

TESE DE DOUTORADO

apresentada à

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
ENGENHARIA DE SISTEMAS - DENSIS

por

DURVAL LUIZ SILVA RICCIULLI

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO DE
SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA, OTI
MIZANDO OS USOS MÚLTIPLOS DA ÁGUA DOS
RESERVATÓRIOS

Orientador: SÉRGIO VALDIR BAJAY

Co-orientador: JURANDIR FERNANDO RIBEIRO FERNANDES

Este exemplar corresponde à redação final da tese

defendida por Durval Luiz S. Ricciulli

e aprovada pela Comissão

julgadora em 05/10/80.

S. Valdir Bajay
Orientador OUTUBRO DE 1990

A meus pais, Benedito e Helena

A Soraya, Luciane e Fábio.

AGRADECIMENTOS

Aos meus amigos Bajay e Jurandir, por tudo,
aos colegas da FEC, especialmente ao Celso,
Christophe, Luciano, Valdemberg, Arnaldo e
Afonso, pelo apoio,

a Soraya, Luciane e Fãbio, pela paciência e
estímulo,

aos meus pais Benedito e Helena e a Lúcia
pelo apoio e interesse,

a Célia, pela dedicação e interesse na edi-
ção deste trabalho.

SUMÁRIO

Neste trabalho se procura dar uma contribuição substancial para a evolução do planejamento da expansão da geração de sistemas hidrotérmicos de potência no país. Considera-se a possibilidade de utilização múltipla da água dos reservatórios das usinas hidroelétricas candidatas, através da utilização de técnicas conversacionais de programação multiobjetivo.

Inicialmente é apresentada uma modelagem utilizando programação linear para o problema da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência. Posteriormente, são introduzidas algumas variáveis inteiras, para representar a componente do custo de capital das usinas hidroelétricas candidatas que independe de sua motorização. Este refinamento é fundamental na modelagem de usinas de grande porte.

A seguir são introduzidos o cálculo da confiabilidade da reserva de ponta do sistema e as identificações hidrológicas, a fim de considerar o efeito do período crítico no horizonte de planejamento. O modelo final obtido é aplicado a um sistema de potência brasileiro, obtendo-se o cronograma ótimo de instalação das novas usinas.

Para a utilização múltipla da água dos reservatórios, são definidos dois objetivos: a minimização dos custos da geração e de transmissão de energia elétrica a médio prazo e a maximização dos benefícios líquidos oriundos dos usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas envolvidas no plano de expansão do sistema.

Dois métodos de programação multiobjetivo conversacionais são utilizados para resolver o problema multipropósito. Estes métodos são aplicados a um caso real, onde se considera, além da

geração de energia elétrica, a possibilidade da água de alguns reservatórios ser usada para irrigação. À luz dos resultados obtidos faz-se uma comparação do desempenho destes métodos alternativos.

ABSTRACT

A substantial contribution to the development of generation expansion planning for hydrothermal power systems is aimed at in this work. The possible multiple uses of the water from candidate hydro plant reservoirs are considered, employing conversational techniques of multiobjective programming.

Initially, a modeling based on linear programming is presented for the hydrothermal power system expansion problem. Then, some integer variables are introduced to represent the capital cost component that depends on the installed capacity of the candidate hydroplants. This refinement is fundamental in the modeling of large plants.

Following, the peak power reserve reliability calculation and the identifications among critical period streamflow series and planning periods are introduced. The final model is applied to a Brazilian power system; the optimal capacity scheduling of the new plants results.

Taking into account the multiple uses of the water from candidate hydro plants, two objectives are defined: the medium-term cost minimization of electric power generation and transmission and the net benefit maximization accounting from the multipurpose uses of the water from the hydro plant reservoirs included in the power system expansion plan.

Two conversational multiobjective programming methods are used to solve the multipurpose problem. These methods are applied to a real study case, where besides the power generation, irrigation using the water from some candidate hydro plant reser-

voirs is also considered. From the results obtained, the performance comparison between these alternative methods is carried out.

LISTA DE SÍMBOLOS

- a : função satisfação, estabelecida de acordo com o tipo de solução pretendida no método de programação por metas
- A_i : conjunto de usinas hidroelétricas imediatamente a montante da usina i
- b_i : meta indicada pelo decisor para a função objetivo i , no método conversacional de programação por metas
- B_i : conjunto de usinas hidroelétricas a jusante da usina hidroelétrica existente i
- B_j : idem anterior, candidata j
- $B_{i,t}^{ir}$: benefício unitário atualizado de irrigação, associado ao reservatório da usina hidroelétrica i , no intervalo t , em US\$/m³
- $BF_{i,t}^h$: componente do benefício atualizado devido à geração de energia elétrica pela usina hidroelétrica i , intervalo t , que independe da motorização, em US\$
- $BF_{i,t}^o$: componente do benefício atualizado devido a outros usos da água que não de geração de energia elétrica, da usina hidroelétrica i , intervalo t , que independe de $H_{i,t}$, em US\$
- $BV_{i,t}^h$: idem $BF_{i,t}^h$, que depende da motorização, em US\$/MW
- $BV_{i,t}^o$: idem $BF_{i,t}^o$, que depende de $H_{i,t}$, em US\$/m³
- $C_{m,t}^{ce}$: custo unitário atualizado da energia secundária adquirida da fonte m , em US\$/MWh, no intervalo t
- $C_{m,t}^{cp}$: custo unitário atualizado da potência adquirida da fonte m de energia secundária, em US\$/MW, para atendimento da

ponta instantânea no intervalo t

C_i^{hc} : custo unitário de capital e encargos fixos, em US\$ /MW, da usina hidroelétrica i, comum a todos os intervalos de planejamento

$C_{i,t}^{hc}$: custo unitário atualizado de capital e encargos fixos da usina hidroelétrica candidata i, intervalo t, em US\$/MW

$C_{i,T}^{hc}$: idem anterior, para o último intervalo de planejamento, considerando o efeito terminal

$C_{j,t}^{he}$: custo unitário atualizado dos encargos fixos, em US\$/MW, da usina hidroelétrica existente j

$C_{l,t}^{te}$: idem anterior, para a usina termoelétrica l

$C_{n,t}^v$: preço atualizado da venda de energia secundária no mercado n, em US\$/MWh, no intervalo t

$CAP_{i,t,h}$: limite inferior de capacidade da usina hidroelétrica candidata i, intervalo t, para a hidraulicidade h, em MW

$CF_{i,t}$: componente do custo atualizado de capital e encargos fixos da usina hidroelétrica candidata i, intervalo t, que independe da motorização, em US\$

$CF_{i,t}^{ir}$: componente do custo atualizado de irrigação, associado ao reservatório da usina hidroelétrica i, intervalo t, que independe do volume d'água desviado para irrigação, em US\$

$CF_{i,t}^o$: componente do custo atualizado devido a outros usos da água que não de geração de energia elétrica, da usina hidroelétrica i, no intervalo t, que independe de $H_{i,t}$, em US\$

$Co_{i,t}$: custo unitário atualizado correspondente a um incremento

de capacidade, em US\$/MW, da usina hidroelétrica i , no intervalo t

$CV_{i,t}^{ir}$: idem $CF_{i,t}^{ir}$, que depende desse volume, em US\$/m³

$CV_{i,t}$: idem $CF_{i,t}$, que depende da motorização, em US\$/MW

$CV_{i,t}^O$: idem $CF_{i,t}^O$, que depende de $H_{i,t}$, em US\$/m³

d_i^- : desvio relativo inferior da função objetivo i em relação a meta b_i , no método de programação por metas

d_i^+ : desvio relativo superior da função objetivo i em relação a meta b_i , no método de programação por metas

D : incremento ou decremento usado no método de negociação do valor substituto

$D_{k,t}$: demanda de energia, em \overline{MW} , na região de carga k , no intervalo t

D_i^{hc} : disponibilidade da usina hidroelétrica existente i

D_j^{he} : disponibilidade da usina hidroelétrica candidata j

D_ℓ^{te} : disponibilidade da usina termoelétrica ℓ

DP_t : demanda de ponta instantânea, em MW, no intervalo t

DS : valor da discretização adotada para a carga efetiva, em MW

$E_{i,r}$: incremento de capacidade da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo r , em MW

$E_{i,r,h}$: incremento de capacidade da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo r , para a hidráulicidade h , em MW

\bar{E}_t : valor máximo aceitável da capacidade a ser instalada nas usinas candidatas, em MW, no intervalo t

ET : fator multiplicativo do custo de capital e encargos fi-

xos do último intervalo de planejamento

- $f(\theta)$: função densidade de probabilidade da demanda de ponta
- $f(L/\theta)$: função densidade de probabilidade condicional da carga
- $f_o(La_i)$: função densidade de probabilidade de capacidade disponível
- $f_o(Lo_i)$: idem anterior, de capacidade indisponível
- $F_i(Le)$: distribuição de probabilidade de carga efetiva, com as capacidades das i primeiras unidades nela convoluídas
- $F_1(\underline{x})$: função objetivo correspondente ao problema de minimização dos custos envolvidos na expansão do sistema, para a modelagem multiobjetivo
- $F_2(\underline{x})$: função objetivo correspondente ao problema de maximização dos benefícios líquidos decorrentes dos usos múltiplos da água, para a modelagem multiobjetivo
- $g_m(\underline{x})$: restrições do modelo multiobjetivo
- g_i^{hc} : função valor terminal da água do reservatório da usina hidroelétrica candidata i , em US\$
- g_j^{he} : idem anterior, da usina hidroelétrica existente j
- $G_{m,t}^{cp}$: potência para atendimento da demanda de ponta instantânea, em MW, adquirida da fonte m , no intervalo t
- $G_{m,t}^{cp}$: máxima potência que pode ser adquirida no mercado m , em MW, para atendimento da ponta instantânea, no intervalo t
- $G_{i,t}^{hc}$: capacidade instalada da usina hidroelétrica candidata i , em MW, no intervalo t
- $G_{j,t}^{he}$: idem anterior, da usina hidroelétrica existente j
- $G_{\ell,t}^{te}$: idem anterior, da usina termoelétrica ℓ
- $G_{i,t}^{hc}$: limite superior, em MW, da capacidade da usina hidroelétrica

- trica candidata i , no intervalo t
- $H_{i,t}$: variável genérica associada à usina hidroelétrica i , intervalo t , representando vazões defluentes ou volumes de armazenamento no reservatório da usina, das quais dependem, ao menos parcialmente, os benefícios não oriundos da geração de energia elétrica
- $I_{i,t}$: variável binária cujo valor é 0 ou 1, para a usina hidroelétrica candidata i , no intervalo t
- INM : número de máquinas que efetivamente participam do plano de expansão no intervalo de tempo em questão
- IG : capacidade instalada total do sistema, em MW
- j : taxa de retorno semestral expressa em decimal
- L : nível de carga, em MW
- L_e : carga efetiva do sistema, em MW
- La_i : carga aleatória de capacidade disponível da i -ésima unidade, em MW
- Lo_i : idem anterior, de saídas forçadas
- $LOLP_d$: valor desejado para a média das probabilidades de perda de carga
- $LOLP_{max}$: valor máximo aceitável para a probabilidade de perda de carga
- $LOLP_t$: probabilidade de perda de carga obtida para o intervalo t
- M_i : montante correspondente ao custo de capital e encargos fixos, em US\$/MW, da usina hidroelétrica i , no início do horizonte de planejamento
- MR_t : margem de reserva de capacidade resultante para cada

intervalo t do horizonte de planejamento para a última identificação hidrológica utilizada, em MW

- n : número de períodos de capitalização
- n_e : número inteiro positivo, usado na discretização da carga efetiva
- N : número de unidades geradoras
- N_c : número de fontes disponíveis para a compra de energia secundária, de sistemas vizinhos
- N_v : número de mercados disponíveis para a venda de energia secundária
- N_h : número de usinas hidroelétricas, compreendendo as existentes mais as candidatas
- N_{hc} : número de usinas hidroelétricas candidatas ao plano de expansão
- N_{he} : número de usinas hidroelétricas existentes no início do período de planejamento
- N_{te} : número de usinas termoelétricas existentes no início do período de planejamento
- NI : número de identificações hidrológicas
- $O_{i,t}^{hc}$: custo unitário atualizado dos encargos variáveis em US\$/MW, da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo t
- $O_{j,t}^{he}$: idem anterior, da usina hidroelétrica existente j
- $O_{l,t}^{te}$: idem anterior, da usina termoelétrica l
- O_l^{te} : custo unitário dos encargos variáveis em US\$/MWh, da usina termoelétrica l , comum a todos os intervalos de planejamento

- $O_{\ell, T}^{te}$: custo unitário dos encargos variáveis em US\$/MWh, da usina termoelétrica ℓ , considerando o efeito terminal, para o intervalo t
- p : disponibilidade da unidade geradora
- $P_1(t)$: probabilidade de se encontrar a unidade geradora no estado 1 (em operação), no instante t
- $P_2(t)$: idem anterior, no estado 2 (fora de operação)
- q : taxa de saída forçada da unidade geradora
- Q_{\min_i} : vazão mínima estipulada em m^3/s , a jusante da usina hidroelétrica i
- r_t : margem de reserva de capacidade, excluindo o efeito da manutenção das unidades geradoras para o intervalo t
- rh_t : margem de reserva de capacidade para uma identificação hidrológica, que não a primeira, sem considerar as capacidades já instaladas para a identificação anterior, para o intervalo t
- rm_t : nova margem de reserva de capacidade, para o intervalo t
- $R_{i,k,t}^{hc}$: produtividade média da usina hidroelétrica candidata i , em $MW/m^3/s$, para a região de carga k , no intervalo t
- $R_{j,k,t}^{he}$: idem anterior, para a usina hidroelétrica existente j
- RO_n^{hc} : média das produtividades $R_{i,k,t}^{hc}$ da usina candidata n , em $MW/m^3/s$
- RO_m^{he} : idem anterior, $R_{j,k,t}^{he}$ da usina existente m
- S : número de discretizações efetuadas nas curvas de carga
- T : número de intervalos (semestres, na presente modelagem) contidos no horizonte de planejamento

- T_k : duração em horas, no intervalo de planejamento adotado, da região de carga k
- TM_i^{hc} : taxa de manutenção da usina hidroelétrica candidata i
- TM_j^{he} : idem anterior, da usina hidroelétrica existente j
- TM_ℓ^{te} : idem anterior, da usina termoelétrica ℓ
- $U_{i,k,t}$: vazão média turbinada, em m^3/s , pela usina hidroelétrica candidata i, na região de carga k, no intervalo t
- $U_{j,k,t}$: idem anterior, para a usina hidroelétrica existente j
- U_{minj} : turbinagem mínima, em m^3/s , da usina existente j
- $V_{i,t}$: vazão média vertida pela usina hidroelétrica i, em m^3/s , no intervalo t
- $V_{u,t}$: idem anterior, hidroelétrica u, com $u \in A_i$
- $VO_{i,t}$: volume d'água desviado do reservatório da usina hidroelétrica i para a finalidade de irrigação, no intervalo t, em m^3
- $\overline{VO}_{i,t}$: volume máximo de água a ser utilizado para irrigação, em m^3 , a partir do reservatório da usina hidroelétrica i, no intervalo t
- w_i : peso derivado de uma normalização no desvio da meta i, para o método de programação por metas
- w_{21} : avaliação feita pelo decisor, indicando se está disposto ou não a trocar α_{21} unidades marginais da função objetivo 2 por uma unidade marginal da função objetivo 1, para o método de negociação do valor substituto
- $X_{i,t}$: volume de água armazenada no reservatório da usina hidroelétrica i, em m^3 , no intervalo t
- $X_{i,t+1}$: idem anterior, no intervalo t+1
- \bar{X}_i : volume útil do reservatório da usina hidroelétrica i, em m^3

- $X_{i,T}$: volume de água armazenado no reservatório da usina hidroelétrica candidata i , em m^3 , no intervalo T
- $X_{j,T}$: idem anterior, da usina hidroelétrica existente j
- $X_{i,k,T}$: volume de água armazenada no reservatório da usina hidroelétrica i , na região k , no intervalo T , em m^3
- $Y_{i,t}$: vazão não regularizada afluente ao reservatório da usina hidroelétrica i , no intervalo t , em m^3/s
- $Z_{\min,\ell}$: geração mínima para a usina termoelétrica ℓ , em \overline{MW}
- $Z_{m,k,t}^c$: potência média adquirida da fonte m , em \overline{MW} , na região de carga k , no intervalo t
- $Z_{m,t}^c$: energia máxima que pode ser adquirida da fonte de suprimento m , em MWh , no intervalo t
- $Z_{\ell,k,t}^{te}$: geração média da usina termoelétrica ℓ , em \overline{MW} , na região de carga k , no intervalo t
- $Z_{n,k,t}^v$: potência média vendida para o mercado n , em \overline{MW} , na região de carga k , no intervalo t
- $Z_{n,t}^v$: energia máxima que pode ser vendida no mercado n , em MWh , no intervalo t
- α_1 : valor marginal da água do reservatório, considerando-se as usinas termoelétricas operando na base da curva de carga, em $US\$/\overline{MW}$
- α_2 : idem anterior, operando na ponta da curva de carga
- α_{21} : taxa de negociação do objetivo 2 em relação ao objetivo 1, para o método de negociação do valor substituto
- $\beta_{j,k}^{hc}$: valor marginal da água do reservatório da usina hidroelétrica candidata j correspondente ao patamar k , em $US\$/m^3$

- $\beta_{i,k}^{he}$: idem anterior, da usina hidroelétrica existente i
- $\Delta LOLP_{med}$: desvio da média das probabilidades de perda de carga ,
em relação a um índice desejado
- θ : demanda de ponta, em MW
- λ : taxa de falhas das unidades geradoras do sistema
- μ : taxa de reparos das unidades geradoras do sistema

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 - Planejamento de suprimento do setor elétrico	1
1.2 - Um sistema hidrotérmico de potência	3
1.3 - Usos múltiplos da água dos reservatórios	5
1.4 - Objetivo e programa da tese	7
CAPÍTULO 2 - CUSTOS E BENEFÍCIOS	9
2.1 - Tipos de custos	9
2.2 - Tipos de benefícios	12
2.3 - Alocação dos custos	15
CAPÍTULO 3 - OPERAÇÃO E EXPANSÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA	18
3.2 - Representação matemática de usinas de potência	18
3.1.1 - Usina hidroelétrica	18
3.1.2 - Usina termoelétrica	23
3.2 - Modelos de planejamento de sistemas hidrotérmicos	28
3.2.1 - Planejamento da operação energética	28
3.2.2 - Planejamento da expansão	35
CAPÍTULO 4 - O MODELO PROPOSTO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO ..	44
4.1 - A estrutura do modelo	44
4.2 - Módulo de expansão do parque gerador utilizando progra- mação linear	48

4.3 - Módulo de expansão do parque gerador utilizando programação mista: linear-inteira	71
4.4 - Módulo de cálculo da confiabilidade da reserva de ponta do sistema	77
4.5 - Critérios de alteração das margens de reserva de ponta do sistema	91
4.6 - Identificações hidrológicas	94

CAPÍTULO 5 - UMA APLICAÇÃO DO MODELO DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO PROPOSTO

5.1 - Um estudo de caso	97
5.2 - Expansão do sistema, com base na programação linear ..	101
5.2.1 - Discretização da curva de carga em um só patamar	103
5.2.1.1 - Sem considerar o valor marginal da água no último intervalo de planejamento	103
5.2.1.2 - Considerando o valor marginal da água no último intervalo de planejamento	103
5.2.2 - Discretização da curva de carga em dois patamares	107
5.3 - O efeito da inclusão das variáveis inteiras	109
5.4 - O efeito da variação das margens de reserva de ponta através do cálculo do "LOLP"	112
5.5 - Conclusão	121

CAPÍTULO 6 - OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVA DOS RECURSOS HÍDRICOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

6.1 - Formulação do problema multiobjetivo	124
6.2 - Resolução através de métodos conversacionais multi- objetivos	133
6.2.1 - Utilização da programação multiobjetivo no pla nejamento de recursos hídricos	133
6.2.2 - O método de negociação do valor substituto ...	135
6.2.3 - O método interativo sequencial com programação por metas	142
CAPÍTULO 7 - UM ESTUDO DE CASO PARA A OTIMIZAÇÃO MULTIOBJE- TIVO	150
7.1 - O sistema objeto de estudo	150
7.2 - Aplicação do método de negociação do valor substituto	154
7.3 - Aplicação do método interativo sequencial com progra- mação por metas	155
7.4 - Comparação entre os métodos multiobjetivos	161
7.5 - Ajustes necessários para se levar em conta a capacida- de das unidades geradoras	163
CAPÍTULO 8 - CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	165
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	170
ANEXO A: PROGRAMA PARA APLICAÇÃO DO MÉTODO "BRANCH AND BOUND"	178
ANEXO B: PROGRAMA DE CÁLCULO DA PROBABILIDADE DE PERDA DE CARGA (LOLP)	186
ANEXO C: DADOS DO ESTUDO DE CASO	191

ANEXO D: RESULTADOS DA EXPANSÃO DO SISTEMA, UTILIZANDO PRO- GRAMAÇÃO LINEAR	198
D.1: Discretização da curva de carga em um patamar	199
D.2: Discretização da curva de carga em dois pa- tamares	208
 ANEXO E: ALGORITMO PARA OBTENÇÃO DE UMA SOLUÇÃO SUB-ÓTIMA COM USO DA PROGRAMAÇÃO MISTA: LINEAR-INTEIRA	 217

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Usina hidroelétrica	20
Figura 3.2 - Usina termoelétrica	25
Figura 3.3 - Potência consumida e gerada em uma usina termoelétrica	26
Figura 3.4 - Determinação do ponto de máxima eficiência	26
Figura 3.5 - Custo de geração térmica	27
Figura 4.1 - Discretização da curva de permanência de carga	45
Figura 4.2 - Diagrama de blocos do modelo proposto	47
Figura 4.3 - Valor marginal da água armazenada	64
Figura 4.4 - Valor da água armazenada	65
Figura 4.5 - Discretização do valor marginal da água armazenada	65
Figura 4.6 - Aproximação linear por partes do valor da água armazenada	66
Figura 4.7 - Arborescência para o método "Branch and Bound"	75
Figura 4.8 - Curva de distribuição de probabilidades de carga	78
Figura 4.9 - Desempenho de uma unidade ignorando saídas programadas	81
Figura 4.10 - Diagrama do espaço de estados	82
Figura 4.11 - F.d.p. da capacidade indisponível	84
Figura 4.12 - F.d.p. da capacidade disponível	84
Figura 4.13 - Unidades geradoras fictícias	85
Figura 4.14 - Distribuição de probabilidades da carga efetiva	88
Figura 4.15 - Probabilidade para sete intervalos da curva de	

	distribuição normal	90
Figura 5.1 - Usinas hidroelétricas e termoelétricas de FURNAS		98
Figura 5.2 - Projeções das demandas de ponta e energia		99
Figura 5.3 - Projeções das demandas de ponta e energia para o caso da discretização da curva de carga em dois patamares		108
Figura 5.4 - Cronograma de instalação de novas usinas, segundo a solução do problema relaxado		111
Figura 5.5 - Cronograma de instalação de novas usinas, de acordo com a solução do programa misto: linear-inteiro		111
Figura 5.6 - Cronograma de instalação de novas usinas, associado à primeira identificação hidrológica		115
Figura 5.7 - Cronograma de instalação de novas usinas, associado à terceira identificação hidrológica		119
Figura 5.8 - Cronograma de instalação de novas usinas, associado à quarta identificação hidrológica		119
Figura 5.9 - Cronograma de instalação de novas usinas, associado à quinta identificação hidrológica		120
Figura 5.10 - Cronograma final de instalação de novas usinas, considerando todas as identificações hidrológicas		120
Figura 7.1 - Cronograma de instalação de novas usinas, considerando apenas a minimização dos custos envolvidos na expansão do sistema (F_1)		156
Figura 7.2 - Cronograma de instalação de novas usinas, considerando apenas a maximização dos benefícios líquidos devido aos usos múltiplos da água (F_2) .		152
Figura 7.3 - Cronograma de instalação de novas usinas, resul		

	tante da aplicação do MNVS	158
Figura 7.4 - Cronograma de instalação de novas usinas, resul	tante da aplicação do MISPM	161
Figura 7.5 - Cronograma de instalação de novas usinas, após	o ajuste da capacidade das unidades geradoras .	164

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 - Identificações entre os anos do período de planejamento e os anos do período hidrológico crítico	102
Tabela 5.2 - Resultados obtidos com discretização da curva de carga em um só patamar	105
Tabela 5.3 - Armazenamento final nos reservatórios existentes, considerando o valor marginal da água	106
Tabela 5.4 - Influência do valor terminal da água dos reservatórios na função objetivo	107
Tabela 5.5 - Resultados da primeira identificação hidrológica	113
Tabela 5.6 - Valores do "LOLP" em cada intervalo de planejamento para as iterações da primeira identificação hidrológica	114
Tabela 5.7 - Resultados da terceira identificação hidrológica	117
Tabela 5.8 - Resultados de diversas identificações hidrológicas	117
Tabela 5.9 - Valores do "LOLP" para a terceira e a última identificação hidrológica	118
Tabela 7.1 - Benefícios devido à geração de energia elétrica para as usinas candidatas	152
Tabela 7.2 - Dados para as usinas com propósito de irrigação	153
Tabela 7.3 - Benefícios líquidos de geração de energia elétrica e custos de irrigação para as usinas com usos múltiplos	153

Tabela 7.4 - Resultados da aplicação dos três primeiros passos do algoritmo do MNVS	157
Tabela 7.5 - Resultados obtidos após quatro iterações do algoritmo do MNVS	157
Tabela 7.6 - Resultados da aplicação dos dois primeiros passos do algoritmo do MISPM	158
Tabela 7.7 - Resultados para a primeira iteração do algoritmo do MISPM	159
Tabela 7.8 - Resultados para a segunda e terceira iterações do algoritmo do MISPM	160
Tabela C.1 - Dados técnicos das usinas hidroelétricas existentes	192
Tabela C.2 - Dados técnicos das usinas hidroelétricas candidatas	193
Tabela C.3 - Dados de potência por máquina de usinas existentes	194
Tabela C.4 - Dados dos reservatórios das usinas de outros sistemas, que regularizam vazões afluentes ao sistema FURNAS	194
Tabela C.5 - Número de máquinas, potência unitária das máquinas e custos das usinas candidatas ao plano de expansão	195
Tabela C.6 - Dados das usinas nucleares	196
Tabela C.7 - Dados das usinas termoelétricas a óleo combustível	196
Tabela C.8 - Produtividade das usinas hidroelétricas no atendimento da ponta, discretizando-se a curva de carga em dois patamares	197

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1. Planejamento de suprimento do setor elétrico

A disponibilidade de energia elétrica em quantidade e qualidade suficientes constitui um dos fatores necessários ao desenvolvimento tecnológico de uma nação. Não só há a necessidade de uma oferta adequada de energia elétrica como também o seu custo deve ser o menor possível de modo a despertar o interesse dos possíveis consumidores, favorecendo a instalação de novos empreendimentos e propiciando uma melhor condição de vida à população. Este custo, no entanto, deve ser suficiente para possibilitar a necessária expansão do sistema de suprimento de energia elétrica. A fim de atender estes objetivos se efetua o planejamento desse sistema.

Este planejamento é realizado para atender de uma forma eficiente, uma determinada demanda de energia elétrica, através de um sistema envolvendo usinas hidroelétricas e reservatórios associados, usinas termoelétricas, linhas de transmissão e distribuição e subestações. Esta energia a ser atendida é conhe-

cida atualmente e é um dado que pode ser estimado para os próximos anos, prevendo-se um crescimento mais acentuado ou não do consumo, ou ainda, pode resultar de uma análise econômica considerando-se as expectativas para o futuro.

Se o planejamento tem como objetivo o estabelecimento de metas de geração para um determinado período, considerando as usinas hidráulicas e térmicas já existentes, tem-se o *planejamento da operação do sistema de geração de energia elétrica*. Se, além disso, estabelece-se dentre um elenco de possíveis usinas a serem instaladas, quais seriam as utilizadas, bem como seu cronograma de motorização e suas metas de geração, dentro de um período de planejamento pré-fixado, tem-se o *planejamento da expansão do sistema*.

Para as usinas hidroelétricas existe um parâmetro de grande aleatoriedade muito influente no cálculo da energia gerada: é a vazão afluente a cada usina, responsável pelo enchimento do seu reservatório. Com o crescimento econômico, a demanda de energia elétrica também aumenta e o parque gerador deve continuar atendendo o mercado. Logo, há a necessidade de se estabelecer quais usinas deverão ser construídas para que se possa tomar as devidas providências para se iniciar as obras. Um objetivo a ser atendido no planejamento é a minimização dos custos envolvidos no plano de expansão da capacidade de suprimento de energia elétrica do sistema. Outros objetivos também podem existir, tais como a minimização dos impactos ambientais ou a maximização dos benefícios totais oriundos da utilização múltipla dos recursos hídricos disponíveis.

A seção seguinte aborda rapidamente os tipos de usinas que compõem os sistemas hidrotérmicos no Brasil.

1.2. Um sistema hidrotérmico de potência

A energia elétrica pode ser obtida através de vários processos, porém, os mais empregados são aqueles que utilizam a energia potencial da água dos rios, através das usinas hidroelétricas e as que aproveitam o vapor produzido a partir da queima de um combustível ou do calor proveniente da fissão nuclear. Estas usinas geradoras que utilizam turbinas a vapor e combustível fóssil ou nuclear constituem as usinas termoelétricas.

As usinas hidroelétricas podem ser classificadas como a fio-d'água, de acumulação e com armazenamento por bombeamento. A usina a fio d'água, em geral, dispõe de uma capacidade de armazenamento muito pequena e algumas vezes utiliza apenas a vazão natural do rio para a sua geração. Já a usina de acumulação dispõe de reservatório de razoável porte, que permite um certo seguimento da curva de carga (diária, semanal, etc...), um possível acúmulo de água, na época das cheias para utilização posterior na época da estiagem e, eventualmente, provendo serviços na irrigação, prevenção de enchentes e outros usos. Uma usina com armazenamento por bombeamento gera energia nos momentos de maior solicitação de carga, durante o dia e/ou semana. Durante as horas de demanda reduzida, a água é bombeada de volta para o reservatório a montante. Este tipo de usina tem sido de pouco uso no Brasil, até agora. As usinas hidroelétricas podem ainda ser classificadas quanto à altura de queda ou quanto à potência instalada.

Basicamente as usinas hidroelétricas são constituídas por um reservatório, extravasores, tomadas d'água e órgão adutores, casa de força e subestação elétrica [Bajay, 1982].

O reservatório é obtido pela construção de barragens que constituem obras transversais aos álveos dos rios, represan-

do a água e permitindo a sua regularização semanal, mensal ou até plurianual. Estas barragens podem ser construídas não só para represar água a fim de possibilitar a geração de energia elétrica, como também, podem servir a outros fins simultâneos como, por exemplo, para navegação e controle de cheias. Tais barragens denominam-se barragens de múltiplas finalidades.

Os extravasores de superfície (conhecidos como vertedores) ou de fundo, servem para restituir ao rio, a jusante, a água que não é turbinada por exceder a capacidade de engolimento da usina, ou por falta de carga na usina para utilizá-la.

Entre o reservatório criado pela barragem e a casa de força existem as tomadas d'água e os órgãos de adução, que destinam-se à condução da água da barragem às turbinas.

A casa de força tem a finalidade de alojar as máquinas e os equipamentos necessários à geração de energia elétrica na usina. Ela pode ser a céu aberto ou subterrânea (em caverna ou aterrada), com infra-estrutura e tamanho adequados às dimensões das máquinas.

Uma vez turbinada, a água é devolvida ao leito do rio através do canal de fuga ou de restituição. Se a casa de força for situada próxima ao rio, a água pode ser descarregada diretamente neste, ao passo que, em outros casos pode ser necessária a construção de um canal, duto ou túnel de comprimento considerável.

A subestação elétrica é responsável pela elevação do nível da tensão gerada através de transformadores, para possibilitar a transmissão econômica da energia a locais distantes. Na subestação também podem ocorrer interligações, após a transformação, com outras usinas.

As usinas termoelétricas a vapor, alimentadas por com-

bustíveis fósseis, produzem eletricidade a partir do calor proveniente da queima do óleo combustível, carvão ou gás natural. Tal usina é constituída basicamente por bombas, caldeiras, turbinas, condensadores, um grande número de equipamentos auxiliares, além da subestação, também necessária para a colocação da energia gerada na rede.

Nas usinas termoelétricas, cujo vapor é obtido pelo uso de combustível nuclear, a caldeira é substituída pelo reator nuclear. No caso brasileiro, da Central Nuclear de Angra dos Reis I, este reator é refrigerado e moderado com água leve pressurizada, utilizando como combustível pastilhas de óxido de urânio levemente enriquecidas e envolvidas em tubos de zircalói. Este tipo de reator possui dois circuitos de água que não se misturam, mas que se encontram no gerador de vapor para troca de calor a fim de produzir o vapor necessário para movimentar a turbina. Assim, como em toda termoelétrica, a turbina está acoplada ao gerador a fim de produzir energia elétrica.

1.3. Usos múltiplos da água dos reservatórios

Os reservatórios são construídos para atender as seguintes finalidades:

- represar a água para permitir sua captação e desvio como no caso do abastecimento urbano ou industrial e irrigação.
- elevar o nível das águas a fim de proporcionar um desnível adequado para geração de energia ou permitir a navegabilidade do rio.
- represar a água possibilitando a regularização de vazões para diversos aproveitamentos como amortecimen-

to de ondas de cheia.

Logo, reservatórios são construídos não só para gerar energia elétrica, mas também para outros usos como suprir água para fins industriais, municipais e de irrigação, melhorar as condições de navegação e controle de cheias, criar condições para o lazer como a pesca e favorecer a piscicultura.

São de interesse para este trabalho, os usos de reservatórios associados à geração de energia elétrica, pois, independentemente, reservatórios podem ser construídos apenas para promover a regularização de vazões, evitando, por exemplo, ondas de cheias na época das chuvas nas cidades situadas à jusante dos reservatórios. Portanto, denominamos aqui de usos múltiplos aos usos da água armazenada nos reservatórios que compreendem obrigatoriamente geração de energia e outros usos que sejam interessantes às regiões próximas aos reservatórios.

No projeto de uma barragem já deve-se levar em consideração a sua utilização para outros fins, pois uma vez construída, haverá pouca possibilidade para transformação futura em um aproveitamento econômico com múltiplas finalidades. Logo, todos os usos devem ser avaliados através de uma análise econômica a fim de se especificar a alternativa mais apropriada. Por exemplo, se uma barragem encontra-se numa região em que o solo é favorável ao cultivo, a irrigação e/ou o controle de cheias, são interessantes para a região. Se a barragem se encontra próxima à regiões urbanas, é interessante considerar-se como usos possíveis, a prevenção de enchentes, o abastecimento urbano e industrial e a recreação.

1.4. Objetivos e programa da tese

O objetivo deste trabalho consiste em desenvolver modelos que permitam a otimização dos usos múltiplos da água dos reservatórios de usinas hidroelétricas, utilizáveis no planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência, através da definição de dois objetivos: o primeiro consiste em minimizar os custos envolvidos no plano de expansão do sistema, enquanto que o segundo consiste em maximizar os benefícios líquidos oriundos dos usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas envolvidas no plano de expansão.

O capítulo 2 trata dos tipos de custos e benefícios ao se considerar o problema multi-objetivo, tanto para a geração de energia elétrica como também para os outros usos da água dos reservatórios. No caso dos custos, estes já são avaliados durante a seleção prévia que visa reduzir o número de projetos candidatos para o plano de expansão. O mesmo não ocorre para os benefícios onde alguns são bem complexos de se determinar. Logo, são apresentados de uma maneira geral, os modos possíveis de quantificar estes benefícios.

No capítulo 3 é abordado, de uma forma geral, o modelo de planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos baseado em programação linear. É feita uma revisão da literatura concernente às técnicas mais utilizadas para a operação e expansão de sistemas hidrotérmicos nos últimos anos. A utilização do modelo proposto é analisada em relação aos demais tipos de modelos mencionados no capítulo.

O capítulo 4 traz uma apresentação detalhada das equações e simplificações empregadas no modelo proposto, inicialmente utilizando programação linear e posteriormente programação linear

mista, com algumas variáveis inteiras. Também é visto o mecanismo da utilização iterativa de um algoritmo de cálculo da probabilidade de perda de carga conhecido como LOLP(1) do sistema de geração, na determinação da confiabilidade da reserva de ponta do sistema.

No capítulo 5 é feita uma aplicação do modelo desenvolvido, em um caso real brasileiro obtendo-se resultados parciais quando se considera seletivamente cada um dos principais recursos do modelo, a fim de se apreciar o efeito de cada um no programa de expansão. Por fim, utiliza-se o modelo completo desenvolvido no capítulo anterior para obtenção do programa final de expansão.

No capítulo 6 são vistos dois métodos conversacionais para resolução do problema de expansão do sistema quando se considera a otimização dos usos múltiplos da água dos reservatórios e a geração hidroelétrica como um uso dominante. São apresentados os passos do algoritmo de cada método, bem como as limitações de cada um.

Com a aplicação efetuada no capítulo 7 feita distintamente para um caso real brasileiro, para os dois métodos multiobjetivos abordados, tem-se a apreciação das características de cada método. É considerado nesta modelagem o desenvolvimento efetuado no capítulo 4, utilizando programação mista: linear-inteira.

No último capítulo tem-se as conclusões sobre as metodologias empregadas, bem como as contribuições originais deste trabalho. São apresentadas também as recomendações para pesquisas futuras que possam estender e aprofundar mais o escopo deste trabalho.

(1) LOLP: loss-of-load probability

CAPÍTULO 2

CUSTOS E BENEFÍCIOS

2.1. Tipos de custos

No projeto de uma usina hidroelétrica com reservatório de acumulação que serve a propósitos múltiplos, todos os custos envolvidos na sua construção e operação devem ser avaliados. No caso, duas funções objetivo serão consideradas, levando a divisão do custo total em duas classes distintas. A primeira leva em conta os custos relacionados com a geração de energia elétrica e a segunda os custos específicos dos outros propósitos em questão.

O custo total de um empreendimento hidráulico contendo uma usina hidroelétrica com seu reservatório associado, que pode ter usos múltiplos, e neste caso, com todos os aparatos necessários à execução de suas múltiplas funções, compreende os seguintes custos:

- custos de instalação
- custos de operação e administração

- custos de manutenção
- custos de reposição
- custos de imprevistos

Os custos de instalação compreendem todos os investimentos necessários para a construção da usina e do reservatório, desde a limpeza e desmatamento do terreno para o início das obras até a entrada em operação do sistema. São considerados como custos de instalação os custos de construção, de engenharia e administração, de desapropriação e de relocação. O custo de construção é o valor pago ao contratante para efetuar os trabalhos esquematizados nas plantas com as devidas especificações. Os custos de engenharia e administração compreendem os gastos realizados na elaboração das plantas e especificações, além das despesas com os trabalhos topográficos, pesquisas geotécnicas, pesquisas em laboratórios e em modelos reduzidos. Compreendem também as despesas de administração durante a construção da usina, como a fiscalização necessária para o controle e execução dos serviços segundo o projeto. Seu valor pode ser estimado como uma porcentagem fixa do custo de construção. O custo de desapropriação compreende os gastos efetuados para compra e desapropriação de terrenos necessários para a realização do projeto. Seu valor é obtido através dos valores regionais de mercado dos terrenos e moradias existentes na área. Temos ainda os custos requeridos para a relocação do que existe na área a ser utilizada pelo projeto, como pontes, rodovias, ferrovias e linhas de transmissão, telegráficas e telefônicas. Seu valor é avaliado da mesma maneira que o custo de construção, considerando-se o possível aproveitamento de parte do material já existente.

Os custos de operação e administração compreendem to

dos aqueles associados às atividades requeridas para a produção do empreendimento, tais como despesas gerais de administração, salários e com materiais de operação. As despesas gerais compreendem as administrativas não diretamente ligadas à operação, como as da direção, do secretariado, do caixa, da contabilidade e outras. Quanto aos custos dos materiais usados na operação temos, por exemplo, o do óleo lubrificante, graxa, materiais de limpeza, etc... Temos também o custo com o consumo de energia elétrica necessária para o funcionamento dos equipamentos auxiliares, bem como na iluminação local. A avaliação do item salários é feita através de uma estimativa do número necessário de engenheiros, mecânicos, eletricitas, enfim de todo o pessoal do empreendimento, através dos salários regionais pagos a cada categoria funcional.

Os custos de manutenção compreendem aqueles incorridos a fim de assegurar a continuidade de operação do empreendimento, evitando deterioração dos componentes de uma instalação, bem como garantindo a segurança do pessoal envolvido. Seus valores podem ser estimados como porcentagens dos custos de cada componente [Schreiber, 1978]. Um método alternativo é estimá-los através de programas de manutenção [James & Lee, 1971].

Os custos de reposição consideram a instalação, em intervalos periódicos, de novos equipamentos cuja vida útil é menor do que a do empreendimento. Alguns destes equipamentos a serem trocados têm ainda um valor residual e que deve ser descontado do preço dos novos [Schreiber, 1978].

Finalmente é usual se considerar *custos de imprevistos* que podem ocorrer durante a fase de construção da obra como, por exemplo, enchentes extraordinárias, períodos muito chuvosos e condições geológicas particulares, não diagnosticadas nas pros

pecções geológicas e que exijam modificações do projeto. Estes custos são avaliados através de porcentagens dos investimentos totais, sendo maiores à medida que se tem mais incertezas nas avaliações.

2.2. Tipos de benefícios

Como na metodologia de planejamento aqui proposta para a expansão de sistemas hidrotérmicos de potência, um dos objetivos diz respeito à maximização dos benefícios líquidos decorrentes dos vários usos da água dos reservatórios, vejamos os tipos de benefícios que podem ser considerados e as maneiras de avaliá-los.

Inicialmente, os benefícios se classificam em tangíveis e intangíveis. Benefícios *tangíveis* são aqueles para os quais podem se utilizar valores monetários para a sua avaliação, como ocorre no caso do benefício de irrigação, do controle de cheias e outros. Já os *intangíveis* são aqueles que não podem ser quantificados, em termos monetários, como os benefícios decorrentes da melhoria estética das margens dos reservatórios, do aumento de segurança e da preservação de uma determinada área devido a interesses históricos ou científicos.

Quanto aos benefícios tangíveis, podem ser *primários* ou *secundários*. Benefícios primários são aqueles que denotam os valores de bens e serviços obtidos da produção resultante da rea

lização do projeto (2), ou seja, são os benefícios que resultam dos efeitos físicos criados pela entrada em operação do reservatório para atender aos propósitos pré-estabelecidos. O benefício primário é considerado *direto* quando resulta imediatamente da realização de um propósito, como no caso do benefício devido à produção de energia elétrica ou o decorrente da prevenção de enchentes. É considerado *indireto* quando o benefício resulta de uma realização subsequente ao projeto, como o estímulo à atividade industrial causado pela disponibilidade de energia elétrica.

Os *benefícios secundários* correspondem aos valores das atividades adicionais às anteriormente existentes na região, por influência do projeto, como ocorre, por exemplo, numa região onde já havia uma certa área cultivada como algodão, e com a realização do propósito de irrigação, devido a construção de um reservatório multi-propósito, pode-se dobrar a área de cultivo.

