introduzidas no sistema como unidades cem por cento disponíveis (perfeitas).

Desta forma a demanda modificada tende a crescer à medida que unidades imperfeitas são introduzidas no sistema.

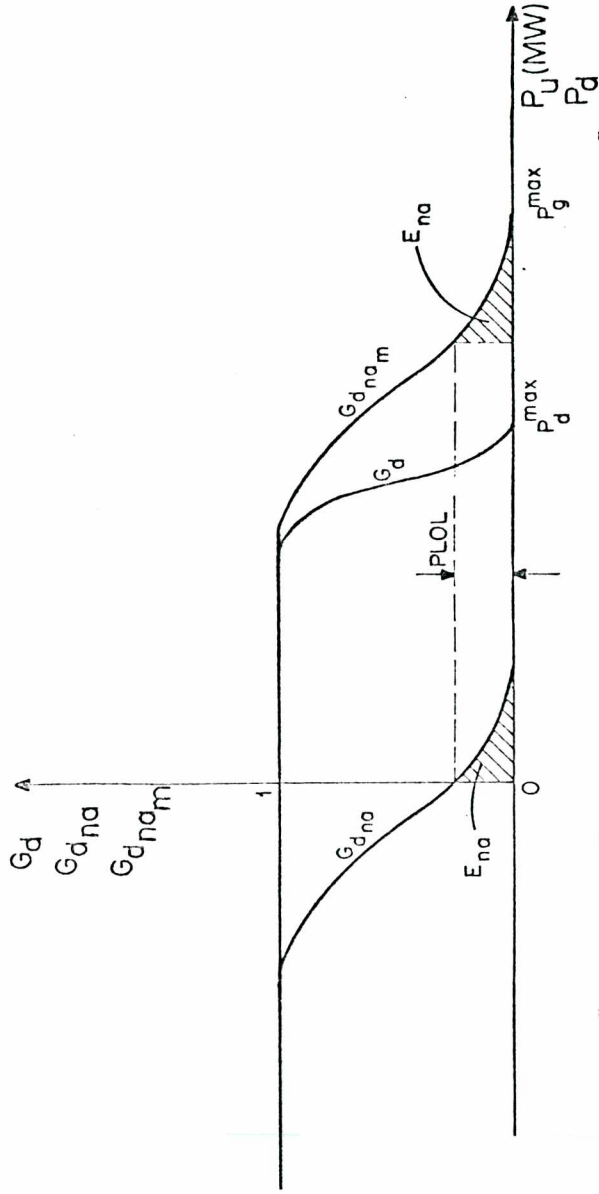


Fig. 2.10 - FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DE DEMANDA,  $G_d$ , DE DEMANDA NÃO ATENDIDA,  $G_{d_{na}}$ , E DE DEMANDA NÃO ATENDIDA MODIFICADA,  $G_{d_{nam}}$

LEGENDA:

$P_d^{\max}$  — DEMANDA MÁXIMA

$P_g^{\max}$  — CAPACIDADE NOMINAL DE GERAÇÃO DISPONÍVEL NO PERÍODO (MW).

$PLOL$  — PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA

$E_{na}$  — ENERGIA NÃO ATENDIDA

A figura 2.10 mostra as funções de distribuição de demanda original, não atendida e modificada.

A área da cauda da função de distribuição de demanda não atendida situada no semi-plano direito representa a energia esperada não atendida no período considerado, enquanto que a ordenada da função, para  $P_d = 0$ , é a probabilidade de perda de carga ou a probabilidade de não atender integralmente a demanda do sistema.

## 2.5. CUSTO ESPERADO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

O custo de combustível gasto em uma produção de energia, em função da potência da unidade, pode ser determinado a partir da curva característica de custo da mesma, a qual é uma curva do custo de produção em função da potência gerada e do custo do combustível. Normalmente, esta função é não linear e pode ser representada por uma forma quadrática como a da figura 2.11.

$$\phi_i(P_{u_i}) = \alpha_{i_0} + \alpha_{i_1} P_{u_i} + \alpha_{i_2} P_{u_i}^2 \quad (2.16)$$

A função custo incremental é:

$$\lambda_i(P_{u_i}) = \frac{d\phi_i}{dP_{u_i}} = \alpha_{i_1} + 2 \alpha_{i_2} P_{u_i} \quad (2.17)$$

Tendo em vista que o modelo estocástico não pode considerar a função custo não linear diretamente, no algoritmo desenvolvido por Slater são utilizadas aproximações lineares por partes estabelecendo-se segmentos lineares com pontos de quebra, conve-

nientemente escolhidos, para representar adequadamente a função custo e custo incremental, conforme mostra a figura 2.12. Os segmentos assim formados são submetidos ao sistema como sub-unidades, obedecendo a uma ordem econômica de carregamento. O custo incremental constante do segmento  $j$  da unidade  $i$  é obtido por:

$$\lambda_{ij} = \frac{\phi_i(P_{u_{ij}}^{\max}) - \phi_i(P_{u_{ij}}^{\min})}{P_{u_{ij}}^{\max} - P_{u_{ij}}^{\min}} \quad (2.18)$$

Os custos incrementais de produção de cada segmento considerados no modelo original<sup>9</sup> foram atualizados conforme o trabalho de Shoultz e outros<sup>16</sup>.

A ordem de introdução de todos os segmentos ao sistema ou "pilha de carregamento", pode ser estabelecida em função do valor crescente de  $\lambda_{ij}$ <sup>8</sup>, desprezando-se neste caso a parcela do custo independente da potência ( $\alpha_{i0}$ ) e os custos de partida e parada da unidade. Os segmentos da potência de uma mesma unidade devem ser carregados necessariamente em ordem crescente, porém não em forma consecutiva.

Existe dependência estatística entre os segmentos da uma mesma unidade, o que impede que se realize a convolução de cada segmento, quando se introduz no sistema, sem considerar os outros segmentos da mesma unidade já operando no sistema. Assim, para introduzir o segmento  $j$  ( $j > 1$ ) de uma unidade é necessário remover os  $j-1$  segmentos anteriores dessa unidade através de uma operação de deconvolução e, posteriormente, convolver os  $j$  segmentos reunidos.

O custo esperado de produção de energia pelo segmento  $j$  da unidade  $i$  é igual a diferença da energia esperada não suprida antes de introduzir o segmento e a energia esperada não

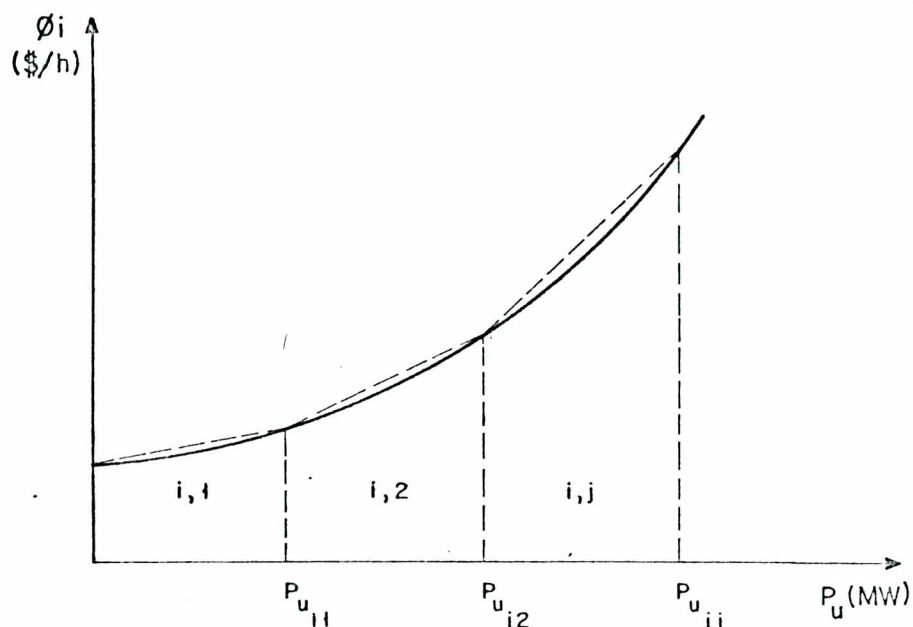


Fig. 2.11 - CARACTERÍSTICA DE CUSTO DE PRODUÇÃO DE UMA UNIDADE GERADORA

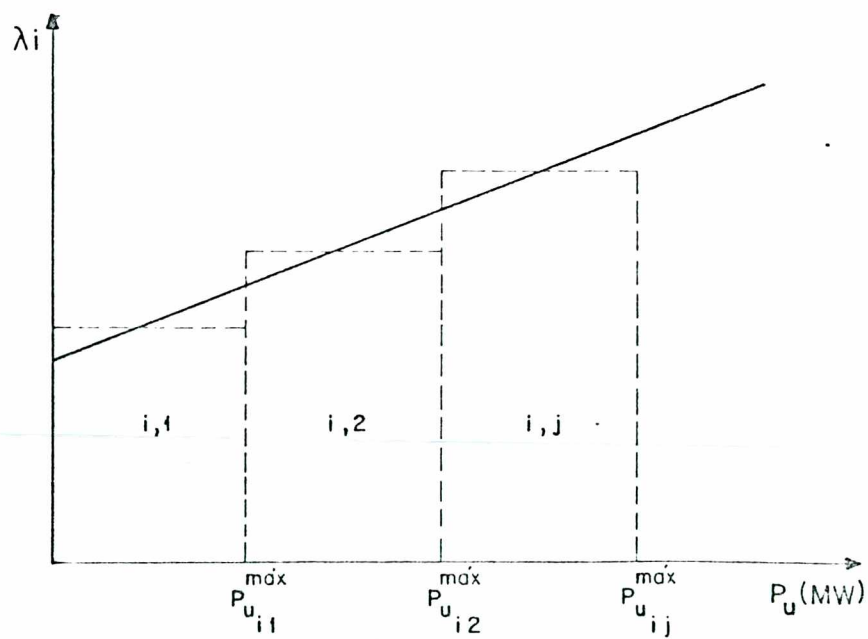


Fig. 2.12 - CUSTO INCREMENTAL DE PRODUÇÃO PARA UMA UNIDADE GERADORA.

suprida após sua introdução, como segue:

$$e_{ij} = e_{ns_{km}} - e_{ns_{ij}} \quad (2.19)$$

onde,

$e_{ns_{km}}$  é a energia não suprida após a introdução do segmento  $m$  da unidade  $k$ , o qual se encontra localizado imediatamente antes do segmento  $j$  da unidade  $i$ , na pilha de carregamento.

Considerando que, o custo de geração da energia  $e_{ij}$  é aproximadamente igual a  $\lambda_{ij} \cdot e_{ij}$ , o custo da geração de uma unidade  $i$ , de  $n$  segmentos, em um determinado período será aproximadamente igual ao somatório dos custos de cada segmento mais uma parcela constante equivalente ao custo para manter a unidade aquecida sem produção, conforme segue:

$$C_i \cong \alpha_{i_0} \cdot p_{r_i}^{\text{máx}} + \sum_{j=1}^n \lambda_{ij} \cdot e_{ij} \quad (2.20)$$

onde,

$p_{r_i}^{\text{máx}}$ , é a probabilidade de operação do primeiro segmento da unidade  $i$  no período considerado.

Os valores da função de distribuição de demanda não atendida junto à origem, antes e depois da introdução de cada segmento no sistema, permitem determinar a duração esperada de funcionamento do mesmo, bem como, se é solicitado para participar da modulação da demanda.

## CAPÍTULO 3

## MODELO PARA DETERMINAÇÃO DE INTERCÂMBIOS ECONÔMICOS

3.1. INTRODUÇÃO

O algoritmo desenvolvido neste trabalho consiste na aplicação do modelo estocástico de produção de energia a um sistema constituído por várias áreas interligadas com a finalidade de determinar os valores esperados de potência do intercâmbio entre as áreas quando o sistema é operado segundo um critério económico visando atender as variações de demanda e as restrições de potência de intercâmbio, levando-se em consideração as aleatoriedades da demanda e da disponibilidade de geração.

A aplicação do modelo ao sistema interligado é realizada considerando-se a demanda total do sistema e a pilha de carregamento geral do sistema; isto é, os segmentos de unidades são despachados de acordo com um critério económico (menor custo incremental), sem considerar a área em que estão localizadas as usinas nem a área onde estão ocorrendo as maiores demandas.

Cada unidade, ou segmento de unidade, é despachado visando atender aos acréscimos de demanda do sistema, os quais podem ser determinados a partir da energia gerada pelo mesmo e de sua duração provável de funcionamento.

A distribuição do acréscimo de demanda do sistema pelas áreas é realizada através das linhas de interligação.

Assim, a cada variação de demanda no sistema corresponde uma variação da geração e em consequência uma variação nas necessidades de intercâmbios. Porém, nem sempre as necessidades desses intercâmbios correspondem à capacidade das linhas de

interligação, pelo que há necessidade de determinar, através de métodos heurísticos, as potências de intercâmbios compatíveis com os limites dessas linhas.

Caso, em decorrência da tentativa de introduzir uma unidade, ou segmento de unidade, no sistema, seja violado algum limite de intercâmbio, essa unidade é guardada em seguida em uma "pilha auxiliar de carregamento" para ser colocada em operação imediatamente após a introdução no sistema de outra unidade que permita liberar o intercâmbio na linha comprometida. Desta forma, as unidades que estão na pilha auxiliar de carregamento terão prioridade sobre as que se encontram na pilha principal, considerando que são mais econômicas e foram postergadas por limitações nos intercâmbios.

A seguir, descreve-se detalhadamente a determinação da distribuição da demanda do sistema pelas áreas, da potência de intercâmbios e da verificação dos intercâmbios nas linhas físicas de interligação, bem como, a utilização da pilha auxiliar de carregamento; no Anexo 1 encontra-se um diagrama de fluxo simplificado para a determinação das potências de intercâmbios e verificação dos limites nas linhas de interligação.

### 3.2. DISTRIBUIÇÃO DA DEMANDA DO SISTEMA POR ÁREA

Considerando que o modelo estocástico utiliza a função de distribuição de demanda do sistema, faz-se necessário determinar a distribuição de demanda por área em qualquer instante de duração de demanda do sistema no qual é introduzida uma unidade ou segmento de unidade.