Para se avaliar o benefício direto de um determinado propósito pode-se adotar o custo da melhor alternativa que seria utilizada para atingir o mesmo objetivo do propósito em questão. No caso da geração de energia elétrica, quando é feita uma otimização da expansão do parque gerador, o benefício devido à entrada em operação de uma determinada usina hidroelétrica é obtido

(2) Denotamos projeto o empreendimento completo, ou seja, um reservatório multi-propósito servindo, por exemplo, à geração de energia elétrica, irrigação e controle de cheias. A realização deste projeto significa que ele já está pronto para atender os três propósitos em questão.

considerando-se a sua substituição por uma outra disponível (3) para fornecer a mesma capacidade de geração. O custo adicional do sistema, considerando-se a usina alternativa no lugar da usina em foco, representa o seu benefício de geração de eletricidade.

Quanto aos benefícios indiretos, a sua avaliação é, em geral, complexa. Estes benefícios são considerados apenas quando sua estimativa (e dos custos indiretos correspondentes) puder ser realizada sem se recorrer a muita especulação. Por exemplo, o benefício indireto devido a navegação resulta dos rendimentos de novas atividades que não existiam antes da obra, como a criação de passeios turísticos pelo canal navegável favorecido pela existência da eclusa do reservatório multipropósito.

Do mesmo modo, os benefícios secundários também são difíceis de quantificar. Eles refletem efeitos multiplicadores do projeto na economia e podem ser avaliados utilizando, por exemplo, matrizes insumo-produto da economia nacional no caso do propósito de irrigação, ou matrizes origem-destino de cargas potenciais no propósito de navegação. Nestes casos, a diferença entre as duas situações, com e sem a realização do projeto, representa o benefício secundário decorrente daquele propósito.

(3) Ou mais de uma usina, pois na otimização pode ser mais econômico, ou necessário por questões de capacidade unitária disponível, que diversas usinas entrem em operação a fim de atender o mercado estipulado.

2.3. Alocação de custos

Antes de decidir-se pelas realizações dos projetos, analisam-se várias propostas e somente as que passarem pelos testes de factibilidade serão consideradas no programa de expansão. Dentre estes testes temos o da factibilidade financeira, que corresponde à existência de capitais suficientes a fim de que os projetos possam ser construídos e operados. Como estamos interessados em reservatórios com usos múltiplos, há a necessidade de se efetuar a alocação dos custos com o objetivo de dividir o custo total financeiro de um projeto entre os vários propósitos. No entanto, como existem elementos (4) do projeto servindo a vários propósitos, esta alocação não é tão simples, sendo necessário definir-se, para isto, uma nova tipologia de custos.

Custos diretos são os custos dos elementos de um projeto servindo a apenas um propósito, como é o caso do custo de uma eclusa no propósito de navegação e da casa de força no propósito de geração de energia elétrica. Existem ainda *os custos comuns* que podem ser classificados em *separáveis* e *não separáveis*. Quando um elemento serve a mais do que um propósito, a diferença no custo com e sem o uso de um propósito representa o custo separável daquele elemento em relação aquele propósito. Por exemplo, o custo separável de geração hidroelétrica em empreendimento com dois propósitos, irrigação e geração de energia, corresponde ao custo obtido pela soma de todos os custos dos elementos que servem aos dois propósitos menos o custo dos elementos considerando

(4) Chamamos de elemento cada parte física distinta do projeto, como canal, casa de força, eclusa, etc..

apenas a realização do propósito de irrigação. Pode ocorrer que os custos de alguns elementos do projeto sejam separáveis em relação a um grupo de propósitos mas não em relação a um propósito particular. Como exemplo temos o canal de restituição de um reservatório multipropósito que serve a geração de energia e irrigação, mas não para a recreação. Devido às economias de escala e complementação entre os propósitos, a soma dos custos separáveis para todo o projeto é geralmente menor que o custo comum total. Obtém-se o *custo não-separável* pela diferença entre o custo comum do empreendimento com múltiplos propósitos e a soma dos custos separáveis.

O custo não separável tem que ser alocado entre os vários propósitos a fim de que os órgãos responsáveis pelos diversos usos possam bancar a sua parte no investimento total. Existem seis critérios de alocação, em ordem crescente de complexidade, onde o custo pode ser dividido das seguintes maneiras:

a. Igualmente entre os propósitos. É muito simples de se efetuar, porém, certamente, haverá a transferência de uma parte do financiamento para um propósito que tem relativamente poucos benefícios.

b. Proporcionalmente à quantidade de uso que os propósitos fazem de certas variáveis como volume de armazenamento ou vazão. Dependendo da variável escolhida, a alocação do custo pode recair mais sobre um determinado propósito, não implicando que ele tenha um maior benefício.

c. Inteiramente ao propósito que tenha uma alta prioridade de uso do reservatório. Corresponderia, por exemplo, a companhia responsável pela geração de energia elétrica pagar os

custos não separáveis mesmo que o reservatório seja usado para controle de cheias e irrigação.

d. Proporcionalmente aos benefícios líquidos dos propósitos. O benefício corresponde à diferença entre o benefício total e o custo direto mais o separável. Este método é bem mais complicado que os anteriores devido à necessidade de se avaliar os benefícios, podendo ocorrer favorecimento para um determinado propósito devido ao tipo de benefício (direto, secundário) e o tempo considerado para sua avaliação.

e. Proporcionalmente aos custos em excesso. Denominamos de custo em excesso à diferença entre o custo da melhor alternativa para realizar a mesma tarefa e o seu custo real. A principal vantagem está em se evitar o cálculo dos benefícios, porém, na consideração da melhor alternativa pode haver uma tendência para se favorecer um determinado propósito.

f. Proporcionalmente ao que seja menor: o benefício líquido ou o custo em excesso. Este procedimento evita os inconvenientes citados acima, porém é muito complexo pois combina as duas maneiras anteriores.

Percebe-se que um dado critério de alocação de custo pode ser interessante para um determinado projeto e para outro não. Deve-se analisar em cada caso, qual é o mais indicado, sem se afastar muito dos valores reais nem ser muito conservador a ponto de só utilizar o último critério. Esta escolha dependerá, é lógico, dos propósitos estabelecidos para o empreendimento multi-objetivo e das facilidades de se poder avaliar os benefícios envolvidos.

CAPÍTULO 3

OPERAÇÃO E EXPANSÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

3.1. Representação matemática de usinas de potência

3.1.1. Usina hidroelétrica

A energia hidroelétrica é obtida pela conversão da energia potencial da água em energia mecânica e esta, por sua vez, em energia elétrica. Geralmente as usinas hidroelétricas possuem reservatórios de acumulação, a fim de possibilitar a utilização de uma vazão firme substancialmente maior do que a vazão mínima natural. As variáveis mais importantes na representação matemática de uma usina hidroelétrica são:

x^m : volume de água armazenada no reservatório no começo do intervalo de tempo m . Este volume não pode exceder a máxima capacidade do reservatório, nem deve estar abaixo do volume mínimo. A diferença entre estes limites é conhecida como volume útil do reservatório.

- u^m : volume de água turbinada na usina durante o intervalo m . O volume turbinado tem um limite superior (\bar{u}), devido ao engolimento máximo das turbinas e pode ter um limite inferior (\underline{u}) diferente de zero, devido a restrições operacionais.
- v^m : volume de água vertida pelo reservatório durante o intervalo m . A água vertida é aquela que deixa o reservatório sem produzir energia.
- q^m : vazão defluente do reservatório no intervalo m . É obtida pela razão entre a soma do volume vertido pelo reservatório com o volume de água turbinada durante o intervalo m , e a duração do intervalo m .
- H_1^m : altura líquida considerada durante o intervalo m . A altura bruta (H_b^m) corresponde à diferença de cotas entre a superfície da água no reservatório e a superfície da água no rio, a jusante no ponto onde as águas são devolvidas, depois de serem utilizadas para gerar energia. A altura líquida nada mais é do que a altura bruta depois de deduzidas as perdas de carga na adução e na descarga da água no canal de fuga (h_p^m).
- y^m : volume de água afluente ao reservatório, durante o intervalo m , devido à vazão não regularizada. Esta vazão independe da operação de outros reservatórios situados a montante deste. A vazão não regularizada constitui um processo estocástico.

z^m : volume de água afluente ao reservatório, durante o intervalo m , devido à vazão regularizada. Corresponde à soma dos volumes de água que passam através das turbinas com aqueles obtidos pelos vertimentos dos reservatórios, ambos situados a montante do reservatório em questão, durante o mesmo intervalo de tempo.

e^m : volume de água evaporada no reservatório durante o intervalo m .

i^m : volume de água perdida por infiltração no reservatório durante o intervalo m .

A figura 3.1 mostra um esquema em corte de uma usina hidroelétrica, onde são indicados os componentes básicos, juntamente com várias variáveis aqui definidas.

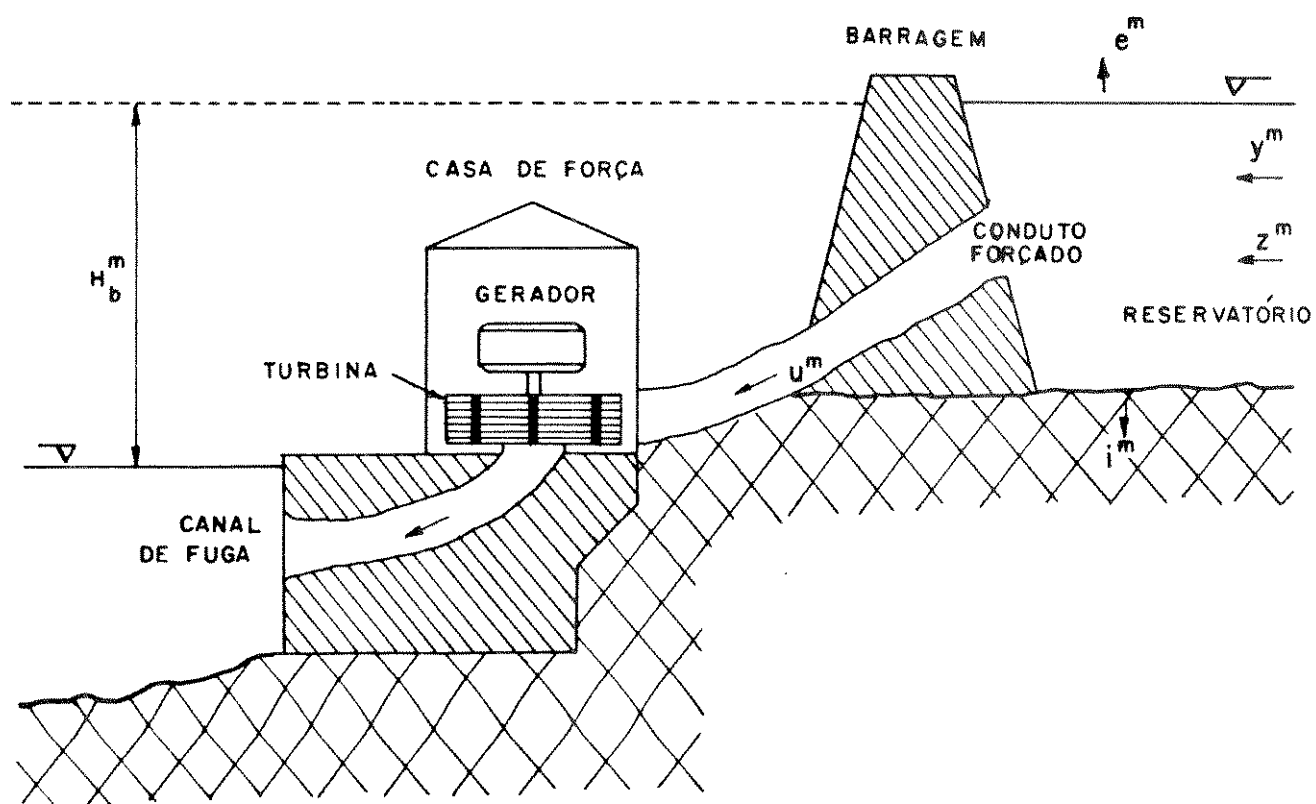


Figura 3.1 - Usina hidroelétrica

Uma equação que relaciona grande parte das variáveis é a equação dinâmica decorrente da evolução no tempo da água armazenada no reservatório. Esta equação deve satisfazer o princípio da conservação de massa, que na forma discretizada é dada por:

$$x^{m+1} = x^m + y^m + z^m - u^m - v^m - e^m - i^m \quad (3.1)$$

Para usinas a fio d'água tem-se $x^{m+1} = x^m$

Para a conversão da energia potencial da água em energia elétrica, tem-se a função de geração, característica de cada usina [BAJAY et alii, 1986]. Ela é dada por:

$$P = c \cdot \eta \cdot H_1^m(x^m, q^m, h_p^m) \cdot u^m \quad (3.2)$$

onde, além das variáveis já definidas, tem-se:

P = potência média produzida no intervalo m ;

c = coeficiente de conversão de unidades;

η = rendimento do conjunto turbina-gerador.

A fim de justificar as aproximações a serem consideradas no capítulo 4, será feito um detalhamento das variáveis que compõem a equação (3.2).

Inicialmente, o rendimento η é formado pelo produto dos rendimentos da turbina η_t e do gerador elétrico η_g . O ren

dimento da turbina, por sua vez, é função da altura de queda líquida, da vazão total turbinada e da distribuição desta vazão entre as turbinas operando em paralelo. Já o rendimento do gerador depende do fluxo de carga da rede elétrica.

A altura de queda líquida pode ser expressa por:

$$H_l = h_{\text{mon}} - h_{\text{jus}} - h_p \quad (3.3)$$

onde:

h_{mon} : nível de água a montante da usina;

h_{jus} : nível de água a jusante da usina;

h_p : perda de carga na adução e no canal de fuga.

O nível de água a montante é obtido pela curva cota-volume em função do volume de água armazenada no reservatório. Já o nível de água a jusante pode ser obtido pela curva cota-vazão em função da defluência do reservatório da usina e, eventualmente, do volume d'água no reservatório a jusante. Quanto à perda de carga, ela pode ser avaliada em função do quadrado da vazão turbinada.

Existem muitas maneiras de se abordar a função de geração de usinas hidroelétricas [Bajay et alii, 1986]. No setor Elétrico Brasileiro, ela é utilizada ou na forma linearizada, ou assumindo como constantes as perdas hidráulicas na adução e descarga e a eficiência do conjunto turbina-gerador, e empregando polinômios cota-volume e cota-vazão, para representar os níveis

da água a montante e a jusante da usina, respectivamente.

Detalhando-se um pouco mais, pode-se dizer que na aproximação linear considera-se, para uma determinada usina, não só o rendimento η constante, como também a altura líquida, ambos fixados em valores médios. Logo, o produto $c\eta H_1^m$ é constante, e como relaciona a energia média com a água turbinada durante o intervalo m , é denominado de produtividade média da usina. Esta aproximação é empregada principalmente nos modelos de operação energética do sistema em que os reservatórios das usinas hidroelétricas são representadas de forma agregada, através de reservatórios equivalentes, do ponto de vista energético, e em modelos que simulam a operação do sistema através de algoritmos de programação linear.

Na aproximação não-linear, os níveis de água a montante e a jusante da usina são obtidos pelos polinômios representativos das curvas cota-volume e cota-vazão, geralmente do quarto grau, desprezando-se a influência do volume da água do reservatório a jusante. Também nesta abordagem, os rendimentos das turbinas e geradores são constantes e iguais aos valores nominais das máquinas. Quanto à perda de carga, seu valor também é constante e calculado considerando-se a vazão turbinada nominal da usina.

3.1.2. Usina termoelétrica

As usinas termoelétricas produzem energia elétrica a partir da energia química proveniente da queima de combustíveis como óleo, carvão, gases, bagaço de cana e outros, ou a partir da energia nuclear, através do processo de fusão nuclear, onde são utilizados elementos pesados como o urânio, o plutônio e o tório. A produção destas usinas não está sujeita à aleatoriedade

como ocorre com as usinas hidroelétricas, pois as reservas ou disponibilidades de combustíveis podem ser controladas. Aqui não estamos considerando eventos como injunções políticas, interrupções nos meios de transportes do combustível ou, a longo prazo, que alguns destes combustíveis possam não mais estar disponíveis.

A figura 3.2 mostra um esquema simplificado de uma usina termoelétrica convencional. A energia contida no combustível é transmitida à água da caldeira, gerando vapor d'água numa determinada condição de pressão e temperatura. As caldeiras são projetadas em função do tipo de combustível utilizado, sendo mais comuns as caldeiras a carvão mineral ou a óleo pesado. Os vapores deixam a caldeira e, através da turbina, convertem a energia térmica em energia mecânica. Após a passagem pela turbina, o vapor é resfriado no condensador, onde se utiliza um circuito externo de água de refrigeração. A água condensada é então bombeada para a caldeira, reiniciando novamente o ciclo.

Na modelagem matemática de uma usina termoelétrica [El-Harway & Christensen, 1979], as variáveis mais importantes são:

p_o^m : potência média gerada pela usina no intervalo m ,

p_c^m : potência média fornecida à usina no intervalo m ,

P_e : potência consumida pela usina em MJ/h,

p_o : potência gerada pela usina em MW.

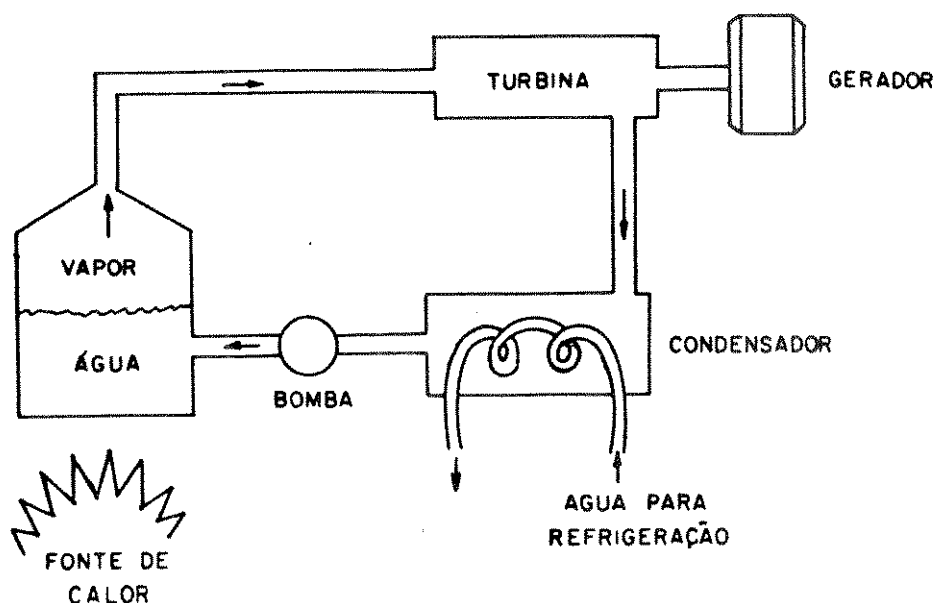


Figura 3.2 - Usina termoelétrica

Se relacionarmos duas variáveis através de um gráfico e, ao invés de considerar a potência média tomarmos a potência consumida pela potência gerada, em função das aberturas das válvulas de admissão de vapor, temos as curvas cheias da figura 3.3. Como estas válvulas são gradualmente acionadas, as perdas de crescem até a válvula estar completamente aberta. Para fins de modelagem, não se leva em consideração, em geral, os efeitos da abertura das válvulas, sendo as curvas reais (curva cheia na fig.3.3) aproximadas por polinômios (curva pontilhada na fig. 3.3).

Para a determinação do ponto de máxima eficiência é conveniente utilizar a curva "a" da figura 3.4, onde se tem a taxa média de fornecimento de calor (5), obtida pela razão entre a potência consumida e a potência gerada, versus a potência gerada.

(5) A taxa média de fornecimento de calor é basicamente o inverso do rendimento e, portanto, o ponto de máxima eficiência é dado pelo ponto de menor taxa média de fornecimento de calor.

A curva "b" representa a taxa incremental de calor, obtida plotando-se $\partial P_e / \partial P_o$ versus P_o .

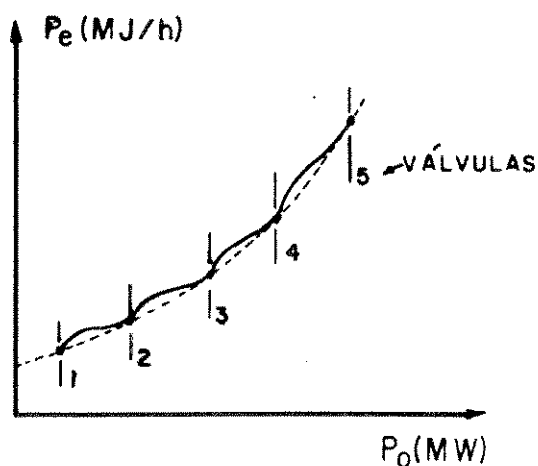


Figura 3.3 - Potência consumida e gerada em uma usina termelétrica.

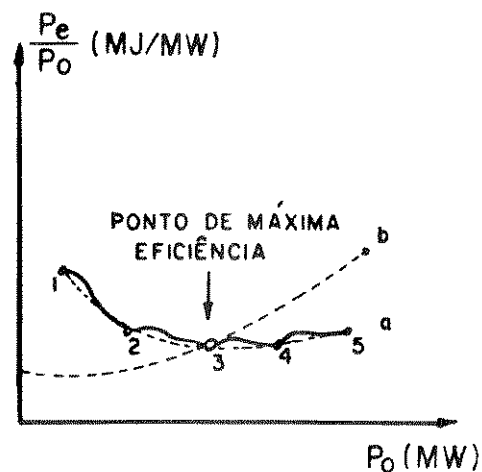


Figura 3.4 - Determinação do ponto de máxima eficiência.

Normalmente espera-se que a operação da usina seja feita o mais próximo possível do ponto de máxima eficiência. Dependendo do seu programa de operação, que reflete as condições de todo o sistema, a usina termelétrica poderá estar operando numa posição bem acima do ponto de máxima eficiência, para atender o consumo de energia quando se tem pouca disponibilidade de água, no caso de períodos de seca, ou numa posição abaixo, caso a energia termelétrica seja utilizada apenas para complementar a energia gerada pelas usinas hidroelétricas, para o atendimento da demanda de ponta ou de energia do sistema.

Além da relação entre a potência consumida e a gerada, tem-se que considerar as restrições operativas, sendo as de maior importância as restrições de capacidade máxima e mínima de geração.

Embora o capital necessário para a construção de uma usina termoelétrica possa ser relativamente baixo quando comparado com o necessário para a construção de uma hidroelétrica equivalente em termos de capacidade de geração, os seus custos operacionais, devido ao custo do combustível, são frequentemente elevados.

A função que representa o custo de geração de uma usina termoelétrica pode ser expressa por:

$$C = f(g_o^m) \quad (3.4)$$

onde g_o^m é a geração da usina no intervalo m . Esta função é crescente e convexa conforme ilustrado na figura 3.5.

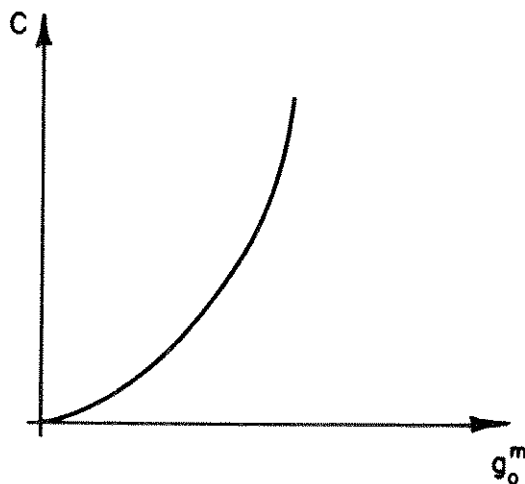


Figura 3.5 - Custo de geração térmica

3.2. Modelos de planejamento de sistemas hidrotérmicos

3.2.1. Planejamento da operação energética

O planejamento da operação energética (6) de um sistema hidrotérmico consiste em estabelecer, para um grupo de usinas hidroelétricas e termoelétricas já instaladas, metas de geração para cada usina, para cada intervalo (mensal, semanal, etc..) do horizonte de planejamento considerado. Para isto, o sistema deve atender a uma demanda de energia, satisfazendo um grupo de restrições a um custo mínimo de geração.

A partir de 1940 foram publicados inúmeros trabalhos sobre planejamento da operação energética, a maioria versando sobre sistemas predominantemente termoelétricos. Graças ao advento do computador, foi possível implantar uma série de modelos baseados em simulação, programação linear e não linear e, mais recentemente, em métodos de decomposição. A seguir é feita uma rápida revisão de uma amostra significativa desses trabalhos, apresentando-se as principais características de cada modelo.

Na *simulação determinística*, [Shannon, 1975] as usinas pertencentes ao sistema são ordenadas de forma crescente em relação aos seus custos marginais de operação. Para atender a curva de permanência de carga do sistema, as usinas vão sendo alocadas de acordo com a seqüência da ordenação, até que a demanda seja completamente atendida. Pela estimativa das áreas ocupadas da curva, é possível avaliar-se a energia gerada por cada

(6) Há também o planejamento da operação elétrica do sistema, que no curto prazo, é acoplado ao planejamento energético. No planejamento de longo prazo, objeto de interesse deste estudo, os dois problemas são separáveis.

usina e, assim, obter-se o custo total de operação do sistema [Anderson & Turvey, 1977]. Como as usinas com custos marginais de operação maiores são utilizadas por último, o custo total de operação do sistema será o menor possível. Este modelo foi aplicado inicialmente a sistemas puramente termoelétricos, sendo posteriormente adaptado para sistemas hidrotérmicos. Uma suposição neste modelo é que a geração hidroelétrica em cada intervalo de tempo é conhecida antecipadamente, o que não é muito realista quando se considera uma política de armazenamento ótimo.

Os modelos de *simulação probabilística* utilizam distribuições de probabilidade para tratar a carga a ser atendida pelo sistema, bem como as saídas forçadas das unidades geradoras. Através da combinação destas distribuições obtém-se a esperança matemática da geração de cada unidade do sistema [Booth, 1972; Viramonts & Hamilton, 1978; Sullivan, 1977]. Nestes modelos a incorporação estatística das unidades geradoras na curva de permanência de carga é feita pelo processo de convolução. A ordem na qual estas unidades são convoluídas é tal que o custo de produção correspondente é o menor possível. A simulação probabilística conduz a resultados relativamente satisfatórios quando aplicado a sistemas predominantemente termoelétricos, não ocorrendo o mesmo para sistemas com muitas usinas hidroelétricas, devido às maiores dificuldades encontradas no tratamento das incertezas presentes nestes sistemas.

Mais recentemente, surgiu um modelo de *simulação estocástica* aplicado a uma usina hidroelétrica, podendo ser estendido a várias usinas [Dechamps et alii, 1982]. Em cada intervalo (no caso semanal) do horizonte de planejamento, a carga é representada por uma curva de carga equivalente, com uma distribuição de probabilidades que incorpora as incertezas da previsão de

carga. A operação da usina hidroelétrica, que pode ser uma agregação de várias usinas, com capacidade fixa e afluência natural aleatória, é simulada por um método que "reduz" a curva de permanência de carga devido à parcela de demanda atendida por esta usina. Isto produz uma curva de permanência de carga residual, que deve ser atendida pelas usinas termoelétricas do sistema.

Outro método que já foi de grande importância é o da *curva limite*, usado principalmente na operação de sistemas predominantemente hidroelétricos, no planejamento a longo prazo [Kuiper, 1973; Manitoba Hydro, 1978; Carvalho & Pimentel, 1979]. A fim de operar o sistema pelo método da curva limite é necessário primeiramente obtê-la. Ela é determinada através de simulação, usando o conceito de reservatório equivalente. O histórico de vazões não regularizadas é considerado de forma sequencial, de modo a coincidir cada ano do período de planejamento com todos os anos do histórico. Para cada sequência hidrológica definida, tem-se uma curva de armazenamento mínimo requerido, de modo a não se observar cortes de carga. Dependendo do nível de armazenamento do reservatório, as usinas térmicas poderão operar ou não. A curva limite é definida como a curva envoltória superior, quando se consideram todas as curvas obtidas.

Na utilização do reservatório equivalente é suposto que a geração hidroelétrica é proporcional ao volume de água turbinada, e tal fator de proporcionalidade é denominado produtividade. Obtém-se a energia potencial total do reservatório equivalente, bem como a sua energia afluente [Arvanitidis & Rosing, 1970]. Após a simulação, freqüentemente se deseja obter uma política de operação para cada reservatório do sistema. O armazenamento do re

servatório equivalente pode ser distribuído para os vários reservatórios do sistema, usando alguma regra de alocação, como, por exemplo, um índice de prioridade [Kuiper, 1973], definido como sendo igual a área superficial do reservatório, multiplicado pelo valor da energia correspondente a uma unidade de volume armazenado, e dividido pela média da vazão deste sítio. No Brasil, os reservatórios são classificados em termos de prioridade de operação, de acordo com as perdas marginais esperadas de energia, causadas pelo decréscimo de uma unidade de energia armazenada em cada um deles. Esta regra é decorrente do fato de que durante o deplecionamento do reservatório, a redução da altura líquida de queda produz uma redução na produtividade da usina.

A *programação dinâmica*, que é uma técnica desenvolvida por Bellman [1957] para resolver problemas de decisões sequenciais, também é grandemente empregada na solução de problemas hidrotérmicos, sendo a programação dinâmica estocástica a técnica mais interessante para o tratamento das aleatoriedades das vazões afluentes aos reservatórios. Nos modelos que empregam programação dinâmica também é empregado o conceito de reservatório equivalente. Utilizando a abordagem das esperanças marginais, foram feitos vários trabalhos no Brasil [Lima, 1976; FURNAS, 1976]. No trabalho de Lima [1976] preserva-se a característica aleatória das vazões, considera-se o valor presente esperado dos custos de operação e utiliza-se o conceito generalizado do custo incremental da geração complementar, incluindo o custo de déficit de energia. Em função da armazenagem e da tendência hidrológica do sistema, obtém-se a operação ótima, empregando-se o conceito do valor marginal da água. Este procedimento constitui a abordagem das esperanças marginais. O modelo de FURNAS atribui um valor à água armazenada nos reservatórios, correspondente ao custo da geração térmica que pode

ser substituída, no futuro, pelo uso dessa água armazenada.

Nenhum dos modelos acima considera a confiabilidade das unidades geradoras termoelétricas e as restrições de operação de cada reservatório, não determinando portanto uma política ótima para operação de cada reservatório, como ocorre no caso do modelo GRETA [Meslier, 1978], utilizado na França. A determinação da política ótima é efetuada em dois estágios, onde inicialmente se faz a determinação dos indicadores ótimos e posteriormente uma simulação. O primeiro consiste em determinar os níveis de armazenamento dos reservatórios, através de um algoritmo de programação dinâmica marginal, que consiste em substituir a função objetivo por uma condição de primeira ordem. No segundo estágio é feita a simulação, considerando as ocorrências possíveis das várias incertezas como da demanda, da afluência da água para geração e das falhas imprevisíveis das usinas térmicas e nucleares.

Mais recentemente, a programação dinâmica estocástica foi utilizada em um algoritmo que efetua aproximações sucessivas a fim de determinar a solução ótima do problema [Sherkat et alii, 1985]. A afluência é modelada como uma variável aleatória com distribuição log-normal, constituindo uma das variáveis de estado do problema, sendo a outra o volume de água armazenada no reservatório. O objetivo é minimizar o custo esperado da produção mais o custo final da água armazenada. Na modelagem, para as usinas térmicas são utilizadas aproximações lineares para as curvas de custo e consumo.

A programação dinâmica também tem sido utilizada com técnicas de decomposição e coordenação para minimizar o custo de operação de sistemas hidrotérmicos de potência, permitindo tratar sistemas de grandes dimensões. Nos trabalhos de Soares [1978] e Soares et alii [1980] tem-se inicialmente um problema equivalente

determinístico baseado nas características estocásticas da demanda e, através da aplicação da decomposição por dualidade, separam-se todas as usinas hidroelétricas do sistema hidrotérmico em um subproblema específico. Uma estrutura hierárquica de cálculo, envolvendo a resolução de três subproblemas, é estabelecida. Já Lyra [1979] e Lyra et alii [1981] basearam-se nos trabalhos de Soares e propuseram novas técnicas, mais gerais e precisas. As unidades de geração não hidráulicas, incluindo importações e cortes de carga, são representadas por seus custos incrementais de produção. As cargas secundárias são representadas por curvas de lucro incremental. São utilizadas técnicas avançadas de programação dinâmica, como a diferencial discreta, para resolver os subproblemas estabelecidos.

A *programação linear* é uma técnica que também é utilizada na modelagem de sistemas hidrotérmicos de potência, quando se está interessado em minimizar ou maximizar uma função objetivo linear, sujeita a uma série de restrições também lineares [Sacharowitch, 1971]. Apresenta as vantagens de ser conceitualmente simples e extremamente eficiente. Anderson & Turvey [1977] apresentam um modelo de operação de sistemas hidrotérmicos usando esta técnica. Cada período de tempo no modelo é representado por uma curva de duração de carga dividida em um certo número de blocos de diferentes larguras. O objetivo é determinar a potência de cada usina para cada período de tempo, atendendo cada bloco da curva de permanência de carga, de modo que o custo de operação do sistema seja mínimo. Silva [1984] empregou esta técnica para a otimização da operação das usinas do Rio São Francisco. Conforme foi citado anteriormente, a função de geração de uma usina hidroelétrica, o custo incremental de operação de uma usina termoelétrica e a curva de permanência de carga não são lineares. No en-

tanto, sob determinadas condições, pode-se aproximar estas funções por equivalentes lineares, sem comprometer significativamente a precisão dos resultados do modelo.

Quanto ao uso da *programação não-linear*, [Bazarra , 1979], um dos primeiros trabalhos apresentados foi o de Bonaert et alii [1972], que emprega um algoritmo baseado em técnicas de perturbação, para determinar a operação ótima de um sistema hidrotérmico. Gagnon & Bolton [1978] aplicam um método de penalização juntamente com o algoritmo do gradiente conjugado para a otimização, de curto prazo, de um grande sistema hidroelétrico, operado pela Bonneville Power Administration, nos Estados Unidos. Halliburton & Sirisena [1982] desenvolveram um algoritmo para a operação ótima, de longo prazo, de um sistema hidrotérmico de potência incorporando as perdas do sistema de transmissão. O método do gradiente conjugado também foi empregado neste caso, a um sistema de potência da Nova Zelândia.

Bissonnett et alii [1986] apresentam um modelo para a operação a médio prazo do sistema hidrotérmico da Hydro-Québec, no Canadá. A primeira versão do modelo de operação energética a médio-prazo da Hydro-Québec [Hanscon et alii, 1980] utiliza um método derivado do gradiente reduzido, sendo operacional há vários anos. A nova metodologia é substancialmente diferente, conduzindo a otimização via aproximação, onde na solução de cada problema se emprega o método do gradiente projetado. Também se utiliza um sistema de gerenciamento de dados, a fim de possibilitar uma melhor interface entre o modelo e o usuário. Segundo os autores, esta nova metodologia deve ser empregada nos próximos dois anos, no fim dos quais novas contribuições darão seqüência a estes trabalhos.

No Brasil, temos a utilização da programação não linear nos trabalhos de Lyra et alii [1982] e Correia [1984], que também empregam técnicas semelhantes ao gradiente reduzido, para otimi-

zar a operação do sistema hidroelétrico do Médio São Francisco.

Ultimamente, os *métodos de decomposição* aplicados a problemas de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos tem se mostrado bastante promissores. Além daqueles já referidos anteriormente, ainda no Brasil, Pereira & Pinto [1983] apresentam uma metodologia para efetuar uma otimização global do problema em dois estágios. A técnica é baseada na decomposição de Benders e divide o problema em dois subproblemas independentes, correspondendo a versões um pouco modificadas dos problemas originais de médio e curto-prazo. A solução de um problema serve de realimentação para o outro, sendo cada solução obtida pela aplicação de um algoritmo especializado. Habibollahzadeh & Bubendo [1986] desenvolveram uma metodologia para o planejamento da operação, de curto-prazo, de sistemas de potência predominantemente hidrotérmicos. Também é utilizado o método de Benders para decompor o problema em relação a variáveis inteiras e contínuas. O problema principal contém somente variáveis inteiras e considera a operação das unidades térmicas. O subproblema inclui somente variáveis contínuas e considera o problema do despacho econômico, onde é empregado a decomposição de Dantzig-Wolfe ou o relaxamento do Lagrangeano.

3.2.2. Planejamento da expansão

O planejamento da expansão de um sistema hidrotérmico consiste em estabelecer, dentre um elenco de usinas hidroelétricas e termoelétricas candidatas ao plano de expansão, quais são as que melhor atendem a certos objetivos, satisfazendo determinadas restrições de planejamento, bem como determinar um cronograma de motorização. Para estas usinas são obtidas, da mesma

maneira como ocorre para o planejamento da operação, as expectativas de geração de cada usina, para cada intervalo (mensal, semestral, anual, etc..) do horizonte de planejamento, a fim de atender uma demanda de energia previamente avaliada. Como resultado, tem-se um cronograma de construção de novas usinas, que minimiza o valor presente dos investimentos e dos custos de operação.

Do mesmo modo como ocorreu com o planejamento da operação, foram desenvolvidos vários trabalhos sobre o planejamento da expansão, sendo comentadas a seguir algumas dessas metodologias.

O emprego de técnicas de *simulação* no planejamento da expansão também tem sido amplo. Um bom exemplo dessas técnicas é o método descrito por Hvending [1970], utilizado na Noruega para estabelecer a capacidade de geração. Hvending inicialmente estabelece o valor da capacidade para cada projeto considerado no plano de expansão usando o custo marginal de capacidade do sistema. Quando o valor de capacidade do projeto é considerado, a diferença entre o seu custo total atualizado e o seu custo de capacidade quando se considera um plano de expansão, corresponde ao custo referente à geração de energia. Para esta componente (custo de energia) são aplicados testes utilizando simulações da operação, onde a entrada de cada projeto é considerada para vários intervalos de tempo e somente se o valor presente dos benefícios excederem o seu custo, o projeto é aceito.

No Brasil, a ELETROBRÁS e outras empresas do setor elétrico utilizam modelos de planejamento baseados em simulação para estabelecer o plano de expansão. Ao planejar a implantação de novas usinas hidráulicas e térmicas, os modelos levam em consideração o aumento do custo anual devido à incorporação de um determinado projeto ao sistema existente, como também o benefício, em termos de energia firme, devido a sua operação integrada no sistema

[Carvalho & Pimentel, 1979]. É definido um índice igual a relação entre o incremento do custo anual do sistema existente e o seu ganho energético, ambos resultantes da adição do projeto que se procura avaliar. O projeto com menor índice é escolhido para ser incorporado ao sistema e o processo é repetido para os projetos restantes. O programa de expansão assim obtido é baseado no balanço estático de energia, e é muito simplificado para definir o plano final. Posteriormente é, então, re-examinado, usando a simulação dinâmica e considerando um mercado em expansão, que, ao contrário da simulação estática, é supostamente conhecida, não sendo necessárias iterações para a sua determinação.

Os modelos que utilizam simulação apresentam o fato comum de não garantirem uma solução ótima para o problema de planejamento da expansão. Já os modelos apresentados a seguir apresentam uma solução de mínimo custo e empregam técnicas de programação matemática, tais como programação dinâmica, linear, não-linear e técnicas de decomposição.

Booth [1972] propôs um método combinando simulação probabilística e programação dinâmica, transformando o problema estocástico em uma série de otimizações determinísticas, através da utilização de um esquema de otimização em malha aberta. Estas otimizações determinísticas, empregando programação dinâmica, são usadas para obter uma decisão programada, desde um período corrente até o fim do intervalo de planejamento, porém, somente a decisão do período corrente é considerada. Para o período seguinte, um novo problema é resolvido, utilizando as novas informações disponíveis de todas as variáveis estocásticas envolvidas na função de custo. Este método melhor se aplica a sistemas termoeletricos, pois se forem consideradas usinas hidroelétricas, não se tem uma representação para os reservatórios.

Kuiper [1973] utilizou *programação dinâmica* no planejamento da expansão de um sistema hidroelétrico, juntamente com simulação para considerar a representação dos reservatórios, através da agregação das usinas (7), sendo o método baseado nos princípios da curva limite. A fim de reduzir o número de simulações, a metodologia é aplicada de uma maneira iterativa, com duas técnicas diferentes para avaliação dos custos, programação dinâmica e simulação, até que a solução ótima é obtida quando os estados decorrentes da programação dinâmica tiverem os seus custos previamente avaliados pela simulação.

A *programação linear* também é muito utilizada no planejamento da expansão de sistemas de potência, sendo o período de planejamento subdividido em um número arbitrário de intervalos. A demanda de energia requerida para cada intervalo, representada por uma curva de carga, é aproximada por um histograma. A função objetivo a ser minimizada consiste dos custos de capital e encargos fixos das usinas candidatas ao plano de expansão, mais os custos operacionais de todas as usinas (existentes e candidatas), para todos os intervalos de tempo.

Para sistemas puramente termoelétricos Beglari & Laughton [1973] empregam uma representação diferente para a curva de carga, dividindo-a em blocos horizontais, e, com isto, reduzindo o número de restrições do problema (8). Posteriormente, os mesmos autores apresentam uma evolução do modelo [Beglari

(7) Através da utilização do reservatório equivalente.

(8) Esta redução é maior quanto maior for o número de patamares da curva de carga, sendo que para seis patamares, ocorre uma redução de 78%.

& Laughton, 1975] , visando o planejamento conjunto da geração e transmissão, agora denominado Método dos Custos Combinados. Através de iterações entre a simulação das condições de operação e o modelo de investimento, são atualizados os fatores de capacidade das usinas. A solução ótima é obtida em dois a quatro ciclos. Com esta modelagem, os autores conseguiram uma grande redução no número de restrições, bem como no tempo computacional (9) quando comparado com a anterior.

Anderson e Turvey [1977] apresentam algumas extensões no uso de modelos de planejamento de expansão baseados em programação linear, como a inclusão da transmissão, onde, através da interligação entre as regiões, se poderá ter um aumento na geração de energia de uma delas, possibilitando a exportação, ou o suprimento de emergência, devido a falhas na geração de outra região, aumentando a confiabilidade do sistema interligado. Também é apresentada uma modelagem para sistemas hidrotérmicos com reservatórios em cascata, onde são incorporadas restrições devido a outros usos da água dos reservatórios, além da geração de energia elétrica, sendo no caso considerados a irrigação e o controle de cheias.

No Brasil temos o DESELP (10), que é um modelo baseado em programação linear, utilizado pela ELETROBRAS [Wanderley et alii, 1981] para o planejamento da expansão a longo prazo. Utiliza-se o pacote MPSX/370 (11), desenvolvido pela IBM, para obtenção da solução. O objetivo do modelo é determinar a compo

(9) No exemplo apresentado pelos autores, estas reduções foram de 85%.

(10) "Determinação da Expansão do Sistema Elétrico a Longo Prazo".

(11) "Mathematical Programming System Extended/370".

sição ótima do parque gerador para estágios selecionados de um dado horizonte de planejamento. São consideradas diversas regiões do país, através dos subsistemas e suas interligações. É utilizado o período crítico correspondente às condições hidrológicas mais desfavoráveis e normalmente adota-se um horizonte de 30 anos e intervalos de cinco anos.

Recentemente, Lima [1987] desenvolveu um modelo que utiliza um procedimento iterativo para linearizar a função de geração das usinas hidroelétricas com reservatórios de acumulação. As usinas são individualizadas e o cronograma de instalação de novas usinas é estabelecido a fim de atender as projeções de demanda, representadas através de curvas de permanência de carga. Resolve-se um problema determinístico, para cada identificação do início do período crítico com cada ano do horizonte de planejamento. São impostas restrições matemáticas quanto à capacidade mínima instalada em cada usina candidata ao plano de expansão, de uma identificação para a outra, de forma a garantir o suprimento para todas as configurações estudadas.