Com essa finalidade é determinado previamente, a partir das previsões horárias de demanda por área, uma matriz de coeficientes de distribuição da demanda total do sistema por



área em função de sua duração. Cada elemento dessa matriz é calculado a partir da relação:

$$C_{i_{dtm}} = \frac{P_{di_{dtm}}}{P_{ds_{dtm}}} \quad (3.1)$$

onde,

$C_{i_{dtm}}$ , é o coeficiente de distribuição de demanda do sistema na área  $i$  quando a demanda do sistema tem uma duração  $d$ , no dia típico  $t$  e no período  $m$ .

$P_{ds_{dtm}}$  e  $P_{di_{dtm}}$ , são a demanda total do sistema e a demanda na área  $i$ , respectivamente, com duração  $d$ , no dia típico  $t$  e período  $m$ .

As perdas estimadas de transmissão estão incluídas na demanda de cada área.

Os coeficientes  $C$  assim determinados serão discretos, já que a demanda nas áreas é prevista em base horária.

Em realidade esses coeficientes seriam funções contínuas no tempo, com valores constantes em caso de correlação total entre as demandas das áreas, ou variáveis, conforme o grau de correlação entre essas demandas.

Contudo, uma unidade ou segmento de unidade, pode ser introduzida no sistema em qualquer instante de duração de demanda; portanto, é necessário conhecer os valores dos coeficientes em todo o intervalo de duração da demanda. Assim, para determinar os valores desses coeficientes entre dois pontos discre

tos consecutivos da duração da demanda, efetua-se uma interpolação linear entre os valores desses coeficientes nos pontos discretos considerados. O Anexo 2 mostra um exemplo da determinação dos coeficientes C.

### 3.3. DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA DE INTERCÂMBIO

A potência de geração de uma unidade, ou segmento de unidade pode ser estimada a partir da energia gerada esperada por essa unidade e da sua duração esperada de funcionamento, como segue:

$$p_{u_{kl}} = \frac{e_{kl}}{d_{kl}} \quad \text{MW} \quad (3.2)$$

onde,

$e_{kl}$ , é a energia esperada gerada pelo segmento k da unidade l, calculada como indicado no item 2.5.

$d_{kl}$ , é a duração de funcionamento que o sistema exige dessa unidade, a qual é igual ao produto da probabilidade de duração de demanda no instante de sua entrada em operação,  $P \{d_{d_{kl}}\}$ , vezes o período considerado, T.

$$d_{kl} = P \{d_{d_{kl}}\} \cdot T \quad (3.3)$$

Considerando que cada aumento de geração é ocasionado por um aumento da demanda, a soma das potências esperadas de geração das unidades e segmentos de unidades introduzidas no sistema até um certo instante com duração de demanda d, será igual à demanda do sistema nesse instante:

$$P_{d_{pq}} = \sum_{j=1}^n P_{u_{kl_j}} \quad (3.4)$$

onde,

$P_{d_{pq}}$ , é a demanda do sistema no instante com duração de demanda  $d$  no qual é introduzida no sistema a unidade  $p$  segmento  $q$ .

$n$ , é o número de unidades e segmentos de unidades introduzidas no sistema até a duração da demanda  $d$ .

Cabe lembrar que essa demanda do sistema estará distribuída pelas áreas de acordo a relação 3.1:

$$P_{di_{dtm}} = C_{i_{dtm}} \cdot P_{s_{dtm}}$$

Portanto, os acréscimos de demanda por área, que ocasionaram a introdução no sistema do segmento  $pq$ , são iguais à diferença das demandas em cada área antes e depois de introduzido o segmento, como segue:

$$\Delta P_{di_{pq}} = P_{di_{pq}} - P_{di_{kl}} \quad (3.5)$$

onde,

$\Delta P_{di_{pq}}$  e  $P_{di_{pq}}$ , são os acréscimos de demanda na área  $i$  e a demanda nessa área que ocasionaram a entrada em operação do segmento  $pq$ , respectivamente.

$P_{di_{kl}}$ , é a demanda na área  $i$  antes de introduzido o segmento  $pq$ . Esta demanda está atendida através de todos os

segmentos presentes no sistema, inclusive o segmento  $kl$ , que se encontra imediatamente antes na pilha de carregamento.

Os acréscimos de demanda nas áreas serão atendidos por aumentos de geração na área à qual pertence o segmento  $pq$  e, por acréscimos de intercâmbio nas demais áreas. Conseqüentemente o acréscimo de intercâmbio entre a área  $i$ , a que pertence o segmento  $pq$ , e a área  $j$ , devido a sua entrada em operação será:

$$\Delta P_{ij_{pq}} = \Delta P_{dj_{pq}} \quad (3.6)$$

Desta forma, em um determinado instante de duração de demanda a potência de intercâmbio na interligação  $ij$  será:

$$P_{int_{ij_{dtm}}} = \sum_{k=1}^n \Delta P_{ij_{pq_k}} \quad (3.7)$$

sendo,

$n$ , o número de segmentos de unidades já introduzidas no sistema, inclusive o segmento  $pq$ .

Essa potência de intercâmbio corresponde ao intercâmbio livre entre as áreas, como se houvesse uma linha de interligação direta entre as áreas, sem restrições de potência.

Com a finalidade de determinar a potência de intercâmbio nas linhas físicas entre as áreas a partir desses intercâmbios foram utilizados dois métodos heurísticos distintos, descritos a seguir:

### 3.3.1. Método Incremental para Determinação das Potências de Intercâmbio nas Linhas Físicas de Interligação

Este método consiste na determinação de fator incremental de potência na linha, para cada linha de transmissão existente entre as áreas, em função da barra do sistema a que estão associadas as unidades de geração. Este fator incremental é determinado a partir da diferença do fluxo de potência na linha antes e depois de introduzir no sistema uma unidade, ou segmento de unidade, de uma mesma barra, conforme segue:

$$F_{j_b} = \frac{P_{j_{pq}} - P_{j_{kl}}}{P_{u_{pq}}} \quad (3.8)$$

onde,

$F_{j_b}$ , é o fator incremental de potência de intercâmbio na linha física de interligação  $j$ , quando é introduzida no sistema o segmento  $pq$ , pertencente à barra  $b$  e que segue ao segmento  $kl$  na pilha de carregamento.

$P_{j_{pq}}$  e  $P_{j_{kl}}$ , são as potências na linha  $j$  com os segmentos  $pq$  e  $kl$  em operação no sistema, respectivamente. Estas potências são determinadas através de fluxo de potência linearizadas (C.C.) as quais são calculadas como descrito no item 3.6.

Estes fatores incrementais de potência permitem determinar de forma aproximada a potência do intercâmbio nas

linhas de transmissão reais quando se introduz outro segmento no sistema pertencente à barra b, sem realizar o cálculo do fluxo de potência aproximado, utilizando a seguinte relação:

$$P_{j_{uv}} = F_{j_b} \cdot P_{u_{uv}} + P_{j_{pq}} \quad (3.9)$$

onde,

$P_{j_{uv}}$  é a potência na linha j após a introdução do segmento uv.

Posteriormente, verificou-se a conveniência de calcular os fatores incrementais de potência de intercâmbio em função do coeficiente de distribuição de demanda por área, considerando que estes fatores podem variar com a duração da demanda. As expressões 3.8 e 3.9 passam a ter a seguinte forma:

$$F_{j_b} = \frac{P_{j_{pq}} - P_{j_{kl}}}{P_{u_{pq}} \cdot C_{i_{pq}}} \quad (3.10)$$

e,

$$P_{j_{uv}} = F_{j_b} \cdot P_{u_{uv}} \cdot C_{i_{uv}} + P_{j_{pq}} \quad (3.11)$$

onde,

$C_{i_{pq}}$ , é o fator de distribuição de demanda do sistema na área i, no instante de duração de demanda em que é introduzida no sistema a unidade p segmento q.

Os intercâmbios nas linhas físicas de interligação, calculados através da utilização destes fatores em forma sucessiva, podem perder exatidão com a evolução da demanda do sistema, devido às variações das magnitudes da potência de geração das unidades e das variações dos coeficientes de distribuição de demanda por área. Para maior exatidão são calculados novos fatores  $F_{j_b}$  após um determinado número de vezes de utilização no cálculo de intercâmbios.

### 3.3.2. Método Proporcional para Determinação da Potência de Intercâmbio nas Linhas Físicas de Interligação.

Este método consiste na determinação de um fator proporcional da potência em cada linha de transmissão existente entre áreas, em relação à potência livre de intercâmbio entre as áreas que mais representam a linha de transmissão e em função da área a que pertence a unidade, ou segmento de unidade introduzido ao sistema

$$f_{i_a} = \frac{P_{i_{pq}}}{P_{int_{ab_{pq}}}} \quad (3.11)$$

onde,

$f_{i_a}$ , é o fator proporcional de potência na linha de interligação  $i$  quando é introduzido no sistema o segmento  $pq$  pertencente à área  $a$ .

$P_{i_{pq}}$ , é a potência na linha de transmissão  $i$  após a introdução no sistema desse segmento, determinada

através do cálculo do fluxo de potência linearizado.

$P_{int_{ab}}$ , é a potência do intercâmbio livre entre as áreas a e b, que mais se aproxima da linha de interligação i.

A determinação destes fatores pressupõe o conhecimento prévio do comportamento do sistema quando introduzidas as diversas unidades nas áreas, com a finalidade de definir as potências livres de intercâmbios entre as áreas que mais representam as linhas físicas de interligação.

Estes fatores permitem determinar de forma aproximada a potência nas linhas físicas de interligação quando se introduz no sistema uma outra unidade, ou segmento de unidade, pertencente a mesma área a, através da relação:

$$P_{i_{uv}} = P_{int_{ab_{uv}}} \cdot f_{i_a} \quad (3.12)$$

Os intercâmbios nas linhas físicas de interligação, calculados através da utilização destes fatores em forma sucessiva, podem perder exatidão com a evolução da demanda do sistema, portanto são calculados novos fatores após um determinado número de vezes que esses fatores são utilizados.



Estes fatores podem ser modificados para sistemas radiais, para considerar o fato de que a soma das potências de intercâmbio nas linhas de interligação entre duas áreas é igual a soma algébrica dos intercâmbios livres entre áreas incluídas em um conjunto de corte que envolva apenas as linhas de interligação, entre essas áreas conforme mostrado na figura 3.1.

Nesse caso os fatores proporcionais de potência em cada linha de interligação será determinado pela relação:

$$f_{i_a} = \frac{P_{i_{pq}}}{\sum P_{int_{uv_{pq}}}} \quad (3.13)$$

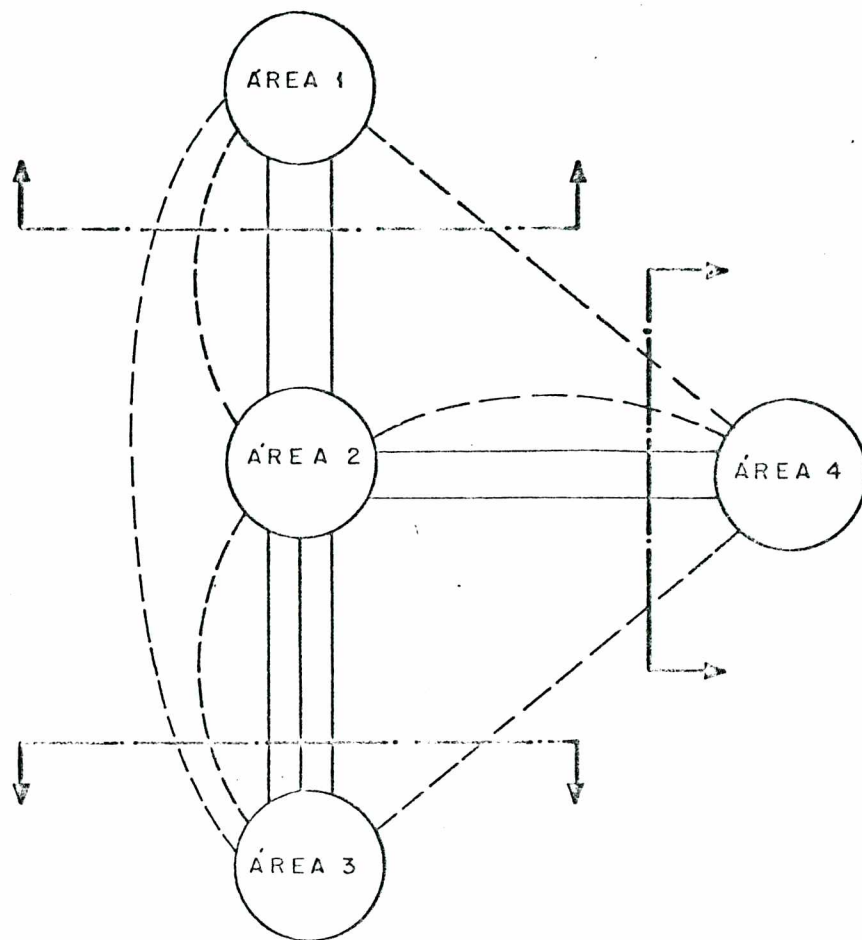
onde,

$P_{i_{pq}}$ , é a potência de transmissão na linha  $i$  após a introdução no sistema do segmento  $pq$  determinado através do cálculo de fluxo de potência linearizado.

$\sum P_{int_{uv_{pq}}}$ , é a soma dos intercâmbios livres  $uv$  incluídos no conjunto de corte descrito acima.

Ainda, no caso de sistemas radiais com linhas de interligações entre áreas paralelas, ou, com pequenas distâncias elétricas dentro das áreas, a potência de intercâmbio em cada linha de interligação pode ser estimada em função da susceptância série da linha a partir da soma algébrica das potências de intercâmbios

0-247-003.6



LEGENDA:

——— - LINHA DE INTERLIGAÇÃO

- - - - - - INTERCÂMBIOS LIVRES

- · - · - · - CONJUNTO DE CORTE DAS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO

Fig. 3.1 - CONJUNTOS DE CORTE DAS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO ENTRE ÁREAS DE UM SISTEMA RADIAL.

livres entre as áreas incluídas no conjunto de corte que envolva apenas as linhas de interligação entre as áreas.

Neste caso especial a determinação das potências nas linhas de interligação através de fluxos de potências linearizadas seria realizada para fins de verificação dos resultados obtidos.