O modelo proposto nesta tese, que também emprega programação linear, faz uma abordagem diferente para a função de geração. Ele utiliza a produtividade média da usina, eliminando com isto, as iterações empregadas por Lima [1987], e possibilitando a inclusão de variáveis inteiras, conforme será visto no próximo capítulo. Esta simplificação facilita a utilização de métodos de programação multiobjetivos, empregados quando se considera a utilização múltipla da água dos reservatórios das usinas candidatas ao plano de expansão.

Uma das limitações na utilização de programação linear é que a potência das unidades geradoras das usinas hidroelétricas tem um valor previamente definido e a solução encontrada

com a utilização desta modelagem não corresponde a múltiplos desta capacidade unitária. Para sanar este problema, pode-se empregar variáveis inteiras na modelagem, de tal modo a se poder considerar a entrada em operação de cada unidade de geração. Como exemplo desta utilização temos o trabalho de Fernando et alii [1978], que empregaram o Método dos Custos Combinados para a expansão de sistemas hidrotérmicos. A solução do problema com uso de variáveis inteiras é feita através da utilização do método "Branch and Bound" [Salkin, 1975], onde os parâmetros de operação são calculados iterativamente através de simulações probabilísticas. Nenhuma representação é feita para os reservatórios, sendo que a energia proveniente das vazões naturais das usinas hidroelétricas é previamente estabelecida.

Outra desvantagem no uso da programação linear é que o cronograma da instalação de novas usinas não reproduz com fidelidade o que ocorre na realidade, pois para instalar a primeira máquina de uma usina, a parte principal do capital envolvido na sua construção já foi utilizado na construção do reservatório, do vertedouro, da casa de força, enfim, de toda a infra-estrutura que possibilita a geração de energia elétrica na usina. No trabalho desenvolvido nesta tese, procura-se eliminar este problema, utilizando-se variáveis inteiras, onde os custos fixos em relação à motorização das usinas são alocados a estas variáveis.

A fim de reduzir o tempo computacional e permitir a solução de problemas de grande porte, tem-se utilizado mais recentemente os *métodos de decomposição*. Nos trabalhos de Côté & Laughton [1979] e de Bloom [1983] é empregado o Método da Decomposição de Benders para o planejamento da expansão de sistemas predominantes termoelétricos. A solução é obtida iterativamente, resolvendo-se o problema mestre que considera os investimentos de capacidade no horizonte de planejamento adotado e o subproblema ou sub

problemas que consideram a operação das usinas com capacidade de geração fixada. No primeiro trabalho é utilizada programação linear e se tem apenas um subproblema. Já no trabalho de Bloom [1983], se tem um conjunto de subproblemas, um para cada período do horizonte de planejamento, sendo resolvidos por simulação probabilística, ao passo que o problema mestre é tratado pela programação linear.

Mais recentemente, Côté [1983] empregou o método da decomposição na solução do problema de planejamento de sistemas hidrotérmicos com significativa geração hidroelétrica. Também é utilizada a decomposição de Benders, onde o problema mestre é resolvido por programação inteira heurística e o subproblema de operação é formulado para otimização por grafos. Nesta formulação, as restrições associadas aos reservatórios das usinas hidroelétricas são representadas explicitamente.

A aplicação do Princípio da Decomposição de Dantzig - Wolfe é utilizada no trabalho apresentado por Sanghvi & Shavel [1986] para o planejamento do investimento em um sistema de potência hidrotérmico da região Noroeste dos Estados Unidos. Ele envolve a solução de um problema com 30.000 linhas e 54.000 colunas. O problema é modelado utilizando programação linear e considera dois tipos de incertezas: a devida à disponibilidade de energia hidráulica e a decorrente da demanda de carga. A primeira é incorporada ao modelo através da consideração de quatro estados hidrológicos diferentes e a segunda através da consideração de cenários de demanda de carga. O horizonte de planejamento é dividido em estações (12) que constituem faixas des-

(12) No caso estudado, tem-se o horizonte de planejamento de 1982 a 2010 e o período de 1984 a 1986 constitui-se numa das cinco estações utilizadas.

te horizonte, e estes por sua vez são divididos em intervalos, que correspondem à discretização do horizonte (mensal por exemplo). Há um subproblema para cada período, estação, estado e cenário de demanda de carga.

Conforme observa-se nos trabalhos apresentados, inicialmente são desenvolvidos métodos para operação e expansão de sistemas puramente termoelétricos ou com pouca geração hidroelétrica, devido à facilidade no tratamento das variáveis, o que não ocorre com os sistemas puramente hidroelétricos, onde a aleatoriedade das vazões dificulta a modelagem. Posteriormente, os modelos desenvolvidos são adaptados a sistemas predominantemente hidroelétricos, apresentando vantagens e desvantagens, dependendo do método matemático empregado. Muitos problemas ainda hoje continuam sem solução e novos problemas se apresentam em decorrência do aumento e complexidade dos grandes sistemas de geração e suas possibilidades de expansão.

CAPÍTULO 4

O MODELO PROPOSTO DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

4.1. A estrutura do modelo

O problema do planejamento da expansão de um sistema hidrotérmico de potência, predominantemente hidroelétrico, é modelado neste trabalho empregando-se programação linear. A função de geração das usinas hidroelétricas, definida em 3.1, é linearizada utilizando-se a produtividade média de cada usina. Do mesmo modo, adota-se a aproximação que o custo de geração das usinas termoelétricas aumenta linearmente com a geração da usina. O problema é tratado de forma determinística, utilizando-se o histórico de vazões, mais precisamente, o período crítico hidrológico, que corresponde aquele período observado no histórico em que as vazões são as menores possíveis; assim, o plano de expansão obtido atenderá à pior situação registrada, em termos de afluências hidrológicas. As usinas são tratadas de forma individualizada.

O horizonte de planejamento a ser utilizado não é fixo, devendo ser de no mínimo 10 anos, devido aos períodos considerados na construção de novas usinas, que são de cinco a oito anos depen

dendo do porte da usina, e no máximo 15 anos, devido ao número de variáveis envolvidas, que depende da discretização utilizada. No estudo de caso realizado, o horizonte de planejamento foi dividido em semestres, ou seja, dois intervalos por ano, onde o primeiro representa o período úmido ou aquele de maior incidência das chuvas e o segundo o período seco.

O objetivo do modelo é efetuar uma otimização simultânea da operação e expansão do sistema, considerando um elenco de usinas já instaladas e outro de usinas a serem instaladas, devendo ambos, conjuntamente, atender aos requisitos de ponta e de energia do sistema. A curva de carga, representativa da demanda de energia a ser satisfeita pelas usinas do sistema, é aproximada por um histograma constituído por patamares, conforme ilustra a figura 4.1, um para cada intervalo do horizonte de planejamento. Como resultado tem-se um cronograma ótimo de construção de novas usinas, satisfazendo as necessidades operacionais associadas à hidrologia crítica adotada para dimensionar o sistema.

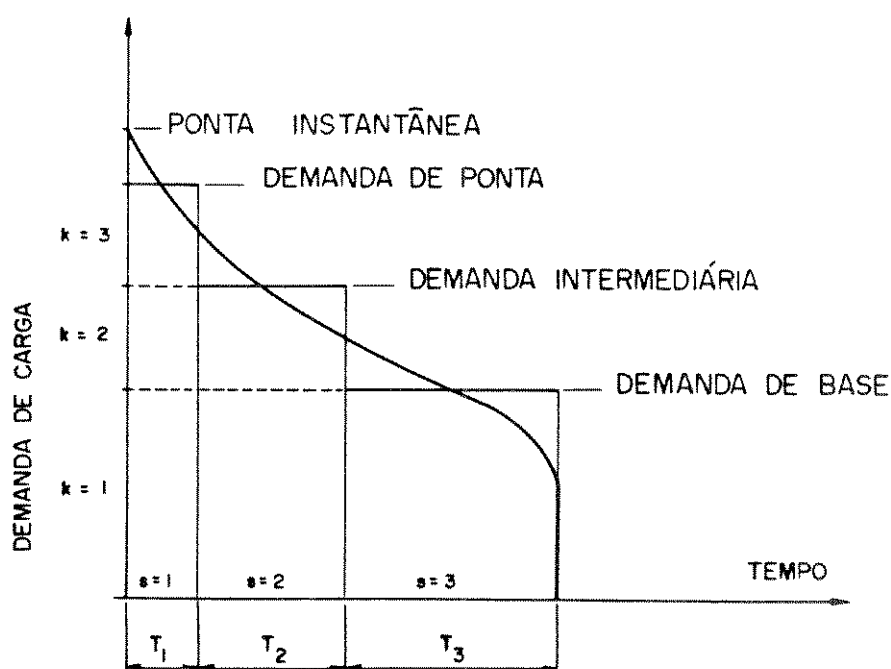


Figura 4.1 - Discretização da curva de permanência de carga

Optou-se por esta modelagem pois assim o resultado obtido é individualizado por usina, embora se trabalhe com um grande número de variáveis, o que não seria possível caso fosse utilizada, por exemplo, a programação dinâmica. A realização das linearizações necessárias para a utilização da programação linear é aceitável face ao horizonte de planejamento utilizado e à aleatoriedade das vazões.

O modelo proposto pode ser dividido em módulos a fim de se ter uma visão mais global e completa de suas várias etapas e respectivas conexões. A figura 4.2 mostra um diagrama de blocos cujos módulos são detalhados a seguir.

A utilização de programação linear foi a primeira decisão tomada na tentativa de realizar uma modelagem adequada para o planejamento da expansão de um sistema hidrotérmico de potência [Bajay et alii, 1984]. Posteriormente, analisando-se os resultados obtidos, decidiu-se empregar variáveis inteiras para representar o custo fixo das usinas, a fim de tornar o problema mais realista, conforme discutido no capítulo 3. Como mostra o diagrama de blocos da figura 4.2, é possível utilizar qualquer uma das duas abordagens consideradas, dependendo da utilização que se fará posteriormente dos resultados obtidos. Ao se otimizar os usos múltiplos da água dos reservatórios, há a possibilidade de se empregar só a formulação linear conforme efetuado nos trabalhos apresentados por Bajay et alii [1984] e [1985]. De fato, mesmo algumas etapas indicadas no diagrama de blocos, podem ser evitadas durante algumas das iterações efetuadas pelo método proposto para a solução do problema de otimização multiobjetivo. Tais simplificações redundam em economias substanciais no porte do problema e no tempo de processamento para se obter uma solução, com um ônus aceitável em termos de previsão dos resultados.

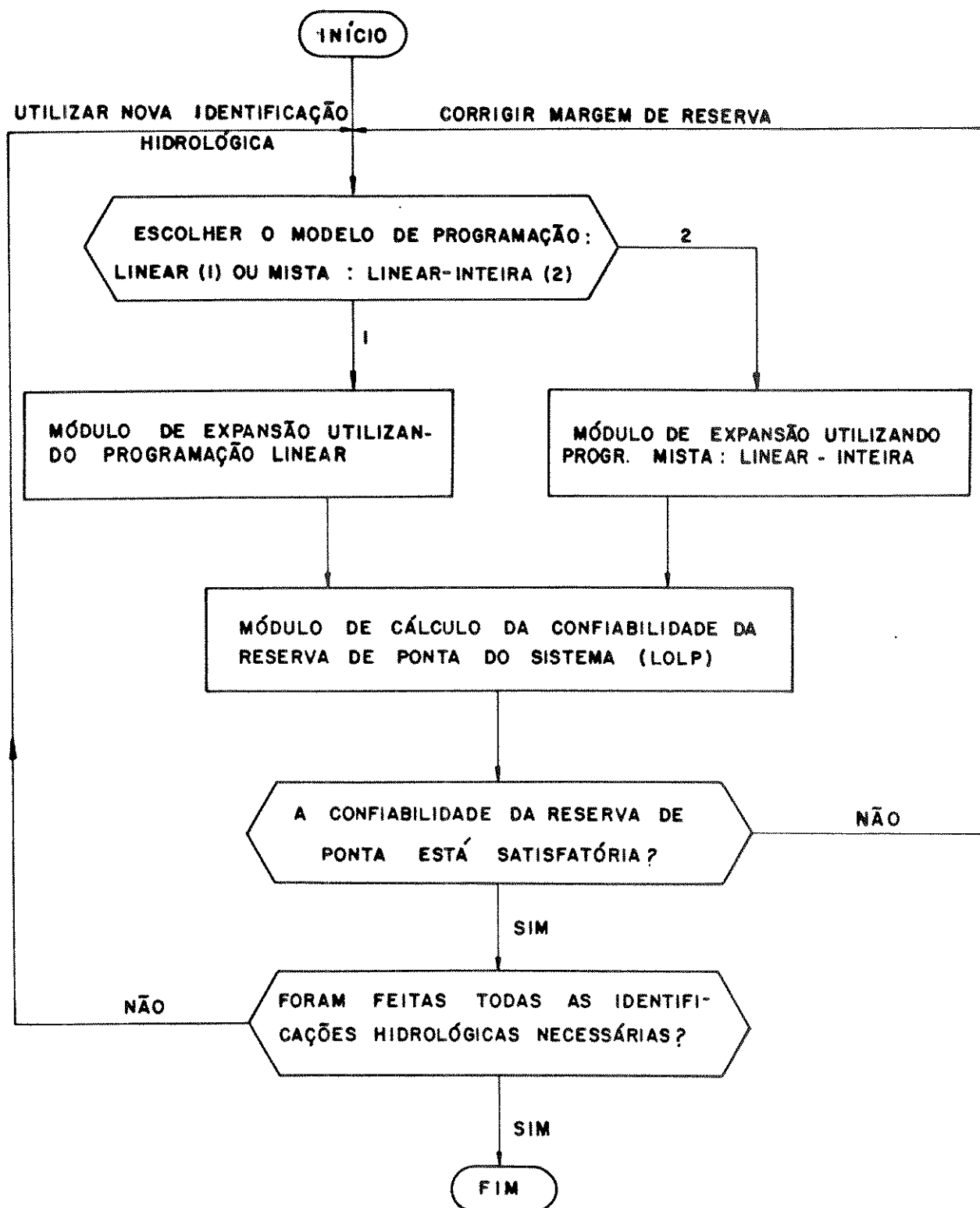


Figura 4.2 - Diagrama de blocos do modelo proposto

4.2. Módulos de expansão do parque gerador utilizando programação linear

O objetivo deste módulo é determinar o cronograma ótimo de construção de novas usinas, otimizando também, a operação do sistema, a longo prazo, para a hidrologia crítica adotada. Para isto, a função objetivo do problema de otimização consiste em minimizar os custos de capital e os custos operacionais do sistema de geração, considerando também a possibilidade de troca de energia com outros sistemas através da compra ou venda de energia e/ou de ponta. Como devem ser atendidas simultaneamente as demandas de ponta e energia do sistema, a possibilidade de troca com outros sistemas dependerá das condições nas quais se encontra o sistema em um determinado período do horizonte de planejamento.

Logo, para se determinar a expansão do sistema, a função objetivo pode ser expressa por:

$$\begin{aligned}
 \text{MIN} \quad & \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_{hc}} (C_{i,t}^{hc} \cdot G_{i,t}^{hc} + O_{i,t}^{hc} \cdot \sum_{k=1}^S R_{i,k,t}^{hc} \cdot U_{i,k,t} \cdot T_k) + \right. \\
 & + \sum_{j=1}^{N_{he}} (C_{j,t}^{he} \cdot G_{j,t}^{he} + O_{j,t}^{he} \cdot \sum_{k=1}^S R_{j,k,t}^{he} \cdot U_{j,k,t} \cdot T_k) + \\
 & + \sum_{l=1}^{N_{te}} (C_{l,t}^{te} \cdot G_{l,t}^{te} + O_{l,t}^{te} \cdot \sum_{k=1}^S z_{l,k,t}^{te} \cdot T_k) + \\
 & + \sum_{m=1}^{N_c} (C_{m,t}^{cp} \cdot G_{m,t}^{cp} + C_{m,t}^{ce} \cdot \sum_{k=1}^S z_{m,k,t}^c \cdot T_k) + \\
 & \left. - \sum_{n=1}^{N_v} C_{n,t}^v \cdot \sum_{k=1}^S z_{n,k,t}^v \cdot T_k \right] + \left[\sum_{i=1}^{N_{hc}} C_{i,T}^{hc} \cdot G_{i,T}^{hc} + \right.
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{j=1}^{N_{he}} C_{j,T}^{he} \cdot G_{j,T}^{he} + \sum_{\ell=1}^{N_{te}} C_{\ell,T}^{te} \cdot G_{\ell,T}^{te}] \cdot ET + \\
& - \sum_{i=1}^{N_{hc}} g_i^{hc} (X_{i,T}) - \sum_{j=1}^{N_{he}} g_j^{he} (X_{j,T}) \quad (4.1)
\end{aligned}$$

onde:

N_{he} (N_{hc}) : número de usinas hidroelétricas existentes no início do período de planejamento (candidatas ao plano de expansão);

N_{te} : número de usinas termoelétricas existentes no início do período de planejamento (13);

N_c : número de fontes disponíveis para a compra de energia secundária, de sistemas vizinhos;

N_v : número de mercados disponíveis para a venda de energia secundária;

T : número de intervalos (semestres, na presente modelagem) contidos no horizonte de planejamento;

S : número de discretizações efetuadas nas curvas de cargas;

(13) Não se consideram, nesta modelagem, usinas termoelétricas candidatas ao plano de expansão.

- $C_{i,t}^{hc}$: custo unitário atualizado de capital e encargos fixos da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo de planejamento t , em US\$/MW;
- $C_{j,t}^{he} (C_{l,t}^{te})$: custo unitário atualizado dos encargos fixos, em US\$/MW, da usina hidroelétrica existente j (termoelétrica l); no intervalo t ;
- $C_{m,t}^{cp}$: custo unitário atualizado da potência adquirida da fonte m de energia secundária, em US\$/MW, para atendimento da ponta instantânea no intervalo t ;
- $C_{m,t}^{ce}$: custo unitário atualizado da energia secundária adquirida da fonte m , em US\$/MWh, no intervalo t ;
- $G_{i,t}^{hc} (G_{j,t}^{he}), (G_{l,t}^{te})$: capacidade instalada da usina hidroelétrica candidata i (existente j), (termoelétrica l), em MW, no intervalo t ;
- $G_{m,t}^{cp}$: potência para atendimento da demanda de ponta instantânea, em MW, adquirida da fonte m , no intervalo t ;
- $O_{i,t}^{hc} (O_{j,t}^{he}), (O_{l,t}^{te})$: custo unitário atualizado dos encargos variáveis em US\$/MWh, da usina hidroelétrica candidata i (existente j), (termoelétrica l), no intervalo t ;

- $C_{n,t}^v$: preço atualizado da venda de energia secundária no mercado n , em US\$/MWh, no intervalo t ;
- $R_{i,k,t}^{hc} (R_{j,k,t}^{he})$: produtividade média da usina hidroelétrica candidata i , (existente j), em MW/m³/s, para a região de carga k , no intervalo t ;
- $U_{i,k,t} (U_{j,k,t})$: vazão média turbinada, em m³/s, pela usina hidroelétrica candidata i (existente j), na região de carga k , no intervalo t ;
- $Z_{l,k,t}^{te}$: geração média da usina termoelétrica l , em \overline{MW} (14), na região de carga k , no intervalo t ;
- $Z_{m,k,t}^c (Z_{n,k,t}^v)$: potência média adquirida da fonte m (vendida para o mercado n), em \overline{MW} , na região de carga k , no intervalo t ;
- T_k : duração em horas, no intervalo de planejamento adotado, da região de carga k ;
- ET : fator multiplicativo do custo de capital e encargos fixos do último intervalo de planejamento;
- $X_{i,T} (X_{j,T})$: volume de água armazenado no reservatório da usina hidroelétrica candidata i (existente j) em m³, no intervalo T ;

(14) \overline{MW} : Megawatt médio.

$g_i^{hc} (g_j^{he})$

: função valor terminal da água do reservatório da usina hidroelétrica candidata i (existente j) em US\$. Sua determinação é discutida no final deste item.

O custo unitário atualizado de capital e encargos fixos da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo de planejamento t é obtido através da seguinte expressão:

$$C_{i,t}^{hc} = \frac{C_i^{hc}}{(1+j)^t} \quad (4.2)$$

onde

j : taxa de retorno semestral;

C_i^{hc} : custo unitário de capital e encargos fixos em US\$/MW, da usina hidroelétrica i , comum a todos os intervalos de planejamento. Seu valor é obtido de:

$$C_i^{hc} = M_i \frac{j}{1 - (1+j)^{-n}} \quad (4.3)$$

onde:

M_i : montante correspondente ao custo de capital e encargos fixos, em US\$/MW, da usina hidroelétrica i , no início do horizonte de planejamento;

n : número de períodos da capitalização.

Como no último período do horizonte de planejamento, deve-se considerar os efeitos terminais ocasionados pelo truncamento dos custos atualizados, o procedimento adotado é assumir que os custos de capital e encargos fixos após o término do período de planejamento se relacionam com os custos correspondentes ao último período através de uma série geométrica, cuja razão corresponde à taxa de desconto adotada. Os componentes desta série infinita são somados, no limite, e o resultado é atualizado para o início do período de planejamento. Tem-se, portanto, para a usina candidata i :

$$\underline{C}_{i,T}^{hc} = \frac{1}{1 - \frac{1}{1+j}} \cdot \frac{C_i^{hc}}{(1+j)^T} \quad (4.4)$$

onde

$\underline{C}_{i,T}^{hc}$: custo unitário atualizado de capital e encargos fixos da usina hidroelétrica candidata i , para o último intervalo de planejamento, em US\$/MW, considerando o efeito terminal.

Como na função objetivo parte deste custo já está presente, só falta definir o valor do fator ET:

$$ET = \frac{1}{1 - \frac{1}{1+j}} - 1 = \frac{1}{j} \quad (4.5)$$

O mesmo acontece para os outros custos multiplicados pelo fator ET presente na função objetivo expressa em (4.1).

A fim de reduzir o número de restrições e possibilitar uma modelagem mais conveniente do problema, optou-se pela utilização de incrementos de capacidade para expressar as capacidades das usinas candidatas ao plano de expansão. Assim sendo, tem-se:

$$G_{i,t}^{hc} = \sum_{r=1}^t E_{i,r} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{hc} ; t = 1, \dots, T \quad (4.6)$$

onde

$E_{i,r}$: incremento de capacidade da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo r , em MW.

Por sua vez, os custos correspondentes às variáveis de capacidade também devem ser corrigidos a fim de possibilitar a utilização das variáveis representativas dos incrementos de capacidade. Conforme veremos a seguir, como o custo para um certo intervalo de tempo dependerá dos intervalos subseqüentes, convém trabalhar com os custos para o último período do horizonte de planejamento agrupados conforme indica a expressão (4.4). Logo, para uma dada usina hidroelétrica candidata i , tem-se:

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^T C_{i,t}^{hc} \cdot G_{i,t}^{hc} &= \sum_{t=1}^T C_{i,t}^{hc} \cdot \sum_{r=1}^t E_{i,r} = \\ &= \sum_{t=1}^T \left(\sum_{r=t}^T C_{i,r}^{hc} \right) \cdot E_{i,t} = \sum_{t=1}^T Co_{i,t} \cdot E_{i,t} \quad (4.7) \end{aligned}$$

logo

$$Co_{i,t} = \sum_{r=t}^T C_{i,r}^{hc} \quad (4.8)$$

com

$$Co_{i,T} = \underline{C}_{i,T}^{hc} \quad (4.9)$$

onde

$Co_{i,t}$: custo unitário atualizado correspondente a um incremento de capacidade, em US\$/MW, da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo t .

Caso não fosse feita esta modificação na modelagem, o custo terminal provocaria uma influência no último período de planejamento, pois devido ao seu valor elevado, haveria uma tendência a não haver aumento de capacidade instalada próxima ao fim do horizonte de planejamento, resultando na operação das usinas termoelétricas a fim de atender a demanda de energia do sistema. Já os outros termos multiplicados pelo fator ET não sofrem esta influência pois as capacidades das termoelétricas e hidroelétricas já existentes são fixas.

Em relação aos custos operacionais das termoelétricas, hidroelétricas e custos de importação de energia, o efeito terminal também é considerado, só que para eliminar a influência já mencionada, o seu valor é adicionado eqüitativamente em termos corren

tes aos vários intervalos do horizonte de planejamento. Assim, por exemplo, para uma usina termoelétrica l tem-se:

$$\bar{O}_{l,T}^{te} = \frac{1}{1 - \frac{1}{1+j}} \cdot \frac{O_l^{te}}{(1+j)^T} \quad (4.10)$$

onde

$\bar{O}_{l,T}^{te}$: custo unitário atualizado dos encargos variáveis em US\$/MWh, da usina termoelétrica l , considerando o efeito terminal, para o intervalo T .

O_l^{te} : custo unitário dos encargos variáveis em US\$/MWh, da usina termoelétrica l , comum a todos os intervalos de planejamento.

Logo o valor de $O_{l,t}^{te}$ fica:

$$O_{l,t}^{te} = \frac{O_l^{te}}{(1+j)^t} + \frac{j \cdot (1+j)^{T-t}}{(1+j)^T - 1} \cdot \left[\bar{O}_{l,T}^{te} - \frac{O_l^{te}}{(1+j)^T} \right] \quad (4.11)$$

Simplificando, considerando (4.10) resulta:

$$O_{l,t}^{te} = \frac{O_l^{te}}{(1+j)^t} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+j)^T - 1} \right) \quad (4.12)$$

A seguir são apresentadas as principais restrições matemáticas do modelo:

(a) Atendimento da demanda de ponta instantânea:

$$\sum_{j=1}^{N_{he}} (1 - TM_j^{he}) \cdot G_{j,t}^{he} + \sum_{l=1}^{N_{te}} (1 - TM_l^{te}) \cdot G_{l,t}^{te} +$$

$$+ \sum_{i=1}^{N_{hc}} (1 - TM_i^{hc}) \sum_{r=1}^t E_{i,r} + \sum_{m=1}^{N_c} G_{m,t}^{cp} \geq (1 + r_t) DP_t$$

para $t = 1, \dots, T$ (4.13)

onde:

TM_j^{he} (TM_i^{hc}), (TM_l^{te}) : taxa de manutenção da usina hidroelétrica existente j (candidata i), (termoelétrica l);

r_t : margem de reserva de capacidade, excluindo o efeito da manutenção das unidades geradoras para o intervalo t ;

DP_t : demanda de ponta instantânea, em MW, no intervalo t .

(b) Atendimento da demanda de energia:

$$\begin{aligned}
& \sum_{i=1}^{N_{he}} R_{i,k,t}^{he} \cdot U_{i,k,t} + \sum_{j=1}^{N_{hc}} R_{j,k,t}^{hc} \cdot U_{i,k,t} + \\
& + \sum_{l=1}^{N_{te}} z_{l,k,t}^{te} + \sum_{m=1}^{N_c} z_{m,k,t}^c - \sum_{n=1}^{N_v} z_{n,k,t}^v = D_{k,t}
\end{aligned}$$

para $t = 1, \dots, T$, $k = 1, \dots, S$ (4.14)

onde

$D_{k,t}$: demanda de energia em \overline{MW} , na região de carga k , no intervalo t .

(c) Balanço dinâmico dos reservatórios das usinas hidroelétricas:

$$\begin{aligned}
X_{i,t+1} = & X_{i,t} + K_1 \cdot \left[K_2 \cdot Y_{i,t} + \sum_{u \in A_i} (K_2 \cdot V_{u,t} + \right. \\
& \left. + \sum_{k=1}^S U_{u,k,t} \cdot T_k) - K_2 \cdot V_{i,t} - \sum_{k=1}^S U_{i,k,t} \cdot T_k \right]
\end{aligned}$$

para $i = 1, \dots, N_h$ e $t = 1, \dots, T$ (4.15)

onde

- $X_{i,t}$ ($X_{i,t+1}$) : volume de água armazenada no reservatório da usina hidroelétrica i , em m^3 , no intervalo t (intervalo $t + 1$);
- K_1 : constante ($K_1 = 3600$ para intervalo semestral);
- K_2 : constante que depende do intervalo de tempo considerado ($K_2 = 4392$ para intervalo semestral);
- $Y_{i,t}$: vazão não regularizada afluente ao reservatório da usina hidroelétrica i , no intervalo t , em m^3/s ;
- A_i : conjunto de usinas hidroelétricas imediatamente a montante da usina i ;
- $V_{i,t}$ ($V_{u,t}$) : vazão média vertida pela usina hidroelétrica i (hidroelétrica u , com $u \in A_i$), em m^3/s , no intervalo t ;
- N_h : número de usinas hidroelétricas (15).

(15) Compreende as usinas hidroelétricas já existentes no início do período de planejamento, adicionadas às usinas candidatas do plano de expansão.

(d) Limites nos armazenamentos e defluências dos reservatórios:

$$X_{i,t} \leq \bar{X}_i \quad \text{para } i = 1, \dots, N_h \quad \text{e } t = 1, \dots, T, \quad (4.16)$$

$$\sum_{k=1}^S U_{i,k,t} + V_{i,t} \geq Q_{\min_i} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_h \quad \text{e}$$

$$t = 1, \dots, T \quad (4.17)$$

onde

\bar{X}_i : volume útil do reservatório da usina hidroelétrica i , em m^3 ;

Q_{\min_i} : vazão mínima estipulada (16), em m^3/s , a jusante da usina hidroelétrica i .

(e) Limites para as turbinagens.

Para as usinas existentes temos:

$$U_{j,k,t} \leq D_j^{he} \cdot G_{j,t}^{he} / R_{j,k,t}^{he} \quad \text{para } j = 1, \dots, N_{hc},$$

$$k = 1, \dots, S \quad \text{e } t = 1, \dots, T, \quad (4.18)$$

(16) Por razões de abastecimento d'água, irrigação, navegação, controle de poluição no rio, etc..

$$U_{j,k,t} \geq U_{\min_j}, \text{ para } j = 1, \dots, N_{he}, k = 1, \dots, S \text{ e} \\ t = 1, \dots, T \quad (4.19)$$

onde:

D_j^{he} : disponibilidade da usina hidroelétrica existente j ;

U_{\min_j} : turbinagem mínima, em m^3/s , da usina hidroelétrica j .

Para as usinas candidatas temos:

$$R_{i,k,t}^{hc} \cdot U_{i,k,t} \leq D_i^{hc} \cdot \sum_{r=1}^t E_{i,r}, \text{ para } i = 1, \dots, N_{hc},$$

$$k = 1, \dots, S \quad \text{e} \quad t = 1, \dots, T \quad (4.20)$$

onde

D_i^{hc} : disponibilidade da usina hidroelétrica candidata i .

(f) Limites de geração para as usinas termoelétricas:

$$Z_{l,k,t}^{te} \leq D_l^{te} \cdot G_{l,t}^{te}, \text{ para } l = 1, \dots, N_{te}, k = 1, \dots, S \text{ e}$$

$$t = 1, \dots, T, \quad (4.21)$$

$$z_{l,k,t}^{te} \geq z_{\min_l}, \text{ para } l = 1, \dots, N_{te}, k = 1, \dots, S \text{ e}$$

$$t = 1, \dots, T \quad (4.22)$$

onde

D_l^{te} : disponibilidade da usina termoelétrica l ;

z_{\min_l} : geração mínima para a usina termoelétrica l em \overline{MW} .

(g) Limites nas compras e vendas de energia:

$$\sum_{k=1}^S z_{m,k,t}^c \cdot T_k \leq \overline{z}_{m,t}^c \text{ para } m = 1, \dots, N_c \text{ e}$$

$$t = 1, \dots, T \quad (4.23)$$

$$\sum_{k=1}^S z_{n,k,t}^v \cdot T_k \leq \overline{z}_{n,t}^v \text{ para } n = 1, \dots, N_v \text{ e}$$

$$t = 1, \dots, T \quad (4.24)$$

onde:

$\bar{z}_{m,t}^C$: energia máxima que pode ser adquirida da fonte de suprimento m , em MWh, no intervalo t ;

$\bar{z}_{n,t}^V$: energia máxima que pode ser vendida no mercado n , em MWh, no intervalo t .

(h) Limites na compra de ponta instantânea:

$$\bar{G}_{m,t}^{cp} \leq \underline{G}_{m,t}^{cp} \quad \text{para } m = 1, \dots, N_c \quad \text{e } t = 1, \dots, T \quad (4.25)$$

onde:

$\bar{G}_{m,t}^{cp}$: máxima potência que pode ser adquirida no mercado m em MW, para atendimento da ponta instantânea, no intervalo t .

(i) Limites de capacidade para as usinas candidatas:

$$\sum_{r=1}^t E_{i,r} \leq \underline{G}_{i,t}^{hc} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{hc} \quad \text{e}$$

$$t = 1, \dots, T \quad (4.26)$$

onde:

$\underline{G}_{i,t}^{hc}$: limite superior, em MW, da capacidade da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo t .

Ainda em relação à função objetivo, os dois últimos termos são utilizados a fim de valorizar a água armazenada nos reservatórios no último intervalo do horizonte de planejamento, não só das usinas hidroelétricas candidatas ao plano de expansão, como também das usinas já instaladas. Caso contrário, sem a utilização destes termos, o algoritmo de otimização forçaria primeiramente a utilização de toda a água dos reservatórios e só posteriormente, se a demanda de energia ainda não fosse satisfeita, se teria a instalação de uma nova usina, devido aos custos operacionais serem bem menores que os custos de instalação.

Baseado na possibilidade de substituição de parte da geração hidroelétrica pela geração decorrente da operação das termoelétricas, tem-se o valor marginal da água armazenada que depende das expectativas de variação dos níveis de água dos reservatórios em relação à demanda de energia a ser atendida.

O valor marginal da água armazenada em um certo reservatório é uma função monotonicamente decrescente com o nível de armazenamento deste reservatório, conforme mostra a figura 4.3. O valor da água corresponde à integral da curva da figura 4.3, resultando em uma função côncava e monotonicamente crescente com o nível da água armazenada, conforme indicado na figura 4.4.

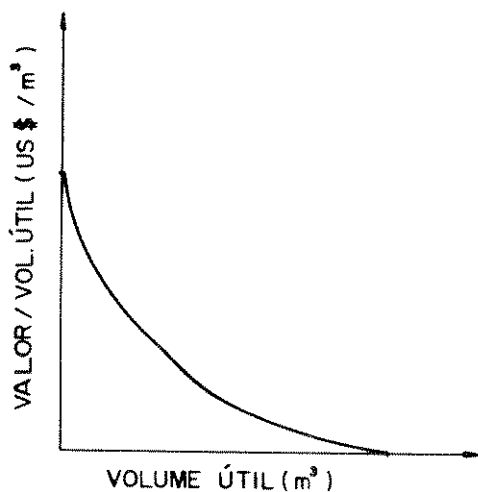


Figura 4.3 - Valor marginal da água armazenada

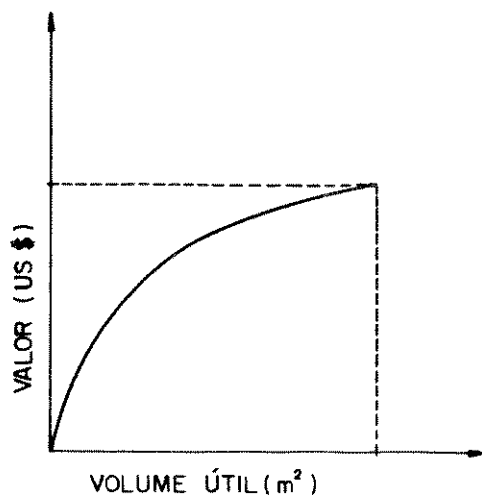


Figura 4.4 - Valor da água armazenada

Como a modelagem do problema de expansão é feita utilizando-se programação linear, tem-se aproximações para as curvas representativas do valor marginal da água, bem como do valor da água armazenada, onde a primeira curva é aproximada por um histograma de 4 patamares, conforme ilustra a figura 4.5. A figura 4.6 mostra os valores da água armazenada correspondentes aos patamares considerados na aproximação.

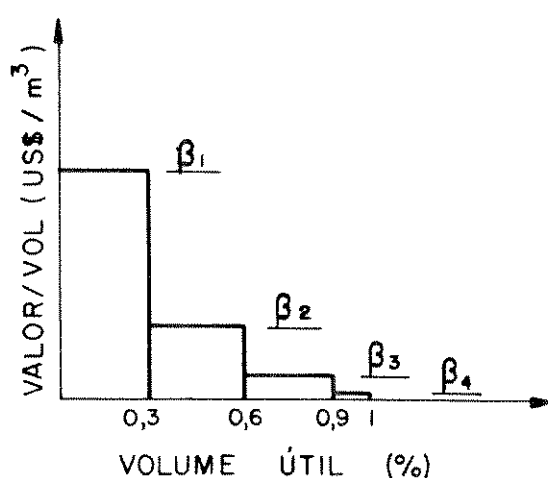


Figura 4.5 - Discretização do valor marginal da água armazenada

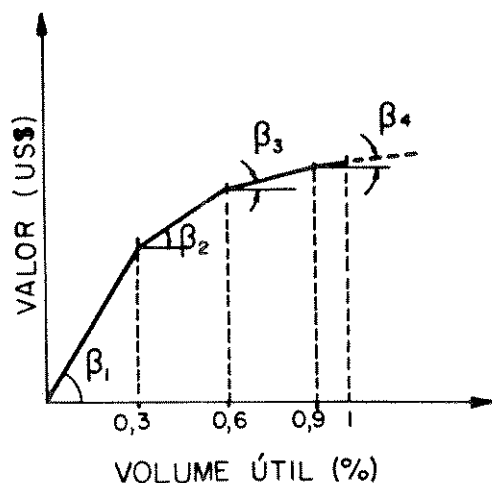


Figura 4.6 - Aproximação linear por partes do valor da água armazenada.

Inicialmente, pode-se obter dois valores marginais para a água dos reservatórios, em $\text{US}\$/\overline{\text{MW}}$, considerando-se duas situações distintas. Na primeira, consideram-se as usinas termoelétricas operando na base da curva de carga, o que possibilita aos reservatórios armazenarem água numa hidrologia favorável, para ser utilizada mais tarde. Na segunda, consideram-se as usinas termoelétricas operando na ponta da curva de carga, situação em que se tem uma utilização maior da água armazenada. Os valores correspondentes a estas situações podem ser estimados conhecendo-se os custos de gerações das usinas do sistema e a porcentagem de geração térmica em relação à geração total do sistema, valores estes denotados por α_1 e α_2 respectivamente.

Para a obtenção dos valores marginais da água para cada reservatório, em $\text{US}\$/\text{m}^3$, os valores α_i , $i = 1, 2$ devem ser multiplicados pela produtividade média da usina correspondente. A fim de considerar que a água armazenada em um reservatório situado a montante de outro tem um valor marginal maior, a produ

vidade a ser considerada no primeiro reservatório, deverá ser a soma das duas produtividades médias. Assim tem-se:

$$\beta_{i,2}^{he} = \alpha_1 \cdot \sum_{m \in B_i} RO_m^{he} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{he} \quad (4.27)$$

$$\beta_{i,3}^{he} = \alpha_2 \cdot \sum_{m \in B_i} RO_m^{he} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{he} \quad (4.28)$$

$$\beta_{j,2}^{hc} = \alpha_1 \cdot \sum_{n \in B_j} RO_n^{hc} \quad \text{para } j = 1, \dots, N_{hc} \quad (4.29)$$

$$\beta_{j,3}^{hc} = \alpha_2 \cdot \sum_{n \in B_j} RO_n^{hc} \quad \text{para } j = 1, \dots, N_{hc} \quad (4.30)$$

onde

B_i (B_j) : conjunto de usinas hidroelétricas a jusante da usina hidroelétrica existente i (candidata j);

$\beta_{i,2}^{he}$ ($\beta_{j,2}^{hc}$) : valor marginal da água do reservatório da usina hidroelétrica existente i (candidata j) correspondente ao 2º patamar da figura 4.5, em US\$/m³;

$\beta_{i,3}^{he}$ ($\beta_{j,3}^{hc}$) : valor marginal da água do reservatório da usina hidroelétrica existente i (candidata j) correspondente ao 3º patamar da figura 4.5, em US\$/m³;

RO_m^{he} (RO_n^{hc}) : média das produtividades $R_{i,k,t}^{he}$ ($R_{j,k,t}^{hc}$) da usina existente m (candidata n) em MW/m³/s.

Os valores correspondentes aos patamares extremos podem ser avaliados a partir dos valores anteriores, utilizando-se:

$$\beta_{i,1}^{he} = K_1 \cdot \beta_{i,2}^{he} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{he} \quad (4.31)$$

$$\beta_{i,4}^{he} = K_2 \cdot \beta_{i,3}^{he} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{he} \quad (4.32)$$

$$\beta_{j,1}^{hc} = K_1 \cdot \beta_{j,2}^{hc} \quad \text{para } j = 1, \dots, N_{hc} \quad (4.33)$$

$$\beta_{j,4}^{hc} = K_2 \cdot \beta_{j,3}^{hc} \quad \text{para } j = 1, \dots, N_{hc} \quad (4.34)$$

onde K_1 e K_2 são constantes (17). A primeira traduz o efeito de reservatórios fortemente deplecionados (disponibilidade de até cerca de 30% do volume útil), resultando em valores marginais da água armazenada elevados, pois se está em uma situação de elevado risco de déficit de energia. A segunda corresponde à situação em que os reservatórios estão cheios (disponibilidade superior a 90% do volume útil, com grandes chances de vertimentos, resultando em valores marginais muito pequenos para a água armazenada.

(17) Normalmente os valores de K_1 e K_2 variam de 2 a 10 e de 0,1 a 0,2, respectivamente.

Restrições adicionais são necessárias para o armazenamento no último intervalo do horizonte de planejamento, a fim de se considerarem os vários valores marginais da água em relação a níveis de armazenamento previamente definidos (18). Assim, a restrição (4.16) para $t = T$ fica:

$$X_{i,k,T} \leq 0,3 \cdot \bar{X}_i \quad \text{para } i = 1, \dots, N_h, k = 1, 2, 3 \quad (4.35)$$

$$X_{i,k,T} \leq 0,1 \cdot \bar{X}_i \quad \text{para } i = 1, \dots, N_h, k = 4 \quad (4.36)$$

onde

$X_{i,k,T}$: volume de água armazenada no reservatório da usina hidroelétrica i , na região k , no intervalo T , em m^3 .

A função objetivo pode ser reescrita considerando-se as relações indicadas em (4.6), (4.8), (4.9) e os valores marginais da água, obtendo-se:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_{hc}} (C_{o_{i,t}} \cdot E_{i,t} + O_{i,t}^{hc} \cdot \sum_{k=1}^S R_{i,k,t}^{hc} \cdot U_{i,k,t} \cdot T_k) + \right]$$

(18) Definiu-se, nesta modelagem, que os três primeiros patamares de valor marginal da água correspondem, cada um, a 30% do volume útil do reservatório.

$$\begin{aligned}
& + \sum_{j=1}^{N_{he}} (C_{j,t}^{he} \cdot G_{j,t}^{he} + O_{j,t}^{he} \cdot \sum_{k=1}^S R_{j,k,t}^{he} \cdot U_{j,k,t} \cdot T_k) + \\
& + \sum_{l=1}^{N_{te}} (C_{l,t}^{te} \cdot G_{l,t}^{te} + O_{l,t}^{te} \cdot \sum_{k=1}^S z_{l,k,t}^{te} \cdot T_k) + \\
& + \sum_{m=1}^{N_c} (C_{m,t}^{cp} \cdot G_{m,t}^{cp} + C_{m,t}^{ce} \cdot \sum_{k=1}^S z_{n,k,t}^c \cdot T_k) + \\
& - \sum_{n=1}^{N_v} C_{n,t}^v \cdot \sum_{k=1}^S z_{n,k,t} \cdot T_k \Big] + \Big[\sum_{j=1}^{N_{he}} C_{j,T}^{he} \cdot G_{j,T}^{he} + \\
& + \sum_{l=1}^{N_{te}} C_{l,T}^{te} \cdot G_{l,T}^{te} \Big] \cdot ET - \sum_{i=1}^{N_{hc}} \sum_{k=1}^4 \beta_{i,k}^{hc} \cdot X_{i,k,T} + \\
& - \sum_{j=1}^{N_{hc}} \sum_{k=1}^4 \beta_{j,k}^{he} \cdot X_{j,k,T} \tag{4.37}
\end{aligned}$$

O módulo de expansão é resolvido através da utilização do programa MINOS (19) que permite não só tratar modelos de programação linear, como também modelos com funções objeti-

(19) "Modular In - Core Nonlinear Optimization System".

vo não lineares sujeito a restrições lineares. O programa MINOS é uma implementação computacional eficiente e confiável do método simplex revisado para programação linear, através da combinação de técnicas de matrizes esparsas com métodos numéricos estáveis, para computação e modificação da fatorização triangular da matriz básica [Murtash & Saunders, 1977]. Como este programa exige que os dados sejam fornecidos em uma forma convencional adotada geralmente pelos sistemas de programação matemática comerciais como MPS/360, MPSX e MPSX/370, foi elaborado um programa gerador de dados, que faz a interface para a entrada dos dados, muito útil quando se deseja resolver o problema várias vezes.

4.3. Módulo de expansão do parque gerador utilizando programação mista linear-inteira.

Com a utilização de variáveis inteiras para a parte do custo de capital e encargos fixos correspondente aos componentes necessários para a instalação da primeira máquina geradora em uma usina hidrelétrica, denominados aqui de componentes básicos, como o reservatório, vertedouros, casa de força e outros, tem-se para a função objetivo a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \text{MIN} \quad & \sum_{t=1}^T \left[\sum_{i=1}^{N_{hc}} CF_{i,t} \cdot I_{i,t} + \sum_{i=1}^{N_{hc}} CV_{i,t} \cdot E_{i,t} + \right. \\ & \left. + O_{i,t}^{hc} \cdot \sum_{k=1}^S R_{i,k,t}^{hc} \cdot U_{i,k,t} \cdot T_k \right] + \sum_{j=1}^{N_{he}} (C_{j,t}^{he} \cdot G_{j,t}^{he} + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + O_{j,t}^{he} \cdot \sum_{k=1}^S R_{j,k,t}^{he} \cdot U_{j,k,t} \cdot T_k + \sum_{\ell=1}^{N_{te}} (C_{\ell,t}^{te} \cdot G_{\ell,t}^{te} + \\
& + O_{\ell,t}^{te} \cdot \sum_{k=1}^S Z_{\ell,k,t}^{te} \cdot T_k) + \sum_{m=1}^{N_C} (C_{m,t}^{CP} \cdot G_{m,t}^{CP} + \\
& + C_{m,t}^{ce} \cdot \sum_{k=1}^S Z_{m,k,t}^C \cdot T_k) - \sum_{n=1}^{N_V} C_{n,t}^V \cdot \sum_{k=1}^S Z_{n,k,t} \cdot T_k \Big] + \\
& + \left[\sum_{j=1}^{N_{he}} C_{j,T}^{he} \cdot G_{j,T}^{he} + \sum_{\ell=1}^{N_{te}} C_{\ell,T}^{te} \cdot G_{\ell,T}^{te} \right] \cdot ET + \\
& - \sum_{i=1}^{N_{hc}} \sum_{k=1}^4 \beta_{i,k}^{hc} \cdot X_{i,k,T} - \sum_{j=1}^{N_{he}} \sum_{k=1}^4 \beta_{j,k}^{he} \cdot X_{j,k,T} \quad (4.38)
\end{aligned}$$

onde

$CF_{i,t}(CV_{i,t})$: componente do custo atualizado de capital e encargos fixos da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo de planejamento t , que independe da motorização, em US\$ (que depende da motorização, em US\$/MW);

$I_{i,t}$: variável binária cujo valor é 0 ou 1 (indicativa da data de entrada em operação da usina) para a usina hidroelétrica candidata i , no intervalo t .

Os custos $CF_{i,t}$ e $CV_{i,t}$ são obtidos de maneira análoga ao realizado em (4.8), sendo o efeito terminal incorporado aos seus valores conforme foi feito em (4.9). Inicialmente se obtém M_i . Uma análise da planilha de custos da usina revela a parcela de M_i que independe da motorização da usina como a soma dos custos de seus componentes básicos. Dividindo-se este valor pela potência instalada da usina e subtraindo-se o resultado de M_i , se obtém a parcela que depende da motorização. Estas parcelas sofrem então operações de depreciação análogas a expressa na equação (4.3), alimentando a seguir, os cálculos nas expressões (4.2), (4.4), (4.8) e (4.9).

Além das restrições já vistas anteriormente, são necessárias as seguintes:

(a) Restrições sobre a capacidade instalada:

$$-\sum_{r=1}^t E_{i,r} + G_{i,t}^{hc} \cdot \sum_{r=1}^t I_{i,r} \geq 0 \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{hc},$$

$$t = 1, \dots, T \quad (4.39)$$

(b) Restrições de integralidade

$$\sum_{t=1}^T I_{i,t} \leq 1 \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{hc} \quad (4.40)$$

com $I_{i,t} = 0$ ou 1

A restrição enunciada em (4.39) é necessária a fim de permitir que só haja capacidade instalada quando a variável binária correspondente for diferente de zero para cada usina hidroelétrica candidata. Já na restrição de integralidade, quan-

do uma variável para uma usina for igual a um, todas as restantes, para esta mesma usina, serão nulas.

Para resolver este problema, denominado de problema principal (PP), é utilizado o método "Branch and Bound" [Salkin, 1975], onde inicialmente resolve-se um problema relaxado (PR) em relação às variáveis binárias, ou seja:

$$I_{i,t} \geq 0 \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{hc} \text{ e } t = 1, \dots, T \quad (4.41)$$

Se a solução obtida para o (PR) satisfaz as restrições de integralidade o problema está resolvido. Caso contrário, uma variável que viola a integralidade gerará dois subproblemas, o que constitui dois ramos ("branches") com a variável fixada em 0 num subproblema e 1 no outro. A escolha da variável que gera os dois novos subproblemas é arbitrária. Neste caso, adotou-se o critério de escolher a primeira variável que viola a integralidade. Resolvidos os dois subproblemas, tem-se para as funções objetivo, valores maiores do que o obtido para o (PR). O critério para a escolha do próximo nó a ser desenvolvido é através do menor valor da função objetivo para os subproblemas. A fim de ter esta informação, as soluções (função objetivo e variáveis $I_{i,t}$) são armazenadas em uma matriz, em ordem crescente em relação à função objetivo, bem como o estado (20) de cada variável binária, para cada so

(20) Para as variáveis binárias, são consideradas três estados. Inicialmente as variáveis são relaxadas, podendo-se atribuir a esta situação um primeiro estado. Posteriormente, durante a aplicação do método "Branch and Bound", as variáveis podem ser fixadas em "0" ou "um", situações correspondentes ao segundo e ao terceiro estado.

lução, em uma outra matriz. Sempre que um nó é desenvolvido, estas duas matrizes são atualizadas. O procedimento é repetido, e se um subproblema fornece uma solução factível ao (PP), esta é armazenada da mesma maneira que as anteriores, porém, ao ser escolhido um nó para ser desenvolvido e a função objetivo correspondente já é factível ao (PP), a solução ótima foi encontrada. A figura 4.7 ilustra com uma arborescência o início deste procedimento, onde:

SP_j : subproblema j ;

F_j : valor da função objetivo, resultante da solução de (SP_j)

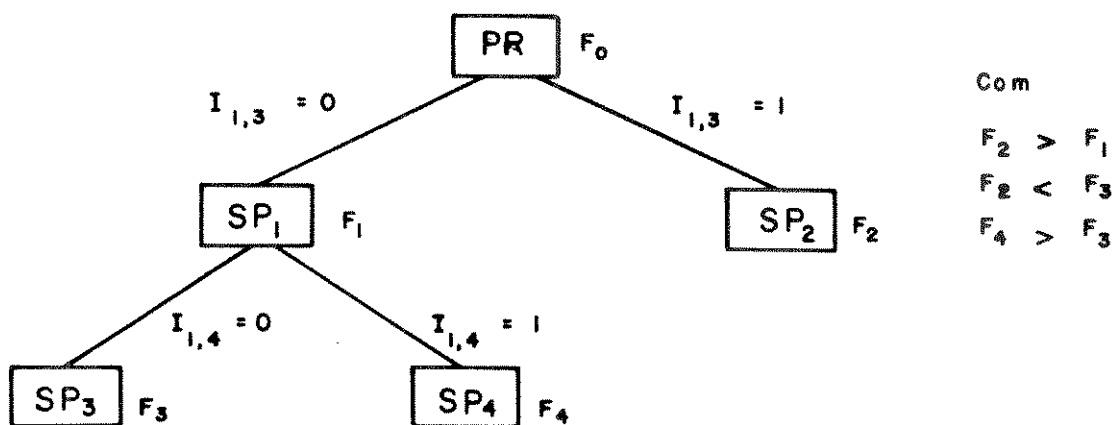


Figura 4.7 - Arborescência para o método "Branch and Bound"

Observa-se que o próximo nó a ser escolhido para a arborescência da figura 4.7 é o correspondente a F_2 devido ao fato de ser menor que F_3 e F_4 .

O procedimento termina após um número finito de iterações, quando ocorrer uma das seguintes situações:

- a solução ótima é obtida;
- o problema relaxado é infactível o que também resulta na infac

tibilidade do (PP);

(c) a solução é ilimitada (21).

Para a solução de cada subproblema, bem como do problema relaxado, utilizou-se o programa "MINOS", onde em cada iteração para a solução dos subproblemas tem-se apenas alterações nos limites das variáveis binárias. O programa "MINOS" é utilizado apenas para resolver os problemas lineares, onde as variáveis binárias são definidas através da fixação dos seus limites. Por exemplo, para a variável $I_{1,3}$ igual a zero, utiliza-se:

$$I_{1,3} \leq 0 \text{ e } I_{1,3} \geq 0 \quad (4.42)$$

Logo, o programa computacional desenvolvido para aplicar o método "Branch and Bound" (Anexo A), chama o "MINOS" como sendo uma subrotina, apenas para resolver um problema linear.

A fim de reduzir o trabalho computacional, ou seja, o número de iterações para obtenção da solução ótima, foram implementados no programa gerenciador (22) as seguintes medidas:

(21) Caso a solução seja ilimitada, as expressões da função objetivo e das restrições deverão ser verificadas. Caso não seja detectado nenhum erro, o problema certamente estará no próprio modelamento feito pelo analista, que deverá ser revisto.

(22) O programa gerenciador é responsável pela leitura dos dados e coordena as chamadas das subrotinas em função de algumas informações obtidas na leitura.

(a) se uma usina candidata ao plano de expansão, na solução do (PR) não entrou em operação durante o horizonte de planejamento considerado, ou seja, todas as variáveis binárias correspondentes tem valor nulo, retira-se esta usina do plano de expansão, bem como suas variáveis binárias correspondentes;

(b) para cada usina candidata ao plano de expansão, retiram-se as variáveis binárias associadas aos intervalos iniciais em que não houve capacidade instalada, na solução obtida para o (PR), adiando-se, portanto, a sua entrada em operação.

4.4. Módulo de cálculo da confiabilidade da reserva de ponta do sistema

Uma vez determinado um plano de expansão da capacidade de geração de energia elétrica, utilizando-se programação linear ou programação mista linear-inteira, é conveniente verificar se este plano satisfaz ou não a um nível desejado de confiabilidade em termos probabilísticos. Isto pode ser feito através da avaliação de um índice denominado probabilidade de perda de carga (LOLP), utilizando-se um programa computacional desenvolvido para tal objetivo. O programa baseia-se em um método, [Sullivan, 1977] que leva em conta a indisponibilidade forçada das unidades geradoras e a incerteza da demanda de energia elétrica.

A partir da curva de permanência de carga, ilustrada na figura 4.1, constroem-se a curva de distribuição de probabilidade de carga através de uma normalização no eixo do tempo e uma troca de eixos de tal modo que o eixo das ordenadas passa a indicar a pro

babilidade da carga exceder o valor correspondente, em, megawatts, no eixo das abcissas. Esta distribuição de carga é representada por $F_t(L)$ e θ_t representa a demanda de ponta, onde t indica o período de tempo para o qual a distribuição se aplica.

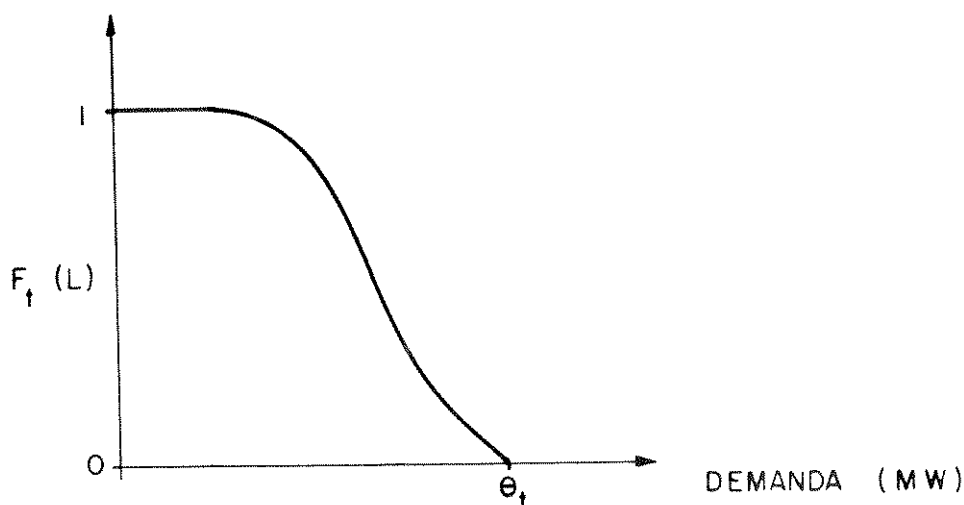


Figura 4.8 - Curva de distribuição de probabilidade de carga

O modelamento das incertezas na projeção da demanda de energia elétrica é feito considerando-se as incertezas na projeção da demanda de ponta, θ , e aquelas associadas ao nível de carga L , em um dado intervalo de tempo. A função que representa estas incertezas é a função densidade de probabilidade conjunta $f(L,\theta)$, dada por:

$$f(L,\theta) = f(L/\theta) \cdot f(\theta) \quad (4.43)$$

onde

$f(L/\theta)$: função densidade de probabilidade de carga condicionada;

$f(\theta)$: função densidade de probabilidade da demanda de ponta;

L : nível de carga em MW ($L = \alpha\theta$ com $0 \leq \alpha \leq 1$);

θ : demanda de ponta, em MW.

A função densidade de probabilidade de carga $f(L)$ vale portanto:

$$f(L) = \int_{-\infty}^{\infty} f(L/\theta) \cdot f(\theta) d\theta \quad (4.44)$$

Logo, para a função de distribuição tem-se:

$$\begin{aligned} F^*(L) &= \int_{-\infty}^L f(L) dL = \int_{-\infty}^L \int_{-\infty}^{\infty} f(L/\theta) \cdot f(\theta) d\theta dL = \\ &= \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) \cdot \int_{-\infty}^L f(L/\theta) dL d\theta = \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) \cdot F^*(L/\theta) d\theta \quad (4.45) \end{aligned}$$

Por definição, a integral da função densidade $f(X)$ é a função de distribuição $F^*(X)$ onde para um particular X , $F^*(X)$ é a probabilidade de que $-\infty < x \leq X$. Porém, como em estudos de gera -

ção, se está interessado na probabilidade de que $x > X$, é necessário introduzir esta particularidade. Assim, a distribuição desejada da carga fica:

$$\begin{aligned}
 F(L) &= 1 - F^*(L) = 1 - \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) \cdot F^*(L/\theta) d\theta = \\
 &= \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) \cdot [1 - F^*(L/\theta)] d\theta \quad (4.46)
 \end{aligned}$$

pois $\int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) d\theta = 1$. Logo tem-se que:

$$F(L) = \int_{-\infty}^{\infty} f(\theta) \cdot F(L/\theta) d\theta \quad (4.47)$$

Normalmente, costuma-se discretizar a curva de distribuição de carga, conforme será visto mais adiante, para a determinação da probabilidade de perda de carga. Logo, em termos discretos, tem-se:

$$F(L) = \sum_{\theta} F(L/\theta) \cdot f(\theta) \quad (4.48)$$

Convém ressaltar que (4.47) e (4.48) representam a convolução das funções probabilísticas $F(L/\theta)$ e $f(\theta)$.

Para considerar a saída forçada ou a disponibilidade de uma unidade geradora, é necessário determinar a função densidade de

probabilidade que descreve a probabilidade de que uma unidade saia de operação ou de que esteja disponível durante seu período normal de operação.

A fim de se obter uma expressão para a disponibilidade a longo prazo de uma unidade geradora, a modelagem será feita utilizando-se um processo de Markov, que é um processo estocástico a parâmetros contínuos e estados discretos [Çinlar, 1975].

A figura 4.9 mostra as saídas forçadas de uma unidade geradora, devido a falhas durante um certo período de tempo de operação. A figura conduz à idéia de que a falha e o reparo da unidade podem ser definidos como um processo estocástico a dois estados. O diagrama do espaço de estados para este processo estocástico está indicado na figura 4.10, onde no estado 1 se tem a máxima capacidade disponível e no estado 2 a capacidade está totalmente indisponível.

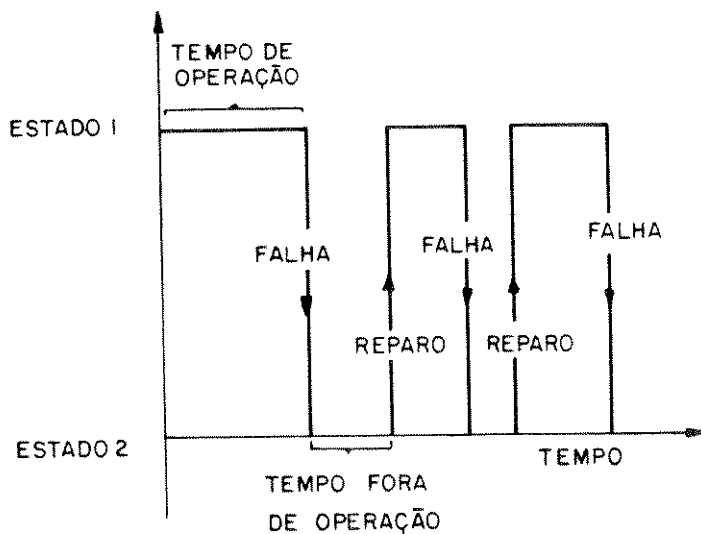


Figura 4.9 - Desempenho de uma unidade ignorando saídas programadas

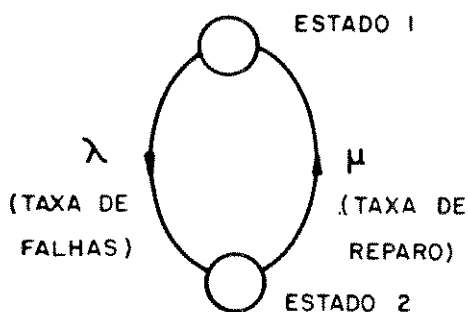


Figura 4.10 - Diagrama do espaço de estado

As equações diferenciais que regem o fenômeno, conhecidas como equações de Kolmogorov progressivas são:

$$\frac{d P_1(t)}{dt} = - \lambda \cdot P_1(t) + \mu \cdot P_2(t) \quad (4.49)$$

$$\frac{d P_2(t)}{dt} = \lambda \cdot P_1(t) - \mu \cdot P_2(t) \quad (4.50)$$

onde:

$P_1(t)$: probabilidade de se encontrar a unidade geradora no estado 1 (em operação), no instante t ;

$P_2(t)$: probabilidade de se encontrar a unidade geradora no estado 2 (fora de operação), no instante t ;

λ : taxa de falhas e

μ : taxa de reparos.

Como se está interessado somente nas probabilidades a longo prazo (regime permanente), onde a soma de $P_1(t)$ com $P_2(t)$ é igual a unidade, fazendo as derivadas iguais a zero e explicitando em relação a P_1 e P_2 obtém-se:

$$P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = p \quad (4.51)$$

$$P_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = q \quad (4.52)$$

onde:

p : disponibilidade da unidade geradora e

q : taxa de saída forçada da unidade geradora.

Pode-se, agora, definir as funções densidade de probabilidade (f.d.p.) de saída forçada, $f_o(Lo_i)$, e de capacidade disponível, $f_a(La_i)$, de uma unidade geradora i , conforme ilustrado nas figuras 4.11 e 4.12, supondo a unidade com uma capacidade de G_i MW, uma taxa de saída forçada q_i e uma disponibilidade p_i . A figura 4.11 mostra que a probabilidade de uma saída de 0 MW é p_i (onde a saída de 0 MW corresponde a ter G_i MW disponível) e que a probabilidade de uma saída de G_i MW é q_i .

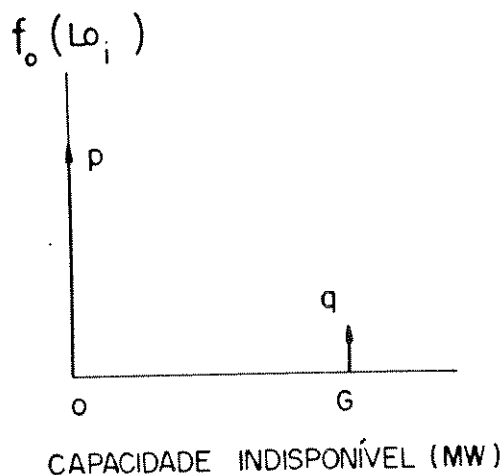


Figura 4.11 - F.d.p. da capacidade indisponível

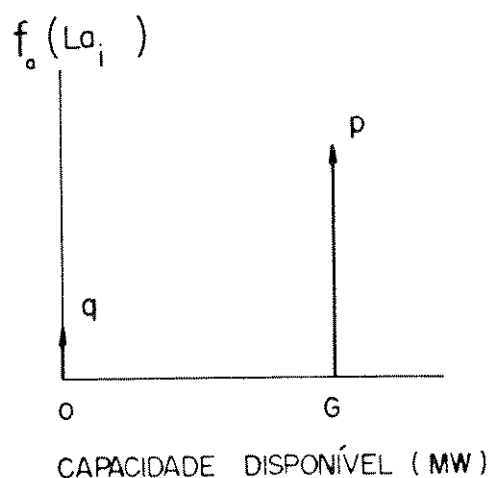


Figura 4.12 - F.d.p. da capacidade disponível

A fim de prosseguir com a elaboração de um método que permita avaliar a probabilidade de perda de carga, ou seja, o "LOLP", será introduzido, a seguir, o conceito de carga efetiva de um sistema, que combina os modelos probabilísticos desenvolvidos para a carga e para a unidade geradora. A figura 4.13 ilustra a relação entre a carga do sistema e as unidades, geradoras, onde as unidades reais foram substituídas por unidades fictícias, 100% confiáveis e por

cargas aleatórias fictícias, cujas funções densidade de probabilidade são as decorrentes das saídas forçadas das unidades.

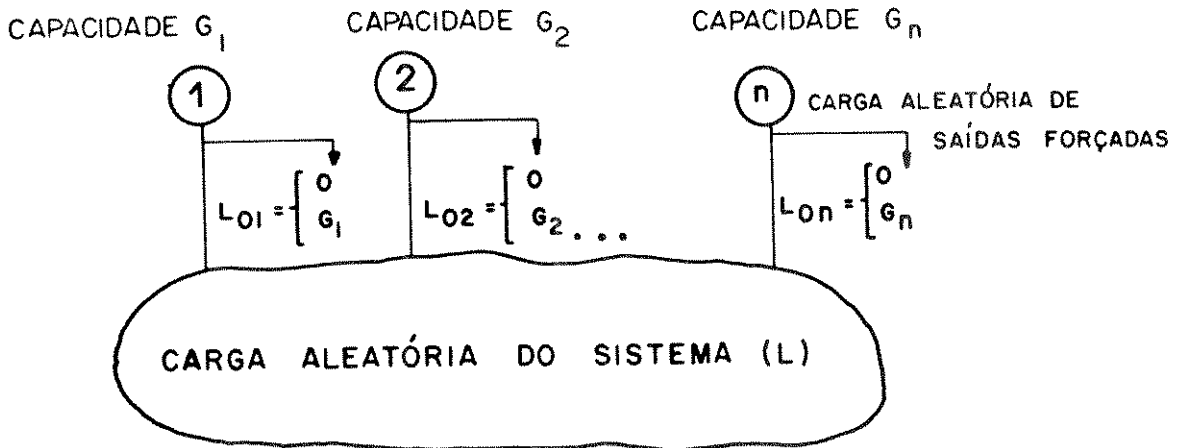


Figura 4.13 - Unidades geradoras fictícias.

A partir da figura 4.13, a carga efetiva L_e é definida por:

$$L_e = L + \sum_{i=1}^N L_{oi} \quad (4.53)$$

onde:

L_{oi} : carga aleatória de saídas forçadas da i-ésima unidade, em MW;

N : número de unidades geradoras do sistema.

A capacidade instalada do sistema IG é dada por:

$$IG = \sum_{i=1}^N G_i \quad (4.54)$$

Para o caso especial em que as unidades geradoras são 100% disponíveis, $Lo_i = 0$ para $i = 1, \dots, N$ e $Le = L$. Infelizmente isto nunca ocorre, de modo que a obtenção de $F(Le)$ é feita a partir de $F(L)$ e de $fo_i(Lo_i)$. Como Le é a soma das variáveis aleatórias independentes L e Lo_i , com $i = 1, \dots, N$, cujas distribuições de probabilidades são conhecidas, a obtenção de $F(Le)$ pode ser feita através da seguinte equação recursiva de convolução:

$$F_i(Le) = \int_{Lo_i} F_{i-1}(Le - Lo_i) \cdot fo_i(Lo_i) dLo_i \quad (4.55)$$

onde:

$F_i(Le)$: distribuição de probabilidades de carga efetiva com as capacidades das i primeiras unidades nela convoluídas.

Obviamente $F_i(Le)$ assume os seguintes valores:

$$F_i(Le) = F(L) \quad \text{para } i = 0 \quad \text{e}$$

$$F_i(Le) = F(Le) \quad \text{para } i = N \quad (4.56)$$

Como fo_i é uma função densidade discreta, a equação de convolução torna-se:

$$F_i(Le) = \sum_{Lo_i} F_{i-1}(Le - Lo_i) \cdot fo_i(Lo_i) \quad \text{para}$$

$$i = 1, \dots, N \quad (4.57)$$

Como a capacidade disponível das unidades geradoras constitui um processo estocástico a dois estados, tem-se:

$$f_{o_i} (L_{o_i} = 0) = p_i \quad e$$

$$f_{o_i} (L_{o_i} = G_i) = q_i \quad \text{para } i = 1, \dots, N \quad (4.58)$$

que substituídas na equação (4.57), resultam em:

$$F_i (Le) = F_{i-1} (Le) \cdot p_i + F_{i-1} (Le - G_i) \cdot q_i$$

para $i = 1, \dots, N$ (4.59)

A partir dos valores avaliados pela expressão (4.59), pode-se construir a curva de distribuição de probabilidades da carga efetiva. Esta distribuição de carga indica a probabilidade que a carga efetiva exceda um valor particular, em megawatts, dado no eixo das abcissas. Como o LOLP é, por definição, a probabilidade que a carga efetiva exceda a capacidade instalada do sistema, basta se determinar $F(Le)$ no ponto $Le = IG$ para se obter o "LOLP" para o período de tempo em consideração. Tal ponto está indicado na figura 4.14, onde, para um melhor sentimento físico, é comum expressar o seu valor em unidades tais como horas/semana, horas/ano ou ainda dias/ano.

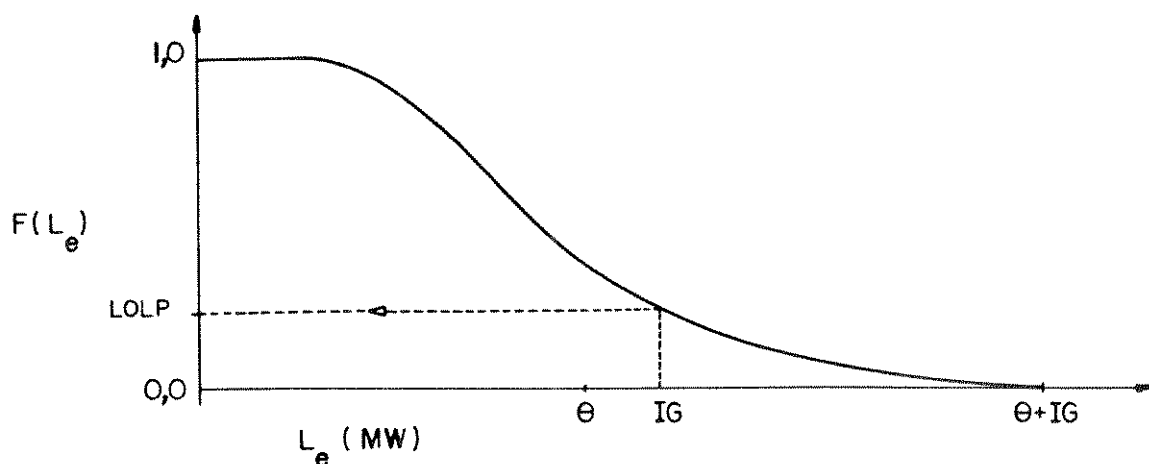


Figura 4.14 - Distribuição de probabilidades da carga efetiva

Para cada usina do sistema é avaliada a capacidade disponível para atendimento da demanda. Para as usinas existentes no início do período de planejamento, a capacidade disponível é a própria capacidade instalada, ao passo que, para as usinas candidatas ao plano de expansão, a partir da capacidade instalada obtem-se a capacidade disponível, em função do número de máquinas já instaladas. Como a capacidade instalada, pelo modelo proposto de planejamento da expansão, em cada usina, em um dado intervalo, pode não corresponder a um número inteiro de máquinas, aumenta-se o valor da capacidade disponível a fim de completar a potência da última máquina instalada.

Considerando que cada usina pode conter várias máquinas com a mesma capacidade (23), a distribuição binomial é in-

(23) Caso uma usina apresente mais de um tipo de máquina, em termos de capacidade, para o cálculo do "LOLP" esta usina é desdobrada em tantas quanto forem os tipos diferentes, a fim de possibilitar a aplicação da equação (4.60).

troduzida, resultando a seguinte equação de convolução, para cada intervalo de tempo do horizonte de planejamento:

$$F_i(Le) = \sum_{NM=0}^{INM} C_{NM}^{INM} \cdot F_{i-1}(Le - NM \cdot G_i) \cdot p_i^{(INM-NM)} \cdot q_i^{NM} \quad \text{para } i = 1, \dots, N \quad (4.60)$$

onde

INM : número de máquinas que efetivamente participam do plano de expansão no intervalo de tempo em questão.

A curva de distribuição de probabilidade de carga efetiva é obtida para um conjunto de valores discretizados de Le . Para isto faz-se:

$$Le = n_e \cdot DS$$

$$\text{com } 0 < DS < Le \quad (4.61)$$

onde:

DS : valor da discretização adotada (24),

n_e : número inteiro positivo, variando desde 1 até Le/DS .

(24) Quanto menor o valor da discretização adotada, mais precisão se terá nos resultados, porém, maior será o esforço computacional. Para um valor Le em torno de 22.000 MW, $DS = 100$ MW mostrou ser um valor razoável, face às demais aproximações efetuadas na modelagem.

Quanto às incertezas decorrentes da previsão de carga, elas podem ser modeladas por meio de uma distribuição normal [Camargo, 1981]. A média da distribuição corresponde à ponta de carga prevista, podendo a distribuição ser dividida em um número discreto de intervalos. Por exemplo, para sete intervalos, tem-se as probabilidades PC_j , $j = 1, \dots, 7$ indicadas na figura 4.15, atribuídas aos pontos médios dos intervalos.

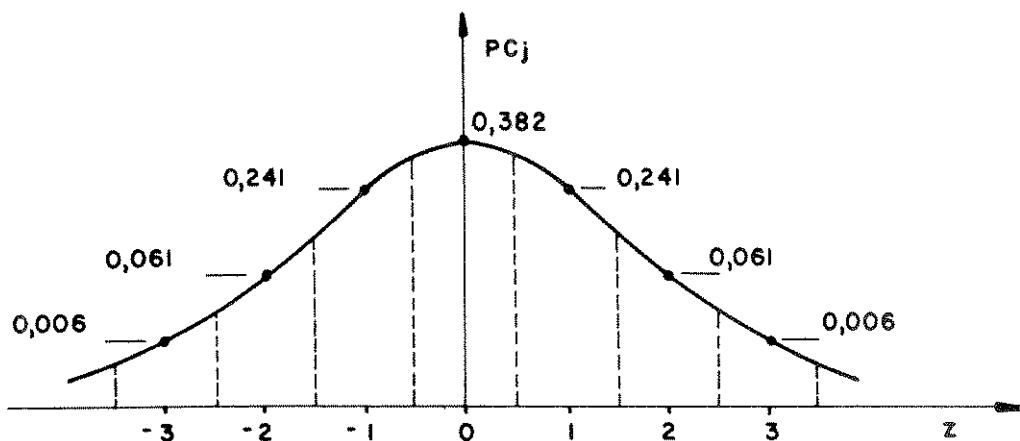


Figura 4.15 - Probabilidade para sete intervalos da curva de distribuição normal.

Logo, em cada intervalo de planejamento, se calcula a probabilidade de perda de carga para cada intervalo da curva de distribuição de probabilidades da figura 4.15, utilizando-se uma incerteza na previsão de carga que geralmente varia de 2 a 5%. O "LOLP" final é obtido através de uma média das probabilidades de carga em cada intervalo da distribuição normal, ponderada pelas probabilidades PC_j .

A análise das probabilidades de perda de carga calculada é descrita a seguir. A subrotina responsável pelos cálculos do "LOLP", empregando a metodologia aqui apresentada, constitui o Anexo B.

4.5. Critérios de alteração das margens de reserva de ponta do sistema

Através do módulo de cálculo da confiabilidade da reserva de ponta de um sistema de geração de energia elétrica, se obtém um valor de probabilidade de perda de carga para cada intervalo de tempo do horizonte de planejamento. Dependendo dos valores obtidos, as margens de reserva introduzidas na equação (4.13) devem ser alteradas, para mais ou para menos, dependendo da aplicação de algum critério resultante da análise de valores obtidos. Caso a margem de reserva seja pequena, o "LOLP" obtido para um determinado intervalo de planejamento pode não ser aceitável, pois representa um alto índice de risco de perda de carga. Como consequência, para se diminuir este risco, é necessário aumentar-se a margem de reserva. Por outro lado, se a margem de reserva for além da necessária, se terá um índice de risco de perda de carga excelente, porém será necessário se construir mais usinas para atender este mercado de ponta, o que pode representar um investimento excessivamente elevado e difícil de ser viabilizado. Portanto, um meio termo é desejável, devendo-se definir dois limites para as probabilidades de perda de carga calculadas.

Um valor máximo aceitável para os sistemas americanos é de 0,1 a 0,2 dias por ano. No Brasil, pode-se especificar o índice de 0,3 dias por ano [Camargo, 1981]. O valor adotado neste trabalho foi de 0,001 (25).

Se em algum intervalo de tempo t isto não ocorrer, a nova margem de reserva é estimada utilizando-se a expressão a seguir:

$$(25) \quad \frac{0,365 \text{ dias}}{365 \text{ dias}}$$

$$rm_t = r_t + \frac{LOLP_t - LOLP_{max}}{LOLP_{max} \cdot C_1} \quad (4.62)$$

onde.

rm_t : nova margem de reserva da capacidade, para o intervalo t ;

$LOLP_t$: probabilidade de perda de carga obtida para o intervalo t ;

$LOLP_{max}$: valor máximo aceitável para a probabilidade de perda de carga (Neste trabalho $LOLP_{max} = 0,001$);

C_1 : fator de aceleração da convergência para determinação da nova margem de reserva.

Com as novas margens de reserva, os requerimentos de capacidade de atendimento da ponta da curva de carga são alterados, através da utilização da equação (4.13), sendo necessário se executar todas as etapas anteriores do procedimento proposto, conforme indicado no diagrama da figura (4.2), obtendo-se novas probabilidades de perda de carga.

A verificação do limite inferior é feita através da utilização do valor médio obtido para os T intervalos de planejamento. Para isto se calcula o desvio deste valor médio em relação a um valor desejado, previamente definido, conforme indicado na equação (4.63) abaixo:

$$\Delta LOLP_{med} = \frac{T \cdot LOLP_d - \sum_{t=1}^T LOLP_t}{T \cdot LOLP_d} \quad (4.63)$$

onde:

$\Delta \text{LOLP}_{\text{med}}$: desvio da média das probabilidades de perda de carga, em relação a um índice desejado;

LOLP_d : valor desejado para a média das probabilidades de perda de carga. O valor adotado neste trabalho foi de 0,0001.

O valor do $\Delta \text{LOLP}_{\text{med}}$ é então analisado, através da utilização dos seguintes critérios.

1. Se $|\Delta \text{LOLP}_{\text{med}}| \leq 0,2$, só devem ser alteradas as margens de reserva daqueles intervalos cujo "LOLP" não satisfizer o valor máximo aceitável. Isto corresponde a se ter um valor médio para os T intervalos compreendido entre 0,00008 e 0,00012.
2. Se $0,2 < |\Delta \text{LOLP}_{\text{med}}| \leq 0,5$, a margem de reserva de todos os intervalos, a princípio, deve ser alterada, para mais ou para menos, dependendo do sinal de $\Delta \text{LOLP}_{\text{med}}$. Se $\Delta \text{LOLP}_{\text{med}} > 0$, as margens de reserva devem ser reduzidas, exceto para os intervalos em que $\text{LOLP}_t > \text{LOLP}_{\text{max}}$. Os novos valores são avaliados por:

$$r_{m_t} = r_t - \Delta \text{LOLP}_{\text{med}} / C_2 \quad (4.64)$$

com

$$C_2 = k \cdot C_1 \quad (4.65)$$

onde:

C_2 : fator que reduz o decremento em r_t . Ele pode ser alterada

do durante as iterações, a fim de facilitar a convergência;

k : constante maior que a unidade.

Se $\Delta \text{LOLP}_{\text{med}} < 0$, se utilizam as equações (4.64) e (4.65) sem haver a necessidade de se verificar a probabilidade de perda de carga para cada intervalo, pois, neste caso as margens de reserva são pequenas, devendo ser aumentadas a princípio pela média.

3. Se $|\Delta \text{LOLP}_{\text{med}}| > 0,5$, se aplica o mesmo procedimento visto para o caso anterior, porém, o valor de C_2 é mantido constante ($k = 1$), com a finalidade de acelerar a convergência.

Com a utilização destes critérios, pode-se esperar uma convergência do procedimento iterativo em um número bastante reduzido de iterações.

4.6. Identificações hidrológicas

Como é utilizado o período crítico hidrológico do sistema a fim de se obter o programa de expansão, é necessário que se considerem todas as possibilidades de identificação do período crítico com os intervalos do horizonte de planejamento, onde para a solução do problema associado a cada uma dessas identificações pode ser empregado um dos módulos de expansão, conforme mostra a figura 4.2. Na medida que as identificações hidrológicas se sucedem, a partir daquela referente à coincidência do início do período de planejamento com o primeiro ano do período crítico, impõem-se restrições matemáticas quanto à capacidade mínima instalada para cada usina candidata ao plano de expansão, em uma dada identificação, em relação à capacidade instalada na identificação ante-

rior, como expresso matematicamente abaixo:

$$\sum_{r=1}^t E_{i,r,h} \geq CAP_{i,t,h} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{hc}; \quad t = 1, \dots, T$$

$$\text{e } h = 1, \dots, NI \quad (4.66)$$

com

$$CAP_{i,t,h} = \sum_{r=1}^t E_{i,r,h-1} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{hc}, \quad t = 1, \dots, T$$

$$\text{e } h = 2, \dots, NI \quad (4.67)$$

onde

$E_{i,r,h}$: incremento de capacidade da usina hidroelétrica candidata i , no intervalo r , para a hidraulicidade h , em MW;

$CAP_{i,t,h}$: limite inferior de capacidade da usina hidroelétrica candidata i , intervalo t , para a hidraulicidade h , em MW;

NI : número de identificações hidrológicas.

É lógico que, para a primeira identificação hidrológica não há necessidade da restrição (4.66), empregada apenas a partir da segunda hidraulicidade.

Convém redefinir o conceito de r_t usado na equação (4.13), uma vez que, a partir da segunda hidrologia, são impostas restrições matemáticas quanto à capacidade mínima a ser instalada por cada usina candidata ao plano de expansão. Logo, a capacidade instalada resultante para determinados intervalos de tempo pode ser devido às restrições associadas a esta "varredura" de diferentes identificações hidrológicas com o período crítico, refletindo as incertezas quanto à magnitude das vazões afluentes e, conse-

quentemente, do potencial de geração de energia, podendo o valor de r_t diminuir, ou até mesmo zerar, sem afetar a solução do modelo. Tem-se, portanto:

$$\sum_{j=1}^{N_{he}} (1 - TM_j^{he}) \cdot G_{j,t}^{he} + \sum_{\ell=1}^{N_{te}} (1 - TM_{\ell}^{te}) \cdot G_{\ell,t}^{te} + \sum_{i=1}^{N_{hc}} (1 - TM_i^{hc}) \cdot G_{i,t}^{hc} + \sum_{r=1}^t E_{i,r} + \sum_{m=1}^{N_c} G_{m,t}^{cp} \geq (1 + rh_t) DP_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (4.68)$$

onde

rh_t : margem de reserva de capacidade para uma identificação hidrológica, que não a primeira, sem considerar as capacidades já instaladas para a identificação anterior, para o intervalo t .

Para o programa de expansão obtido após a utilização de todas as identificações hidrológicas, a margem de reserva resultante é calculada por:

$$MR_t = \sum_{i=1}^{N_{hc}} CAP_{i,t,h} - DP_t$$

$$\text{com } h = NI \quad \text{e } t = 1, \dots, T \quad (4.69)$$

onde

MR_t : margem de reserva de capacidade resultante para cada intervalo t do horizonte de planejamento para a última identificação hidrológica utilizada, em MW.

CAPÍTULO 5

UMA APLICAÇÃO DO MODELO DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO PROPOSTO

5.1. Um estudo de caso

A fim de aplicar a metodologia desenvolvida no capítulo anterior, foi escolhido um sistema de geração com as características típicas dos sistemas geradores encontrados no Brasil, ou seja, um sistema hidrotérmico com predominância de usinas hidroelétricas. O sistema gerador de FURNAS - Centrais Elétricas S.A., além de atender a estes requisitos, no seu plano de expansão, considera algumas usinas que envolvem usos múltiplos da água de seus reservatórios, o que é de grande importância para a aplicação dos métodos de programação multiobjetivos propostos no capítulo 6. Além disso, trata-se de um fundamental componente do sistema interligado da região sudeste, tendo um papel de destaque no parque gerador brasileiro. Todos os dados necessários para a realização deste estudo de caso foram obtidos junto à empresa, sendo apresentados a seguir.