### 3.4. VERIFICAÇÃO DOS LIMITES DAS LINHAS DE INTERCÂMBIO

Caso, na tentativa de introduzir uma unidade, ou segmento de unidade, no sistema, a potência de intercâmbio nas linhas de transmissão de interligação, determinada por um dos métodos descritos no item anterior, ultrapasse a capacidade máxima da linha, é verificado o cálculo da potência de intercâmbio na linha através de fluxos de potência linearizados (C.C.). Verificada a violação no limite da capacidade da linha, esse segmento é guardado imediatamente em uma "pilha auxiliar de carregamento" onde os mesmos são armazenados respeitando-se sua ordem econômica.

Aproveita-se o cálculo da potência nas linhas de interligação através de fluxos de potência aproximados para verificar-se os valores dos fatores incrementais ou proporcionais utilizados no cálculo preliminar.

### 3.5. UTILIZAÇÃO DA PILHA AUXILIAR DE CARREGAMENTO

Toda unidade, ou segmento de unidade, armazenado na "pilha auxiliar de carregamento" terá prioridade sobre as que se encontram na pilha principal, dado que são de menor custo e foram postergados por problemas nos intercâmbios. Contudo, antes de ser introduzida no sistema uma unidade que está na "pilha auxiliar" deve haver entrado em operação uma unidade da pilha principal, com igual ou maior custo incremental, que tenha liberado o intercâmbio na linha de transmissão comprometida.

Uma unidade, ou segmento de unidade, pertencente à pilha principal de carregamento será imediatamente armazenado na

pilha auxiliar caso pertença à mesma área da última unidade que foi guardada na pilha por problemas nos intercâmbios, ou caso um segmento de ordem inferior dessa unidade se encontre na pilha auxiliar.

### 3.6. CONSIDERAÇÕES SOBRE O CUSTO MARGINAL DE PRODUÇÃO DO SISTEMA

A função custo incremental de produção de energia do sistema, em função da sua duração de demanda, é obtida a partir do custo incremental de produção de cada segmento de unidade no instante em que é introduzido no sistema.

Considerando que o sistema opera em "pool", compartilhando as cargas, os riscos e os custos, o custo marginal de produção do sistema, num determinado instante de duração de demanda, será igual ao custo do segmento com maior custo incremental já introduzido; esse custo pode não ser o do último segmento, devido a que pode ter sido antecipado o despacho de unidades mais onerosas por restrições nos intercâmbios.

Os custos marginais de intercâmbio, num determinado instante, serão iguais aos custos marginais de produção, considerando que, quando é introduzido um segmento de unidade em uma área exportadora o custo marginal de suas exportações será igual ao maior custo de produção das unidades que estiverem em operação e, caso a área seja importadora, o custo de energia que eventualmente deixa de ser adquirido será igual ao custo de produção da unidade.

### 3.7. DETERMINAÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA NAS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO ATRAVÉS DO MÉTODO LINEARIZADO

Para determinar os fatores incrementais e proporcionais de potência nas linhas de transmissão existentes entre as áreas é necessário determinar o fluxo de potência nessas linhas através do método linearizado (C.C.).

Esse método aproximado está baseado na resolução do sistema de equações:

$$P_b = B \cdot \theta \quad (3.12)$$

onde,

$\theta$ , é o valor de ângulos das barras em relação a barra de referência.

$B$ , é a matriz susceptância de barras do sistema.

$P_b$ , é o vetor das potências injetadas nas barras (potências de geração e carga).

A matriz susceptância de barras pode ser reduzida, reunindo em uma única barra, barras de geração ou carga, eletricamente próximas e pertencentes à mesma área, considerando o interesse especial nas linhas de interligação entre áreas.

A potência em cada linha é determinada através da seguinte relação:

$$P_{i_{ab}} \approx B_i \cdot (\theta_a - \theta_b) \quad (3.13)$$

onde,

$p_{i_{ab}}$ , é a potência na linha  $i$  de interligação existente entre as barras  $a$  e  $b$ .

$B_i$ , é a susceptância série dessa linha.

$\theta_a$  e  $\theta_b$ , são os ângulos das barras  $a$  e  $b$  em relação a barra de referência, respectivamente,

A potência de geração injetada em uma barra, em um determinado instante, com duração de demanda  $d$ , é igual ao somatório das potências geradas pelos segmentos de unidade introduzidos no sistema até esse instante, pertencentes a essa barra:

$$p_{inj_{bd}} = \sum p_{kl_b} \quad (3.14)$$

onde,

$p_{inj_{bd}}$ , é a potência de geração injetada na barra  $b$ , num determinado instante com duração de demanda  $d$ .

$p_{kl_b}$ , é a potência gerada esperada por cada segmento  $l$  de unidade  $k$  pertencente à barra  $b$ , presente no sistema.

A potência de carga em uma barra é determinada a partir da demanda por área através de coeficientes de distribuição da demanda de cada área pelas barras dessa área em função da duração de demanda do sistema. Esses coeficientes são previamente estabelecidos a partir das previsões horárias de demanda por área de acordo com a seguinte relação:

$$b_{ji_{dtm}} = \frac{g_{ji_{dtm}}}{P_{d_{j_{dtm}}}} \quad (3.15)$$

onde,

$b_{ji_{dtm}}$ , é o coeficiente de distribuição de demanda da área  $j$  na barra  $i$  pertencente a essa área, no instante  $t$  em que a demanda do sistema tem uma duração  $d$ , no dia típico  $t$  e período  $m$ .

$g_{ji_{dtm}}$ , é a carga na barra  $i$ , da área  $j$ , nesse instante de duração de demanda.

$P_{d_{j_{dtm}}}$ , é a demanda na área  $j$  nesse instante de duração de demanda do sistema.

Como se pode observar a determinação da distribuição de demanda da área pelas barras de uma área é similar à determinação da distribuição da demanda do sistema pelas áreas, sendo válidos, portanto, os comentários quanto à discretização dos coeficientes de distribuição e aos métodos de determinação dos valores desses coeficientes em pontos intermediários de duração da demanda.



## CAPÍTULO 4

## APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS COM O MODELO

4.1. INTRODUÇÃO

O modelo do sistema utilizado neste trabalho corresponde a uma simplificação do complexo Sistema Hidrotérmico Leste da Ontário Hydro. Nessa simplificação subtraiu-se a geração hidráulica da demanda esperada do sistema, tanto na base quanto na ponta (neste caso, através de "peack-shaving"), a geração e demanda térmica restantes foram locadas nas principais barras do sistema as quais foram divididas em três áreas interligadas. As principais características das unidades geradoras térmicas incluídas no modelo estão indicadas no Quadro 4.1 a seguir. Para maior abrangência da análise foi considerada uma configuração em anel e outra radial, as quais estão indicadas nas figuras 4.1 e 4.2. Nessas figuras estão indicadas as barras de geração e de carga térmica do sistema, os números identificadores das barras e linhas, bem como, o sentido convencionalizado como positivo para a potência de intercâmbio.

4.2. RESULTADOS DA DETERMINAÇÃO DOS INTERCÂMBIOS NA CONFIGURAÇÃO EM ANEL DO SISTEMA

Considerando o sistema na configuração em anel foram analisados os casos listados a seguir:

- a) Sem restrições de potência nas linhas de interligação entre áreas.

QUADRO 4.1

CARACTERÍSTICAS DAS UNIDADES GERADORAS

ITEM	USINA			QUANTIDADE	SEGMENTOS DE POTÊNCIA																												
	NOME	TIPO	ÁREA		CAPACIDADE	POTÊNCIA (MW)						DISPONIBILIDADE						CUSTO INCREMENTAL (\$/MWH)															
						1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6										
01	LAMB 1	1	1	495	200	300	400	495								0,9196	0,8713	0,8552	0,8391							12.085	14.142	15.513	16.850				
02		2																															
03		3																															
04		4																															
05	LAKEV 1	2	2	300	150	200	250	300								0,9150	0,8640	0,8470	0,8300							11.716	14.199	15.440	16.681				
06		2																															
07		3	2	300	50	100	150	200	250	300						0,84	0,84	0,744	0,7120	0,6810						15.012	15.144	15.277	15.409	15.541	15.674		
08		4																															
09		5																															
10		6																															
11		7	2	300	150	200	250	300								0,8750	0,8010	0,7760	0,7510							13.119	14.501	15.192	15.883				
12		8																															
13	KEITH 1	5	3	66												0,9212										18.587							
14		2																															
15		3																															
16		4																															
17	NANTK 1	6	2	490	200	300	400	490								0,7480	0,7120	0,6160	0,6040							13.854	14.070	14.215	14.352				
18		2																															
19		3																															
20		4																															
21		5	2	490	200	300	400	490								0,8440	0,7920	0,7660	0,7400														
22	LENN 1	8	1	490	200	300	400	490								0,8440	0,7920	0,7660	0,7400							23.179	23.540	23.783	24.012				
23	PICK 1	9	1	515												0,80										(*)							
24		2																															
25		3																															
26		4																															
27	DOUG 1	10	3	208												0,83																	
28	HEARN 7	11	3	200	50	100	150	200								0,9290	0,8860	0,8720	0,8580							13.654	14.876	16.098	17.321				
29		8																															
30		5																															
31	CTUS 11	12	2	146												1,00										133.065							

(\*) Usina Nuclear de Base, seus custos estão incluídos na parcela constante da curva característica.

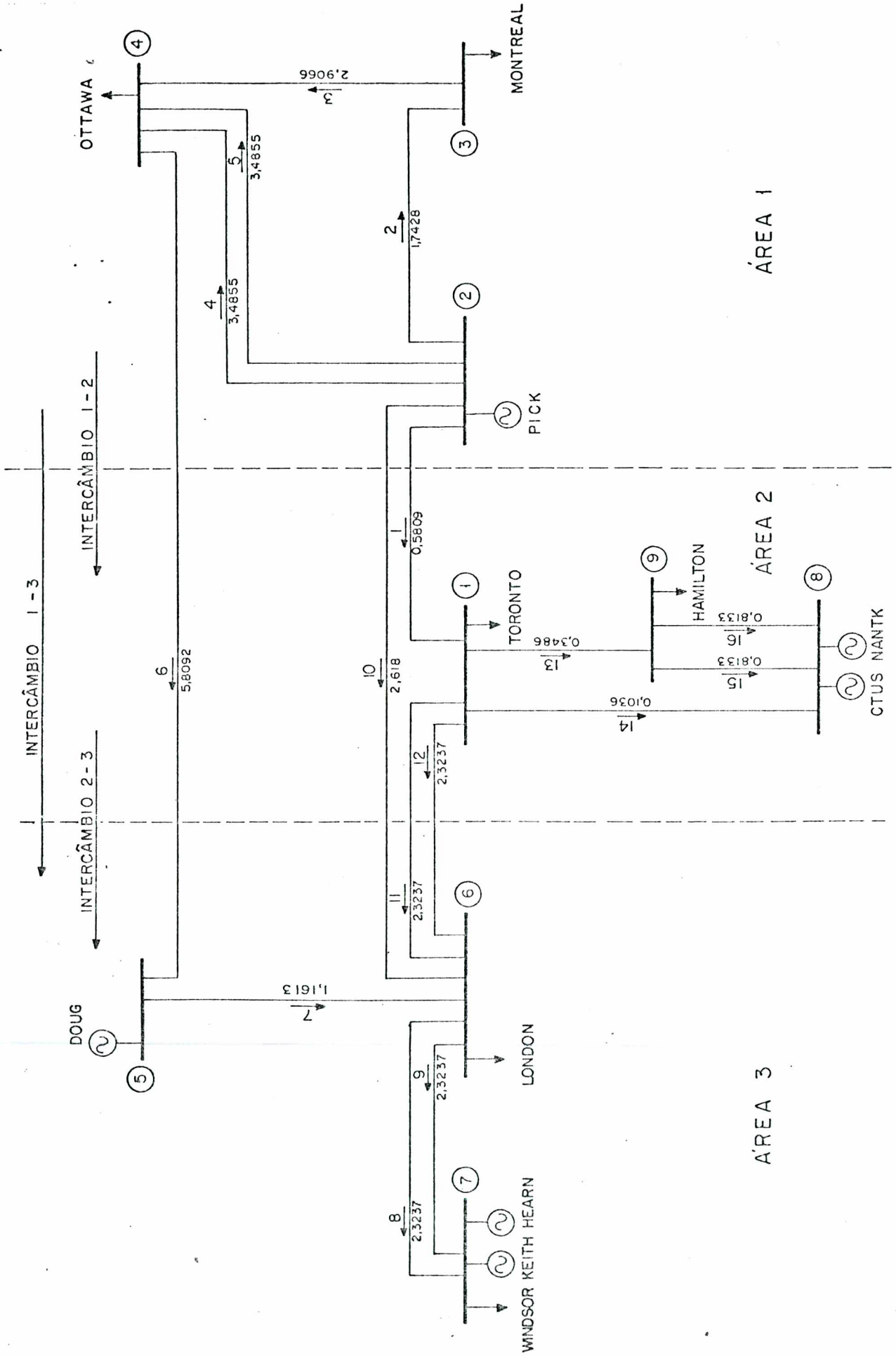


FIG.4.1-CONFIGURAÇÃO DO SISTEMA DE POTÊNCIA EM ANEL

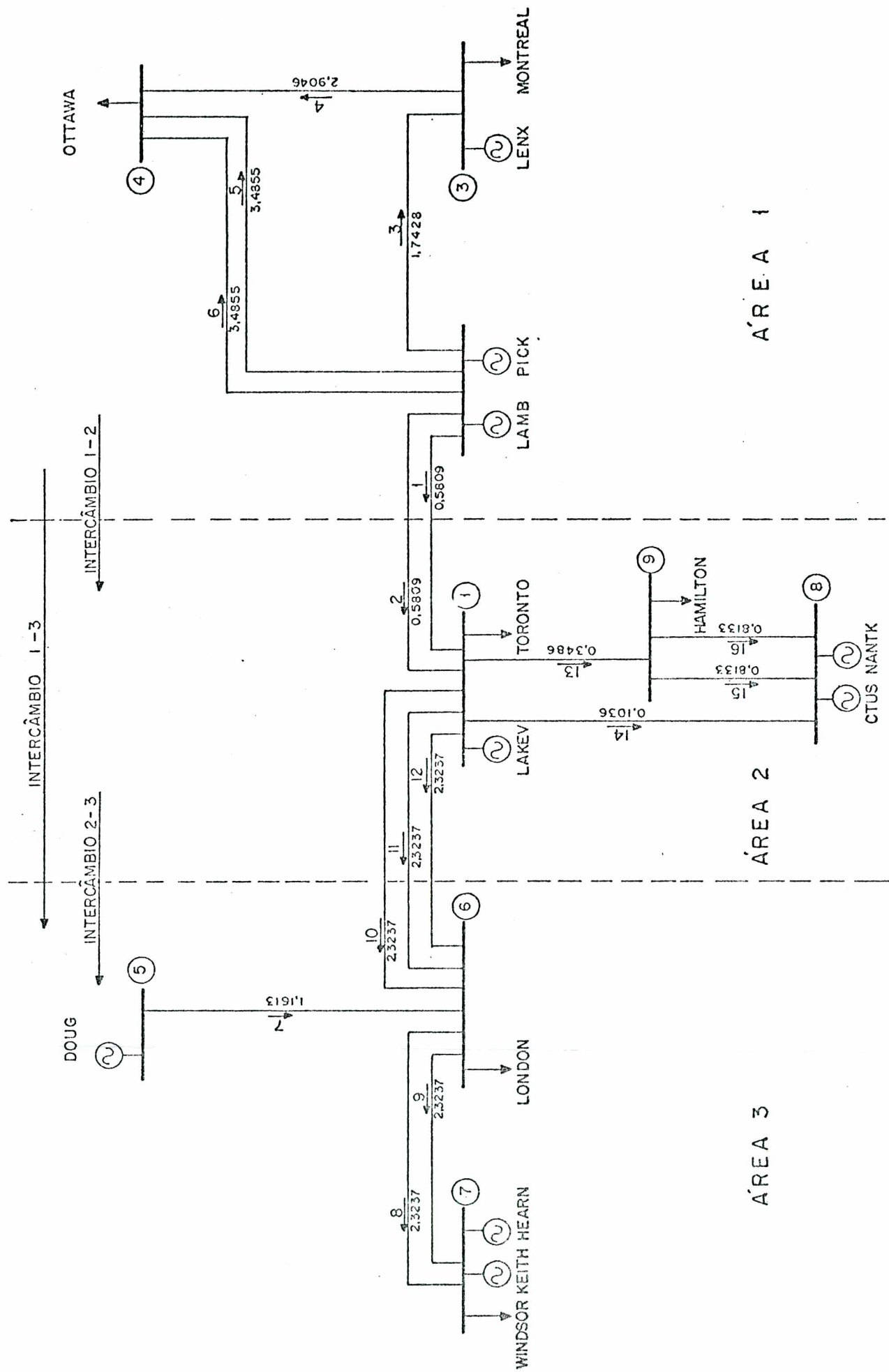


Fig.4.2 - CONFIGURAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE POTÊNCIA

b) Com as seguintes restrições de potência nas linhas de interligação:

LT Nº 1 - 1150 MW  
 LT Nº 6 - 850 MW  
 LT Nº 10 - 850 MW  
 LT Nº 11 - 350 MW  
 LT Nº 12 - 350 MW

c) Com as mesmas restrições de potência nas linhas de intercâmbio, exceto:

LT Nº 1 - 850 MW

Em cada um desses casos foram estimados os intercâmbios nas linhas de interligação através dos métodos proporcional e incremental descritos nos itens 3.3.1 e 3.3.2 e obtiveram-se os resultados indicados a seguir.

O Quadro 4.2. apresenta, para cada método utilizado, os custos esperados mensais de produção de energia em cada um dos casos acima especificados.

Quadro 4.2 - Custos Esperados Mensais da Operação do Sistema em Anel

CASO	MÉTODO	CUSTO ( \$ mil )
a	Incremental	46.174
	Proporcional	46.174
b	Incremental	46.198
	Proporcional	46.291
c	Incremental	46.211
	Proporcional	46.211

O Quadro 4.3 resume, para cada método utilizado, a quantidade de de convoluções, deconvoluções e fluxos linearizados que foi necessário realizar no despacho das unidades em cada dia típico. Esse quadro indica também a quantidade de segmentos de unidades que tiveram que ser colocados na pilha auxiliar de carregamento devido às restrições de intercâmbio, bem como, a quantidade de segmentos que permanecem na pilha auxiliar de carregamento porque não puderam ser despachadas através do algoritmo implementado, devido às restrições nas linhas de intercâmbio. Esses segmentos residuais na pilha auxiliar de carregamento são despachados, no modelo, consecutivamente e de acordo ao seu custo incremental.

QUADRO 4.3

QUANTIDADE DE CONVOLUÇÕES, DECONVOLUÇÕES, FLUXOS LINEARIZADOS,  
SEGMENTOS COLOCADOS E RESIDUAIS NA PILHA AUXILIAR

CASO	MÉTODO	QUANTIDADE DE												PILHA AUXILIAR					
		CONVOLUÇÕES				DECONVOLUÇÕES				FLUXOS LINEARIZADOS				SEGMENTOS COLOCADOS			SEGMENTOS RESIDUAIS		
		SEM.	SÁB.	DOM.		SEM.	SÁB.	DOM.		SEM.	SÁB.	DOM.		SEM.	SÁB.	DOM.	SEM.	SÁB.	DOM.
a	Incremental	118	123	108	60	65	50	28	28	28	26	-	-	-	-	-	-	-	-
	Proporcional	128	123	108	60	65	50	21	21	19	-	-	-	-	-	-	-	-	-
b	Incremental	118	132	111	64	72	44	21	44	27	27	33	39	5	33	0	0	0	0
	Proporcional	119	131	103	67	72	58	31	63	36	36	23	39	16	0	0	0	16	16
c	Incremental	124	140	121	69	80	68	11	58	47	47	71	42	7	70	0	0	0	0
	Proporcional	117	139	113	68	80	63	3	71	59	59	71	42	0	68	0	0	0	0

O Quadro 4.4 especifica o tempo de processamento e tempo total do programa para cada caso e método utilizado.

Quadro 4.4. - Tempos de Processamento do Modelo para Sistema em Anel (Período Mensal)

CASO	MÉTODOS	TEMPO (seg.) (IBM 4341)	
		PROCESSAMENTO	TOTAL (INCLUSIVE COMPILAÇÃO)
a	Incremental	20,77	65,34
	Proporcional	25,76	71,15
b	Incremental	22,47	66,93
	Proporcional	27,20	73,34
c	Incremental	23,59	61,07
	Proporcional	28,06	74,83

Os Quadros 4.5 e 4.6 apresentam para um dia típico mais carregado, nos casos b e c os valores da potência nas linhas de interligação, determinados através do cálculo de fluxo de potência linearizado e através dos métodos proporcionais e incrementais de potência, descritos nos itens 3.7, 3.3.1 e 3.3.2, respectivamente.

Nas figuras 4.3 e 4.4 estão indicadas as curvas de duração da demanda do sistema, original e determinada pelo modelo através da relação 3.4, para dois dias típicos com demandas diferentes.



QUADRO 4.5

POTÊNCIAS NAS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO NO CASO "B", DETERMINADAS ATRAVÉS DO FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO E DOS MÉTODOS INCREMENTAL E PROPORCIONAL

ITEM	PROBAB. DEMANDA ACUMUL.	POTÊNCIA (MW)											
		LT Nº 1			LT Nº 6			LT Nº 10			LT Nº 11		
		FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.	FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.	FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.	FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.
01	1,0000	925	925	983	-52	-73	459	459	488	297	297	370	
02	0,9944	902	902	937	-56	-69	484	484	504	331	331	444	
03	0,9809	843	828	891	-69	-81	477	479	501	377	344	421	
04	0,9647	808	810	844	-76	-92	473	474	495	342	343	441	
05	0,9327	699	700	731	-138	-175	412	413	432	299	299	386	
06	0,8813	627	633	649	-146	-183	419	421	438	325	323	421	
07	0,8086	554	555	577	-158	-192	418	418	433	341	342	439	
08	0,7410	432	433	452	-229	-290	343	344	361	286	286	367	
09	0,6260	436	973	335	-264	-290	276	-129	359	209	-390	188	
10	0,4660	449	448	457	-276	-361	298	298	327	230	230	295	
11	0,3971	557	557	586	-205	-259	398	398	418	319	318	407	
12	0,2423	566	566	589	-222	-318	403	403	457	322	322	408	
13	0,1862	636	636	662	-223	-324	422	422	485	326	326	412	
14	0,1247	632	640	667	-243	-246	385	385	352	285	285	365	

QUADRO 4.6

POTÊNCIAS NAS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO NO CASO "C", DETERMINADAS ATRAVÉS DO FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO E DOS MÉTODOS INCREMENTAL E PROPORCIONAL

ITEM	PROBAB. DEMANDA ACUMUL.	POTÊNCIA (MW)											
		LT Nº 1			LT Nº 6			LT Nº 10			LT Nº 11		
		FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.	FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.	FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.	FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.
01	1	829	825	892	-53	-54	-72	445	447	471	292	298	366
02	0,9953	837	883	881	-59	-58	-77	473	487	498	334	339	429
03	0,9327	699	700	731	-139	-138	-175	412	413	432	299	299	386
04	0,8476	583	583	602	-151	-151	-188	424	443	341	341	341	441
05	0,8086	554	554	576	-158	-158	-192	418	418	443	342	342	438
06	0,7410	432	433	452	-229	-229	-290	344	344	361	287	286	367
07	0,6524	448	896	354	-262	-372	-291	276	-62	361	206	-295	183
08	0,6028	407	421	406	-269	-266	-314	277	277	291	217	213	280
09	0,4396	587	436	977	-202	-278	-357	396	298	320	309	234	624
10	0,3971	557	557	585	-206	-206	-259	398	398	418	319	319	407
11	0,3501	535	535	562	-208	-208	-262	400	400	419	326	326	416
12	0,286	509	511	535	-221	-221	-279	383	383	384	314	314	401
13	0,2017	602	601	625	-223	-223	-323	413	413	474	324	324	410
14	0,1548	634	636	667	-231	-232	-268	406	406	406	308	308	394
15	0,1247	632	639	667	-243	-243	-246	385	385	352	285	285	365

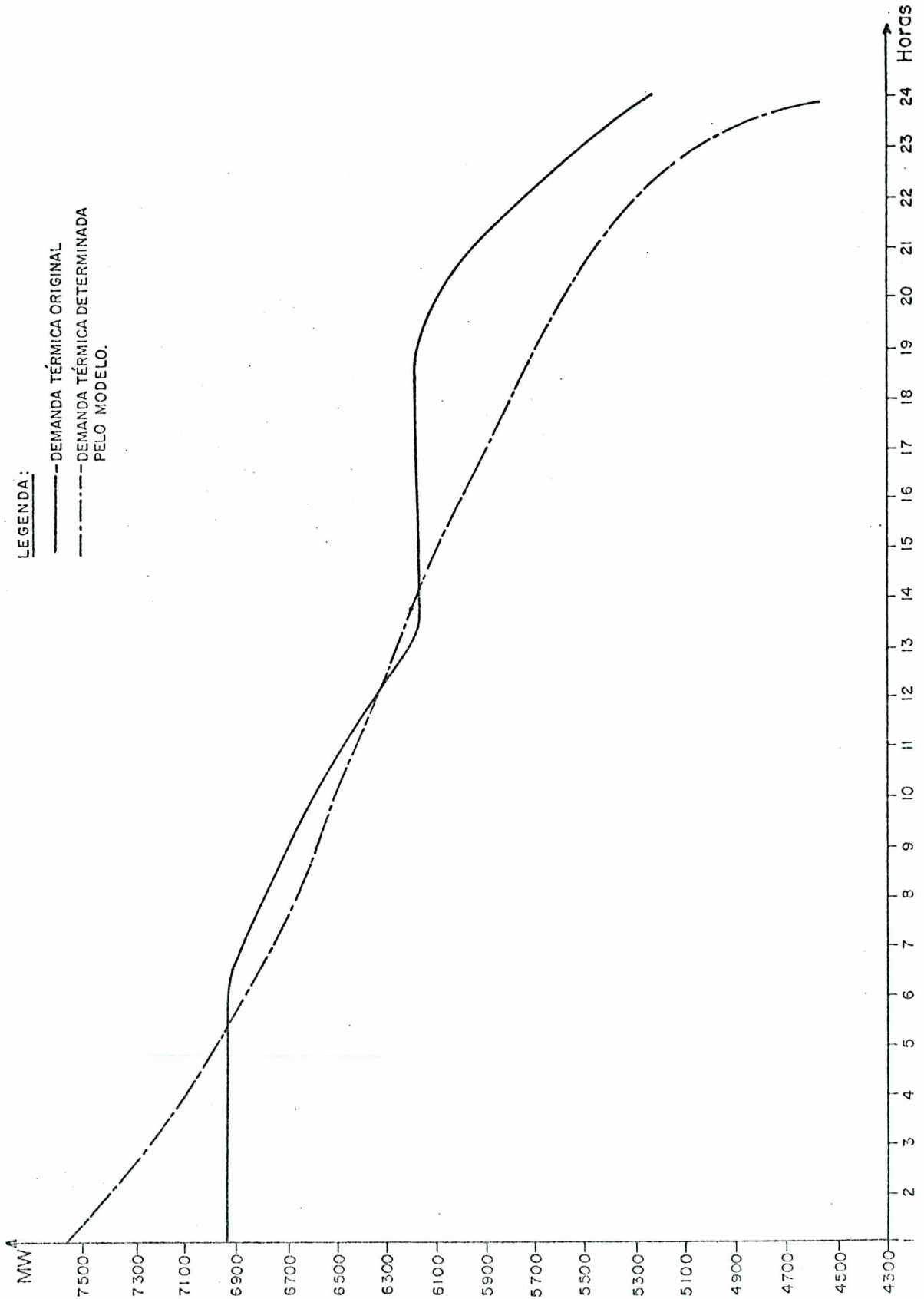


Fig. 4.3 — CURVA DE DURAÇÃO DE DEMANDA TÉRMICA  
 Caso b - Dia típico mais carregado.