O sistema atual é composto por sete usinas hidroelétricas já instaladas, de números 2, 4 a 7, 9 e 11 na figura 5.1, sen-

VAZÃO AFLUENTE NÃO
REGULARIZADA

VAZÃO AFLUENTE
REGULARIZADA

RESERVATÓRIO VOLUME ÚTIL

USINA
HIDROELÉTRICA POTÊNCIA

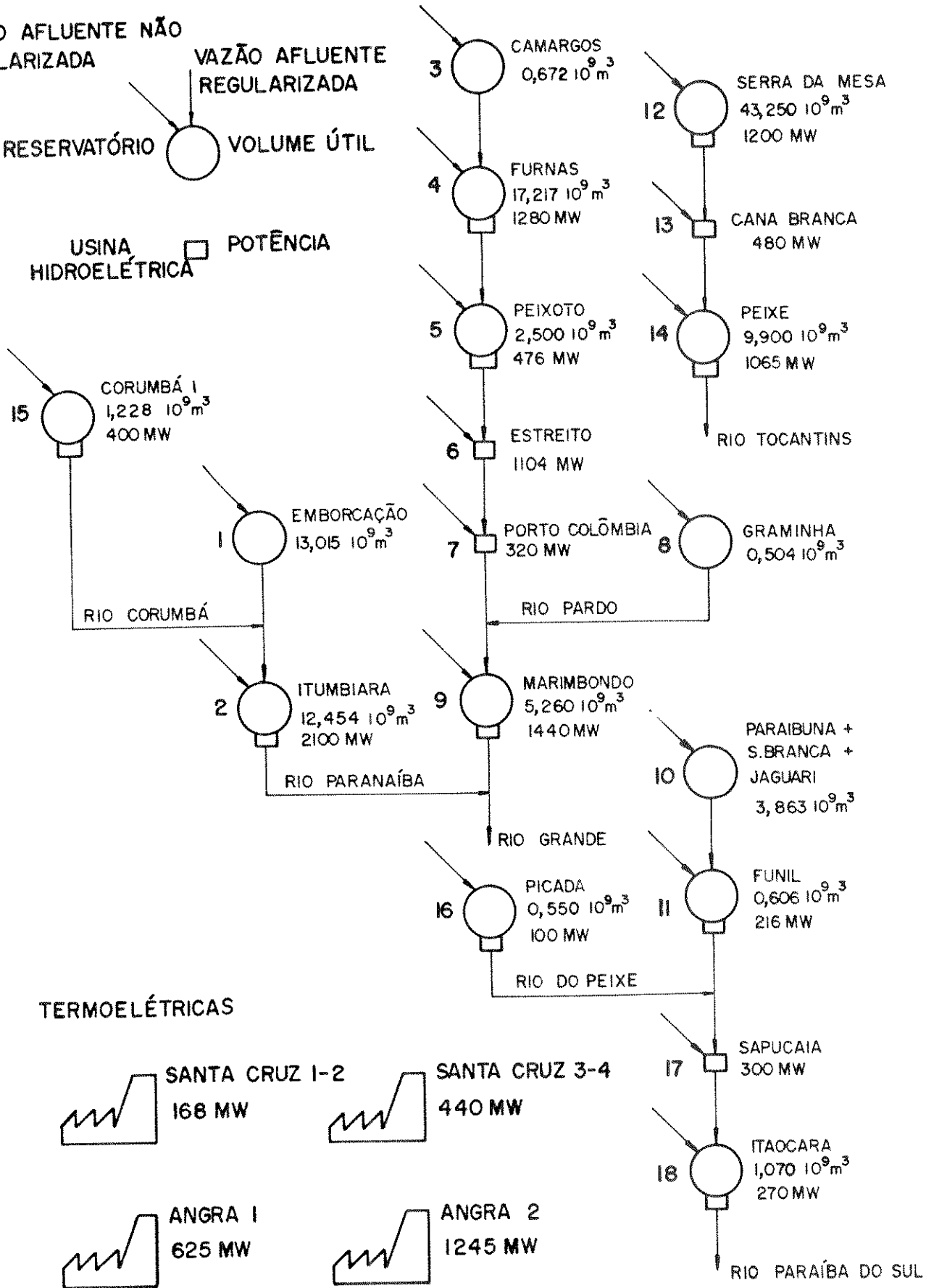


Figura 5.1 - Usinas hidroelétricas e termoelétricas de FURNAS

do duas destas a fio d'água, e três usinas termoelétricas. Considera-se, também, a entrada da usina nuclear Angra 2 no horizonte de planejamento, sem considerar o seu custo de instalação, devido à sua entrada estar programada com base em razões estratégicas ligadas à implantação de uma indústria nuclear no Brasil. São candidatas ao plano de expansão da empresa as usinas de números 12 a 18. Os reservatórios de números 1,3,8 e 10 pertencem a outros sistemas de geração, porém devido ao fato de estarem imediatamente a montante das usinas do sistema em estudo, influenciam na operação destas.

A figura 5.2, ilustra as demandas de ponta e de energia, esta última em termos de potência média, para o horizonte de planejamento adotado. Estas projeções correspondem à demanda a ser atendida pela geração interna do sistema, e excluem as compras de energia de Itaipu. Por esta razão, observa-se que o crescimento da demanda do sistema FURNAS até o ano 1990 é absorvido pela entrada em operação de Itaipu, e só após este ano é que as demandas de ponta e de energia do parque gerador de FURNAS voltam a crescer.

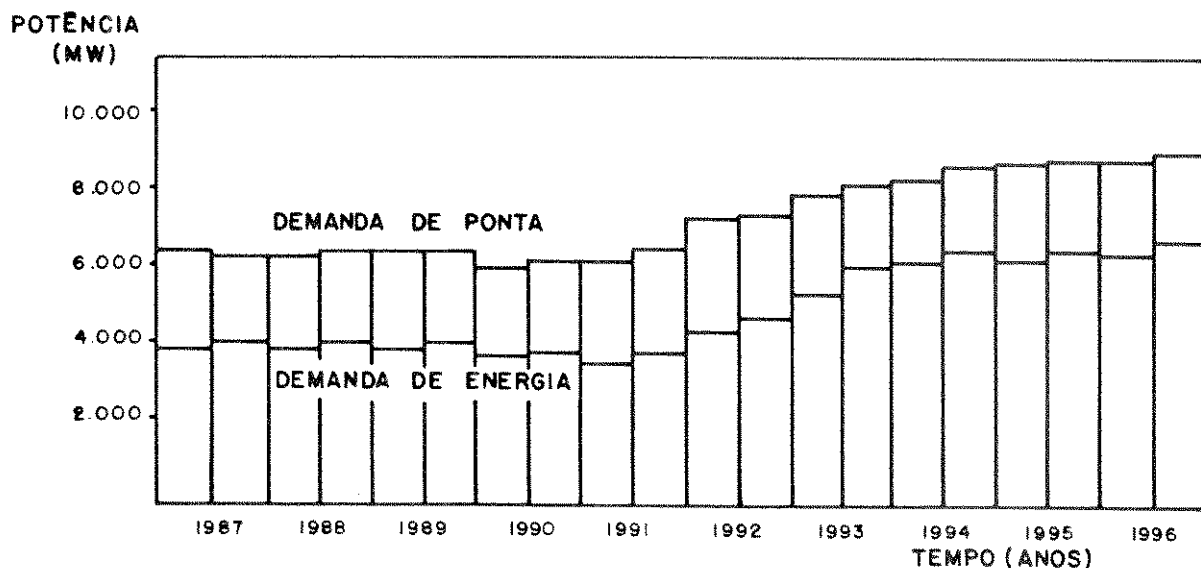


Figura 5.2 - Projeções das demandas de ponta e energia

É estipulado um limite inferior para a data de entrada em operação das usinas candidatas, sendo que para a usina Serra da Mesa este limite corresponde ao período úmido do ano de 1989. Quanto às demais usinas candidatas, com exceção de Peixe, todas podem começar a produzir energia a partir do período úmido de 1990. Já a entrada em operação da usina Peixe só pode ocorrer a partir de 1991. As datas efetivas de entrada em operação das usinas são evidentemente estabelecidas como resultado do plano de expansão, produzido pelo modelo juntamente com a evolução das respectivas capacidades instaladas.

Todos os demais dados necessários para alimentar os vários módulos apresentados na figura 4.2 estão no Anexo C. Nas próximas seções deste capítulo serão apresentados os resultados obtidos na aplicação de cada módulo, podendo-se analisar, deste modo, cada opção disponível, no que diz respeito ao aumento do esforço computacional associado às possibilidades de obtenção de resultados mais precisos.

A fim de facilitar o acoplamento no modelo proposto entre as usinas existentes e as candidatas, além de permitir que as usinas candidatas menos competitivas sejam retiradas do sistema após os primeiros cálculos reduzindo o trabalho computacional, conforme mencionado na seção 4.3, foi elaborada uma subrotina que avalia as vazões afluentes, só a partir da data inicial permitida para a entrada em operação de cada usina candidata, bem como permite corrigir as vazões afluentes de uma usina existente, devido à entrada em operação de uma usina candidata à montante da primeira. Esta subrotina diz respeito, portanto, apenas ao sistema de FURNAS, devendo ser alterada caso se aplique a metodologia aqui desenvolvida a outro sistema.

Como só para uma usina existente, a de nº 2 na figura

5.1, a vazão afluyente é alterada caso se considere ou não uma usina candidata, a nº 15, no caso, decidiu-se trabalhar desde o início só com as vazões afluentes não regularizadas para as demais usinas existentes. Para as usinas candidatas, a princípio se utilizam as vazões afluentes totais e, na aplicação de equação (4.15), se avaliam as vazões afluentes não regularizadas através da subrotina auxiliar em questão, levando em conta as usinas que realmente são consideradas no plano de expansão em uma determinada iteração do programa.

As vazões afluentes foram obtidas a partir do histórico de vazões mensais de cada usina, utilizando para cada semestre da identificação hidrológica adotada, um valor médio entre os valores registrados nos seis meses correspondentes.

A tabela 5.1, mostra as identificações hidrológicas do período crítico utilizadas no estudo de caso. O número de identificações utilizadas é definido em função da variação das capacidades instaladas das usinas candidatas em uma dada identificação, em relação à identificação anterior.

5.2. Expansão do sistema, com base na programação linear.

A metodologia desenvolvida no capítulo 4 é aqui aplicada ao sistema de geração de FURNAS cujos dados são apresentados na seção 5.1 e Anexo C. Vários procedimentos alternativos são expostos, com os respectivos resultados. Através da análise destes, se pode tecer conclusões sobre o efeito das diversas considerações envolvidas nestas alternativas, sobre o cronograma de instalação de novas usinas e sobre as principais variáveis do programa. A fim de facilitar estas comparações, decidiu-se utilizar uma única identificação hidrológica para todas as alternativas, optan

Tabela 5.1 - Identificação entre os anos do período de planejamento e os anos do período hidrológico crítico.

CASOS	IDENTIFICAÇÕES HIDROLÓGICAS (*)									
	1952	53	54	55	56	57	58	59	60	61
2	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
3	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59
4	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58
5	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
6	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56
7	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
ANOS DO HORIZONTE DE PLAN.	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996

(*) Para cada identificação hidrológica se tem os anos do período crítico, que neste caso, corresponde a cinco anos do histórico de vazões, representado em **negrito** nesta tabela.

do-se pela hidraulicidade correspondente ao caso número 6 da tabela 5.1, por ser um dos casos mais críticos, devido à coincidência do período crítico hidrológico com o maior aumento das demandas de ponta e energia.

5.2.1 - Discretização da curva de carga em um só patamar.

Nesta alternativa, para cada intervalo do horizonte de planejamento tem-se uma curva de carga aproximada por um patamar apenas, o que corresponde a se fazer $S = 1$ na figura 4.1. Os valores das projeções das demandas de ponta e energia são os indicados na figura 5.2.

5.2.1.1 - Sem considerar o valor marginal da água no último intervalo de planejamento

Neste caso, não são considerados os dois últimos termos da função objetivo expressa em (4.37), e como resultado se tem o deplecionamento total de todos os reservatórios no último intervalo de planejamento. As capacidades instaladas de todas as usinas candidatas para este caso estão indicadas na tabela 5.2. O correspondente valor da função objetivo encontra-se na tabela 5.4.

5.2.1.2 - Considerando o valor marginal da água no último intervalo de planejamento

Considerando os valores marginais da água armazenada no último período do horizonte de planejamento, através do emprego das equações (4.27) a (4.34), com $K_1 = 0,8$ e $K_2 = 0,18$, obteve-se um pequeno aumento na capacidade total instalada do sistema

(26), e conseqüentemente no valor da função objetivo, conforme mostra a tabela 5.4 (27). Estes aumentos de capacidade instalada são necessários para possibilitar aos reservatórios um certo volume de água armazenada no último período. Estes volumes terminais estão indicados nas tabelas 5.2 e 5.3. São também apresentados na tabela 5.2 os valores de capacidade instalada obtidos para as usinas candidatas no horizonte de planejamento.

(26) O aumento total foi de 206,38 MW, o que corresponde a cerca de 10% a mais na capacidade total instalada em novas usinas do sistema.

(27) O valor expresso na tabela 5.4 para a função objetivo considerando o valor marginal da água armazenada, não leva em conta os dois últimos termos da função expressa em (4.37), a fim de possibilitar uma comparação dos custos reais das duas alternativas.

Tabela 5.2 - Resultados obtidos com discretização da curva de carga em um só patamar.

USINA	CAPACIDADE INSTALADA SEM CONSIDERAR O VALOR TERMINAL DA ÁGUA NOS RESERVATÓRIOS (MW)	CAPACIDADE INSTALADA CONSIDERANDO O VALOR TERMINAL DA ÁGUA NOS RESERVATÓRIOS (MW)	ARMAZENAMENTO FINAL NOS RESERVATÓRIOS CONSIDERANDO O VALOR MARGINAL DA ÁGUA ($10^9 M^3$)
Serra da Mesa	1020,88	890,56	12,97
Cana Brava	226,36	291,68	-
Peixe	293,32	563,88	5,94
Corumbá 1	122,80	126,41	0,37
Picada	-	17,10	0,17
Sapucaia	273,08	257,42	-
Itaocara	185,17	180,94	0,32

Tabela 5.3 - Armazenamento final nos reservatórios existentes, considerando o valor marginal da água.

RESERVATÓRIOS	VOLUME D'ÁGUA ARMAZENADO NO ÚLTIMO INTERVALO DE PLANEJAMENTO (10^9m^3)
Emborcação	3,90
Itumbiara	3,74
Camargos	0,20
Furnas	5,17
Peixoto	0,75
Graminha	0,15
Marimbondo	1,58
Paraibuna + Santa Branca + Jaguari	1,16
Funil	0,18

Tabela 5.4 - Influência do valor terminal da água dos reservatórios na função objetivo.

CASO CONSIDERADO	VALOR DA FUNÇÃO OBJETIVO (10^7 US\$)
Sem levar em conta o valor terminal da água	150,872
Levando em conta o valor terminal da água	164,698

5.2.2 - Discretização da curva de carga em dois patamares

Nesta alternativa, para cada período do horizonte de planejamento tem-se uma curva de carga aproximada por dois patamares, o que corresponde a se adotar $S = 2$ na figura 4.1. Os valores das demandas de ponta e energia para os dois patamares estão indicados na figura 5.3, considerando-se um tempo de duração de 20,8% (28) e 79,2% para os períodos de ponta e fora da ponta, respectivamente.

Através de uma análise da variação das produtividades médias das usinas hidroelétricas, quando elas estão turbinando no seu limite máximo, para atendimento da demanda de energia no

(28) Para uma curva da carga diária, uma porcentagem de tempo de 20,8 corresponde a 5 horas de duração para o período da ponta.

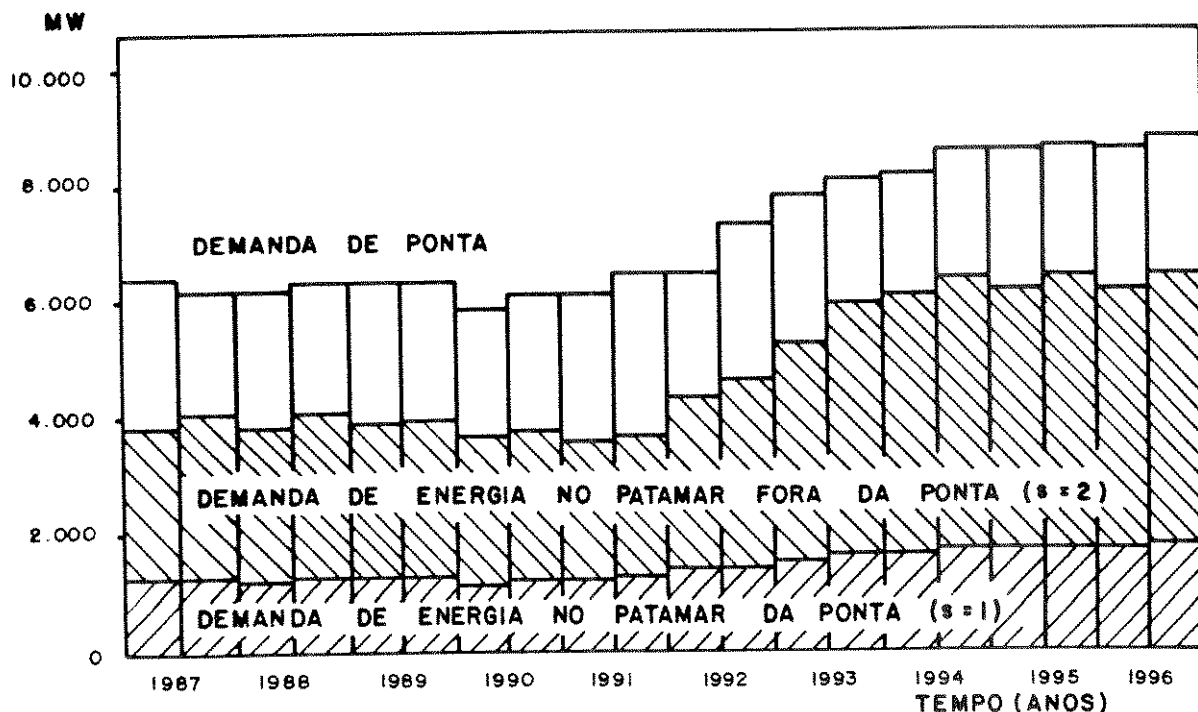


Figura 5.3 - Projeções das demandas de ponta e energia para o caso da discretização da curva de carga em dois patamares.

patamar da ponta, obteve-se uma pequena variação na altura líquida de queda, o que ocasionou uma redução na produtividade média de algumas usinas. Esta análise foi feita empregando-se os polinômios cota-volume e cota-vazão para as situações de turbinagem média e máxima. Estes valores de produtividade para atendimento do período de ponta para as usinas estão apresentados na tabela C.8 do Anexo C, onde somente os valores diferentes dos apresentados nas tabelas C.1 e C.2 estão indicados.

No Anexo D tem-se os resultados completos para os casos em que a curva de carga é representada por um patamar (D.1) e por dois patamares (D.2). Devido à discretização utilizada para representar a demanda de energia no segundo caso, houve um aumento no número de variáveis, o que acarretou um aumento no tem-

po de computação (29). Conforme se observa pelos resultados deste caso, as capacidades instaladas das usinas candidatas apresentam pequenas variações, algumas positivas, outras negativas, em relação ao caso anterior, porém, na sua totalidade, a capacidade instalada das usinas candidatas no problema envolvendo dois patamares é ligeiramente maior que a capacidade instalada no problema com um único patamar. Como efeito, a função objetivo do primeiro problema apresenta um valor cerca de 5% maior que o valor da função objetivo do segundo problema. Estas variações foram provocadas pela redução de algumas produtividades no atendimento dos requisitos de energia no período da ponta, pois a vazão afluente sendo a mesma, ocorreram modificações nas turbinagens, o que forçou a instalação de uma maior capacidade de geração nas usinas que ainda não haviam atingido o seu limite máximo de motorização.

5.3. O efeito da inclusão das variáveis inteiras

Com o módulo de expansão utilizando programação mista: linear-inteira obteve-se, inicialmente, uma solução para o problema relaxado em relação às variáveis binárias. O correspondente cronograma de instalação de novas usinas está ilustrado na figura 5.4. Este cronograma é o mesmo obtido para a modelagem utilizando programação linear.

Com a aplicação do método "Branch and Bound" obteve-se a solução ótima após 2.812 iterações com um tempo correspondente

(29) O número de variáveis aumentou de 1000 para 1299, ao passo que o tempo de CPU aumentou de 4:55 minutos para 12:29 minutos.

de 62:30 horas de CPU. O cronograma de instalação das novas usinas está na figura 5.5.

A fim de reduzir o número de iterações e o tempo de execução foram implantadas algumas heurísticas, que vem proporcionando bons resultados.

Com a definição de um valor máximo para a função objetivo, valor este obtido por imposição de uma solução factível inteira qualquer, pode-se deixar de desenvolver alguns nós da arborescência da figura 4.7. Através de um teste, compara-se o valor da função objetivo resultante do desenvolvimento de um nó com este valor limite. Se o primeiro for maior, não há necessidade de se desenvolver este nó, pois já existe uma solução factível inteira de custo menor que resolve o problema. Este valor limite é atualizado a medida que novas soluções factíveis inteiras são obtidas.

Outra heurística utilizada interrompe o desenvolvimento de um nó da arborescência decorrente da aplicação do método "Branch and Bound", quando o valor da função objetivo de um subproblema com a variável binária fixada em 1 for maior do que a solução que se obteve com a variável para o intervalo inferior também fixada em 1 de outro subproblema, desde que estas variáveis sejam da mesma usina. Isto ocorrendo, as variáveis binárias dos intervalos posteriores são feitas iguais a zero para possibilitar a consideração do caso em que a usina não participa do plano de expansão.

Após a implementação destas heurísticas, se conseguiu reduzir grandemente o número de iterações, que caiu para 642, com um tempo de CPU de 13:42 horas.

Embora o tempo de computação seja bem maior quando se consideram as variáveis inteiras, do que com a utilização da programação linear pura, o resultado obtido, conforme mostra o cronograma da figura 5.5, é mais realista pois representa corretamente

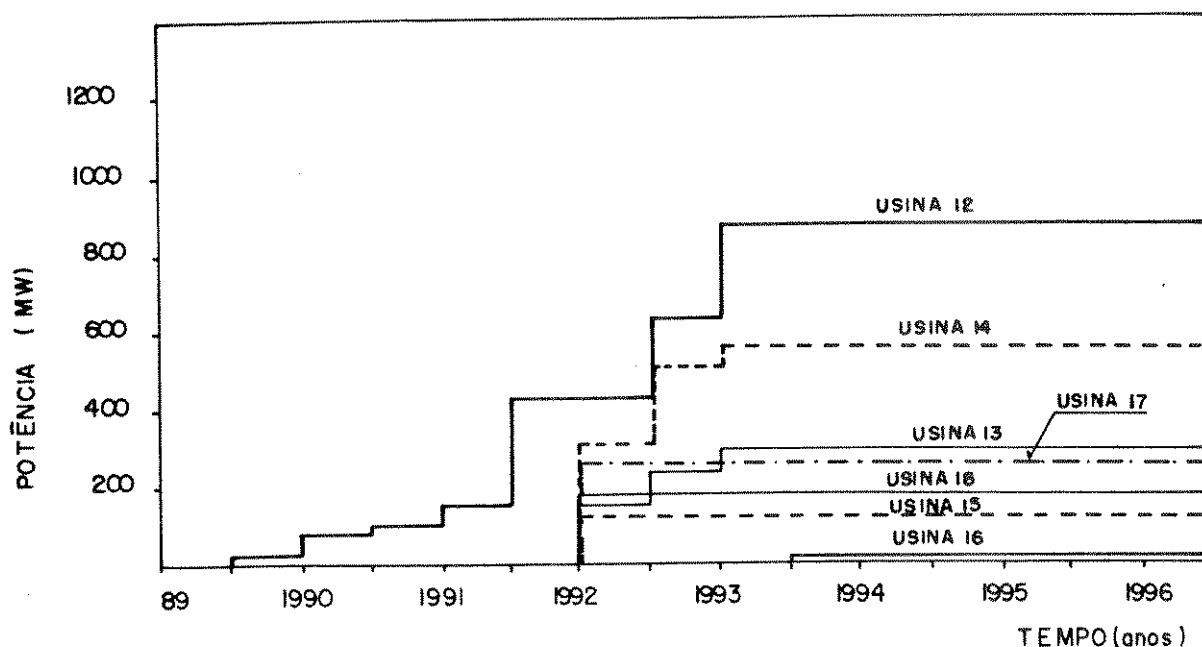


Figura 5.4 - Cronograma de instalação de novas usinas, segundo a solução do problema relaxado.

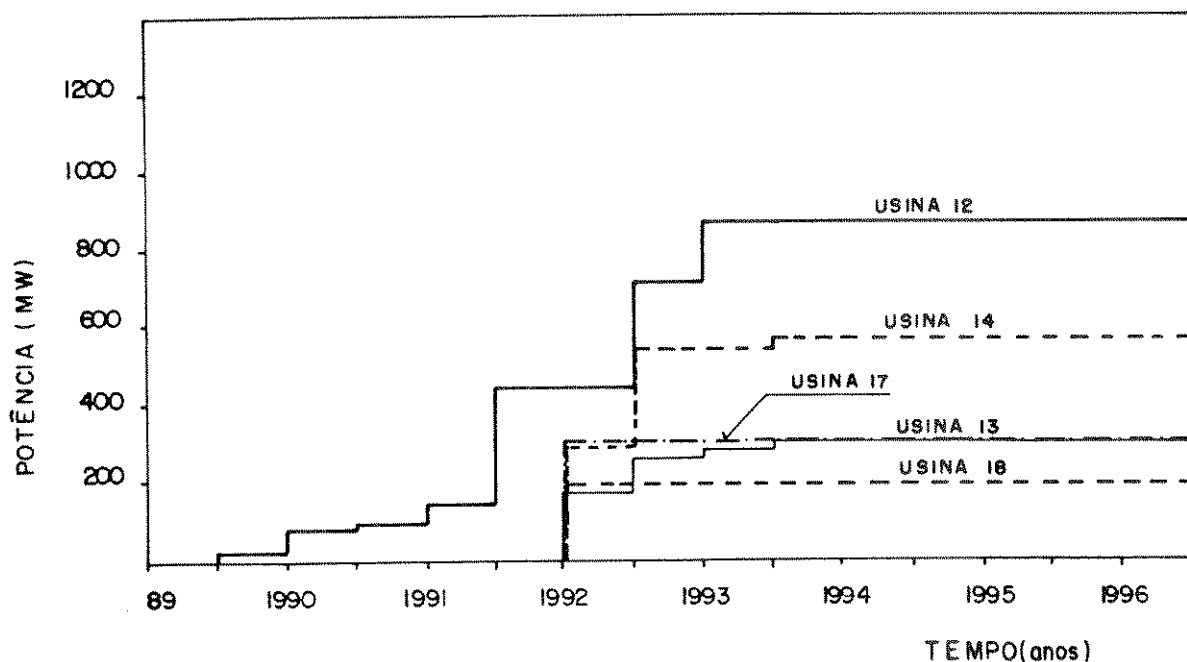


Figura 5.5 - Cronograma de instalação de novas usinas, de acordo com a solução do programa misto: linear-inteiro.

os custos dos componentes básicos das usinas hidroelétricas necessárias para a instalação da sua primeira máquina geradora. As usinas de números 15 e 16 não mais participam do plano de expansão, pois apresentam custos de instalação maiores do que as demais, sendo preferível apenas as térmicas para atender o mercado de energia nos últimos intervalos do horizonte de planejamento. O valor da função objetivo como era de se esperar, aumentou para US\$177,756 x 10⁷.

5.4. O efeito da variação das margens de reserva de ponta através do cálculo do "LOLP"

O diagrama de blocos da figura 4.2 ilustra toda a sequência utilizada para o planejamento da expansão da geração, que emprega várias identificações hidrológicas, calcula o "LOLP" em cada intervalo de planejamento e possibilita a correção da margem de reserva de ponta quando a confiabilidade correspondente não for satisfatória. São empregados o módulo de expansão utilizando programação mista linear-inteira e as identificações hidrológicas indicadas na tabela 5.1.

Para a primeira identificação hidrológica, o caso 1 da tabela 5.1, se inicia o problema de expansão adotando-se uma margem de reserva constante para todos os intervalos de tempo; neste estudo de caso, $r_t = 10\%$ para $t = 1, \dots, 20$. O valor de SLOLP, que aparece na tabela 5.5 e outras a seguir, corresponde à soma das probabilidades de perda de carga para os 20 intervalos do horizonte de planejamento, valor este utilizado na equação (4.63) e obtido através da aplicação da subrotina apresentada no Anexo B; quando dividido pelo número de intervalos de pla

nejamento resulta no "LOLP" médio ao longo do horizonte de planejamento.

Após três iterações do módulo de cálculo da confiabilidade da reserva de ponta, obtem-se a convergência do processo iterativo, dentro da precisão pré-estabelecida. Os resultados destas iterações estão indicados na tabela 5.5. A tabela 5.6 mostra os valores do "LOLP" para cada intervalo de planejamento. O cronograma de capacidade instalada correspondente à última iteração é apresentado na figura 5.6.

Para a segunda identificação hidrológica, usando $r_h = 11,1685$, conseguem-se índices aceitáveis para a confiabilidade de

Tabela 5.5 - Resultados da primeira identificação hidrológica

ITERAÇÃO NÚMERO	1	2	3
r_t (%)	10,0000	12,3406	11,1685
SLOLP (10^{-2})	0,2937	0,1296	0,2069
$\Delta\text{LOLP}_{\text{med}}$	-0,4684	0,3522	-0,0347
VALOR DA FUNÇÃO OBJETIVO (10^8 US\$)	9,5409	10,4396	9,6612

Tabela 5.6 - Valores de "LOLP" em cada intervalo de planejamento para as iterações da primeira identificação hidrológica.

Iteração Intervalo nº	1	2	3
1	0,2481E-05	0,2481E-05	0,2481E-05
2	0,4920E-06	0,4920E-06	0,4920E-06
3	0,4136E-06	0,4136E-06	0,4136E-06
4	0,1079E-05	0,1079E-05	0,1079E-05
5	0,1145E-05	0,1145E-05	0,1145E-05
6	0,1725E-07	0,1725E-07	0,1725E-07
7	0,2741E-10	0,2741E-10	0,2741E-10
8	0,6915E-10	0,1673E-09	0,6915E-10
9	0,1117E-09	0,1265E-09	0,1117E-09
10	0,5706E-08	0,6430E-08	0,5448E-08
11	0,2846E-05	0,1431E-05	0,2755E-05
12	0,1143E-04	0,6163E-05	0,1111E-04
13	0,1887E-04	0,1136E-04	0,1887E-04
14	0,1235E-03	0,8016E-04	0,1235E-03
15	0,1807E-03	0,1192E-03	0,1807E-03
16	0,5770E-03	0,2362E-03	0,3782E-03
17	0,4852 E-03	0,1969E-03	0,3167E-03
18	0,4362E-03	0,1767E-03	0,2903E-03
19	0,3698E-03	0,1484E-03	0,2452E-03
20	0,7260E-03	0,3130E-03	0,4964E-03

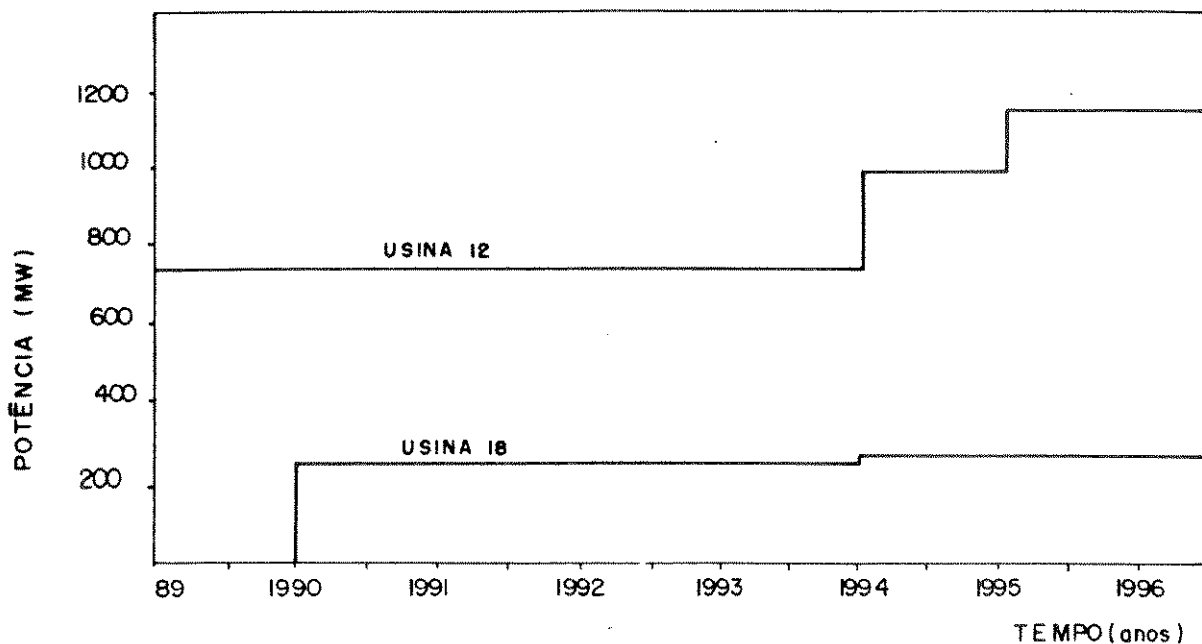


Figura 5.6 - Cronograma de instalação de novas usinas associado à primeira identificação hidrológica

ponta. A evolução da capacidade instalada é a mesma obtida com a identificação hidrológica anterior. A função objetivo sofre um aumento de 3,5% em relação ao resultado da primeira identificação devido à geração de energia através das termoelétricas ser maior neste caso.

Para a terceira identificação hidrológica tem-se novamente três iterações do módulo de cálculo da confiabilidade, cujos resultados estão indicados na tabela 5.7. As três iterações ocorrem devido ao programa procurar diminuir rh_t , $t = 1, \dots, 20$, a fim de reduzir o valor de SLOLP. Porém, devido à necessidade do atendimento da demanda de energia em todas as identificações hi-

hidrológicas, as capacidades instaladas pelas usinas candidatas ao plano de expansão se mantêm inalteradas. Por esta razão, o valor de rh_t , $t = 1, \dots, 20$ para a terceira iteração torna-se nulo, sem alterar o valor de SLOLP. Devido aos valores de SLOLP serem iguais, o mesmo ocorre com $\Delta LOLP_{med}$, não havendo portanto alteração nos valores do "LOLP" para cada um dos intervalos do horizonte de planejamento. Estes valores estão indicados na tabela 5.9. O cronograma final da capacidade instalada em novas usinas está ilustrado na figura 5.7. Observe-se que o aumento da margem de reserva para esta identificação hidrológica ocorre tão somente devido ao aumento na capacidade instalada, motivado pelas necessidades de atendimento do mercado de energia na nova configuração hidrológica. O atendimento da demanda de ponta estaria garantido com a margem de reserva da identificação hidrológica anterior.

Para as demais identificações hidrológicas não ocorre mais do que uma iteração do módulo de cálculo do "LOLP", obtendo-se os resultados indicados na tabela 5.8. Nas figuras 5.8, 5.9 e 5.10 tem-se os cronogramas de instalação de capacidade das novas usinas do sistema. Como para a sétima identificação hidrológica o cronograma de instalação de novas usinas é praticamente o mesmo obtido para a identificação anterior, não há a necessidade de se considerar novas identificações, pois o período crítico para a sétima hidrologia, conforme ilustra a tabela 5.1 já começa a não coincidir com o horizonte de planejamento utilizado.

Os valores do "LOLP" em cada intervalo após se considerar todas as identificações hidrológicas são apresentados na tabela 5.9.

Tabela 5.7 - Resultados da terceira identificação hidrológica

ITERAÇÃO NÚMERO	1	2	3
rh_t (%)	11,1685	4,6735	0,0000
SLOLP (10^{-2})	0,0701	0,0701	0,0701
$\Delta LOLP_{med}$	0,6495	0,6495	0,6495
VALOR DA FUNÇÃO OBJETIVO (10^8 US\$)	10,7165	10,7165	10,7165

Tabela 5.8 - Resultados de diversas identificações hidrológicas

HIDROLOGIA	2	4	5	6
rh_t (%)	11,1685	0,0000	0,0000	0,0000
SLOLP (10^{-2})	0,2069	0,0158	0,0065	0,0015
$\Delta LOLP_{med}$	-0,0347	0,9211	0,9675	0,9923
VALOR DA FUNÇÃO OBJETIVO (10^8 US\$)	10,0015	12,2241	14,4969	19,6719

Tabela 5.9 - Valores do "LOLP" para a terceira e a última identificação hidrológica.

Identificação Hidrológica Intervalo	Terceira	Sexta
1	0,2481E-05	0,2481E-05
2	0,4920E-06	0,4920E-06
3	0,4136E-06	0,4136E-06
4	0,1079E-05	0,1079E-05
5	0,1145E-05	0,1145E-05
6	0,1725E-07	0,1725E-07
7	0,2741E-10	0,2741E-10
8	0,6516E-10	0,3211E-11
9	0,1060E-09	0,6098E-11
10	0,5448E-08	0,3028E-09
11	0,2755E-05	0,2373E-06
12	0,1111E-04	0,4471E-07
13	0,4327E-05	0,2462E-07
14	0,3550E-04	0,3058E-07
15	0,5399E-04	0,3703E-07
16	0,1250E-03	0,1048E-05
17	0,1032E-03	0,7878E-06
18	0,9784E-04	0,1837E-05
19	0,8139E-04	0,1433E-05
20	0,1803E-03	0,4303E-05

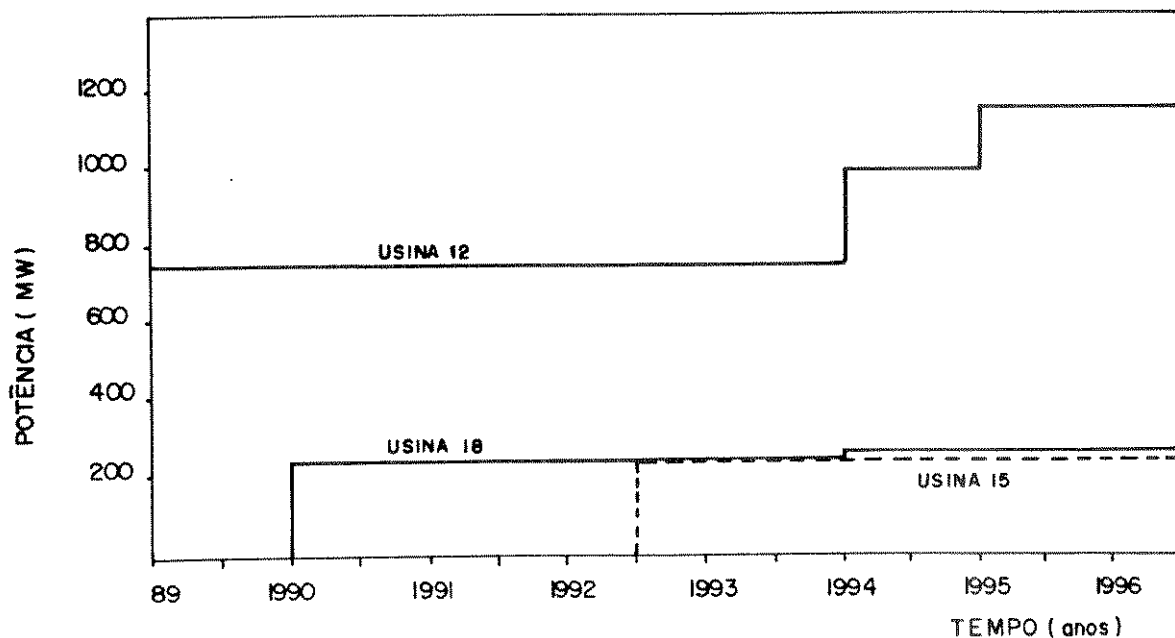


Figura 5.7 - Cronograma de instalação de novas usinas, associado à terceira identificação hidrológica.

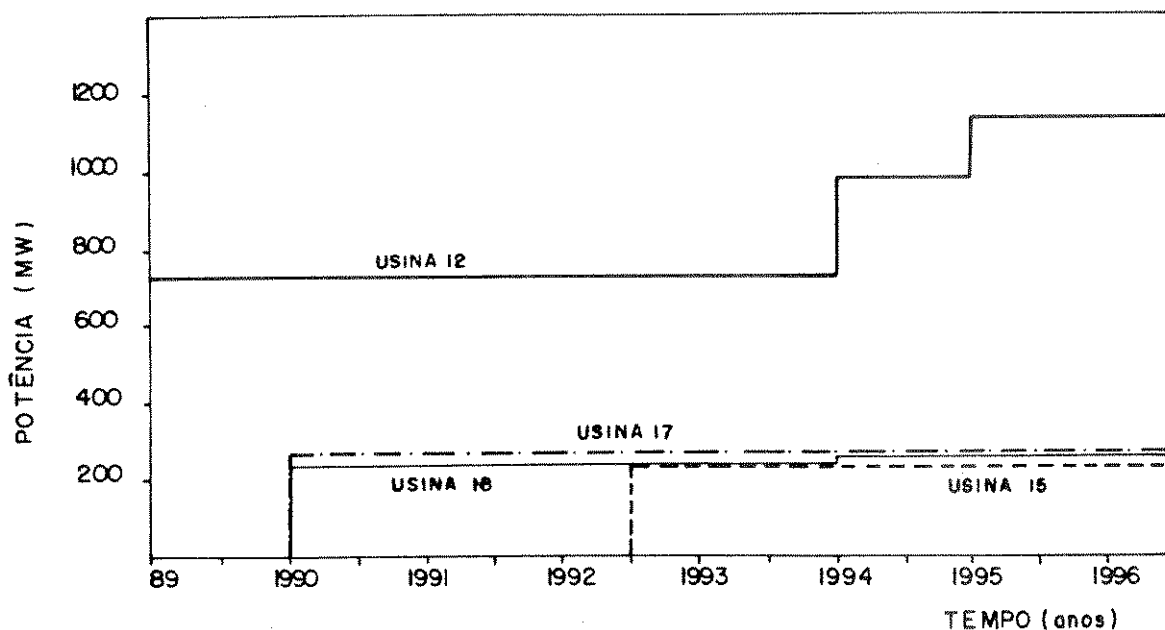


Figura 5.8 - Cronograma de instalação de novas usinas, associado à quarta identificação hidrológica.