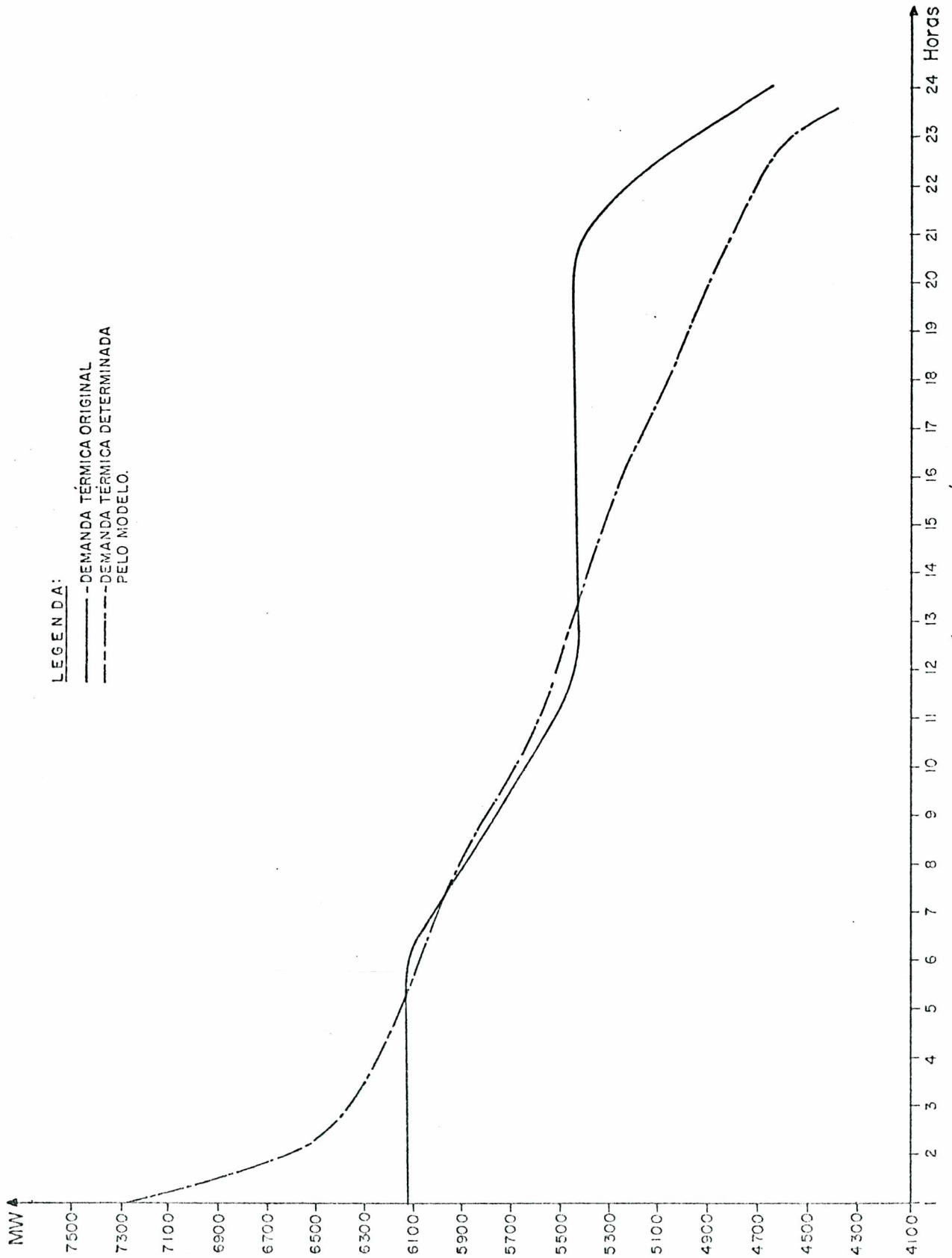


Fig.4.4.-CURVA DE DURAÇÃO DE DEMANDA TÉRMICA  
 Caso b - Dia típico menos carregado

Nas figuras 4.5 e 4.6 estão indicadas as variações de potência de intercâmbio em cada linha de interligação e as do intercâmbio livre entre as áreas, em função da duração de demanda, para o caso b nos dias típicos mais e menos carregados, respectivamente.

Finalmente, as figuras 4.7 e 4.8 indicam, para o dia típico mais carregado nos casos a, b e c, o custo incremental do segmento da unidade que entrou em operação num determinado instante de duração de demanda, o qual permanece constante até a entrada em operação do próximo segmento. Esse segmento permanece modulando a carga no intervalo de duração da demanda compreendido entre sua entrada em operação e a entrada do próximo segmento. O custo marginal de produção de energia do sistema corresponde ao custo do segmento que está modulando a carga conforme especificado no item 3.6.

As listagens de saída do modelo para o dia típico mais carregado estão mostradas nos Anexos 3, 4 e 5. O Anexo 3 indica as probabilidades de funcionamento de cada segmento (de sua entrada em operação e de potência máxima); os Anexos 4 e 5 especificam as potências de intercâmbio livres entre as áreas e a energia e potência total por área em função da probabilidade de duração da demanda, respectivamente. O Anexo 3 indica também, a potência de demanda calculada pelo modelo através da relação 3.4 e os coeficientes de distribuição da demanda na área, em função da probabilidade de duração da demanda do sistema.

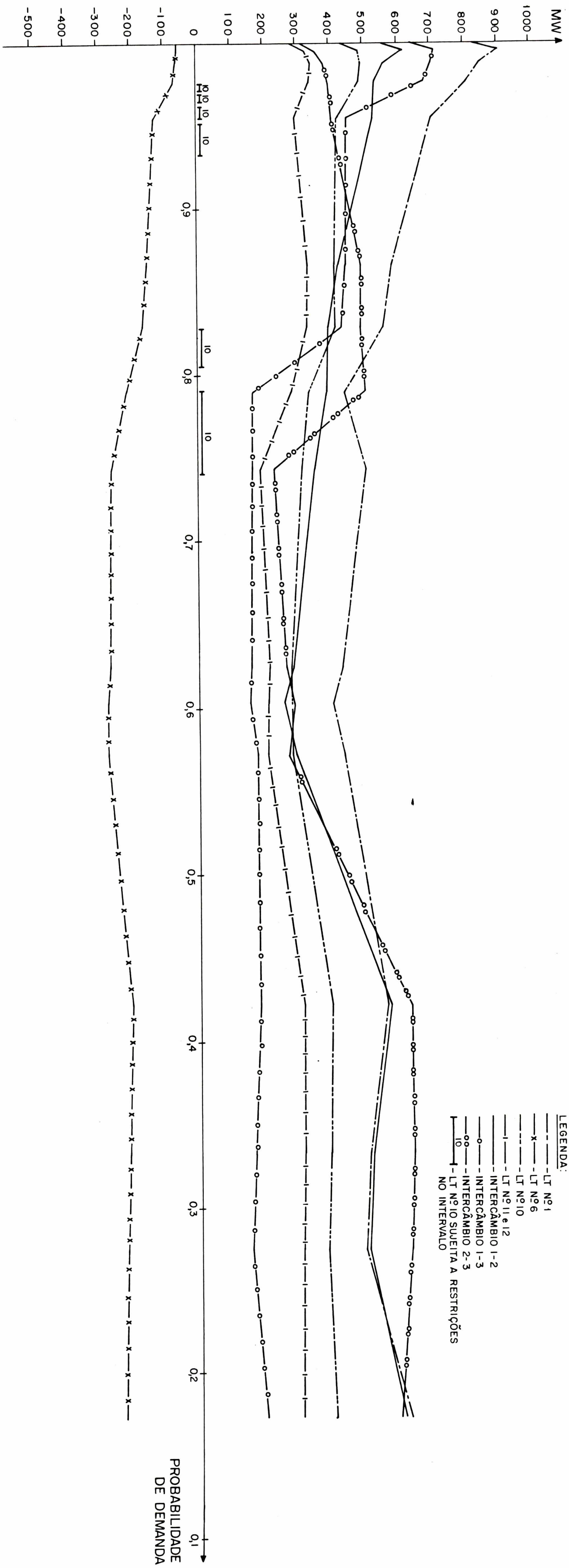


Fig. 4.5 - POTÊNCIAS DE INTERCÂMBIOS LIVRES E NAS LT's DE INTERLIGAÇÃO  
 Caso b - Dia típico mais carregado

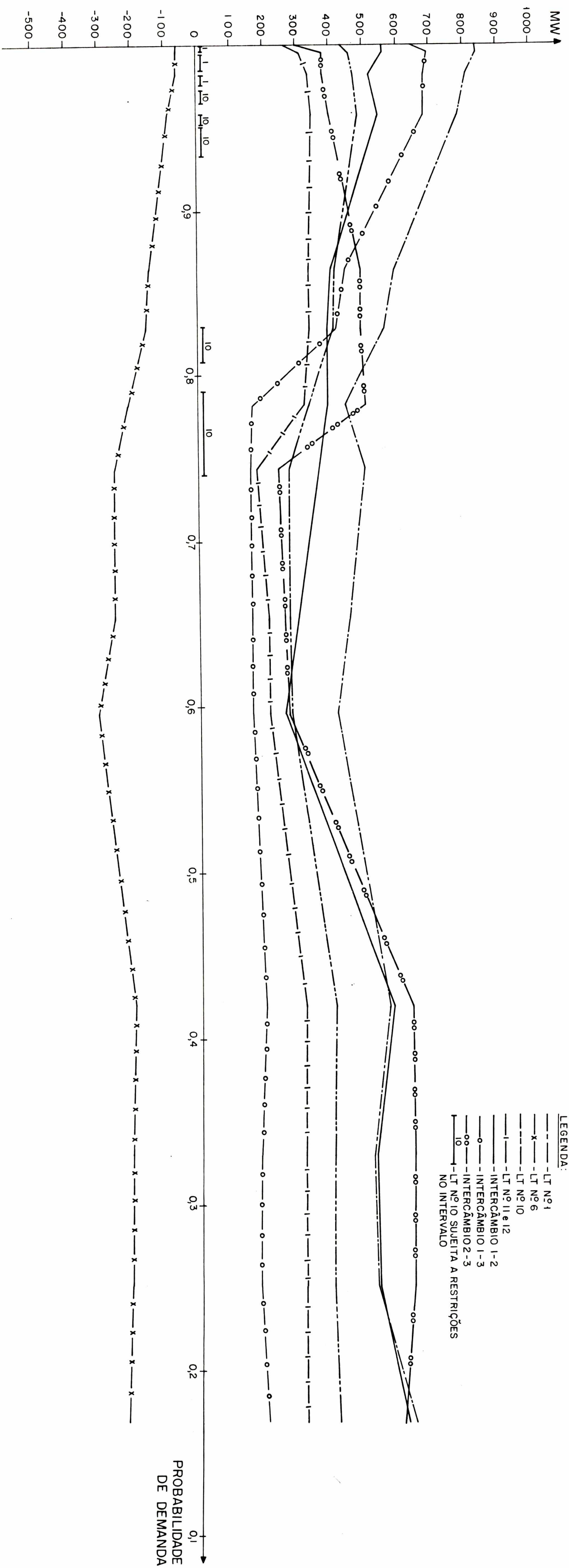


Fig. 4.6 - POTÊNCIAS DE INTERCÂMBIOS LIVRES E NAS LT's DE INTERLIGAÇÃO  
 Caso c - Dia típico mais carregado.

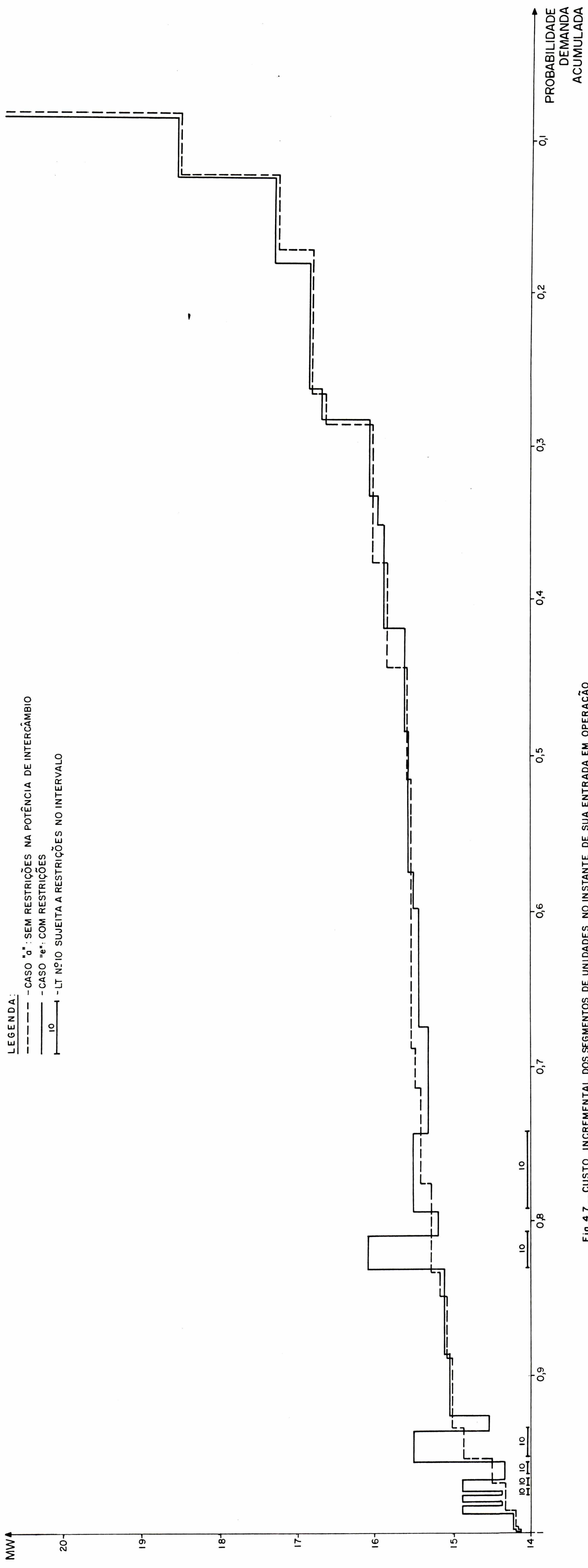


Fig. 4.7 - CUSTO INCREMENTAL DOS SEGMENTOS DE UNIDADES NO INSTANTE DE SUA ENTRADA EM OPERAÇÃO  
Casos "a" e "b" - Dia típico mais carregado.