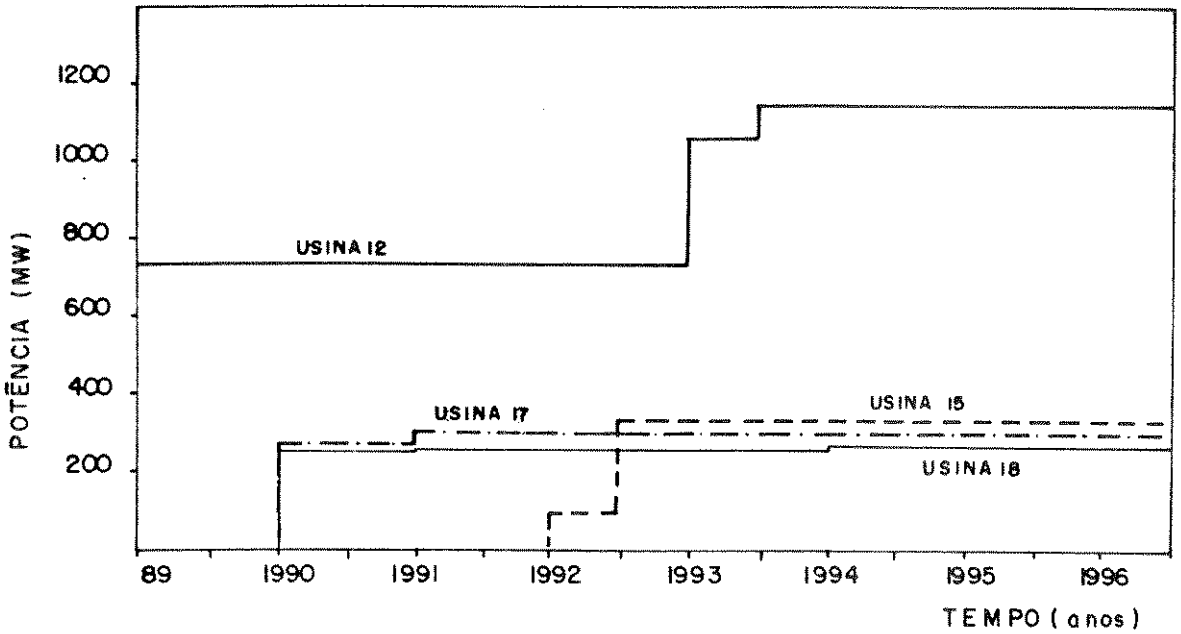


Figura 5.9 - Cronograma de instalação de novas usinas, associado à quinta identificação hidrológica.

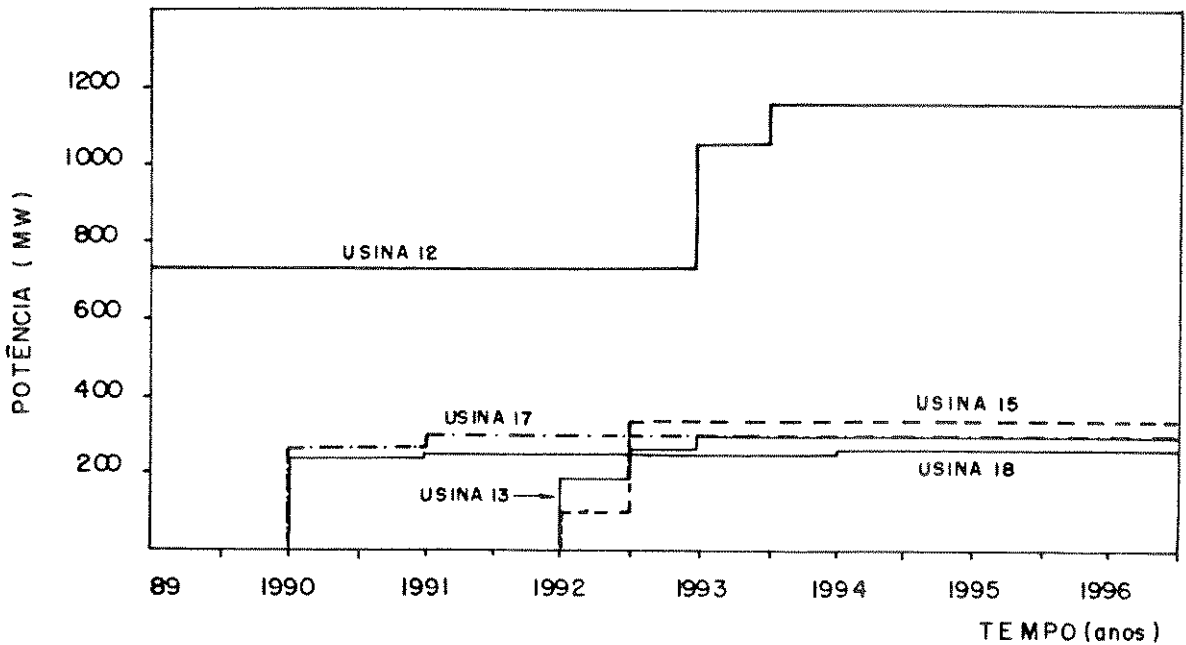


Figura 5.10 - Cronograma final de instalação de novas usinas, considerando todas as identificações hidrológicas.

5.5. Conclusão

Ao se utilizar o valor marginal da água para as variáveis de armazenamento das usinas com reservatórios com regularização obteve-se um resultado mais realista, eliminando-se o efeito provocado pela otimização e que forçava o deplecionamento de todos os reservatórios no último intervalo do horizonte de planejamento. Houve um pequeno aumento no número de variáveis que passou de 958 para 1000, e um aumento no tempo de computação de 0:45 minutos de CPU.

Outra alternativa para se eliminar o efeito do deplecionamento dos reservatórios seria a de se ampliar o horizonte de planejamento, de no mínimo mais quatro intervalos (30) e, posteriormente, desprezar estes intervalos. Isto aumentaria o número de variáveis para 1228, aumentando o tempo de computação em 5:18 minutos de CPU.

Com a discretização da curva de carga em dois patamares obteve-se resultados coerentes com a primeira solução, onde se utiliza apenas um patamar para representar a curva de carga. No problema com dois patamares existem as variáveis de turbinagem para atender a demanda de energia nos patamares da ponta e fora da ponta da curva de carga, compreendendo 462 variáveis, adicionadas à aquelas decorrentes da geração térmica, totalizando 598 variáveis. Isto resulta num saldo de 299 variáveis a mais em relação à solução anterior, provocando um aumento no tempo de processamento para obtenção da solução ótima de 7:34 minutos. Devido as pro-

(30) Isto foi comprovado considerando-se, inicialmente, dois intervalos e, posteriormente, quatro intervalos. Só neste último caso se conseguiu resultados satisfatórios.

atividades serem diferentes, o valor da função objetivo para este caso sofre um aumento de cerca de 5% em relação à anterior, com um pequeno aumento na capacidade total instalada por parte das usinas candidatas ao plano de expansão. As usinas termoeletricas de Santa Cruz 1 e 2 apresentam uma geração de 27,5 MW e 152,9 MW nos últimos intervalos de planejamento, enquanto que na solução anterior, não houve geração por parte destas usinas.

Com a introdução de 91 variáveis inteiras, o tempo de processamento para se obter a solução ótima do problema mostrou-se relativamente elevado, mesmo com a introdução das heurísticas mencionadas na seção 5.3. Caso, ao invés de se procurar a solução ótima, se aceite uma solução sub-ótima, esta pode ser obtida em um número de iterações bem menor, através da utilização de um algoritmo como o apresentado no Anexo E.

Em relação aos resultados obtidos, observa-se que com a introdução das variáveis binárias, a solução do problema relaxado, em termos de capacidade instalada das usinas candidatas, é a mesma apresentada no Anexo D, cujo cronograma de instalação de novas usinas é apresentado na figura 5.4. Nota-se também que todas as usinas candidatas participam do plano de expansão. Já na solução ótima do problema de programação mista: linear-inteira, cujo cronograma é apresentado na figura 5.5, as usinas de números 15 e 16 não participam do plano de expansão; estas usinas são as que apresentam as menores capacidades instaladas na solução do problema relaxado, conforme se observa na figura 5.4. Logo, a solução obtida para esta modelagem é mais realista, pois procura utilizar as capacidades das usinas já instaladas, devido ao custo inicial já ter sido considerado com a utilização da variável inteira, embora o tempo de computação para se obter a solução ótima tenha sido bem maior.

Em relação ao efeito da variação das margens de reserva de ponta, através do cálculo do "LOLP", a sequência utilizada para determinar o cronograma ótimo de instalação de novas usinas em função de uma margem de reserva de ponta pré-estabelecida mostrou ser bastante eficiente. Em poucas iterações do módulo responsável pelo cálculo do "LOLP" se consegue um resultado satisfatório, atendendo aos limites pré-definidos para a confiabilidade de reserva de ponta do sistema.

Como são utilizadas diversas identificações hidrológicas, é de se esperar um grande aumento no número de iterações para se obter a solução ótima do programa misto:linear-inteiro para cada identificação. Porém, como ao passar de uma identificação hidrológica para outra, impõem-se restrições matemáticas quanto a capacidade mínima instalada para aquelas usinas candidatas que efetivamente participam do plano de expansão, o número de variáveis binárias diminui, reduzindo bastante o número de iterações.

Na primeira identificação hidrológica esperava-se um maior número de iterações. No entanto, devido à solução do problema relaxado apresentar apenas 5 usinas participantes do plano de expansão, com algumas delas retardando a sua entrada em operação, houve uma redução no número de variáveis binárias de 91 para 59, e se conseguiu obter a solução ótima em apenas 172 iterações.

Já na terceira identificação hidrológica a solução ótima é obtida em média em 60 iterações pois se tem 3 iterações do "LOLP".

O tempo total de processamento incluindo a utilização da subrotina para o cálculo do "LOLP", foi de 21:42 horas de CPU.

CAPÍTULO 6

OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVA DOS RECURSOS HÍDRICOS NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS DE POTÊNCIA

6.1. Formulação do problema multiobjetivo

Os reservatórios das usinas hidroelétricas são frequentemente construídos não só para liberar água para gerar energia elétrica, mas também para atender outras finalidades. Assim, um reservatório de grande porte, criado através de uma barragem elevada, pode, por exemplo, suprir água para fins industriais, municipais e de irrigação, gerar energia elétrica, melhorar as condições de navegação, controlar cheias, prover condições favoráveis para a pesca e recreação, e regularizar o rio a jusante, contribuindo, com isso para o desenvolvimento regional.

É relativamente fácil, através de restrições matemáticas referentes a vazões defluentes mínimas e máximas e níveis d'água mínimos e máximos nos reservatórios, simular estes usos múltiplos no planejamento da operação de um sistema hidrotérmico de potência. O mesmo, porém não acontece nos estudos de planejamento da expansão. Se há um órgão, como Tennessee Valley Authority, nos E.U.A., responsável pelo planejamento e coordenação do desenvolvimento integrado dos recursos hídricos na região sob

sua jurisdição, esta tarefa pode ser conduzida na forma de uma otimização dos benefícios líquidos para a região, oriundos desses usos múltiplos. É um problema de otimização com uma única função objetivo. Geralmente, no entanto, alguns desses usos da água são dominantes sobre os demais, estando a geração de energia elétrica entre os primeiros. Nesses casos, algumas organizações ligadas ao desenvolvimento dos usos dominantes ficam encarregadas da tarefa de planejá-los, ficando a influência dos usos secundários por conta do eventual prestígio de grupos de pressão que os representem. Este procedimento, evidentemente, tira o sentido de qualquer otimização com um único objetivo.

Como no Brasil, em geral, o desenvolvimento da energia elétrica possui primazia no planejamento dos recursos hídricos, propõe-se abordar o problema com base em dois objetivos. O primeiro consiste em minimizar os custos envolvidos no plano de expansão do sistema de potência, enquanto que o segundo consiste em maximizar os benefícios líquidos decorrentes dos usos múltiplos da água neste sistema.

A função objetivo correspondente à minimização dos custos envolvidos na expansão do sistema gerador de energia elétrica é aquela apresentada em (4.38), podendo ser reescrita na seguinte forma condensada:

$$\text{Min } F_1(\underline{x}_1) \quad (6.1)$$

onde

\underline{x}_1 : vetor correspondente às variáveis do problema de minimização.

O custo das usinas hidroelétricas candidatas ao plano

de expansão, que contém reservatórios com usos múltiplos da água, corresponde ao custo separável para o propósito de geração de energia elétrica, mais uma parcela do custo comum, não separável, alocado a este propósito através de um dos critérios de alocação de custo apresentados na seção 2.3 deste trabalho.

A segunda função objetivo é dada por:

$$\begin{aligned}
 \text{Max} \quad & \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{N_{hc}} \left[(BF_{i,t}^h - CF_{i,t}^h + BF_{i,t}^o - CF_{i,t}^o) \cdot I_{i,t} + \right. \right. \\
 & + (BV_{i,t}^h - CV_{i,t}^h) \cdot E_{i,t} + (BV_{i,t}^o - CV_{i,t}^o) \cdot H_{i,t} + \\
 & \left. - O_{i,t}^{hc} \cdot \sum_{k=1}^S R_{i,k,t}^{hc} \cdot U_{i,k,t} \cdot T_k \right] - \sum_{j=1}^{N_{he}} (C_{j,t}^{he} \cdot G_{j,t}^{he} + \\
 & + O_{j,t}^{he} \cdot \sum_{k=1}^S R_{j,k,t}^{he} \cdot U_{j,k,t} \cdot T_k) - \sum_{\ell=1}^{N_{te}} (C_{\ell,t}^{te} \cdot G_{\ell,t}^{te} + \\
 & + O_{\ell,t}^{te} \cdot \sum_{k=1}^S Z_{\ell,k,t}^{te} \cdot T_k) - \sum_{m=1}^{N_c} (C_{m,t}^{cp} \cdot G_{m,t}^{cp} + \\
 & + C_{m,t}^{ce} \cdot \sum_{k=1}^S Z_{m,k,t}^c \cdot T_k) + \sum_{n=1}^{N_v} C_{n,t}^v \cdot \sum_{k=1}^S Z_{n,k,t} \cdot T_k \left. \right\} + \\
 & - \left[\sum_{j=1}^{N_{he}} C_{j,T}^{he} \cdot G_{j,T}^{he} + \sum_{\ell=1}^{N_{te}} C_{\ell,T}^{te} \cdot G_{\ell,T}^{te} \right] \cdot ET + \\
 & + \sum_{i=1}^{N_{hc}} \sum_{k=1}^4 \beta_{i,k}^{hc} \cdot X_{i,k,T} + \sum_{j=1}^{N_{he}} \sum_{k=1}^4 \beta_{j,k}^{he} \cdot X_{j,k,T} \quad (6.2)
 \end{aligned}$$

onde:

$BF_{i,t}^h$ ($BV_{i,t}^h$): componente do benefício atualizado devido à geração de energia elétrica pela usina hidroelétrica i , no intervalo de planejamento t , que independe da motorização, em US\$ (que depende da motorização, em US\$/MW);

$H_{i,t}$: variável genérica associada à usina hidroelétrica i , no intervalo de planejamento t , representando vazões defluentes ou volumes de armazenamento no reservatório da usina, dos quais dependem, ao menos parcialmente, os benefícios não oriundos da geração de energia elétrica. $H_{i,t}$ pode ser, por exemplo, a vazão defluente desviada para fins de suprimento de água ou irrigação, ou então o volume do reservatório reservado para amortecimento de cheias;

$BF_{i,t}^o$ ($BV_{i,t}^o$): componente do benefício atualizado devido a outros usos da água que não de geração de energia elétrica, da usina hidroelétrica i , no intervalo t , que independe de $H_{i,t}$, em US\$ (que depende de $H_{i,t}$, em US\$/m³);

$CF_{i,t}^o$ ($CV_{i,t}^o$): componente do custo atualizado devido a outros usos da água que não de geração de energia elétrica, da usina hidroelétrica i , no intervalo t , que independe de $H_{i,t}$, em US\$ (que depende de $H_{i,t}$, em US\$/m³).

Os custos e benefícios acima são obtidos de maneira análoga ao realizado em (4.8), sendo o efeito terminal do valor marginal da água dos reservatórios incorporado conforme indicado em (4.9). Os benefícios da geração de energia elétrica são calculados através do procedimento relatado na seção 2.2.

A função objetivo apresentada em (6.2) é geral, devendo-se, para cada propósito que não o da geração de energia elétrica, se escolher a variável $H_{i,t}$ mais pertinente, assim como se determinar que parcelas dos respectivos custo e benefício dependem de $H_{i,t}$.

No estudo de caso abordado no capítulo anterior, e que também será utilizado no próximo para a aplicação dos métodos de otimização multiobjetivo propostos neste capítulo, tem-se como usos da água dos reservatórios de usinas candidatas, a irrigação e a geração de energia elétrica. Para esta situação particular, a função objetivo que melhor representa o problema é a seguinte:

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{i=1}^{N_{hc}} \left[(BF_{i,t}^h - CF_{i,t}^h - CF_{i,t}^{ir}) \cdot I_{i,t} + \right. \right. \\ & + (BV_{i,t}^h - CV_{i,t}^h) \cdot E_{i,t} + (B_{i,t}^{ir} - CV_{i,t}^{ir}) \cdot VO_{i,t} + \\ & \left. - O_{i,t}^{hc} \cdot \sum_{k=1}^S R_{i,k,t}^{hc} \cdot U_{i,k,t} \cdot T_k \right] - \sum_{j=1}^{N_{he}} (C_{j,t}^{he} \cdot G_{j,t}^{he} + \\ & + O_{j,t}^{he} \cdot \sum_{k=1}^S R_{j,k,t}^{he} \cdot U_{j,k,t} \cdot T_k) - \sum_{\ell=1}^{N_{te}} (C_{\ell,t}^{te} \cdot G_{\ell,t}^{te} + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + O_{\ell,t}^{te} \cdot \sum_{k=1}^S z_{\ell,k,y}^{te} \cdot T_k) - \sum_{m=1}^{N_c} (C_{m,t}^{cp} \cdot G_{m,t}^{cp} + \\
& + C_{m,t}^{ce} \cdot \sum_{k=1}^S z_{m,k,t}^c \cdot T_k) + \sum_{n=1}^{N_v} C_{n,t}^v \cdot \sum_{k=1}^S z_{n,k,t} \cdot \\
& \cdot T_k \left. \right\} - \left[\sum_{j=1}^{N_{he}} C_{j,T}^{he} \cdot G_{j,T}^{he} + \sum_{\ell=1}^{N_{te}} C_{\ell,T}^{te} \cdot G_{\ell,T}^{te} \right] \cdot ET + \\
& + \sum_{i=1}^{N_{hc}} \sum_{k=1}^4 \beta_{i,k}^{hc} \cdot X_{i,k,T} + \sum_{j=1}^{N_{he}} \sum_{k=1}^4 \beta_{j,k}^{he} \cdot X_{j,k,T} \quad (6.3)
\end{aligned}$$

onde:

$VO_{i,t}$: volume d'água desviado do reservatório da usina hidroelétrica i para a finalidade de irrigação, no intervalo de planejamento t , em m^3 ;

$CF_{i,t}^{ir}$ ($CV_{i,t}^{ir}$): componente do custo atualizado de irrigação, associado ao reservatório da usina hidroelétrica i , no intervalo t , que independe do volume d'água desviado para irrigação em US\$ (que depende desse volume, em US\$/ m^3);

$B_{i,t}^{ir}$: benefício unitário atualizado de irrigação, associado ao reservatório da usina hidroelétrica i , no intervalo t , em US\$/ m^3 .

A função objetivo corresponde à maximização dos benefí

cios líquidos apresentada em (6.3) pode ser reescrita na seguinte forma condensada:

$$\text{Max } F'_2(\underline{x}_2) \quad (6.4)$$

onde:

\underline{x}_2 : vetor correspondente às variáveis do problema de maximização.

Para o problema de minimização, as restrições são todas aquelas já vistas na seção 4.2 e complementadas na seção 4.3, devido à inclusão das variáveis inteiras. Já para o problema de maximização, quando se considera a função objetivo definida em (6.3), tem-se uma alteração na equação dinâmica dos reservatórios, a fim de se levar em consideração o volume de água utilizado para irrigação. Tem-se portanto:

$$X_{i,t+1} = x_{i,t} + k_1 \cdot \left[k_2 \cdot Y_{i,t} + \sum_{u \in A_i} (k_2 \cdot V_{u,t} + \right. \\ \left. + \sum_{k=1}^S U_{u,k,t} \cdot T_k) - k_2 \cdot V_{i,t} - VO_{i,t} - \sum_{k=1}^S U_{i,k,t} \cdot T_k \right]$$

$$\text{para } i = 1, \dots, N_h \quad \text{e} \quad t = 1, \dots, T \quad (6.5)$$

onde todos os parâmetros e variáveis da equação, com exceção de $VO_{i,t}$, já foram definidas anteriormente em (4.15).

As demais restrições do problema de minimização são também válidas para o problema de maximização.

Caso fosse feita a maximização dos benefícios líquidos

sem qualquer restrição quanto à instalação de novas usinas, todas as usinas candidatas seriam instaladas até sua capacidade máxima, no primeiro intervalo do planejamento. Deve-se, então, neste problema de maximização, utilizar restrições adicionais que limitam a capacidade instalada total nas usinas candidatas em cada intervalo de planejamento, evitando-se margens de reserva de geração excessivas, inactivíveis financeiramente. Tem-se portanto:

$$\sum_{i=1}^{N_{hc}} \sum_{r=1}^t E_{i,r} \leq \bar{E}_t \quad (6.6)$$

onde:

\bar{E}_t : valor máximo aceitável da capacidade a ser instalada nas usinas candidatas, em MW, no intervalo t.

Restrições adicionais, como limites máximos nos volumes de água, função da demanda prevista para este uso da água dos novos reservatórios, podem ser perfeitamente incorporados ao problema. Tem-se, neste caso:

$$VO_{i,t} \leq \overline{VO}_{i,t} \quad \text{para } i = 1, \dots, N_{hc} \text{ e } t = 1, \dots, T \quad (6.7)$$

onde:

$\overline{VO}_{i,t}$: volume máximo de água a ser utilizado para irrigação, em m³, a partir do reservatório da usina hidroelétrica candidata i, no intervalo t.

Uma formulação suscinta do problema completo, engloban

do ambas as funções a otimizar pode ser expressa por:

$$\text{Min } \underline{x} \quad [F_1(\underline{x}), F_2(\underline{x})] \quad (6.8)$$

$$\text{sujeito a } g_m(\underline{x}) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (6.9)$$

$$\underline{x}' \in \{0, 1\}^N \quad (6.10)$$

$$\text{com } F_2(\underline{x}) = -F_2'(\underline{x}_2)$$

onde:

\underline{x} : vetor G-dimensional representativo das variáveis de decisão (31);

\underline{x}' : vetor N-dimensional, representativo do sub-conjunto das variáveis inteiras (zero ou um) definidas em (4.38);

$F_1(\underline{x})$: função objetivo definida por (6.1);

$F_2'(\underline{x}_2)$: função objetivo definida por (6.3);

$g_m(\underline{x})$: m-ésima restrição matemática do problema completo.

(31) Como as variáveis definidas em (6.4) pelo vetor \underline{x}_2 englobam as variáveis definidas em (6.1) pelo vetor \underline{x}_1 , pode-se perfeitamente utilizar $\underline{x} = \underline{x}_2$ como vetor de variáveis para o problema multiobjetivo.

6.2. Resolução através de métodos conversacionais multiobjetivos

6.2.1. Utilização da programação multiobjetivo no planejamento dos recursos hídricos

Na seção 3.2 foram analisados vários tipos de modelos utilizados no planejamento da operação e expansão de sistemas de geração de energia elétrica puramente termoelétricos ou hidrotérmicos. Nas formulações desses modelos não foi considerada explicitamente mais do que uma função objetivo.

Com o desenvolvimento das técnicas de programação matemática com múltiplos objetivos, os analistas passaram a dispor de ferramentas matemáticas adequadas à consideração explícita de várias funções objetivo. Boa parte deste desenvolvimento foi devido à necessidade de se ter uma metodologia adequada para a consideração dos vários usos da água. Alguns usos são conflitantes, como o controle de cheias e o fornecimento de água municipal. O primeiro necessita que o reservatório esteja ao menos parcialmente vazio, no período de cheias para poder conter as ondas de cheia, e o segundo necessita que o reservatório esteja cheio o suficiente para se poder fornecer água suficiente durante todo o ano. Usos complementares da água também podem tornar-se conflitantes. Por exemplo, produção de energia elétrica e irrigação são usos em que a água armazenada no reservatório durante períodos úmidos é utilizada durante períodos secos, trazendo benefícios para ambos os casos; no entanto, geração elétrica e irrigação exigem diferentes regras para deplecionamento do reservatório.

Uma das primeiras aplicações da análise multiobjetivo foi feita por Thomas & Reville [1966], onde foram exploradas

as permutas entre geração de energia elétrica e irrigação na operação do "High Aswan Dam", represa situada no rio Nilo no Egito. Outros trabalhos foram feitos, ligados à operação de reservatórios, como o de Thompson et alii [1982], onde foi utilizada a programação dinâmica estocástica para a obtenção da solução de compromisso, entre, novamente, geração de energia elétrica e irrigação.

Já Major [1974] utilizou a análise multicritério para o dimensionamento do reservatório "Big Walnut" na Índia. O lago criado pelo reservatório deveria inundar uma determinada área. Major considerou os benefícios líquidos decorrentes do suprimento de água, recreação e controle de cheias, contra o efeito ambiental decorrente da inundação de importante área ecológica.

Cohon [1978] utilizou uma análise multicritério nos estudos de desenvolvimento do Rio Colorado na Argentina. O problema é de particular interesse pois foi uma das primeiras tentativas de planejamento empregando programação multiobjetivo para um problema de grande porte envolvendo investimentos públicos de monta.

A metodologia desenvolvida por Cohon utilizou três modelos. O primeiro empregava programação linear, e seus resultados, em termos de usinas a serem instaladas e suas motorizações, alimentavam um modelo de simulação, que tratava as vazões afluentes estocasticamente, além de considerar as saídas forçadas das unidades geradoras. Um terceiro modelo estabelecia, para a configuração obtida após a simulação, o cronograma de construção das usinas. Foram utilizadas, a princípio (32), duas fun-

(32) A versão final propõe três funções objetivo, face a dificuldade de considerar uma igual distribuição de água entre as regiões envolvidas no problema.

ções objetivo, sendo a primeira a maximização dos benefícios líquidos devido a irrigação, produção de energia elétrica e exportação regional de água. A segunda dizia respeito à minimização dos desvios absolutos da alocação da água por quatro regiões, em relação à média regional.

Para resolver o problema multiobjetivo foi utilizado o método das restrições [Cohon & Marks, 1973], que consiste em reduzir o problema multiobjetivo a um modelo com um só objetivo, considerando-se os demais como restrições.

Outra aplicação de programação multiobjetivo foi feita por Clímaco & Almeida [1982], que consideraram três funções objetivo. A primeira minimizava os custos de investimento e de operação de novas usinas. A segunda minimizava os custos devido a importações induzidas pelo primeiro objetivo. A última consistia em minimizar o impacto sobre o meio ambiente. As restrições utilizadas diziam respeito ao atendimento das demandas de energia e de ponta, levando-se em conta a disponibilidade para operação das novas unidades geradoras. Foi feita uma aplicação para um sistema hidrotérmico de potência, sem envolver a modelagem da operação das usinas hidroelétricas. Na solução do problema multiobjetivo foi empregado o algoritmo simplex proposto por Zeleny [1974].

6.2.2. O método de negociação do valor substituto (MNVS)

O método aqui desenvolvido consiste de uma adaptação daquele proposto por Haimes (33) [Haimes et alii, 1975]. É um método conversacional que busca a melhor solução de compromisso, sem que haja a necessidade do conhecimento prévio da função

(33) Surrogate worth trade-off method.

utilidade do decisor, pois considera os valores das funções objetivo e as taxas de negociação (trade-offs) associadas aos valores assumidos por estas funções. A solução é obtida com auxílio de informações sobre as preferências do decisor frente a certas alternativas apresentadas.

O método consta basicamente de duas fases. Na primeira ocorre o levantamento das informações a serem fornecidas ao decisor, através da identificação das soluções não-dominadas. Na segunda, ocorre a escolha da faixa de indiferença ou da solução preferida, de uma forma iterativa com o decisor.

A fim de proporcionar uma melhor compreensão do método, seguem abaixo as definições de alguns dos termos utilizados na análise multiobjetivo. As definições de números 6 e 7 são específicas ao método de negociação do valor substituto.

1. Uma solução ótima para um problema de minimização é aquela que corresponde ao valor mínimo de todos os objetivos simultaneamente. Em geral não há uma solução ótima em problemas multiobjetivos, daí a necessidade de se definir o que é solução não-dominada.
2. Solução não-dominada ou não-inferior (noninferior solution) é uma solução factível em que nenhum decréscimo pode ser obtido em algum dos objetivos sem causar um incremento em pelo menos um dos outros objetivos.
3. Uma solução preferida (preferred solution) é uma solução não-inferior que é escolhida como decisão final através de algum critério adicional. Ela pode ser decorrente da utilização de alguma função utilidade.
4. Função utilidade (utility function) é aquela que traduz as

preferências de um decisor ou de um grupo social, em relação às alternativas que se apresentam em um problema multiobjetivo, podendo ser formulada matematicamente.

5. Faixa de indiferença (indifference band) é definida como o subconjunto de soluções não-inferiores onde o melhoramento de uma função objetivo é igual, na opinião do decisor, à degradação ocorrida na outra função objetivo.
6. A taxa de negociação α_{ij} , definida em (6.11), é a quantidade da função objetivo i que precisa ser sacrificada para se ganhar uma unidade da função objetivo j .
7. A função valor substituto (surrogate worth function) ω_{ij} é uma função monotônica obtida a partir das taxas de negociação α_{ij} , através de notas dadas pelo tomador de decisões, que variam, por exemplo, entre -10 e +10, decorrente do seu interesse de negociação. Se $\omega_{ij} > 0$, indica que o decisor está disposto a trocar α_{ij} unidades marginais da função objetivo i por uma unidade marginal da função objetivo j , com intensidade ω_{ij} . Um valor negativo indica que o decisor não está disposto a efetuar tal troca. Se $\omega_{ij} = 0$, significa que o decisor está indiferente, ou seja, ele concorda com os valores obtidos para as funções objetivo i e j .

A obtenção de uma taxa de negociação para o problema definido em (6.8) sujeito a (6.9) e (6.10) é feita através da determinação de duas soluções S_k e S_{k+1} decorrentes da utilização de dois valores previamente definidos para a função objetivo F_2 . O valor da taxa de negociação do objetivo 2 em relação ao objetivo 1, α_{21} , a ser oferecido ao decisor é obtida de:

$$\alpha_{21} = \frac{F_2(S_k) - F_2(S_{k+1})}{F_1(S_k) - F_1(S_{k+1})} \quad (6.11)$$

onde:

$F_1 (S_k), F_2 (S_k)$: valores das funções objetivo definidas respectivamente em (6.1) e (6.3) avaliadas para o ponto S_k .

Os passos do algoritmo desenvolvido para implementar o MNVS são:

Passo 1: Determine o valor mínimo da função $F_2 (\underline{x})$, denominado $F_2 \text{ min}$, resolvendo o problema:

$$\text{Min}_{\underline{x}} F_2 (\underline{x}) \quad (6.12)$$

$$\text{sujeito a } g_m (\underline{x}) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (6.13)$$

$$\underline{x}' \in \{0,1\}^N$$

Passo 2: Determine $F_2 \text{ max} = F_2 (\underline{x}_1 \text{ min})$, onde $\underline{x}_1 \text{ min}$ é o vetor solução do problema:

$$\text{Min}_{\underline{x}} F_1 (\underline{x}) \quad (6.15)$$

$$\text{sujeito a } g_m (\underline{x}) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (6.16)$$

$$\underline{x}' \in \{0,1\}^N \quad (6.17)$$

Passo 3: Determine o valor inicial do incremento D a ser utilizado em (6.19), avaliado por:

$$D = (F_2 \text{ max} - F_2 \text{ min}) / k_1 \quad (6.18)$$

onde k_1 é uma constante definida em função da diferença entre $F_2 \text{ max}$ e $F_2 \text{ min}$. Neste trabalho foi adotado

$K_1 = 10$. O incremento D propicia variações nos valores de F_2 , entre seus dois limites, permitindo a obtenção das taxas de negociação.

Faça $k = 1$ (34) e

$$F_2^*(k) = F_{2 \min} + D \quad (6.19)$$

Passo 4: Resolva o problema:

$$\text{Min}_{\underline{x}} F_1(\underline{x}) \quad (6.20)$$

$$\text{sujeito a } F_2(\underline{x}) \leq F_2^*(k) \quad (6.21)$$

$$g_m(\underline{x}) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (6.22)$$

$$\underline{x}' \in \{0, 1\}^N \quad (6.23)$$

Como é importante que a restrição (6.21) seja ativa, na solução do problema resolvido no passo 4, é incorporado ao módulo apresentado no ítem 4.3, para determinação da solução do problema misto, a verificação do valor da variável de folga correspondente àquela restrição. Caso o valor dessa variável seja diferente de zero, a solução é desprezada e prossegue-se com aplicação do método "Branch and Bound". Caso a solução seja infactível o valor de $F_2^*(k)$ é redefinido, através da alteração do valor do incremento D .

Passo 5: Verifique se $k = 1$. Caso afirmativo vá para o passo seguinte. Caso contrário determine o valor da taxa de

(34) k é o contador das iterações efetuadas, até a obtenção da solução preferida pelo decisor.

negociação (6.11) onde as soluções utilizadas são aquelas correspondentes as duas últimas cujos valores de $\omega_{21}(k)$ tenham sinais contrários. Neste caso vá para o passo 7.

Passo 6: Faça $k = 2$,

$$F_2^*(k) = F_2 \text{ max} - D \quad (6.24)$$

e retorne ao passo 4

Passo 7: Ofereça ao decisor os valores de $F_1(k)$, solução do problema (6.20) sujeito a (6.21), (6.22) e (6.23), $F_2(k)$ e os valores das taxas de negociação $\alpha_{21}(k)$. Para a solução corrente, indague sobre a sua avaliação, ou seja, sobre o valor de $\omega_{21}(k)$. Se $k = 2$, o decisor fornece duas avaliações, uma para cada solução multiobjetiva. Se $\omega_{21}(k) \neq 0$ vá para o passo seguinte.

Caso contrário vá para o passo 9.

Passo 8: A partir dos valores de $\omega_{21}(k)$ é definido o novo valor de $F_2^*(k)$. Caso os sinais dos dois últimos valores sejam diferentes, o próximo valor de F_2^* é definido por:

$$F_2^*(k+1) = F_2(k) - \frac{\omega_{21}(k) \cdot [F_2(k) - F_2(k-1)]}{\omega_{21}(k) - \omega_{21}(k-1)} \quad (6.25)$$

Caso contrário, o seu valor é obtido por:

$$F_2^*(k+1) = F_2(k) - \frac{\omega_{21}(k) \cdot [F_2(k) - F_2(k-k')]}{\omega_{21}(k) - \omega_{21}(k-k')} \quad (6.26)$$

Com $k' \geq 2$.

Faça $k = k + 1$ e retorne ao passo 4.

Passo 9: Se existe interesse em se obter a faixa de indiferença, o valor de D é refinado. Isto é feito através de variações em torno do valor de $F_2(k)$, com aplicação dos passos de números 4 a 8, até obter-se nova ou novas indiferenças do decisor. Isto acontecendo, vá para o passo seguinte. Se não existe interesse em se obter esta faixa, e sim, apenas uma solução, o algoritmo termina aqui.

Passo 10: Determine as soluções correspondentes aos valores extremos da faixa de indiferença obtida (35). Caso o decisor prefira um valor \hat{F}_2 interno à faixa de indiferença, vá para o passo seguinte. Caso contrário o algoritmo termina aqui.

Passo 11: Resolva o problema

$$\text{Min}_{\underline{x}} F_1(\underline{x}) \quad (6.27)$$

$$\text{sujeito a } F_2(\underline{x}) \leq \hat{F}_2 \quad \text{e} \quad (6.28)$$

$$g_m(\underline{x}) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (6.29)$$

$$\underline{x}' \in \{0,1\}^N \quad (6.30)$$

(35) Não há necessidade de se determinar as soluções extremas se, através de algum critério de armazenamento, sempre forem guardadas duas soluções com $\omega_{21}(k) = 0$.

Este algoritmo foi implementado no computador VAX/ 750 da UNICAMP, através da elaboração de um programa conversacional onde as soluções são mostradas a cada iteração para o decisor, no passo 7, a fim de que ele possa fornecer a sua avaliação. A convergência do método é assegurada desde que o decisor seja coerente em suas avaliações, pois ocorre a necessidade da função valor substituto ω_{ij} ser uma função monotônica de α_{ij} . Os valores de ω_{ij} podem também ser obtidos através do emprego de uma função utilidade explícita estabelecida pelo decisor, não havendo neste caso a necessidade do método ser interativo, uma vez que os valores de ω_{ij} seriam então obtidos automaticamente.

6.2.3. O método iterativo sequencial com uso de programação por metas (MISPM)

A programação por metas para um modelo linear foi originalmente proposta por Charnes & Cooper [1961]. Posteriormente foram feitas extensões como as realizadas por Lee [1971] e Ignizio [1976]. O modelo desenvolvido neste trabalho é baseado na versão proposta por Masud & Hwang [1981].

A escolha deste método, alternativo ao método de negociação do valor substituto, se deve ao fato das suas soluções apresentarem um compromisso com as metas estipuladas pelo decisor, podendo-se investigar, de uma forma iterativa e conversacional diferentes metas.

A fim de formular o problema, algumas definições são importantes na programação por metas:

1. Uma meta (goal) é uma função matemática de variáveis de deci

são que representa uma combinação de uma função objetivo com um valor desejado para esta função.

2. Denomina-se desvio da meta (goal deviation) a diferença entre o valor funcional almejado e o valor que se obtém para a função objetivo através da solução do problema. Este último valor pode estar acima ou abaixo da meta.
3. Função satisfação (achievement function) é uma função que incorpora os desvios das metas apresentadas, em termos de uma ordenação lexicográfica, ou seja, a otimização é feita de acordo com a ordenação dos desvios das metas, onde a solução, em um estágio intermediário, não pode degradar as metas anteriores, hierarquicamente prioritárias.

O método interativo sequencial com programação por metas (36) consiste em apresentar ao decisor a melhor solução corrente de compromisso entre as funções objetivo do problema, denominada Solução Principal (SP), e um conjunto de soluções de compromisso que satisfazem cada uma das metas separadamente, denominadas Soluções Alternativas (SA)'s.

O método explora, através de iterações com o decisor, as soluções não dominadas do problema.

Para uma iteração k qualquer, tem-se duas fases: cálculo e avaliação. Para metas pré-estabelecidas pelo decisor, a (SP) e as (SA)'s são obtidas na fase de cálculo. A fase de avaliação consiste na indicação, pelo decisor, de sua preferência entre estas soluções, na forma de novos níveis desejados para as metas. Com estas novas informações, o processo retorna para a fase de cálculo, na iteração $k + 1$. Se em alguma iteração o decisor admitir que a (SP) ou uma das (SA)'s é uma solu-

(36) Interactive sequential goal programming method.

ção satisfatória, o algoritmo termina.

De uma forma geral, as soluções são obtidas a partir do problema:

$$\text{Min } a \quad (6.31)$$

$$\text{S.a } g_m(\underline{x}) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (6.32)$$

$$\underline{x}' \in \{0,1\}^N \quad (6.33)$$

$$\left. \begin{aligned} F_i(\underline{x}) + w_i \cdot (d_i^- - d_i^+) &= b_i \\ d_i^+ &\leq 1 \\ d_i^+, d_i^- &\geq 0 \end{aligned} \right\} \quad i = 1, 2 \quad (6.34)$$

onde:

a : função satisfação, estabelecida de acordo com o tipo de solução pretendida;

d_i^-, d_i^+ : correspondem aos desvios relativos inferior e superior, respectivamente, da função objetivo $F_i(\underline{x})$ em relação a meta b_i .

w_i : peso derivado de uma normalização nos desvios das metas a fim de que a variação entre o valor mínimo de cada função objetivo, $F_{i \text{ min}}$, e a meta correspondente b_i , seja no máximo igual a unidade.

A restrição que associa a meta b_i com a função objetivo $F_i(\underline{x})$ pode ser reescrita como:

$$F_i(\underline{x}) - F_{i \max} + w_i \cdot (d_i^- - d_i^+) = b_i - F_{i \max} \quad (6.35)$$

onde $F_{i \max}$ é o valor da função objetivo i para a solução que minimiza a outra função objetivo.

Dividindo membro a membro por $F_{i \max} - b_i$, desde que $F_{i \min} \leq b_i < F_{i \max}$, obtém-se:

$$\frac{F_i(\underline{x}) - F_{i \max}}{F_{i \max} - b_i} + \frac{w_i \cdot (d_i^- - d_i^+)}{F_{i \max} - b_i} = \frac{b_i - F_{i \max}}{F_{i \max} - b_i} \quad (6.36)$$

Fazendo

$$w_i = F_{i \max} - b_i \quad (6.37)$$

tem-se o valor do peso a ser utilizado na normalização.

Os pesos w tem as seguintes propriedades adicionais:

- (a) w_i é automaticamente ajustado, sempre que a meta b_i mudar de uma iteração para outra;
- (b) w_i diminui se b_i aumenta de uma iteração para outra e vice-versa.

Os passos do algoritmo desenvolvido para implementar o MISPM, fazendo uso de programação por metas são:

Passo 1: Determine as soluções ideais $F_{i \min}$, $i = 1, 2$, resolvendo:

$$\text{Min}_{\underline{x}} F_i(\underline{x}), \quad i = 1, 2 \quad (6.38)$$

$$\text{sujeito a } g_m(\underline{x}) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (6.39)$$

$$\underline{x}' \in \{0, 1\}^N \quad (6.40)$$

Passo 2: Determine $F_i \max$, $i = 1, 2$ utilizando as soluções $\underline{x}_i \min$ obtidas no passo anterior

$$F_i \max = F_i(\underline{x}_j \min) \quad i = 1, 2; \quad j = 1, 2; \quad i \neq j \quad (6.41)$$

Passo 3: Indague ao decisor sobre a indicação de seu vetor inicial de metas \underline{b} , tal que:

$$F_i \min \leq b_i < F_i \max, \quad i = 1, 2 \quad (6.42)$$

Passo 4: Determine a (SP), resolvendo:

$$\text{Min } a = \left(\sum_{i=1}^2 d_i^+, \sum_{i=1}^2 -d_i^- \right) \quad (6.43)$$

$$\text{S.a } g_m(\underline{x}) \leq 0, \quad m = 1, 2, \dots, M \quad (6.44)$$

$$\underline{x}' \in \{0, 1\}^N \quad (6.45)$$

$$\left. \begin{aligned} F_i(\underline{x}) + w_i \cdot (d_i^- - d_i^+) &= b_i \\ d_i^+ &\leq 1 \\ d_i^+, d_i^- &\geq 0 \end{aligned} \right\} \quad i = 1, 2 \quad (6.46)$$

A primeira prioridade da função objetivo consiste em minimizar os desvios superiores das metas e a segunda prioridade garante que mesmo que o vetor de metas \underline{b} seja dominado, a solução obtida será não dominada.

A restrição $d_i^+ \leq 1$ garante que $F_1(\underline{x})$ nunca será superior a $F_i \max$, em face da normalização efetuada.

A solução obtida neste passo, a fim de facilitar a

continuidade do algoritmo, é denotada por \underline{x}^0 e \underline{F}^0 .

Passo 5: Determine as (SA)'s, resolvendo:

$$\text{Min } a^\ell = \left(\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq \ell}}^2 d_i^+, \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq \ell}}^2 -d_i^- \right), \ell = 1, 2 \quad (6.47)$$

$$\text{S.a } g_m(\underline{x}) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \quad (6.48)$$

$$\underline{x}' \in \{0, 1\}^N \quad (6.49)$$

$$F_\ell(\underline{x}) - w_\ell \cdot d_\ell^- = b_\ell$$

$$\left. \begin{aligned} F_i(\underline{x}) + w_i \cdot (d_i^- - d_i^+) &= b_i \\ d_i^+ &\leq 1 \\ d_i^-, d_i^+, d_\ell^- &\geq 0 \end{aligned} \right\} \begin{array}{l} i = 1, 2 \\ i \neq \ell \end{array} \quad (6.50)$$

$$\text{com } w_\ell = F_\ell \max - b_\ell \quad (6.51)$$

A solução obtida é denotada por \underline{x}^ℓ , \underline{F}^ℓ , $\ell = 1, 2$. Este passo gera soluções as quais satisfazem as metas individualmente. Novamente, as soluções obtidas, devido ao uso da segunda prioridade em (6.47) são não dominadas.