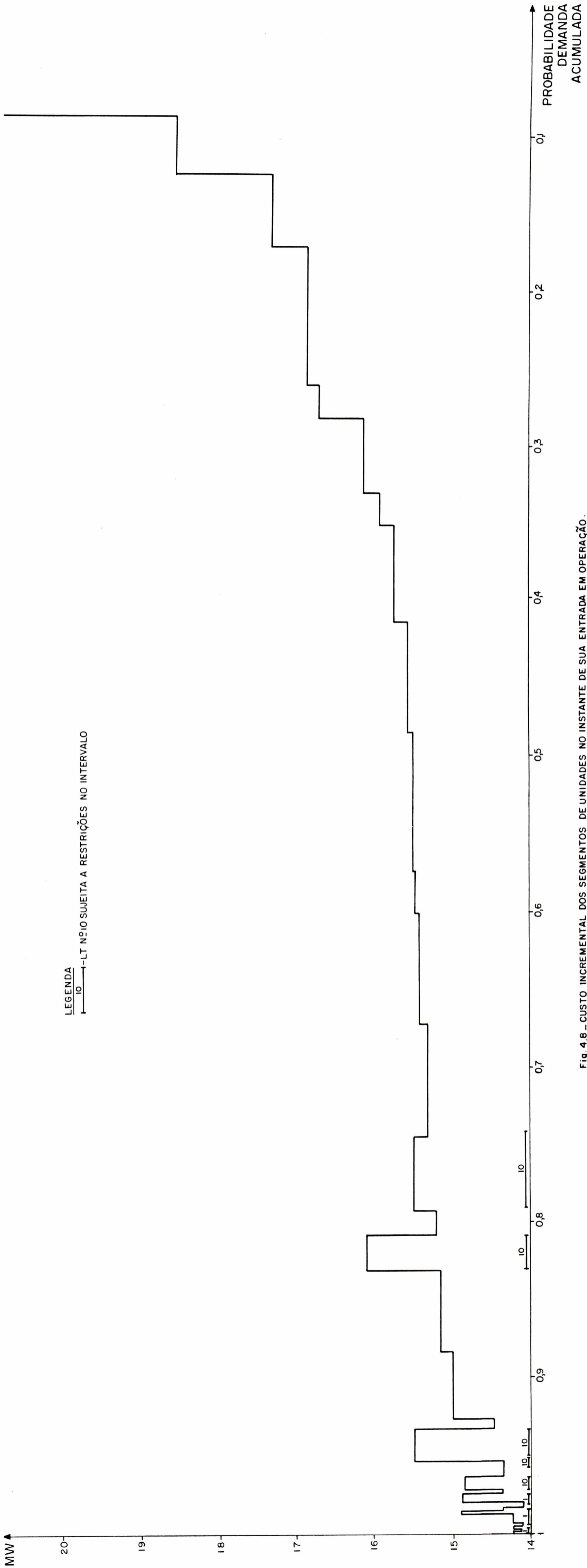


Fig. 4.8 - CUSTO INCREMENTAL DOS SEGMENTOS DE UNIDADES NO INSTANTE DE SUA ENTRADA EM OPERAÇÃO.  
 Caso "c" - Dia típico mais carregado.

#### 4.3. RESULTADOS NA DETERMINAÇÃO DOS INTERCÂMBIOS NA CONFIGURAÇÃO RADIAL DO SISTEMA

Considerando o sistema na configuração radial, mostrada na figura 4.2, foram analisados os casos listados a seguir:

- d) Sem restrições de potência nas linhas de interligação entre áreas.
- e) Com as seguintes restrições de potência nas linhas de interligação:

LT Nº 1 - 650 MW  
 LT Nº 2 - 650 MW  
 LT Nº 10 - 350 MW  
 LT Nº 11 - 350 MW  
 LT Nº 12 - 350 MW

Em cada um desses casos foram estimados os intercâmbios nas linhas de interligação através dos métodos proporcional e incremental descritos nos itens 3.3.1 e 3.3.2 e obtiveram-se os resultados indicados a seguir.

O Quadro 4.7 apresenta, para cada método utilizado, os custos esperados mensais de produção de energia em cada um dos casos acima especificados.

Quadro 4.7. - Custo Esperado Mensal da Operação do Sistema Radial

CASO	MÉTODO	CUSTO ( \$ mil )
d	Incremental	46.174
	Proporcional	46.174
e	Incremental	46.181
	Proporcional	46.182

O Quadro 4.8 resume, para cada método utilizado a quantidade de convoluções, deconvoluções e fluxos linearizados que foi necessário realizar no despacho das unidades em cada dia típico. Esse Quadro indica também, a quantidade de segmentos de unidades que tiveram que ser colocados na pilha auxiliar de carregamento devido às restrições de intercâmbio, bem como, a quantidade de segmentos que permanecem na pilha auxiliar de carregamento porque não puderam ser despachados através do algoritmo implementado, devido às restrições nas linhas de intercâmbio. Esses segmentos residuais da pilha auxiliar de carregamento são despachados, no modelo, consecutivamente e de acordo a seu custo incremental.

QUADRO 4.8

QUANTIDADE DE CONVOLUÇÕES, DECONVOLUÇÕES, FLUXOS LINEARIZADOS,  
SEGMENTOS COLOCADOS E RESIDUAIS NA PILHA AUXILIAR

CASO	MÉTODO	QUANTIDADE DE												PILHA AUXILIAR					
		CONVOLUÇÕES				DECONVOLUÇÕES				FLUXOS LINEARIZADOS				SEGMENTOS COLOCADOS			SEGMENTOS RESIDUAIS		
		SEM.	SÁB.	DOM.		SEM.	SÁB.	DOM.		SEM.	SÁB.	DOM.		SEM.	SÁB.	DOM.	SEM.	SÁB.	DOM.
d	Incremental	118	123	108	60	65	50	28	28	28	26	-	-	-	-	-	-	-	-
	Proporcional	112	122	100	60	65	50	14	14	14	12	-	-	-	-	-	-	-	-
e	Incremental	131	139	109	73	79	51	52	52	27	27	12	45	1	0	0	0	0	0
	Proporcional	125	139	101	73	80	51	47	47	46	46	12	44	1	0	0	0	0	0

O Quadro 4.9 especifica o tempo de processamento do programa para cada caso e método utilizado.

Quadro 4.9. - Tempos de Processamento do Modelo para Sistema Radial (Período Mensal)

CASO	MÉTODO	TEMPO (seg.) (IBM 4341)	
		PROCESSAMENTO	TOTAL (INCLUSIVE COMPILAÇÃO)
d	Incremental	20,50	64,81
	Proporcional	22,30	69,22
e	Incremental	26,44	72,85
	Proporcional	28,43	74,83

O Quadro 4.10 apresenta para o dia típico mais carregado, no caso e, os valores da potência das linhas de interligação, determinadas através do cálculo de fluxo de potência linearizada, e através dos métodos incrementais e proporcionais de potência, descritos nos itens 3.7, 3.3.1 e 3.3.2, respectivamente.

QUADRO 4.10

POTÊNCIAS NAS LINHAS DE INTERLIGAÇÃO NO CASO "E", DETERMINADAS ATRAVÉS DO FLUXO DE POTÊNCIA LINEARIZADO E DOS MÉTODOS INCREMENTAL E PROPORCIONAL

ITEM	PROBAB. DEMANDA ACUMUL.	POTÊNCIA (MW)					
		LT Nº 1 E 2			LT Nº 10, 11 E 12		
		FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.	FLUXO LINEAR.	MÉTODO INCREM.	MÉTODO PROPOR.
01	0,9671	608	614	608	401	397	401
02	0,9134	423	430	423	301	298	301
03	0,8136	368	374	368	327	324	327
04	0,6851	166	174	166	152	150	152
05	0,4698	236	242	242	175	173	175
06	0,3587	356	363	356	284	295	284
07	0,2806	335	342	335	265	262	265
08	0,2611	351	328	351	272	267	272
09	0,1716	410	417	410	275	285	275

Na figura 4.8 está indicada a curva de duração da demanda do sistema, original e determinada pelo modelo através da relação 3.4 para o dia típico mais carregado.

Na figura 4.9 estão indicadas para o caso e acima, as variações da potência de intercâmbio em cada linha de interligação e as variações do intercâmbio livre entre as áreas, em função da duração da demanda.

Na figura 4.10 está indicado para o dia típico mais carregado nos casos d e e o custo incremental do segmento da unidade que entrou em operação num determinado instante de duração da demanda.

#### 4.4. ANÁLISE DOS RESULTADOS OBTIDOS NA DETERMINAÇÃO DOS INTERCÂMBIOS

A partir dos resultados obtidos com o modelo descrito no item anterior pode-se concluir em relação a:

##### 4.4.1. Custos Esperados de Operação do Sistema

Baseado nos resultados apresentados nos Quadros 4.2 e 4.7 os custos de operação do sistema aumentam à medida que as restrições impostas às linhas de interligação do sistema são maiores.

Embora a diferença de custo seja pequena, no período em análise considerado (mensal), pode representar custos significativos em períodos anuais.

A diferença de custos podem servir de subsídios para determinar a conveniência do reforço de uma interligação.

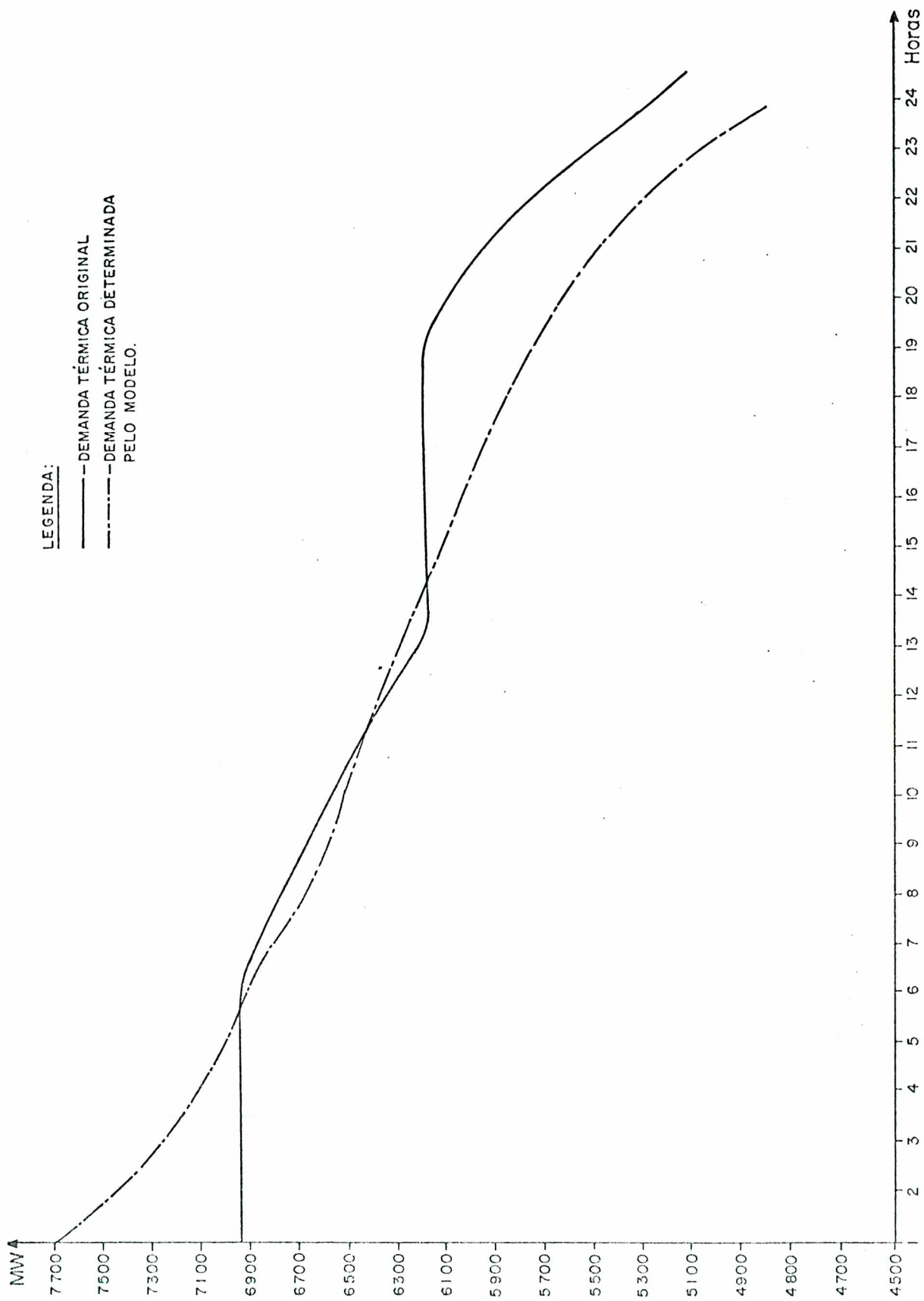


Fig.4.9- CURVA DE DURAÇÃO DE DEMANDA TÉRMICA  
 Caso e - Dia típico mais carregado



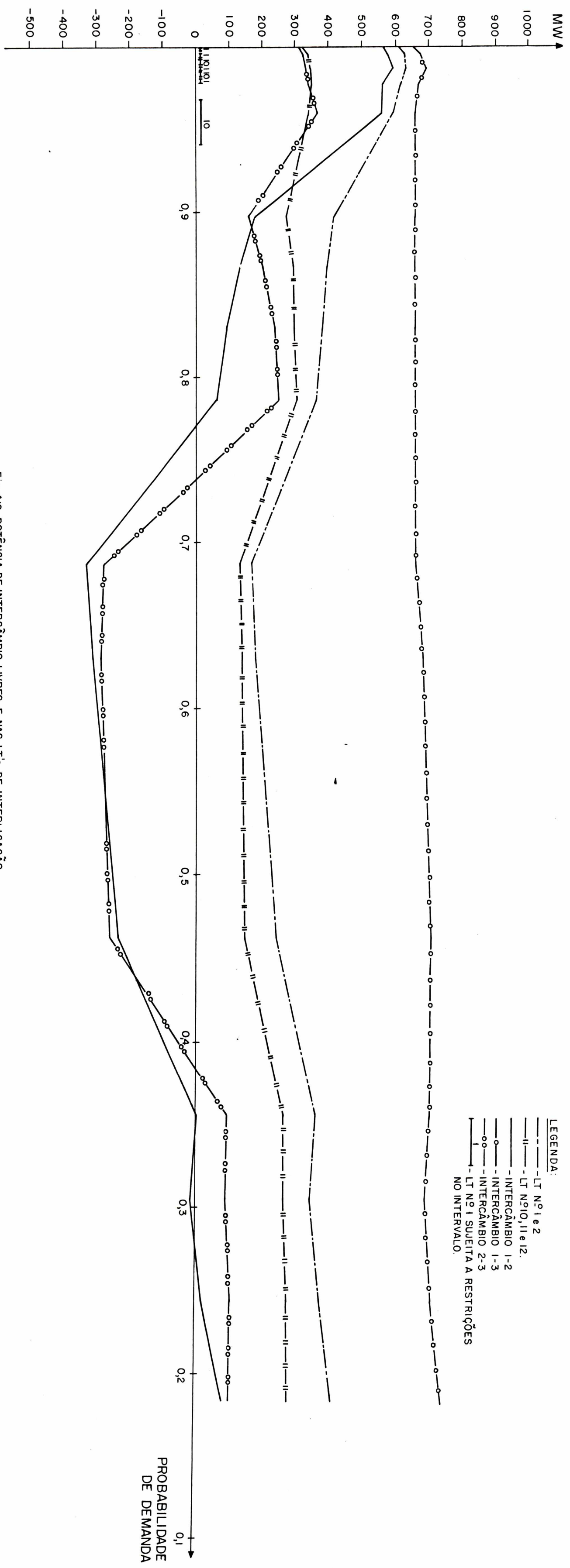


Fig. 410. POTÊNCIA DE INTERCÂMBIO LIVRES E NAS LT's DE INTERLIGAÇÃO  
 Caso e : Dia típico mais carregado.