Passo 6: Forme a seguinte tabela:

V a l o r e s

	1	2
Valor da f. objetivo		
limites:		
\underline{F} min	F_1 min	F_2 min
\underline{F} max	F_1 max	F_2 max
Soluções		
SP: \underline{F}^0	F_1^0	F_2^0
(SA) 's: \underline{F}^1	F_1^1	F_2^1
\underline{F}^2	F_1^2	F_2^2
Meta corrente		
\underline{b}	b_1	b_2

Passo 7: Fase de avaliação:

- Pergunte ao decisor se \underline{F}^0 ou alguma das (SA) 's \underline{F}^l lhe satisfaz. Caso afirmativo, pare. Caso contrário, vá para o item (b).
- Indague ao decisor sobre o seu novo vetor de metas, em termos dos valores apresentados na tabela formada no passo 6 (37). Vá para o passo seguinte.

(37) O decisor pode estimar uma faixa de negociação a partir de duas soluções obtidas, a fim de indicar melhor o seu novo vetor de metas \underline{b} .

Passo 8: Determine os desvios para as novas metas especificadas:

$$\Delta F_i^- = F_i^0 - b_i \quad \text{para } i \mid F_i^0 \leq b_i \quad (6.52)$$

$$\Delta F_\ell^+ = F_\ell^0 - b_\ell \quad \text{para } \ell \mid F_\ell^0 > b_\ell \quad (6.53)$$

Passo 9: Efetue o teste de consistência:

- a) Se existirem ΔF_i^- e ΔF_ℓ^+ as novas metas especificadas são consistentes. Desde que \underline{F}^0 é não-dominada, este teste é necessário, pois se o decisor deseja uma diminuição em uma das funções objetivo, deve aceitar um aumento no valor da outra função. Retorne ao passo 4.
- b) Caso contrário, retorne ao passo 7 (b).

Este algoritmo também foi implementado no computador VAX/750 da UNICAMP. Como nos outros algoritmos do mesmo tipo, a experiência tem mostrado que, se o decisor for racional e consistente na escolha de suas novas metas, a partir das informações fornecidas na tabela formada no passo 6, a convergência para a solução ótima multiobjetiva se dá em poucas iterações.

CAPÍTULO 7

UM ESTUDO DE CASO PARA A OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

7.1. O sistema objeto de estudo

Aqui determina-se também, à guisa de aplicação das propostas de otimização multiobjetivo apresentadas no capítulo anterior, a expansão ótima do sistema hidrotérmico de potência definido no capítulo 5, com a consideração adicional que para algumas das usinas candidatas ao plano de expansão há a possibilidade de utilização múltipla de seus reservatórios. Nos estudos de inventário dessas usinas candidatas constatou-se que os reservatórios das usinas Picada e Itaocara, de nºs 16 e 18 na figura 5.1, respectivamente, tinham, além da geração hidroelétrica, um bom potencial para irrigação. Os reservatórios das demais usinas candidatas não apresentaram um potencial significativo, a não ser para geração hidroelétrica.

A determinação dos benefícios líquidos de geração de energia elétrica das usinas candidatas é obtida de acordo com o procedimento mencionado no capítulo 2, através de otimizações da expansão do parque gerador excluindo-se uma usina por vez do elenco de usinas candidatas. O custo adicional que se obtém, sem uma dada usina, representa o benefício de geração dessa usina. A

tabela 7.1 indica estes benefícios, decompostos em benefícios fixos e variáveis com a motorização.

Quanto ao propósito de irrigação, a tabela 7.2 apresenta os dados dos reservatórios das usinas que contemplam esta finalidade. Alguns destes dados foram fornecidos por FURNAS, enquanto outros foram estimados a fim de possibilitar a aplicação dos modelos desenvolvidos, face à limitada disponibilidade de informações nos estudos de inventário já referidos, sobre a quantificação dos benefícios de irrigação na Bacia do Rio Paraíba do Sul.

Através da análise da planilha de custos das usinas Pica da e Itaocara consegue-se, com facilidade, detectar os "custos separáveis" da geração de energia elétrica e da irrigação. Quanto ao custo não separável, principalmente a parcela associada à criação do reservatório, a sua alocação é feita de acordo com o critério "d" apresentado no capítulo 2, ou seja, proporcionalmente aos benefícios líquidos de cada uso da água, para as usinas que apresentam usos múltiplos para a água de seus reservatórios.

Para estas usinas cujos reservatórios são de usos múltiplos, a tabela 7.3 apresenta seus benefícios líquidos associados à geração de energia elétrica, decompostos em seus dois componentes, os que dependem e os que independem da motorização das usinas, assim como os seus custos de irrigação que independem do volume d'água captado para esta finalidade, em função do processo utilizado para executar a irrigação.

Para os benefícios de irrigação, proporcionais ao volume d'água utilizado para este propósito, também é considerado o efeito terminal mencionado no item 4.2 e, da mesma forma como foi feito para as usinas termoelétricas, no que diz respeito aos seus custos operacionais, a sua utilização no último intervalo do horizonte de planejamento provocaria distorções nos resulta -

Tabela 7.1 - Benefícios devido à geração de energia elétrica para as usinas candidatas.

USINA	BENEFÍCIO LÍQUIDO (10 ⁷ US\$)	BENEFÍCIO VARIÁVEL COM A MOTORIZAÇÃO (US\$/KW)
Serra da Mesa	83,885	339,1
Cana Brava	8,271	113,3
Peixe	22,085	133,2
Corumbá 1	4,050	121,9
Picada	0,237	32,4
Sapucaia	8,001	111,9
Itaocara	4,715	102,5

Tabela 7.2 - Dados para as usinas com propósito de irrigação

USINA DESCRIÇÃO	PICADA	ITAOCARA
Área potencialmente irrigável (ha)	212	1.180
Consumo máximo de água (10^6 m ³ /ano)	14	74
Benefício líquido de irrigação (10^3 US\$)	71	422

Tabela 7.3 - Benefícios líquidos de geração de energia elétrica e custos de irrigação para as usinas com usos múltiplos.

USINA DESCRIÇÃO	PICADA	ITAOCARA
Benefício dependente da motorização (10^7 US\$)	0,515	1,042
Benefício independente da motorização (10^7 US\$)	0,149	2,829
Custo de irrigação (10^7 US\$)	0,054	0,047

dos. Logo, esta correção devido ao efeito terminal é adicionada equitativamente, em termos correntes, aos vários intervalos do horizonte de planejamento. Assim, para uma usina hidroelétrica i com reservatório de usos múltiplos tem-se:

$$B_{i,t}^{ir} = \frac{B_i^{ir}}{(1+j)^t} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+j)^T - 1} \right) \quad (7.1)$$

onde:

B_i^{ir} : benefício unitário de irrigação, associado ao reservatório da usina hidroelétrica i , comum a todos os intervalos de planejamento, em US\$/m³.

7.2. Aplicação do método de negociação do valor substituto

Inicialmente, antes de se aplicar o algoritmo baseado no método de negociação do valor substituto, proposto no item 6.2.2, procurou-se reduzir o número de variáveis inteiras do problema multiobjetivo. Para isto, resolveu-se o problema que tem como único objetivo minimizar os custos envolvidos na expansão do sistema gerador e o que tem como único objetivo maximizar os benefícios líquidos decorrentes dos usos múltiplos da água neste sistema, considerando-se as variáveis binárias relaxadas (38). Como algumas destas variáveis apresentam valores nu

(38) Isto corresponde a utilizar $I_{i,t} \geq 0$, com $i = 1, \dots, N_{hc}$ e $t = 1, \dots, T$ no problema.

los nos primeiros intervalos de planejamento, pode-se atrasar a possível entrada em operação de algumas usinas candidatas. Com este procedimento, o número de variáveis binárias passou de 91 para 79.

Os cronogramas de instalação de novas usinas considerando-se cada uma das funções objetivo separadamente conforme o passo 1 do algoritmo do MNVS, são apresentados nas figuras 7.1 e 7.2. O valor do incremento D , utilizado no passo 3 deste método é calculado pela expressão (6.12), bem como os valores limites dos objetivos se encontram na tabela 7.4. A tabela 7.5 mostra os resultados obtidos com a aplicação completa do algoritmo, onde a solução final é aquela em que ocorre a primeira indiferença por parte do decisor. O cronograma correspondente ao resultado final se encontra na figura 7.3.

7.3. Aplicação do método iterativo sequencial com programação por metas

Da mesma forma como foi feito para o método de negociação do valor substituto, aqui também procurou-se reduzir o número de variáveis inteiras do problema multiobjetivo, através do mesmo procedimento anteriormente utilizado.

Os cronogramas de instalação de novas usinas considerando-se individualmente cada uma das funções objetivo, correspondendo às soluções do passo 1 do algoritmo baseado no método iterativo sequencial com programação por metas, são os mesmos já determinados e apresentados nas figuras 7.1 e 7.2. No passo 2 se obtém os valores limites para as funções objetivo, utilizando-se os valores das variáveis $x_i \min$, $i = 1, 2$, determinados no passo 1. Estes valores limites para as funções objetivo F_1 e F_2

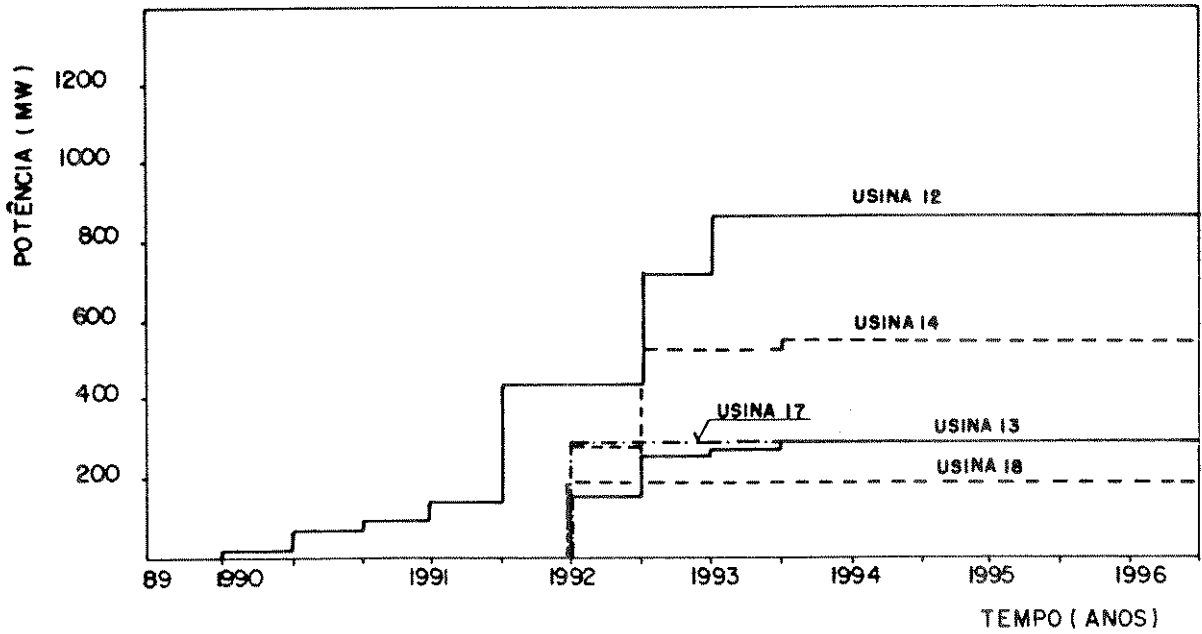


Figura 7.1 - Cronograma de instalação de novas usinas, considerando apenas a minimização dos custos envolvidos na expansão do sistema (F_1).

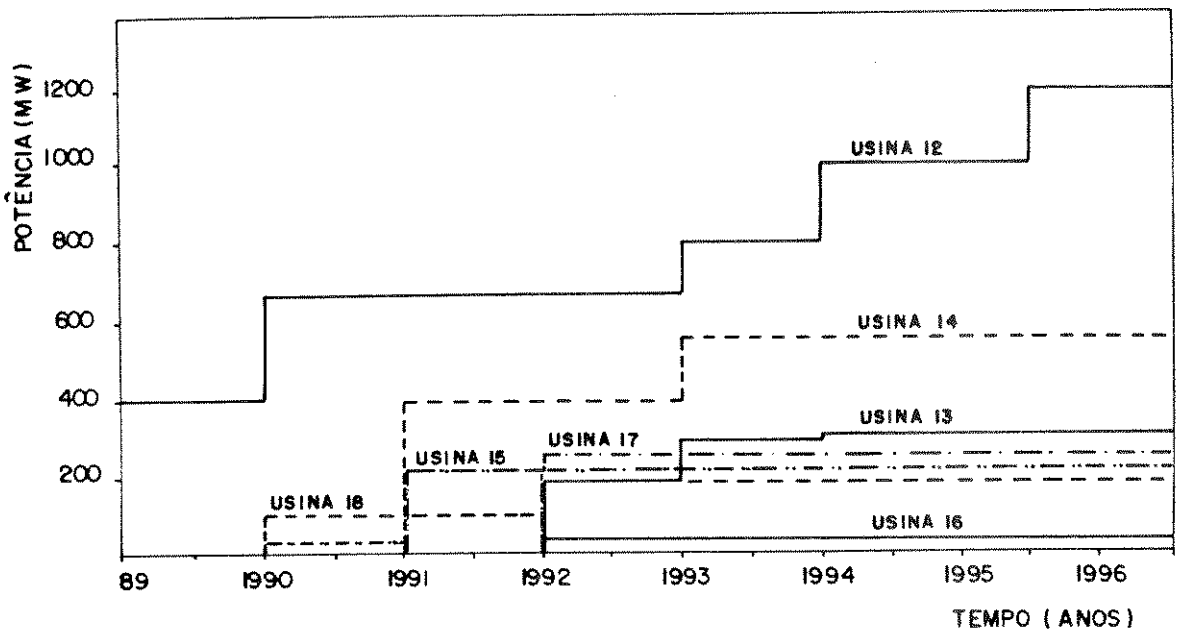


Figura 7.2 - Cronograma de instalação de novas usinas considerando apenas a maximização dos benefícios líquidos devido aos usos múltiplos da água (F_2).

Tabela 7.4 - Resultados da aplicação dos três primeiros passos do algoritmo do MNVS.

VALORES DAS FUNÇÕES OBJETIVO (10^7 US\$)			VALOR DO INCREMENTO $D(10^7)$
F_2 min	F_1 min	F_2 max	
-108,377	177,756	-75,251	3,313

Tabela 7.5 - Resultados obtidos após quatro iteração do algoritmo do MNVS.

ITERAÇÃO Nº	VALORES DAS FUNÇÕES OBJ. (10^7 US\$)		TAXA DE NEGOCIAÇÃO α_{21}	FUNÇÃO VALOR SUBSTITUTO ω_{21}
	F_1	F_2		
1	190,016	-105,064	-2,344	-6
2	178,712	- 78,563	-2,344	4
3	179,621	- 89,164	-1,530	2
4	181,074	- 93,139	-1,334	0

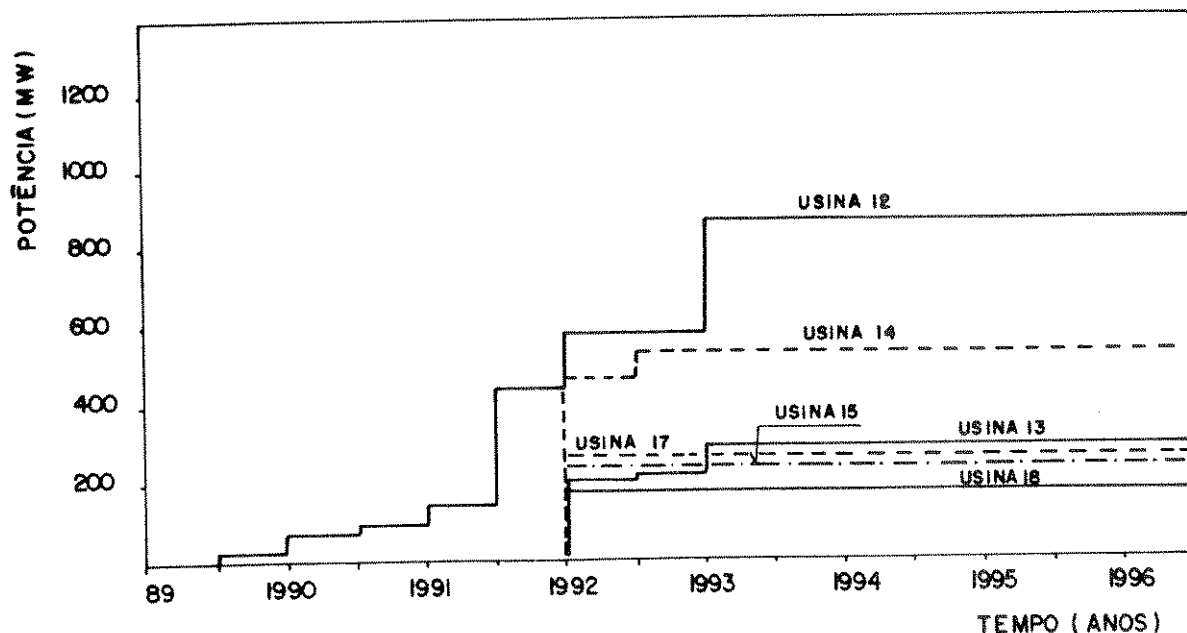


Figura 7.3 - Cronograma de instalação de novas usinas, resultante da aplicação do MNVS.

são apresentados na tabela 7.6. As tabelas 7.7 e 7.8 mostram as iterações realizadas na aplicação do método, onde a solução marcada com um asterístico indica a solução escolhida pelo decisor, fato este que encerra a aplicação do algoritmo. O cronograma de instalação de novas usinas correspondente a esta escolha é apresentado na figura 7.4.

Tabela 7.6 - Resultados da aplicação dos dois primeiros passos do algoritmo do MISPM

VALORES DAS FUNÇÕES OBJETIVO (10^7 US\$)			
F_1 min	F_2 min	F_1 max	F_2 max
177,756	-108,377	205,954	-75,251

Tabela 7.7 - Resultados para a primeira iteração do algoritmo do MISPM

VALOR DA FUNÇÃO OBJETIVO (10^7 US\$)	F_1	F_2
LIMITES		
\underline{F} min	177,756	-108,377
\underline{F} max	205,954	-75,251
SOLUÇÕES (10^7 US\$)		
SP: \underline{F}^0	189,207	-104,271
SA: \underline{F}^1	180,000	-91,362
\underline{F}^2	189,940	-105,000
META CORRENTE (10^7 US\$)		
\underline{b}	180	-105
PESOS PARA A ITERAÇÃO CORRENTE		
\underline{w}	25,954	29,749
NOVA META PARA A PRÓXIMA ITERAÇÃO (10^7 US\$)		
\underline{b}	185	-101
DESVIOS EM RELAÇÃO A SP		
ΔF^+	4,207	
ΔF^-		-3,271

Tabela 7.8 - Resultados para a segunda e terceira iterações do algoritmo do MISPM

SOLUÇÕES (10^7 US\$)		
SP: \underline{F}^0	186,666	-101,000
SA: \underline{F}^1	185,000	-98,541
\underline{F}^2	186,666	-101,000
META CORRENTE (10^7 US\$)		
\underline{b}	185	-101
PESOS PARA A ITERAÇÃO CORRENTE		
\underline{w}	20,954	25,749
NOVA META (10^7 US\$)		
\underline{b}	178	-90
DESVIOS DA NOVA META		
$\underline{\Delta F}$	8,666	-11,000
SOLUÇÕES (10^7 US\$)		
SP: \underline{F}^0	180,270	-90,000
SA: \underline{F}^1	178,000	-82,349
\underline{F}^2	180,270	-90,000 *
PESOS PARA A NOVA META		
\underline{w}	27,954	14,749

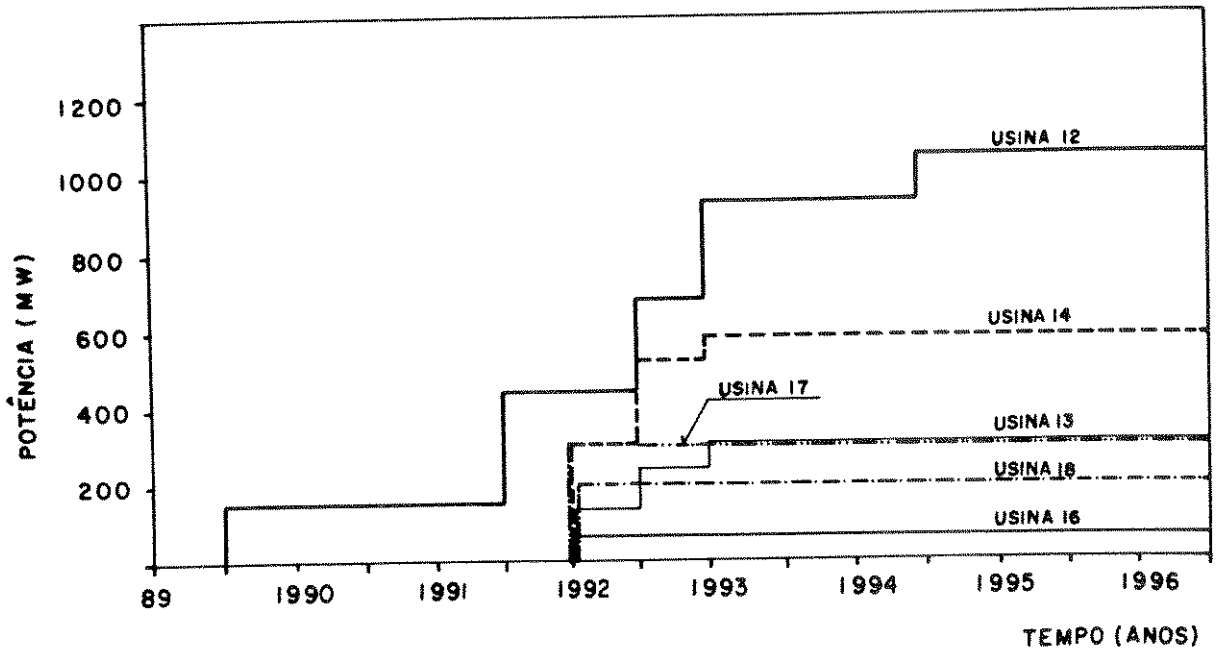


Figura 7.4 - Cronograma de instalação de novas usinas, resultante da aplicação do MISPM.

7.4. Comparação entre os métodos multiobjetivos

Através da utilização de dois métodos alternativos para resolver o problema multiobjetivo de planejamento da expansão da geração, considerando o caso múltiplo da água de dois reservatórios, o da usina nº 16 e 18 da figura 5.1, se obteve duas soluções diferentes, cujos cronogramas de instalação das usinas candidatas estão indicados nas figuras 7.3 e 7.4.

A primeira solução é obtida pela indiferença do decisor frente aos valores das funções objetivo apresentadas, onde o valor final da função que minimiza os custos envolvidos na expansão do parque gerador é um pouco maior, apenas 1,87% que o valor correspondente à solução obtida na otimização deste único objetivo. Comparando-se as duas soluções, observa-se que embora a usina nº 18 tenha capacidade instalada em ambos os casos, na solução es

colhida, a água de seu reservatório é utilizada tanto para gerar energia elétrica como para irrigação, ao passo que, na outra solução, se tem apenas a produção de energia elétrica. Além disso, a usina nº 15 participa do plano de expansão na solução escolhida, o que não ocorre para a outra solução. Como consequência, a função objetivo que considera a maximização dos benefícios líquidos oriundos do uso da água dos reservatórios apresenta um valor bem maior na solução escolhida, que o benefício mínimo indicado na tabela 7.4.

Já a solução obtida através da utilização do segundo método, o MISPM, apresenta um valor para a função objetivo que minimiza os custos envolvidos na instalação das usinas, pouco abaixo do valor obtido no primeiro método, ou seja, apenas 0,44%. Isto também ocorre para a função objetivo que maximiza os benefícios líquidos, resultando em um valor menor (em módulo), ou seja, 0,97% no caso.

Pelos cronogramas de instalação de novas usinas, apresentados nas figuras 7.3 e 7.4, observa-se que na solução do MNVS a usina nº 15 participa do plano de expansão, ao passo que a usina nº 16, com uso múltiplo, não participa, ocorrendo uma inversão na solução do MISPM. Logo, a solução apresentada pelo cronograma da figura 7.3 favorece o propósito de geração de energia elétrica, comparado com o cronograma da figura 7.4.

O método de negociação do valor substituto mostrou-se mais rápido que o método conversacional de programação por metas. Enquanto o primeiro realiza cerca de 300 a 700 iterações do algoritmo "Branch and Bound" para obter uma solução a ser apresentada ao decisor, o segundo requer de 1500 a 2600 iterações para cada meta estipulada pelo decisor, devido a necessidade da obtenção de três "soluções ótimas" em cada passo do método. Porém,

com a apresentação das três soluções, ou seja, a principal e as duas alternativas, o decisor adquire um conhecimento maior das possíveis variações das funções objetivo, permitindo, desta maneira, se adotar uma nova meta que mais se aproxime do valor funcional almejado.

7.5. Ajustes necessários para se levar em conta a capacidade das unidades geradoras

Conforme se observa nos cronogramas de instalação de novas usinas, apresentadas nas figuras 7.3 e 7.4, as capacidades instaladas correspondem a frações das unidades geradoras de cada usina, devido ao fato de, na modelagem do problema, não se efetuar uma discretização em termos da potência unitária das máquinas de cada usina (39), através da utilização de variáveis inteiras apropriadas. Tal discretização não foi adotada na modelagem dado que, como se trabalha com representações individualizadas para as usinas de um sistema de grande porte, ter-se-ia um número muito elevado de variáveis inteiras, resultando em tempos de processamento proibitivos.

É imperativo portanto, se "ajustar" a solução da figura 7.3, por exemplo, diminuindo-se ou aumentando-se ligeiramente as capacidades instaladas, de modo a se obter sempre múltiplos das capacidades das unidades geradoras. Um cronograma resultante, após este ajuste final, está indicado na figura 7.5, naturalmente com custos adicionais, como por exemplo, o uso das usinas termelétricas para suprir a demanda de energia no período compreendido entre o primeiro semestre de 1990 e o primeiro semestre de

(39) As potências unitárias das usinas envolvidas no estudo de caso estão indicadas na tabela C.5 do Anexo C

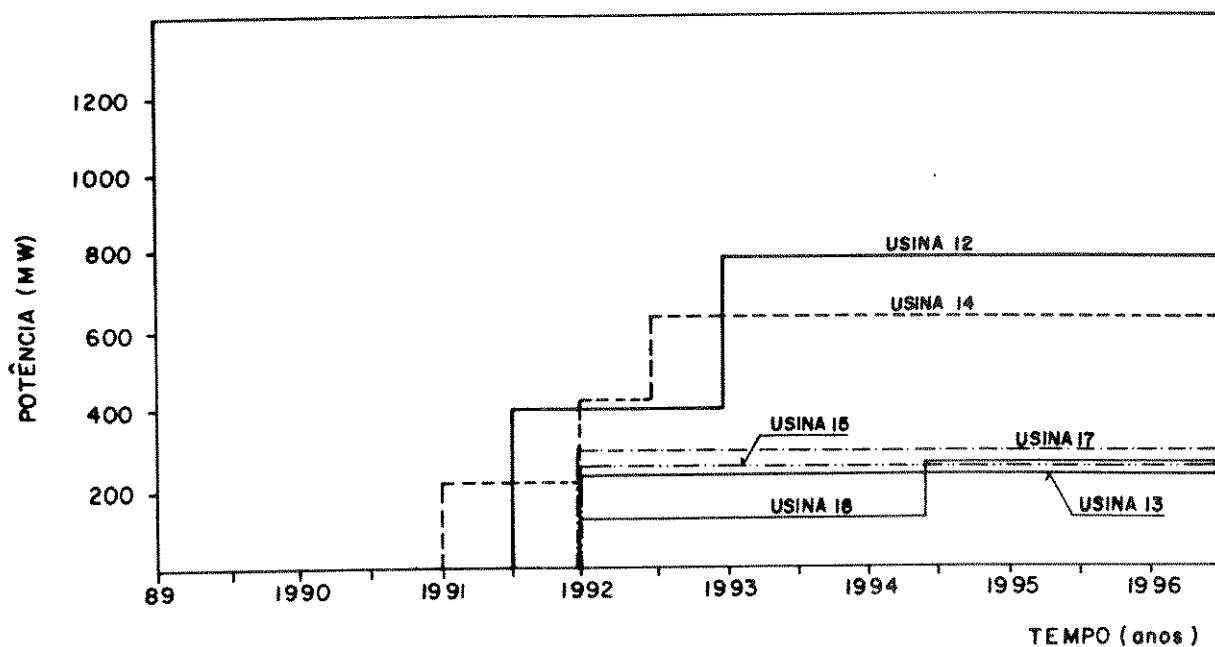


Figura 7.5 - Cronograma de instalação de novas usinas, após o ajuste das capacidades das unidades geradoras.

1990. O aumento na função objetivo que minimiza os custos envolvidos na instalação das usinas foi de 18,3%.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste trabalho de tese foram aplicados dois métodos multiobjetivos conversacionais ao planejamento de expansão da geração de um sistema de potência predominantemente hidroelétrico. Um deles adapta e aprimora a metodologia proposta por Haimes, que busca uma solução através da indiferença do decisor frente à apreciação de soluções não dominadas, obtidas para o problema multiobjetivo. O outro método emprega programação por metas, onde as soluções não dominadas são obtidas através de metas fornecidas pelo decisor. Em ambos os métodos é utilizada a programação mista: linear-inteira, onde para a fixação das variáveis inteiras em zero ou um é empregado o método "Branch and Bound". Conforme ocorre nos métodos interativos, em ambos, se tem a convergência, desde que o decisor seja coerente ao fornecer suas avaliações, no caso do primeiro método, ou suas metas no caso do segundo método.

Na aplicação destes métodos multiobjetivos conversacionais ao planejamento da expansão da geração em um sistema hidrotérmico de potência brasileiro, com algumas usinas hidroelétricas candidatas contemplando usos múltiplos da água de seus reservatórios, o cronograma de instalação que se obtém representa uma so-

lução que minimiza os custos envolvidos na construção e operação das usinas, não só para satisfazer as necessidades do atendimento das demandas de ponta e energia do sistema, considerando-se as piores vazões afluentes já registradas, como também para possibilitar a utilização da água do reservatório de algumas usinas para a irrigação, através da maximização dos benefícios líquidos oriundos desse dois usos da água.

No Brasil, os reservatórios são, em geral, construídos com o objetivo de armazenar água para movimentar as turbinas, na geração de energia elétrica. Raramente é considerado a possibilidade da utilização desta água para outros usos, como a irrigação, abastecimento de água, ou a fixação de uma cota máxima para o enchimento do reservatório, menor que a cota limite, a fim de amortecer ondas de cheias.

Para a construção de reservatórios de usos múltiplos se necessita calcular os custos separáveis de geração de energia elétrica e dos outros usos e se alocar os custos comuns, ou não-separáveis, a cada uso. Esta alocação requer avaliações dos benefícios diretos e indiretos, bem como das partes beneficiadas, que são responsáveis pelos custos do empreendimento. Em relação aos benefícios, pouco se tem feito no Brasil para a sua quantificação. Praticamente não existem dados de campo que possibilitem estimativas razoavelmente precisas, nem tão pouco existe uma metodologia consagrada para tal.

O setor elétrico brasileiro tem se utilizado de modelos de planejamento de expansão baseados em simulações, onde os usos múltiplos não são considerados. Eventuais projetos envolvendo usos múltiplos são, às vezes, incorporados, de forma mandatória, por pressões políticas altamente discutíveis. Com a utilização da programação multiobjetivo, objetivos conflitantes são colocados

frente a frente, procurando-se, através de um processo de decisão interativo, obter-se uma solução que atenda não só a necessidade de se gerar energia elétrica, como também os interesses da população vizinha, que pode ser beneficiada com os outros usos da água represada.

Neste trabalho de tese se propõe um melhor equacionamento da questão do planejamento dos recursos hídricos no país, que atualmente se caracteriza por uma participação unipresente do setor elétrico.

A principal contribuição deste trabalho é a proposta de ferramentas de modelagem multiobjetivo adequadas, que permitem que os órgãos encarregados do planejamento da expansão da geração passem a considerar explicitamente no exercício do planejamento não só o propósito da geração de energia elétrica, como também outros propósitos, como navegação, irrigação, controle de cheias, trazendo benefícios não só para o parque gerador brasileiro, como também para a região vizinha às áreas inundadas pelos reservatórios. Argumenta-se aqui, portanto, a favor de uma maior participação de outros setores da sociedade, que defendem a utilização da água dos reservatórios para diversos usos, possibilitando a realização de projetos comunitários bem mais abrangentes. A abordagem proposta representa a melhor solução de compromisso possível entre a prática atual, preocupada tão somente com a minimização dos custos de suprimento de energia elétrica, e a solução ideal, envolvendo a maximização dos benefícios líquidos totais de um desenvolvimento harmonioso dos recursos hídricos das bacias, objeto de estudo. Esta solução ideal é hoje impossível de ser implantada no país, em função de inúmeras dificuldades, sobretudo de natureza institucional e financeira.

Uma outra grande contribuição importante diz respeito

à modelagem efetuada para a expansão do parque gerador. Ela considera a operação e expansão simultânea de um sistema de potência hidrotérmico, onde as usinas hidroelétricas são representadas de uma forma individualizada. Além disso, através da utilização dos valores marginais da água, elimina-se o efeito do deplecionamento completo dos reservatórios no final do horizonte de planejamento. São utilizadas algumas simplificações, decorrentes das linearizações efetuadas, como o uso da produtividade média para usinas hidroelétricas e a variação linear do custo operacional das usinas termoelétricas com o seu nível de produção. Na função objetivo, além de se considerar a possibilidade da venda de energia e capacidade de ponta, bem como a compra de energia secundária, utilizam-se variáveis binárias para representar parte do custo de capital e encargos fixos das usinas hidroelétricas candidatas. Com as restrições apropriadas para este problema se tem no conjunto uma modelagem inédita que mostrou, através das aplicações efetuadas, ser consistente e eficaz, apresentando resultados operacionais individualizados por usina, e um cronograma ótimo de instalação de novas usinas.

O processamento dos dados do estudo de caso, obtidos junto à FURNAS Centrais Elétricas S.A. , e a implantação dos programas computacionais exigiu, desde os primeiros passos, um computador com capacidade de armazenamento adequada. O trabalho iniciou-se com o auxílio do computador PDP-10 da UNICAMP, que só permitia a execução do programa MINOS durante a madrugada, devido ao elevado número de variáveis do problema. Posteriormente, com a utilização do computador VAX/750, também da UNICAMP, os resultados passaram a ser obtidos com um tempo bem menor de processamento, comparado com o PDP-10, e só então se conseguiu programar a solução do problema com o emprego das fundamentais variáveis biná

rias. Graças às heurísticas introduzidas, se pode reduzir grandemente o número das iterações necessárias para se atingir esta solução.

A modelagem apresentada para o planejamento da expansão da geração pode evoluir em algumas direções, não só através da utilização de técnicas que permitam obter soluções com um tempo menor de processamento, como também pela consideração de refinamentos em algumas etapas da modelagem.

No primeiro caso se tem a utilização de técnicas de decomposição e coordenação, para separar as modelagens da expansão e da operação do parque gerador. Também o conceito de reservatório equivalente [Bajay et alii, 1989] pode ser usado, permitindo agregar certos grupos de usinas hidroelétricas, fisicamente ou energeticamente, reduzindo o número de variáveis do problema.

No segundo caso se enquadra o tratamento estocástico das vazões afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas, evitando-se assim as várias iterações necessárias para considerar as identificações hidrológicas do histórico de vazões. Este tratamento, mais sofisticado, é possível quando se empregam técnicas de decomposição. É interessante mencionar, também, a possível utilização de variáveis inteiras para as capacidades das unidades geradoras das usinas candidatas, obtendo-se um cronograma de instalação mais preciso. O planejamento simultâneo de expansão da geração e da transmissão também pode ser efetuado graças às estruturas computacionais bem menores dos subproblemas de investimento e de operação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSON, D. & TURVEY, R. Electricity economics: The John Hopkins University Press (published for the World Bank), 1977.

ARVANITIDIS, N. V. & ROSING, J. Composite representation of a multireservoir hydroelectric power system. IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, v. PAS-89, nº 2, p.319-326, fev., 1970.

BAJAY, S. V. Usinas hidrelétricas e termelétricas. Campinas / UNICAMP, 1982 (apostila do curso de Pós-Graduação: Componentes de sistemas hidrotérmicos de potência).

_____, CONTREIRA FILHO, R. R. & ANDRADE FILHO, M. G. Formas adequadas para a função de geração de usinas hidroelétricas. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO. v. 12, nº 3, p. 37 - 54, 1986.

_____, COELHO, C. A. & RICCIULLI, D. L. S. et al. Planejamento de expansão da geração em grandes sistemas de potência elétrica, incluindo adições substanciais de pequenas centrais hidrelétricas. In: I CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 1989, Campinas, S. Paulo, maio, 1989.

_____, LIMA, P. C. & RICCIULLI, D. L. S. Modelo linear de otimização para o planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência. In: XVII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 1984, Rio de Janeiro, Anais, SOBRAPO, 1984, p. 43-57.

_____, RICCIULLI, D. L. S. & FERNANDES, J. F. R. Planejamento da expansão de sistemas hidrotérmicos de potência, no Brasil, otimizando os usos múltiplos da água dos reservatórios das usinas

hidroelétricas. In: XVII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE PESQUISA OPERACIONAL, 1984, Rio de Janeiro, Anais, SOBRAPO, 1984, p. 28-42.

_____. & _____. Expansion planning of hydrothermal power systems, optimizing the multiple uses of the water from hydroelectric power plant reservoirs, via conversational multi-objective algorithms. In: IFAC SYMPOSIUM ON PLANNING AND OPERATION OF ELECTRIC ENERGY SYSTEMS, jul., 1985, Preprints. Rio de Janeiro: IFAC/SBA, 1985, p. 139-145.

BAZARAA, M. S. & SHETTY, C. M. Nonlinear programming: theory and algorithms: John Wiley & Sons, New York, 1979.

B EGLARI, F. & LAUGHTON, M. A. Model building with particular reference to power system planning: the - improved z - substitutes method. ENERGY MODELLING. p. 57-69, 1973.

_____. & _____. The combined costs method for optimal economic planning of on electrical power system. IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, v. Pas-94, nº 6, p. 1935-1941, nov./dec. , 1975.

BELLMAN, R. Dynamic programming: Princeton University Press , Princeton, New Jersey, 1957.

BISSONNETTI, V., LAFOND, L: & CÔTÉ, G. Hydro-thermal scheduling model for the hidro-québec production system. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS. v. PWRS-1, nº 2, p. 204-210, may, 1986.

BLOOM, J. A. Solving an electricity generating capacity expansion planning problem by generalized Bender's decomposition. OPERATIONS RESEARCH. v. 31, nº 1, p. 84-100, jan/fev. , 1983.

BONAERT, A. P., EL-ABIAD, A. H. & KOIVO, A. J. Optimal scheduling

of hydro-thermal power systems by a decomposition technique using perturbations. IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS. v. PAS-91, nº 1, p. 263-270, jan./fev., 1972.

BOOTH, R. R. Power system simulation model based on probability analysis. IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS. v. PAS-91, nº 1, p. 62-69, jan./fev., 1972.

_____. Optimal generation planning considering uncertainty. IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS. v. PAS-91, nº 1, p. 70-76, jan./fev., 1972.

CAMARGO, C. C. B. Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A., 1981.

CARVALHO, M. A. P. & PIMENTEL, R. F. Sistemas de planejamento de expansão do parque gerador de energia elétrica brasileiro. Rio de Janeiro, Departamento de Estudos Energéticos/ELETROBRÁS, 1979. (Relatório Técnico)

CHARNES, A. B., COOPER, W. W. Management models and industrial applications of linear programming, v. I: Wiley, New York, 1961.

ÇINLAR, E. Introduction to stochastic processes: Prentice-Hall, Inc, Englewood Cliffs, New Jersey, 1975.

CLÍMACO, J. N. & ALMEIDA, A. T. Aplicação da programação linear com objetivos múltiplos ao planejamento de novas unidades para a produção de energia elétrica. ELECTRICIDADE, ENERGIA, ELECTRÔNICA, nº 175, p. 192-203, 1982.

COHON, J. L. Multiobjective programming and planning: Academic Press, New York, San Francisco, London, 1978.

_____. & MARKS, D. Multiobjective screening models and water resources investment. WATER RESOURCES RES. v. 9, nº 4, p. 826-836, 1973.

CORREIA, P. B. Alocação horária de demanda energética no sistema hidroelétrico do médio São Francisco. Campinas: UNICAMP, 1984. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia de Campinas, 1984.

CÔTÉ, G. A generation planning model for hydro-thermal systems using a decomposition approach (paper presented to the Generation System Planning & Operation Subsection of the Canadian Electrical Association) Vancouver B. C., march, 1983, 18 p.

_____. & LAUGHTON, M. A. Decomposition techniques in power system planning: the Bender's partitioning method. ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEMS. v. 1, nº 1, p. 57-64, april, 1979.

DECHAMPS, C., YAMAYEE, Z. A. & CHAN, M. L. Analytical treatment of hidro units with random energy in stochastic production simulation. IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS, v. PAS-101, nº 1, p. 113-119, jan., 1982.

EL-HAWARY, M. E. & CHRISTENSEN, G. S. Optimal economic operation of electric power systems: Academic Press, New York, 1979.

FERNANDO, P. N., INDURUVA, A. S., LORY, B. J. et al. Further developments in generation planning using integer programming (proceedings of the Sixth Power Systems Computation Conference), v. 1, IPC Science and Technology Press, p. 12-21, 1978.

FURNAS - Centrais Elétricas S.A. Cálculo de decisões ótimas de operação para um sistema hidrotérmico de energia elétrica - Descrição do Programa ODIN. Rio de Janeiro, 1976.

GAGNON, C. R. & BOLTON, J. F. Optimal hydro scheduling of the

Bonneville power administration, IEEE TRANSACTIONS ON POWER APARATUS AND SYSTEMS, v. PAS-97, n^o 3, p. 772-775, may/june, 1978.

HABIBOLLAHZADEH, H. & BUBENKO, J. A. Application of decomposition techniques to short-term operation planning of hydrothermal power system. IEEE TRANSACTION ON POWER SYSTEMS. v. PWRS-1, n^o 1, p. 41-46, feb., 1986.

HAIMES, Y. Y., HALL, W. A. & FREEDMAN, H. T. Multiobjctive optimization in water resources systems - the surrogate worth trade-off method: Elsevier Scientific P. Company, Amsterdam, Oxford, New York, 1975.

HALLIBURTON, B. E. & SIRISENA, H. R. Long-term optimal operation of a power system, IEE PROC. v. 129, Pt. C, n^o 5, p. 185-191, set., 1982.

HASCON, M. A., LAFOND, L. LASDON, L. J. et al. Modelling and resolution of the mediun term energy geration planning problem for a large hydro-electric system. MANAGEMENT SCIENCE. v. 26, n^o 7, p. 659-668, july, 1980.

HVEDING, V. Digital simulation thechniques in the planning of large mixed-supply (hidro-thermal) power systems. In: SYMPOSIUM ON PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF HYDRO-ELECTRY SCHEMES AND FOR THEIR INCORPORATION IN FUTURES ENERGY SUPPLY SYSTEMS, 1970, Dubrovnik, Yugoslavia, oct., 1970.

IGNIZIO, J. P. Goal programming and extensions: Lexington Books, Massachusetts, 1976.