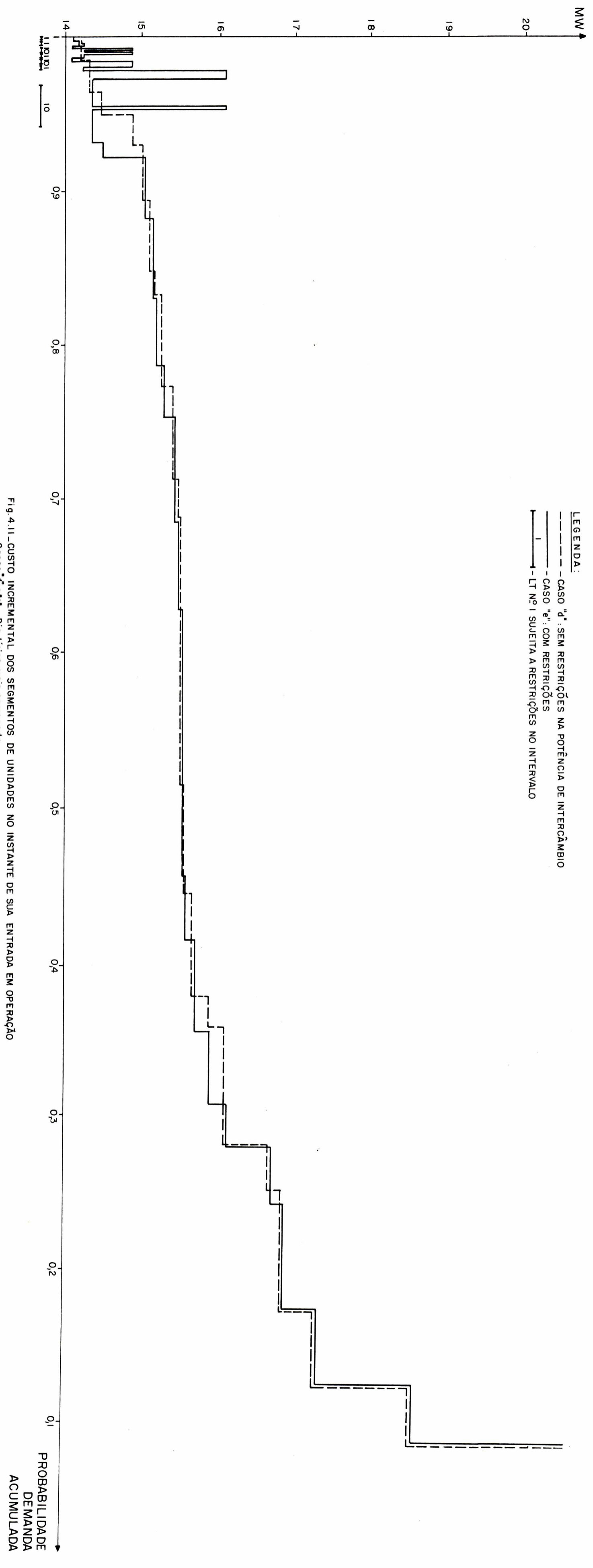


Fig. 4.11 - CUSTO INCREMENTAL DOS SEGMENTOS DE UNIDADES NO INSTANTE DE SUA ENTRADA EM OPERAÇÃO  
 Casos "d" e "e" - Dia típico mais carregado.

#### 4.4.2. Quantidade de Convoluções, Deconvoluções e Fluxos de Potência Linearizadas

Baseado nos resultados apresentados nos Quadros 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.8, 4.9 e 4.10, pode-se concluir que para sistemas em anel o método incremental é mais exato que o método proporcional, que executa menos quantidade de fluxos de potência linearizadas e consequentemente necessita de menor tempo de processamento. Por outra parte o sistema proporcional é mais preciso em sistemas radiais, conforme exposto no item 3.3.2, e mostrado no Quadro 4.10, especialmente nos casos como o do estudo, em que as linhas de transmissão são paralelas com igual susceptância série.

#### 4.4.3. Determinação da Potência de Demanda

Baseado nas figuras 4.3, 4.4 e 4.9, pode-se verificar que a determinação da potência de demanda do sistema, através da relação 3.4, é bastante aproximada à potência de demanda esperada, exceto na base e na ponta do sistema. Na base, a demanda assim determinada, apresenta valores abaixo da demanda esperada do sistema ( $\approx 15\%$ ) o que indica que a potência nas linhas de intercâmbio na saída da base serão menores que as calculadas; porém, esta imprecisão não deve acarretar problemas devido a que o sistema, em princípio, seria projetado, para atender a demanda na saída da base, com folga na transmissão.

Na ponta do sistema a potência de demanda calculada apresenta valores superiores aos esperados ( $\approx 15\%$ ), visto que representa a potência de reserva de geração e implica na determinação de intercâmbio mais conservador.

#### 4.4.4. Potência de Intercâmbios

Nas figuras 4.5, 4.6 e 4.10 que representam as variações de potência nos intercâmbios livres entre as áreas e as havidas nas linhas de transmissão pode-se observar que as potências nas linhas de transmissão se comportam de forma similar às potências nos intercâmbios livres inclusive quando ocorrem variações nos coeficientes de distribuição de demanda nas áreas, como por exemplo, no intervalo entre 0,75 e 0,85 da probabilidade de duração de demanda.

Essas curvas mostram também que na saída da base a Área 1 é muito exportadora devido a que inclui as usinas de base que são principalmente nucleares. Posteriormente, a Área 2 reduz consideravelmente suas importações devido a que, além de aumentar sua geração própria sua demanda cresce em proporção menor que a do sistema.

Está indicado também nessas figuras os intervalos em que há restrições nas linhas de intercâmbios e durante os quais são armazenadas unidades na pilha auxiliar de carregamento especificando qual é a linha que ocasionou o problema.

#### 4.4.5. Custo Incremental dos Segmentos de Unidades no Instante de sua Entrada em Operação

Baseado nas figuras 4.7, 4.8 e 4.11 pode-se concluir que, em um sistema com restrições de potência de intercâmbio entre áreas, pode ser necessário operar antecipadamente segmentos de unidades com maior custo incremental, implicando em maiores custos operacionais. Essas postergações implicam em que o custo marginal de operação nas áreas e no sistema cresça antecipadamente e seja igual a última das unidades que está em operação, embora não seja necessariamente o custo da última unidade que entrou em operação.

## CAPÍTULO 5

## CONCLUSÕES

A partir de um modelo estocástico de produção de energia para um sistema isolado o qual, levando em conta os aspectos aleatórios da demanda e da disponibilidade de potência dos geradores, determina a energia gerada por cada unidade, o custo esperado de produção de energia, a energia esperada não atendida e a probabilidade de duração da demanda não atendida, desenvolveu-se um modelo que aproveitando os recursos desse programa permiti-se realizar um despacho econômico de unidades em um sistema interligado. Esse modelo permite avaliar as potências esperadas de intercâmbios entre áreas em qualquer nível de demanda, quando as unidades e segmentos de unidades são despachadas segundo sua ordem econômica sem considerar as áreas em que estão situadas, nem as áreas com maiores demandas. A ordem econômica de despacho de unidades, ou "pilha de carregamento", é realizada segundo o custo incremental de cada segmento.

Os intercâmbios determinados nem sempre correspondem aos intercâmbios nas linhas físicas de interligação, havendo necessidade portanto de associar a esses intercâmbios as linhas de transmissão existentes nas interligações. Com esta finalidade foram desenvolvidos dois métodos que permitem fazer esta correlação, os quais podem ser verificados com o auxílio do cálculo do fluxo de potência linearizado.

Desta forma existe possibilidade de limitar o fluxo de potência nas linhas de interligação, o que pode implicar na postergação

da entrada em operação de segmentos de unidades que, nesse caso, são armazenados em uma "pilha auxiliar de carregamento" para ser despachados na primeira oportunidade em que a potência na linha comprometida seja aliviada pelo despacho de outras unidades.

O modelo desenvolvido fornece um apoio para a determinação e a programação dos intercâmbios a curto prazo e permite também analisar eventuais ampliações da capacidade da interligação do sistema. O modelo determina o custo marginal de produção do sistema, que é igual para todas as áreas, devido a que as unidades das áreas são operadas em conjunto, compartilhando os custos e os riscos envolvidos.

No capítulo 2 encontra-se apresentado o modelo estocástico de produção de energia que foi utilizado como base para incorporar as determinações dos intercâmbios e a análise das restrições nas linhas de interligação, descritas no capítulo 3.

A análise dos resultados do modelo aplicado a um sistema de porte médio, formado por três (3) áreas interligadas com configurações radial e em anel, são apresentadas no capítulo 4.

Apesar de fazer algumas aproximações, especialmente na determinação da potência esperada de geração e na determinação da demanda por área, os resultados obtidos são satisfatórios para as finalidades do estudo.

Este trabalho poderá ser complementado com os seguintes estudos:

- Inclusão de unidades hidroelétricas, explicitando usinas com e sem reservatórios, com e sem restrições de energia.
- Inclusão do cálculo de perdas nas linhas de transmissão.

- Inclusão de estudos probabilísticos do sistema de transmissão.
- Análise de sensibilidade do comportamento do modelo para diver  
sas correlações de demanda.



## CAPÍTULO 6

## REFERÊNCIAS

- 01 - PANG, C. K.; WOOD, A. J.: "Multi-area generation system reliability calculations". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, nº 2, March-April, 1975, pg 508-510.
- 02 - LANDGREN, G.L.; ANDERSON, S.W.; WHITE, R.: "A reliability approach to interconnection planning". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, nº 5, Sept-Oct. 1975, pg 1644-1645.
- 03 - ADAMSON, A.M.; DESELL, A.L.; GARVER, L.L.: "Generation reserve value of interconnections". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, nº 2, March-April 1977, pg 337-342.
- 04 - RAU, N.S.; NECSULESCU, C.; SCHENK, K.F.; MISRA, R.B.: "A method to evaluate economic benefits in interconnected systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, nº 2, Feb. 1983, pg 472-479.
- 05 - NOYES, L.R.: "Two-area probabilistic production costing by the method of bi-variant cumulants". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, nº 2, Feb., 1983, pag 433-436.

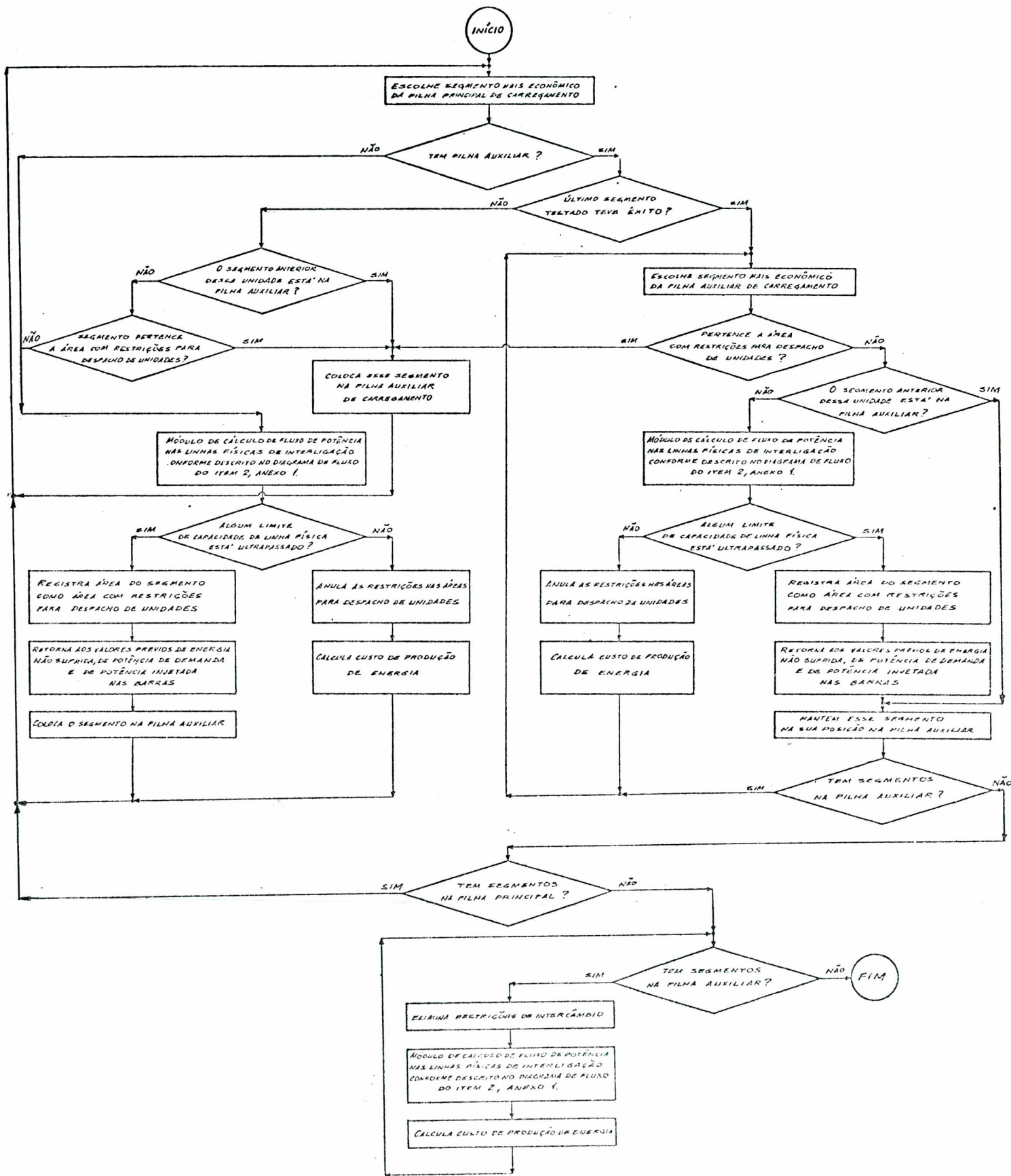
- 06 - BOOTH, R.R.: "Power system simulation model based on probability analysis". IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, nº 1, Jan-Feb., 1972, pg 62-69.
- 07 - BALERIAUX, H.; JAMOULLE, E.; GUERTECHIN, Fr.L.: "Simulation de l'exploitation d'un parc de machines thermiques de production d'électricité couplé à des stations de pompage". Revue E (edition S.R.B.E.), Vol. 5, nº 7, July, 1967, pg 3-24.
- 08 - SLATER, K.J.: "Stochastic systems models". Ontario Hydro Report, 1972.
- 09 - ZÜRN, H.H.: "Dynamic generation maintenance scheduling for optimal planed power system operation". University of Waterloo, Dep. of Electrical Engineering, Internal Report UWEE 76-1, 1976.
- 10 - COELHO, H.F.N.: "Avaliação da confiabilidade e custo de geração de um sistema de potência com imposição de restrições de potência e energia". Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.
- 11 - COELHO, J.: "Otimização econômica da operação de sistemas hidrelétricos mediante a utilização de um modelo estocástico de produção de energia ". Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 1980.

- 12 - SASANO, C.N.: "Modelagem de usinas reversíveis e intercâmbios probabilísticos de potência em um modelo estocástico de produção de energia elétrica". Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 1983.
  
- 13 - PACHECO, R.L.: "Simulação da operação de usinas nucleoeletricas em um modelo estocástico de produção de energia". Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 1983.
  
- 14 - CAMARGO, C.C. de B.: "Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica, L.T.C., Rio de Janeiro, 1981.
  
- 15 - PAPOULIS, A.: "Probability, random variables, and stochastic processes". Mc. Graw-Hill, New York, 1965.
  
- 16 - SHOULTS, R.R.; SHANG, S.K.; HELMICK, S.; GRADY, W.M.: "A practical approach to unit commitment, economic dispatch and savings allocation for multiple area and pool operation with import/export constraints". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-90, March-April, 1980, pg 625-635.

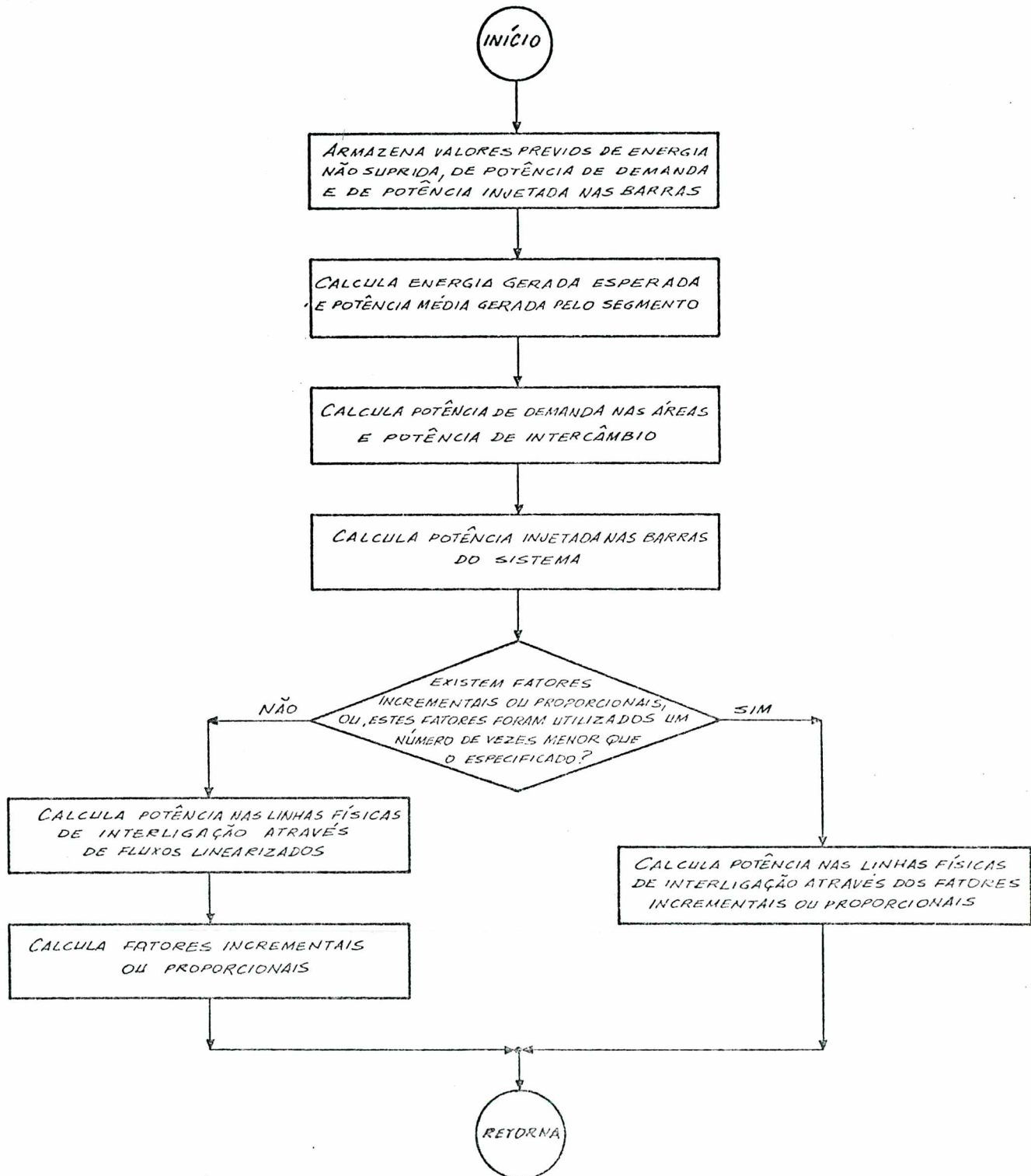
## ANEXO 1

DIAGRAMA DE FLUXO SIMPLIFICADO PARA DETERMINAÇÃO DE  
POTÊNCIA DE INTERCÂMBIOS E VERIFICAÇÃO DOS LIMITES NAS  
LINHAS DE INTERLIGAÇÃO

1-DIAGRAMA DE FLUXO PRINCIPAL



2- DIAGRAMA DE FLUXO PARA CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA  
NAS LINHAS FÍSICAS DE INTERLIGAÇÃO



## ANEXO 2

EXEMPLO DE DETERMINAÇÃO DOS COEFICIENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE  
DEMANDA DO SISTEMA POR ÁREA.

EXEMPLO DE DETERMINAÇÃO DOS COEFICIENTES DE DISTRIBUIÇÃO DA DEMANDA DO SISTEMA POR ÁREA

Os coeficientes de distribuição de demanda do sistema por área são determinados a partir da relação entre as previsões de demanda na área e total do sistema, como indicado no item 3.2.

O Quadro 1, a seguir, apresenta um exemplo de determinação desses coeficientes em um dia típico para um sistema formado por 3 (três) áreas interligadas, no qual, para facilidade de compreensão, estão indicadas apenas os coeficientes de distribuição em uma área.

Quadro 1: Determinação dos Coeficientes de Distribuição de Demanda por Área.

HORA	DEMANDA (MW)				COEFICIENTES		
	ÁREA 1	ÁREA 2	ÁREA 3	TOTAL	ÁREA 1	ÁREA 2	ÁREA 3
1	180	100	80	360	0,5	0,28	0,22
2	200			480	0,42		
3	200			500	0,44		
4	230			510	0,45		
5	275	193	82	550	0,5	0,35	0,15
6	227			505	0,45		
7	250			520	0,48		
8	245			490	0,5		
9	262			495	0,53		
10	279			507	0,55		
11	282			503	0,56		
12	305			509	0,60		



Na curva de duração de demanda esses coeficientes serão ordenados de forma diferente, como indicado no Quadro 2.

Quadro 2: Coeficientes de Distribuição de Demanda por área na Curva de Duração de Demanda

DURAÇÃO (h)	DEMANDA TOTAL (MW)	COEFICIENTE DE DISTRIBUIÇÃO			HORA (REAL)
		ÁREA 1	ÁREA 2	ÁREA 3	
1	550	0,5	0,35	0,15	5
2	520	0,48			7
3	510	0,45			4
4	509	0,60			12
5	507	0,55			10
6	505	0,45			6
7	503	0,56			11
8	500	0,44			3
9	495	0,53			9
10	490	0,5			8
11	480	0,42			3
12	360	0,5	0,28	0,22	1

Considerando que é necessário conhecer os valores dos coeficientes de distribuição de demanda do sistema por área, em qualquer instante de duração da demanda, é realizada uma interpolação linear entre os valores discretos de duração de demanda (para os quais os coeficientes são conhecidos) nos quais está incluído o instante de duração de demanda cujo coeficiente deseja-se conhecer. Por exemplo, para determinar a demanda na área 1, através do cálculo de coeficientes de distribuição de demanda, correspondente a um

instante com duração da demanda de 4,3 horas, para o qual a demanda do sistema é de 508 MW; procede-se da seguinte forma:

- do Quadro 2 acima, obtem-se os coeficientes de distribuição de demanda do sistema na área 1, de 0,60 e 0,55 para durações de demanda do sistema, de 4 e 5 horas, respectivamente.
- através de interpolação linear obtem-se o coeficiente de distribuição para a duração de demanda de 4,3 horas:

$$0,60 (1-0,3) + 0,55 (0,3) = 0,585$$

- de posse do valor do coeficiente de distribuição de demanda do sistema na área 1, determina-se a demanda nessa área como segue:

$$0,585 \cdot 508 = 297,18 \text{ MW}$$

## ANEXO 3

PROBABILIDADES DE FUNCIONAMENTO DE CADA SEGMENTO  
DE UNIDADE - CASO "C" - DIA TÍPICO MAIS CARREGADO

\*\*\*\*\* FEB 1

UNIT	TITLE	ENE	STAGE PROBABILITIES											
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1	LAMB	1 9861.	0.10E 01	0.10E 01	0.95E 00	0.26E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	LAMB	2 8430.	0.10E 01	0.10E 01	0.93E 00	0.24E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	LAMB	3 7936.	0.10E 01	0.10E 01	0.79E 00	0.20E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	LAMB	4 7776.	0.10E 01	0.99E 00	0.55E 00	0.19E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	LAKEV	1 5197.	0.10E 01	0.10E 01	0.60E 00	0.28E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	LAKEV	2 5165.	0.10E 01	0.10E 01	0.60E 00	0.28E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
7	LAKEV	3 3726.	0.92E 00	0.39E 00	0.74E 00	0.67E 00	0.49E 00	J.41E 00	J.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	LAKEV	4 3626.	0.91E 00	0.37E 00	0.75E 00	0.68E 00	0.46E 00	J.42E 00	J.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	LAKEV	5 3557.	0.90E 00	0.35E 00	0.72E 00	0.65E 00	0.47E 00	J.40E 00	J.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10	LAKEV	6 3432.	0.89E 00	0.35E 00	0.70E 00	0.63E 00	0.44E 00	J.37E 00	J.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	LAKEV	7 5033.	0.88E 00	0.33E 00	0.67E 00	0.60E 00	0.41E 00	J.35E 00	J.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	LAKEV	8 5038.	0.10E 01	0.92E 00	0.79E 00	0.33E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	KEITH	1 179.	0.12E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	KEITH	2 160.	0.11E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15	KEITH	3 143.	0.99E 01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16	KEITH	4 126.	0.97E 01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
17	NANTK	1 8057.	0.10E 01	0.10E 01	0.10E 01	0.99E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18	NANTK	2 8033.	0.10E 01	0.10E 01	0.10E 01	0.98E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19	NANTK	3 8009.	0.10E 01	0.10E 01	0.10E 01	0.97E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	NANTK	4 7986.	0.10E 01	0.10E 01	0.10E 01	0.96E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	NANTK	5 0.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	LENX	1 0.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	PICK	1 9993.	0.10E 01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
24	PICK	2 9833.	0.10E 01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25	PICK	3 9833.	0.10E 01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26	PICK	4 9938.	0.10E 01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27	DOJG	1 4144.	0.10E 01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28	HEARN	7 3172.	0.10E 01	0.99E 00	0.93E 00	0.17E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
29	HEARN	8 2629.	0.10E 01	0.99E 00	0.91E 00	0.15E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30	HEARN	5 2594.	0.10E 01	0.99E 00	0.91E 00	0.14E 00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
31	GTUS	247.	0.87E 01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

PROB OF FAILURE TO MEET DEMAND

UNSUPPLIED ENERGY

0.57E-01

0.59E 03

## ANEXO 4

POTÊNCIAS LIVRES DE INTERCÂMBIOS ENTRE AS ÁREAS -  
CASO "C" - DIA TÍPICO MAIS CARREGADO

---



## ANEXO 5

ENERGIA E POTÊNCIA TOTAL POR ÁREA - CASO "C" -  
DIA TÍPICO MAIS CARREGADO