JAMES, L. D. & LEE, R. R. Economics of water resources planning: TATA McGraw-Hill Publishing Company LTD, 1971.

KUIPER, J. Analysis of alternative sequences of hydroelectric

- power developments. Stanford University, USA, 1973, Ph. D. Dissertation, Department of Civil Engineering, 1973.
- LEE, S. M. Goal programming for decision analysis: Auerbach Publishers, Philadelphia, Pennsylvania, 1972.
- LIMA, P. C. Uma estrutura tarifária para energia elétrica, baseada em custos marginais. Campinas: UNICAMP, 1987. Dissertação (mestrado em ciências) - Faculdade de Engenharia de Campinas, 1987.
- LIMA, W. B. Operação ótima de um sistema hidrotérmico pelo método das esperanças marginais. Rio de Janeiro: UFRJ, 1976. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1976.
- LYRA, C. Otimização da escala de geração em sistemas de potência hidrotérmica. Campinas: UNICAMP, 1979. Dissertação (mestrado) - Faculdade de Engenharia de Campinas, 1979.
- _____, FRIEDLANDER, A. & GEROMEL, J. C. Coordenação da operação energética no médio São Francisco por um método de gradiente reduzido. MAT. APLIC. COMP. v. 1, nº 2, p. 107-120, 1982.
- _____, TAVARES, H. & SOARES, S. A contribution to the optimal generation scheduling of large hydrothermal power systems, In: 10th IFIP CONFERENCE ON SYSTEM MODELLING AND OPTIMIZATION, N. York, 1981.
- MAJOR, D. Multiobjective redesign of the Big Walnut Project, In: SYSTEMS PLANNING AND DESIGN. p. 322-337, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New York, 1974.
- MANITOBA HYDRO. Manitoba hydro generation simulation model general description of methodology: INTERNAL REPORT, Manitoba, Canadá, 1978.

- MASUD, A. S. & HWANG, C. L. Interactive sequential goal programming, JOURNAL OPL. RES. SOC. v. 32, nº 5, p. 391-400, 1981.
- MESLIER, F. Simulation of the optimal control of a power system : Latest developments in the GRETA model. In: SIXTH POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE. v. 1, (IPC Science and Technology Press) p.558-567, 1978.
- MURTASH, B. A. & SAUNDERS, M. A. MINOS, a large scale nonlinear programming systems. Stanford, CA: Systems Optimization Laboratory Stanford University, 1977.
- PEREIRA, M. V. F. & PINTO, L. M. V. G. Application of decomposition techniques to the mid - and short - term scheduling of hydrothermal systems. IEEE TRANSACTION ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS. v. PAS-102, nº 11, p. 3611-3618, nov., 1983.
- SACAROVITCH, M. Notes on linear programming: Van Nostrand Reinhold Company, New York, 1971.
- SALKIN, H. M. Integer programming: Addison Wesley, 1975.
- SANGHVI, A. P. & SHAVEL, I. H. Investment planning for hydrothermal power system expansion: stochastic programming employing the Dantzig-Wolfe decomposition principle. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS. v. PWRS-1, nº 2, p. 115-121, 1986.
- SCHREIBER, G. P. Usinas hidrelétricas: Editora Edgard Blücher Ltda., 1978.
- SHANNON, R. E. Systems simulation: the art and science: Prentice-Hall, Inc., New York, 1975.
- SHERKAT, V. R., CAMPO, R., MOSLEHI, K. et al. Stochastic long-term hydrothermal optimization for a multireservoir systems. IEEE

TRANSACTION ON POWER AND SYSTEMS. v. PAS-104, nº 8, p. 2040-2049 ,
aug., 1985.

SILVA, M. C. Modelo de otimização para a operação hidroenergética da cascata do São Francisco. Campinas: UNICAMP, 1984. Dissertação (mestrado) - Faculdade de Engenharia de Campinas, 1984.

SOARES, S. Programação matemática de grande porte - uma aplicação a sistemas hidrotérmicos de potência. Campinas: UNICAMP, 1978. Dissertação (doutorado) - Faculdade de Engenharia de Campinas, 1978.

_____. , LYRA, C. & TAVARES, H. Optimal generation scheduling of hydrothermal power systems. IEEE TRANSACTIONS ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS. v. PAS-99, p. 1107-1115, 1980.

SULLIVAN, R. L. Power system planning: McGraw-Hill, 1977.

THOMAS, H. & REVELLE, R. On the efficient use of High Aswan Dam for hydropower and irrigation, MANAGEMENT SCI, v. 12, 1966.

THOMPSON, K. O., ALERCON, L. & MARKS, D. H. Agricultural versus hydropower tradeoffs in the operation of the High Aswan Dam, WATER RESOURCES RES. v. 18, nº 6, p. 1605-1613, 1982.

VIRAMONTES, F. A. & HAMILTON, H. B. Optimal long range hydro scheduling in the integrated power system, IEEE TRANSACTION ON POWER APPARATUS AND SYSTEMS. v. PAS-97, nº 1, p. 292-299, jan./feb., 1978.

WANDERLEY, V. M., TRINKENREICH, J., ALBUQUERQUE, J. C. et al. Perspectivas de expansão a longo prazo do sistema interligado brasileiro. In: VI SEMINÁRIO DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 1981. S. Catarina, 1981.

ZELENY, M. Linear multiobjective programming: Springer - Verlag , 1974.

ANEXO A

PROGRAMA PARA APLICAÇÃO DO MÉTODO
"BRANCH AND BOUND"

```

C -----
C SUBROTINA PARA APLICACAO DO METODO "BRANCH AND BOUND"
C (METODO DE PROGRAMACAO INTEIRA) PARA RESOLUCAO DO PROBLEMA
C DE EXPANSAO DA GERACAO HIDROTERMICA
C -----
C SUBROUTINE INTRE(PO,DISP,SO,QMIN,USJU,RO,POT,DITUM,DITSE,CUG,
*POE,DISPE,SOE,VMINE,QMINE,USJUE,CUNIT,INTERV,RE,SINI,VAUM,VASE,
*BENIT,QUSE,QUS,MEN,MEP,PROB,TERM,NIT,NS,INTER,XA,CAO,CAE,
*KAIR,FUNTER,CRIMU,NUHO,NUHO,NUHE,IMP,C,CT,INFO,GEMUM,GEMISE,
*VAUMEX,VASEEX,ANDINI,ANOFIN,CFIX,NV,ITER,ORD,NNUHE,KOLTER,
*ICAP,IVAVM,F2,K,AW1,AW2,KPA,B1,B2,CURE1,CURE2,D1N,D2N,IERROR,
*NCOLS,F0BJ,ISPECS,TROFA,VAINT,BEFIX,BEI,TIR,VIMAX,ACOPL,
*TEMPO,CCP,CCE,COMPRA,VAMEX,VASEX,VAUMA,VASEA,CAPMIN,THANE,
*IDEHID,LCI,INTAU)
  REAL*82(23000)
  DIMENSION PO(11),DISP(11),SO(11),QMIN(11),USJU(11),XA(5,1500),
*RO(11,3),POT(4),DITUM(4),DITSE(4),CUG(4,20,3),CAO(11,4),LA(7),
*POE(7),DISPE(7),SOE(7),VMINE(7),QMINE(7),USJUE(7),B(100,700),
*CUNIT(7,20),INTERV(7),RE(7,3),SINI(11),A(0:100,700),THANE(7),
*BENIT(7,20),VAUM(11,46:61),VASE(11,46:61),CAE(7,4),TIR(7),
*GEMUM(4),GEMISE(4),INTER(4),W12(30),F2(30),BEFIX(7,20),C(7),
*VAUMEX(7,48:61),VASEEX(7,48:61),CT(7),CFIX(7,20),BEI(7,20),
*VIMAX(7),TEMPO(3),CCP(20),CCE(20),VAUMA(46:61),VASEA(46:61),
*VAMEX(7,48:61),VASEX(7,48:61),CAPMIN(7,20),V(140710)
  INTEGER ALTNV,QUSE(7),QUS(11),ORD(7)
  REAL MEN(60),MEP(60),INFI,LCI(20)
  DATA INFI/300./
  ALIM=INFI
  NWCORE=23000
  ISCRCH=22
  IPSOLN=1
  IOTIMO=0
C
C PARA ALTERAR O INTERVALO INICIAL DAS USINAS HIDR. CANDIDATAS
C ALTINT='SIM'
C
C INICIALIZACAO
C KKE=1
C IISP=0
C ITER=0
100 CONTINUE
C KC=1
C
C GERACAO DA MATRIZ DE DADOS DE ENTRADA PARA O MINOS
C CALL IGER(PO,DISP,SO,QMIN,USJU,RO,POT,DITUM,DITSE,CUG,POE,
*DISPE,SOE,VMINE,QMINE,USJUE,CUNIT,INTERV,RE,SINI,VAUM,VASE,
*BENIT,QUSE,QUS,MEN,MEP,PROB,TERM,NIT,NS,INTER,CAO,CAE,
*KAIR,FUNTER,CRIMU,NUHO,NUHO,NUHE,IMP,C,CT,INFO,GEMUM,GEMISE,
*VAUMEX,VASEEX,ANDINI,ANOFIN,CFIX,A,NV,ITER,KC,ORD,NNUHE,KOLTER,
*ICAP,IVAVM,F2,K,AW1,AW2,KPA,B1,B2,CURE1,CURE2,D1N,D2N,VAINT,
*BEBIX,BEI,TIR,VIMAX,ACOPL,TEMPO,CCP,CCE,COMPRA,KVINI,CAPMIN,
*IDEHID,THANE,LCI)
C OPEN(UNIT=6,FILE='FOR06',STATUS='NEW')
C OPEN(UNIT=26,FILE='PIA26.DAT',STATUS='OLD')
C IF(IISP.EQ.0)GO TO 180
C
C VERIFICACAO DO NUMERO DE USINAS CANDIDATAS
C IF(ALTINT.EQ.'SIM'.AND.NUHE-NNUHE.GT.0)GO TO 170
C OPEN(UNIT=9,FILE='FOR09.DAT',STATUS='OLD')

```

```

GO TO 203
170 OPEN(UNIT=9,FILE='PIN09.DAT',STATUS='OLD')
GO TO 203
180 OPEN(UNIT=9,FILE='PIX09.DAT',STATUS='OLD')
IISP=1
203 OPEN(UNIT=29,FILE='INT29',STATUS='OLD')
CALL MINOS(Z,NWCORE,ISPECS,ISCRCH,IPSOLN,IERROR,NROWS,NCOLS,
* LXS,LXL,LPI,LHS,LFREE,NFREE)
CLOSE(UNIT=06,STATUS='DELETE')
CLOSE(UNIT=022,STATUS='DELETE')
CLOSE(UNIT=09)
CLOSE(UNIT=26)
CLOSE(UNIT=29,STATUS='DELETE')
TYPE 209,IERROR,NCOLS
209 FORMAT(/,10X,'IERROR =',I3,4X,'NCOLS =',I4,/)
IF(IERROR.EQ.0) GO TO 212
TYPE 210
210 FORMAT(/,5X,'NAO DETERMINOU A SOLUCAO OTIMA DO PL)
GO TO 490
C
C OBTENCAO DO VALOR MINIMO DA FUNCAO
212 NSI=LPI+NROWS
DO 213 I=1,NCOLS
XA(KKK,I)=SNGL(Z(NSI))
NSI=NSI+1
213 CONTINUE
NFOB=LPI+NROWS+NCOLS+1
FOBJ=-SNGL(Z(NFOB))
WRITE(36,217)FOBJ
217 FORMAT(/,14X,'VALOR DA FUNCAO OBJETIVO = ',F9.3,/)
C
C SAIDA DOS RESULTADOS
CALL ESCRE(XA,KKK,LPI,NROWS,NCOLS,PROB,NUHO,NIT,NS,NUHE,TERM,
* NUTO,SD,PO,SOE,INTERV,INTER,KVINT,NV,NNUHE,POE,ORD,TIR,CRIMU,
* IVAVM,FUNTER,ALTINT,ALTNV,CAO,DAE)
IF(VAINT.EQ.'NAO')KKK=2
IF(KKK.EQ.2)GO TO 490
C
C SUBROTINA PARA CORRECAO DAS VAZOES AFLUENTES
CALL VAZAFI(VAUMEX,VASEEX,VAMEX,VASEX,VAUM,VASE,VAUMA,VASEA,
* ANOINI,ANOFIN,INTERV,NUHE,NIT)
KKK=KKK+1
C
C DECODIFICACAO DOS RESULTADOS DO MINOS
CALL DECOTE(KC,NV,LPI,NROWS,KEY,Z,KVINT,B,A,ITER)
C
C DESCRICAO DAS VARIAVEIS
C KC :NUMERO DO SUBPROBLEMA DEVIDO A RAMIFICACAO NO METODO
C BRANCH AND BOUND
C NV :NUMERO DE VARIAVEIS INTEIRAS
C LPI :ENDERECO EM Z DAS VARIAVEIS DUAS
C NROWS :NUMERO DE RESTRICOES INCLUINDO A FUNCAO OBJETIVO
C KEY :CHAVE PARA DISCRIMINAR A SOLUCAO INTEIRA (KEY = 1)
C Z :VETOR DE TRABALHO DA SUBROTINA MINOS
C KVINT :ENDERECO DA PRIMEIRA VARIAVEL INTEIRA
C B :MATRIZ BIDIMENSIONAL PARA ARMAZENAMENTO DA SOLUCAO
C DOS SUBPROBLEMAS
C A :MATRIZ BIDIMENSIONAL INDICATIVA DOS ESTADOS DAS VA-
C RIAVEIS INTEIRAS
C ITER :NUMERO DE ITERACOES DO BRANCH AND BOUND

```

```

C
IF(ALTINT.EQ.'SIM')NV=ALTNV
C
C
CONSTRUCAO DA MATRIZ DE ESTADO
TESTE DE INTEGRALIDADE DA SOLUCAO DO PPL
C
IF(KEY.EQ.0)GO TO 230
IOTIMO=1
WRITE(31,510)
IF(KC.EQ.1)GO TO 490
GO TO 480
230 DO 235 L=1,NV
A(L,KC)=2.
235 CONTINUE
C
C
NUCLEO DO BRANCH AND BOUND
240 IF(A(0,1).LT.INFI)GO TO 241
WRITE(31,545)
GO TO 490
241 IF(IOTIMO.EQ.0.AND.KC.LT.698)GO TO 243
GO TO 480
C
C
TESTE DE INTEGRALIDADE EM A
243 CALL TESTEA(NV,KEY,A)
IF(KEY.EQ.0)GO TO 245
IOTIMO=1
GO TO 480
C
C
SELECAO DA VARIAVEL A SER FIXADA (LE)
245 L=1
247 IF(B(L,1).LE.(.2E-15).OR.B(L,1).EQ.1.)GO TO 250
LE=L
GO TO 252
250 L=L+1
IF(L.LE.NV)GO TO 247
C
C
EXPANSAO DO RAMO E RESOLUCAO DO PPL
252 XC=0.
255 IF(XC.LE.1.)GO TO 260
GO TO 420
260 A(LE,1)=XC
KC=KC+1
DO 262 L=1,NV
A(L,KC)=A(L,1)
262 CONTINUE
ITER=ITER+1
C
C
GERACAO DA MATRIZ DE DADOS DE ENTRADA PARA O MINOS
CALL IGER(PO,DISP,SO,QMIN,USJU,RO,POT,BITUK,DITSE,CUG,POE,
*DISPE,SOE,VMINE,QMINE,USJUE,CUNIT,INTERV,RE,SINI,VAUM,VASE,
*BENIT,GOSE,GUS,MEN,MEP,PROB,TERK,RIT,NS,INTER,CAO,CAE,
*KAIR,FUNTER,CRIMU,NUHO,NUTO,NUHE,IMP,C,CT,INPO,GEMUM,GEMISE,
*VAUMEX,VASEEX,ANDINI,ANDFIN,CFIX,A,NV,ITER,KC,ORD,NNUHE,KOLTER,
*ICAP,IVAVM,F2,K,AW1,AWC,KPA,B1,D2,CURE1,CURE2,D1N,D2N,VAINT,
*BETIX,BEI,TIR,VIMAX,ACDPL,TEMPO,CCP,CCE,COMPRA,KVINT,CAPMIN,
*IDEHID,THANE,LCI)
OPEN(UNIT=6,FILE='FOR06',STATUS='NEW')
C
C
DIKINUIR USINA OU AUMENTAR O VALOR DE INTERV
IF(NUHE-NNUHE.EQ.0)GO TO 268
OPEN(UNIT=26,FILE='PMI26.DAT',STATUS='OLD')

```

```

OPEN(UNIT=7,FILE='SIN07.DAT',STATUS='OLD')
GO TO 271
268 OPEN(UNIT=26,FILE='PIN26.DAT',STATUS='OLD')
OPEN(UNIT=7,FILE='PIN07.DAT',STATUS='OLD')
271 OPEN(UNIT=29,FILE='INT29',STATUS='OLD')
C
C RESOLUCAO DO PPL PELO MINOS
CALL MINOS(Z,NWCORE,ISPECS,IGCRON,IFSOLN,IERROR,NROWS,NCOLS,
*LXS,LXL,LPI,LHS,LFREE,NFREE)
CLOSE(UNIT=06,STATUS='DELETE')
CLOSE(UNIT=022,STATUS='DELETE')
CLOSE(UNIT=26)
CLOSE(UNIT=7)
CLOSE(UNIT=29,STATUS='DELETE')
IF(KC.EQ.1)GO TO 212
C
C TESTE DE INFACIBILIDADE DO PPL EXAMINADO
TYPE 276,IERROR,NCOLS,ITER
276 FORMAT(/,10X,'IERROR =',I3,4X,'NCOLS =',I4,4X,'ITER =',I3,/)
IF(IERROR.EQ.0)GO TO 280
A(0,KC)=INFI
WRITE(31,590)ITER,KC,A(0,KC)
WRITE(31,580)(L,A(L,KC),L=1,NV)
GO TO 301
C
C DECODIFICACAO DOS RESULTADOS DO MINOS
280 IF(IOTIMO.EQ.1)GO TO 212
WRITE(31,530)ITER
CALL DECOTE(KC,NV,LPI,NROWS,KEY,Z,KVINT,B,A,ITER)
C
C ATUALIZACAO DA MATRIZ DE ESTADO
C TESTE DE INTEGRALIDADE DA SOLUCAO DO PPL
C IF(KEY.EQ.1)GO TO 290
WRITE(31,550)
GO TO 300
290 WRITE(31,540)
C
C ATUALIZACAO DO VALOR DE ALIM
IF(A(0,KC).LT.ALIM)ALIM=A(0,KC)
DO 300 L=1,NV
A(L,KC)=B(L,KC)
300 CONTINUE
301 IF(KC.GT.2)GO TO 302
GO TO 415
C
C CORTE NOS NOS A SEREM SONHADOS
302 IF(A(0,KC).LE.ALIM)GO TO 306
A(0,KC)=INFI
TYPE 304
304 FORMAT(10X,'CORTE NA ARVORE')
C
C ATUALIZACAO DA ORDENACAO
306 J=2
308 IF(J.LT.KC)GO TO 310
GO TO 415
310 IF(A(0,J).GE.A(0,KC))GO TO 320
GO TO 400
320 IF(A(0,J).EQ.A(0,KC).AND.KEY.EQ.0)GO TO 340
CALL ORDENA(NV,J,KC,KEY,A,B)
J=KC

```



```

GO TO 400
340  ICONJ=0
    ICONKC=0
    DO 350 I=1,NV
      IF(A(I,J).LE.(.2E-15).OR.A(I,J).EQ.1.)GO TO 350
    GO TO 360
350  ICONJ=ICONJ+1
360  IF(A(I,KC).LE.(.2E-15).OR.A(I,KC).EQ.1.)GO TO 370
    GO TO 380
370  ICONKC=ICONKC+1
380  CONTINUE
    IF(ICONJ.LT.ICONKC)GO TO 390
    GO TO 400
390  CALL ORDENA(NV,J,KC,KEY,A,B)
    J=KC
    GO TO 415
400  J=J+1
    GO TO 308
415  XC=XC+1.
    GO TO 255

C
C  DESLOCAMENTO DAS COLUNAS DE A E DE B
420  DO 430 J=1,KC-1
    L=0
430  IF(L.LE.NV)GO TO 440
    GO TO 443
440  A(L,J)=A(L,J+1)
    L=L+1
    GO TO 430
443  DO 445 L=1,NV
    B(L,J)=B(L,J+1)
445  CONTINUE
450  CONTINUE
475  KC=KC-1
C
C  ELIMINACAO DAS SOLUCOES INFACTIVEIS
    IF(A(0,KC-1).LT.INFI)GO TO 240
    GO TO 475
C
C  ESCRITA DA SOLUCAO MISTA LINEAR-INTEIRA
480  WRITE(31,570)A(0,1)
    WRITE(31,580)(L,A(L,1),L=1,NV)
    IF(ITER.LT.1)ITER=1
    GO TO 100

C
-----
490  RETURN
C  FORMATS
510  FORMAT(/,5X,'SOLUCAO OTIMA DO PPL E INTEIRA')
530  FORMAT(/,5X,'ITERACAO',2X,I3,/,5X,'SITUACAO DO RAMO')
540  FORMAT(/,5X,'SOLUCAO FACTIVEL')
545  FORMAT(/,5X,'O PROBLEMA E INFACTIVEL')
550  FORMAT(/,5X,'SOLUCAO INFACTIVEL(FRACIONARIA)',/)
570  FORMAT(/,5X,'CHEGOU-SE NA SOLUCAO OTIMA',/,5X,'FD=',F8.3)
580  FORMAT(/,7(2X,7('X(',I2,')=',F5.2,2X),/))
590  FORMAT(/,5X,'ITERACAO',2X,I3,4X,'A(0,',I3,')=',F8.2)
    END
C
C
C
C
C

```

```

C      SUBROTINA DE ORDENACAO DAS COLUNAS DE A
C      SUBROUTINE ORDENA(NV,J,KC,KEY,A,B)
C      DIMENSION A(0:100,700),B(100,700)
C
C      ORDENACAO
C      IF(KEY.EQ.1)GO TO 50
C      JS=KC
5      IF(JS.GE.J)GO TO 10
C      GO TO 30
10     A(0,JS+1)=A(0,JS)
C      DO 20 I=1,NV
C      A(I,JS+1)=A(I,JS)
C      B(I,JS+1)=B(I,JS)
20     CONTINUE
C      JS=JS-1
C      GO TO 5
30     A(0,J)=A(0,KC+1)
C      DO 40 I=1,NV
C      A(I,J)=A(I,KC+1)
C      B(I,J)=B(I,KC+1)
40     CONTINUE
C      GO TO 70
50     A(0,J)=A(0,KC)
C      DO 60 I=1,NV
C      A(I,J)=A(I,KC)
C      B(I,J)=B(I,KC)
60     CONTINUE
C      KC=J
70     RETURN
C      END
C
C
C
C
C
C
C      SUBROTINA DECODIFICADORA DOS RESULTADOS DO MINOS
C      SUBROUTINE DECODE(KC,NV,LPI,NROWS,KEY,Z,KVINT,B,A,ITER)
C      REAL *8Z(23000)
C      DIMENSION B(100,700),A(0:100,700)
C
C      DECODIFICACAO
C      KA=LPI+NROWS+KVINT
C      DO 10 I=1,NV
C      B(I,KC)=SNGL(Z(KA))
C      KA=KA+1
10     CONTINUE
C      A(0,KC)=-SNGL(Z(KA+1))
C      WRITE(31,30)A(0,KC),ITER
C
C      TESTE EM B
C      CALL TESTEB(NV,KEY,KC,B)
C      RETURN
30     FORMAT(/,5X,'VALOR DO PPL',2X,F6.3,4X,'ITER = ',I3)
C      END
C
C
C
C
C
C

```

```
C      SUBROTINA PARA TESTAR A
      SUBROUTINE TESTEA(NV,KEY,A)
      DIMENSION A(0:100,700)
C
C      TESTE DE INTEGRALIDADE
      KEY=1
      L=1
20     IF(A(L,1).LE.(.2E-15).OR.A(L,1).EQ.1.)GO TO 30
      KEY=0
      GO TO 40
30     L=L+1
      IF(L.LE.NV)GO TO 20
40     RETURN
      END
C
C
C
C
C
C      SUBROTINA PARA TESTAR B
      SUBROUTINE TESTEB(NV,KEY,KC,B)
      DIMENSION B(100,700)
C
C      TESTE DE INTEGRALIDADE
      KEY=1
      L=1
20     IF(B(L,KC).LE.(.2E-15).OR.B(L,KC).EQ.1.)GO TO 30
      KEY=0
      GO TO 40
30     L=L+1
      IF(L.LE.NV)GO TO 20
40     RETURN
      END
```

ANEXO B

PROGRAMA DE CÁLCULO DA PROBABILIDADE
DE PERDA DE CARGA (LOLP)

```

C      SUBROTINA PARA CALCULO DA MARGEM DE RESERVA MODIFICADA
C
C
C      SUBROUTINE LOLP(NPER,DISCR,MR,DLOLF,VACON,CPONTA,ENERG,
*      NUS,FOR,POTDIS,NMAQ,MRM,VMALO,VCON,VCONST,NIDC,VIC,PC,
*      NUST)
C
C      DESCRICAO DAS VARIAVEIS
C      NPER  : NUMERO DE INTERVALOS CONTIDOS NO HORIZONTE DE PLANE-
C              JAMENTO (20)
C      DISCR : VALOR DA DISCRETIZACAO PARA A CONVOLUCAO (100 MW)
C      MR    : MARGEM DE RESERVA INICIAL POR INTERVALO
C      DLOLF : VALOR DO LOLP DESEJADO (.0001)
C      VACON : FATOR DE ACELERAÇÃO DA CONVERGENCIA
C      CPONTA: VALOR DA CARGA DE PONTA POR INTERVALO (MW)
C      ENERG : VALOR DA ENERGIA POR INTERVALO (MW MEDIOS)
C      NUS   : NUMERO DE USINAS POR INTERVALO QUE EFETIVAMENTE PAR-
C              TICIPAM DA GERACAO DE ENERGIA
C      FOR   : TAXA DE SAIDA FORCADA POR USINA
C      POTDIS: POTENCIA DISPONIVEL DE CADA USINA, EM CADA INTERVALO
C              EM FUNCAO DA CAPACIDADE INSTALADA (MW)
C      NMAQ  : NUMERO DE MAQUINAS DE CADA USINA QUE EFETIVAMENTE
C              PARTICIPAM DA GERACAO DE ENERGIA, EM CADA INTERVALO
C      MRM   : MARGEM DE RESERVA MODIFICADA, POR INTERVALO, EM DE-
C              CIMAL
C      VMALO : VALOR MAXIMO PARA O LOLP POR INTERVALO (.001)
C      VCON  : FATOR DE ACELERAÇÃO DA CONVERGENCIA
C      VCONST: FATOR DE ACELERAÇÃO DA CONVERGENCIA
C      NIDC  : NUMERO DE INTERVALOS DE INCERTEZA DECORRENTE DA PRE-
C              VISAO DE CARGA
C      VIC   : VALOR DA INCERTEZA UTILIZADA NA PREVISAO DA CARGA,
C              EM PORCENTAGEM (3 POR CENTO)
C      PC    : PROBABILIDADE PARA CADA INTERVALO DE INCERTEZA, CON-
C              SIDERANDO-SE A DISTRIBUICAO NORMAL
C      NUST  : NUMERO DE USINAS DE ACORDO COM A POTENCIA DE CADA
C              MAQUINA (20)
C
C      DIMENSION CPONTA(20),ENERG(30),NUS(20),FOR(20),POTDIS(20,20),
*      NMAQ(20,20),VLOLF(20),F(21,500),PC(7)
C      REAL MR(20),MRM(20),MLOLF
C
C      LIMITE INFERIOR E INICIALIZACAO PARA O CALCULO DO LOLP
C      VAUL=.1E-10
C      SLOLF=0.
C
C      AJUSTE DA UNIDADE DO MERCADO DE PONTA E ENERGIA
C      DO 150 IT=1,NPER
C      CPX=CPONTA(IT)*100.
C      ENX=ENERG(IT)*100.
C      CB1=2.*ENX-CPX
C
C      INCERTEZA NA CARGA
C      VLOLF(IT)=0.
C      DO 140 IDC=1,NIDC
C      NDPD=IDC-(NIDC+1)/2
C      IF(NDPD.EQ.0)GO TO 9
C      VARC=NDPD*VIC/100.
C      GO TO 10
C
C      VARC=0.

```

```

10  CB=(1.+VARC)*CB1
    CP=(1.+VARC)*CPX
    DO 12 I=1,NUST+1
    DO 11 J=1,500
    F(I,J)=0.
11  CONTINUE
12  CONTINUE
    I=1
    REST0=AMOD(CP,DISCR)
    NDISC0=(CP-REST0)/DISCR+1.
    NDJ=NDISC0
    CAP=0.
    F(I,1)=1.
    DO 20 I1=2,NDJ
    CAP=CAP+DISCR
    IF(CAP.GT.CB)GO TO 13
    F(I,I1)=1.
    GO TO 20
13  F(I,I1)=1.-(CAP-CB)/(CP-CB)
20  CONTINUE
    CEFET=CP
    CI=0.

C
C  CONVOLUCAO
    KNUS=NUS(IT)
    DO 110 L=1,KNUS
    INM=NMAQ(L,IT)
    ANM=FLOAT(INM)
    IA=I
    I=I+1
    POT=POTDIS(L,IT)
    PUNIT=POT/ANM
    Q=FOR(L)
    CEFET=CEFET+POT
    REST1=AMOD(CEFET,DISCR)
    NDISC1=(CEFET-REST1)/DISCR+1.
    NIJ=NDISC1
    CAP=0.
    F(I,1)=1.
    DO 100 I1=2,NDJ
    CAP=CAP+DISCR
    IF(CAP.LE.CB)GO TO 50
    F(I,I1)=F(IA,I1)*(1.-Q)**ANM
    DO 80 NM=1,INM
    CAPAC=CAP-NM*PUNIT
    IF(CAPAC.LE.CB)GO TO 50
    TN=CAPAC/DISCR+1.
    NT=IFIX(TN)
    REST=CAPAC-(NT-1)*DISCR
    NT1=NT+1
    IF(NT.EQ.NDISC0.AND.REST0.NE.0.)GO TO 30
    DIVIS=DISCR
    GO TO 40
30  DIVIS=REST0
40  T1=F(IA,NT)-(REST/DIVIS)*(F(IA,NT)-F(IA,NT1))
    GO TO 60
50  T1=1.
60  COMED=1.
    COMBN=1.
    DO 70 KVN=1,NM

```

```

ICOMB=INM-KVN+1
COMBN=COMBN*ICOMB
COMBD=COMBD*KVN
70 CONTINUE
T2=COMBN/COMBD
T3=(1.-Q)**(INM-NM)
T4=Q**NM
FSOM=T1*T2*T3*T4
F(I,I1)=F(I,I1)+FSOM
80 CONTINUE
IF(F(I,I1).LT.VAUL)GO TO 105
GO TO 100
90 F(I,I1)=1.
100 CONTINUE
105 F(I,I1)=0.
CI=CI+FOT
REST0=REST1
NDISC0=NDISC1
110 CONTINUE
C
C CALCULO DO LOLP POR INTERVALO
IF(CI.LE.CB)GO TO 120
TN=CI/DISCR+1.
NT=IFIX(TN)
REST=CI-(NT-1)*DISCR
NT1=NT+1
VL=F(I,NT)-(REST/DISCR)*(F(I,NT)-F(I,NT1))
GO TO 130
120 VL=1.
130 ALOLP=VL*PC(IDC)
VLOLP(IT)=VLOLP(IT)+ALOLP
140 CONTINUE
150 CONTINUE
C
C CALCULO DE SLOLP
WRITE(36,155)
155 FORMAT(//)
DO 170 IT=1,NPER
SLOLP=SLOLP+VLOLP(IT)
WRITE(36,160)IT,VLOLP(IT)
160 FORMAT(10X,'VLOLP(',I2,') = ',E14.6)
170 CONTINUE
TYPE 180,SLOLP
180 FORMAT(5X,'SLOLP = ',E15.6)
C
C CALCULO DO DESVIO DA MEDIA DAS PROBABILIDADES
TYPE 190,NPER,DLOLF,SLOLP
190 FORMAT(10X,'NPER=',I3,2X,'DLOLF=',F10.8,2X,'SLOLP=',F10.8)
MELOLP=(NPER*DLOLF-SLOLP)/(NPER*DLOLF)
IF(ABS(MELOLP).LE.0.2)GO TO 250
IF(ABS(MELOLP).GT.0.5)GO TO 235
VACON=VACON+VCONST
GO TO 236
235 VACON=VCONST
236 TYPE 238,MELOLP
238 FORMAT(10X,'MELOLP = ',F12.7)
C
C CALCULO DA MARGEM DE RESERVA MODIFICADA
DO 240 I=1,NPER
IF(MELOLP.LT.0.)GO TO 239

```

```
IF (VLOLF(I).GE.VMALO)GO TO 240
239 MRM(I)=MR(I)-MELOLF/VACON
IF (MRM(I).LE.0.)MRM(I)=0.
240 CONTINUE
250 DO 260 I=1,NPER
IF (VLOLF(I).LE.VMALO)GO TO 255
TYPE 258,I
258 FORMAT(/,10X,'I(LOLF MENOR)=' ,I2)
MRM(I)=MR(I)+(VLOLF(I)-VMALO)/(VMALO*VCON)
GO TO 260
255 IF (ABS(MELOLF).GT.0.2)GO TO 260
MRM(I)=MR(I)
260 CONTINUE
RETURN
END
```


ANEXO C

DADOS DO ESTUDO DE CASO

Tabela C.1 - Dados técnicos das usinas hidroelétricas existentes

USINA	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	VOLUME ÚTIL DO RESERVATÓRIO (Km ³)	DISPONIBILIDADE COM MANUTENÇÃO	DISPONIBILIDADE SEM MANUTENÇÃO	PRODUTIVIDADE MÉDIA (MwS/m ³)	TURBINAGEM MÁX. (m ³ /s)	DEFLUÊNCIA MÍN. (m ³ /s)
Itumbiara	2.100	12,454	0,895	0,925	0,623	3.326	665
Furnas	1.280	17,217	0,915	0,935	0,760	1.722	344
Peixoto	476	2,500	0,945	0,960	0,335	1.327	265
Estreito	1.104	-	0,915	0,935	0,556	2.043	409
Porto Colômbia	320	-	0,915	0,935	0,200	1.917	383
Marimbondo	1.440	5,260	0,915	0,935	0,522	2.998	600
Funil	216	0,606	0,915	0,935	0,565	398	80

Tabela C.2 - Dados técnicos das usinas hidroelétricas candidatas

USINA	POTÊNCIA INSTALADA MÁXIMA (MW)	VOLUME ÚTIL DO RESERVATÓRIO (km ³)	DISPONIBILIDADE COM MANUTENÇÃO	DISPONIBILIDADE SEM MANUTENÇÃO	PRODUTIVIDADE MÉDIA (MWs/m ³)	TURBINAGEM MÁX. (m ³ /s)	DEFLUXÃO MÁX. (m ³ /s)
Serra da Mesa	1.200	43,250	0,895	0,925	1,150	1.233	74
Cana Brava	480	-	0,915	0,935	0,367	1.404	100
Peixe	1.065	9,900	0,895	0,925	0,390	3.093	323
Corumbá 1	400	1,228	0,915	0,935	0,652	648	45
Picada	100	0,570	0,945	0,960	1,453	70	10
Sapucaia	300	-	0,915	0,935	0,654	459	44
Itaocara	270	1,070	0,915	0,935	0,329	857	193

Tabela C.3 - Dados de potência por máquina de usinas existentes

USINA	NÚMERO DE MÁQUINAS	POTÊNCIA/MÁQUINA (MW)
Itumbiara	6	380
Furnas	8	164
Peixoto	2	38
	2	45
	6	52
Estreito	6	184
Porto Colômbia	4	82
Marimbondo	8	186
Funil	3	74

Tabela C.4 - Dados dos reservatórios das usinas de outros sistemas, que regularizam vagões afluentes ao sistema FURNAS

RESERVATÓRIO	VOLUME ÚTIL (km³)	DEFLUÊNCIA MIN. (m³/s)
Emborcação	13,014	125
Camargos	0,672	33
Graminha	0,504	20
Paraibuna	2,636	30
Santa Branca	0,434	40
Jaguari	0,793	10

Tabela C.5 - Número de máquinas, potência unitária das máquinas e custos das usinas candidatas ao plano de expansão

USINA	NÚMERO DE MÁQUINAS	POTÊNCIA/MÁQUINA (MW)	CUSTO UNITÁRIO (US\$ / kW)	CUSTO OP & MAN. (US\$ / kW ano)	INVESTIMENTO INICIAL * (% DO INVESTIMENTO TOTAL)	CUSTO FIXO EM RE LAÇÃO A MOTORIZAÇÃO (10 ⁷ US\$)	CUSTO VARIÁVEL COM A MOTORIZAÇÃO (US\$ /kW)
Serra da Mesa	3	400	731	3,19	64	56,141	263,16
Cana Brava	4	120	1.014	3,52	60	29,203	409,60
Peixe	5	213	1.021	3,16	66	71,766	347,14
Corumbá 1	3	133,3	1.018	3,60	62	25,246	386,84
Picada	3	33,3	1.289	3,68	63	8,121	467,93
Sapucaia	3	199	1.020	3,10	64	19,584	367,20
Itaocara	2	135	1.037	3,35	60	16,799	414,80

* Independente do esquema de motorização da usina.

Tabela C.6 - Dados das usinas nucleares

USINA	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DISPONIBILIDADE COM MANUTENÇÃO	DISPONIBILIDADE SEM MANUTENÇÃO	FATOR DE CAPACIDADE MIN., COM MANUTENÇÃO	FATOR DE CAPACIDADE MIN., SEM MANUTENÇÃO	CUSTO DO COMBUSTÍVEL (US\$/MWh)	CUSTO OP. & MAN. (US\$ / kW ano)
Angra 1	625	0,800	0,860	0,275	0,345	8,8	15,8
Angra 2	1245	0,770	0,845	0,255	0,330	8,8	15,8

Tabela C.7 - Dados das usinas termoeletricas a óleo combustível

USINA	POTÊNCIA INSTALADA (MW)	DISPONIBILIDADE COM MANUTENÇÃO	DISPONIBILIDADE SEM MANUTENÇÃO	CONSUMO ESPECÍFICO (t/MWh)	CUSTO DO COMBUSTÍVEL (US\$/t)	CUSTO OP. & MAN. (US\$ / kW ano)
Santa Cruz 1-2	168	0,840	0,910	0,245	206,3	10
Santa Cruz 3-4	440	0,840	0,910	0,231	206,3	10

Tabela C.8 - Produtividade das usinas hidroelétricas no atendimento da ponta, discretizando-se a curva de carga em dois patamares

USINA	PARCELA DA PRODUTIVIDADE MÉDIA (%)	PRODUTIVIDADE NO ATENDIMENTO DA PONTA (MWs / m ³)
Itumbiara	97,5	0,607
Furnas	99,4	0,755
Porto Colômbia	97,7	0,195
Marimbondo	95,5	0,498
Serra da Mesa	98,0	1,127
Cana Brava	96,8	0,355
Peixe	97,5	0,380
Corumbá 1	98,9	0,645
Sapucaia	90,9	0,594
Itaocara	97,7	0,321

ANEXO D

RESULTADOS DA EXPANSÃO DO SISTEMA,
UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO LINEAR

D.1 - DISCRETIZACAO DA CURVA DE CARGA EM UM PATAMAR

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO EM US\$: 121.198 × 10⁷

1 - USINAS HIDROELETRICAS EXISTENTES

INT. DE PLANEJ.	ARMAZENAM.		TURBINAGEM		VERTIMENTO	
	9	3	9	3	9	3
	(10 M)		(10 M)		(10 M)	

USINA 1

1	13.0140	0.0000	10.9910
2	0.0000	0.0000	17.2270
3	0.6920	0.0000	9.1260
4	1.9470	0.0000	1.9760
5	11.1220	0.0000	1.9760
6	13.0140	0.0000	1.9760
7	13.0140	0.0000	8.3030
8	13.0140	0.0000	2.7770
9	13.0140	0.0000	11.2220
10	13.0140	0.0000	3.4680
11	13.0140	0.0000	10.5220
12	13.0140	0.0000	3.9450
13	13.0140	0.0000	7.5780
14	13.0140	0.0000	3.6550
15	13.0140	0.0000	7.5260
16	7.2960	0.0000	7.3040
17	13.0140	0.0000	1.9760
18	0.0000	0.0000	15.3590
19	2.4872	0.0000	6.7858
20	3.9042	0.0000	1.9760

USINA 2

1	12.4540	10.5140	31.2300
2	12.4540	28.8060	0.0000
3	12.4540	34.1480	0.0000
4	0.0000	23.4540	0.0000
5	12.4540	17.4930	0.0000
6	12.4540	12.6580	0.0000
7	0.8061	41.7899	0.0000
8	1.3141	10.5140	0.0000
9	12.4540	29.7951	0.0000
10	12.4540	13.3360	0.0000
11	12.4540	35.6960	0.0000
12	3.2241	25.0949	0.0000
13	12.4540	15.3411	0.0000
14	5.5404	21.1166	0.0000
15	12.4540	16.6384	0.0000
16	12.4540	14.4720	0.0000
17	12.4540	17.9797	0.0000
18	0.0000	34.2333	0.0000
19	2.6506	22.8062	0.0000
20	3.7362	10.5140	0.0000

USINA 3

1	0.6720	0.0000	3.9670
2	0.0000	0.0000	2.4350
3	0.6720	0.0000	2.5060
4	0.0000	0.0000	1.9950
5	0.6720	0.0000	2.3500
6	0.6720	0.0000	1.1490
7	0.6720	0.0000	3.3070
8	0.0000	0.0000	1.9550
9	0.6720	0.0000	2.5480
10	0.6720	0.0000	1.2200
11	0.6720	0.0000	3.0990
12	0.6720	0.0000	1.2960
13	0.6720	0.0000	2.0680
14	0.6720	0.0000	0.9930
15	0.5548	0.0000	2.0122
16	0.0000	0.0000	1.4218
17	0.6720	0.0000	1.5490
18	0.0000	0.0000	1.4360
19	0.6720	0.0000	1.5440
20	0.2016	0.0000	1.5294

USINA 4

1	17.2170	5.4390	21.1960
2	2.9661	11.7124	15.0175
3	11.3704	12.3147	0.0000
4	6.5100	13.7984	0.0000
5	12.9103	13.1827	0.0000
6	1.6982	19.1701	0.0000
7	17.2170	6.6332	0.0000
8	9.2024	17.5346	0.0000
9	17.2170	16.5564	0.0000
10	12.7922	13.3658	0.0000
11	17.2170	15.5542	0.0000
12	17.2170	8.1950	0.0000
13	17.2170	11.6520	0.0000
14	17.2170	5.7760	0.0000
15	17.2170	12.3592	0.0000
16	9.1002	14.5957	0.0000
17	9.0969	11.8672	0.0000
18	9.0909	5.4390	0.0000
19	7.8359	14.1250	0.0000
20	5.1651	10.0292	0.0000

USINA 5

1	2.5000	21.2179	6.4621
2	0.0000	21.2179	8.7210
3	2.5000	11.3347	0.0000
4	0.0000	16.9124	0.0000
5	0.0000	14.8877	0.0000
6	0.0000	19.7731	0.0000
7	2.5000	6.2182	0.0000
8	2.5000	18.5326	0.0000
9	2.5000	4.2060	14.6614
10	0.0000	16.9058	0.0000
11	2.5000	14.3242	0.0000
12	2.5000	9.2650	0.0000
13	2.5000	13.0120	0.0000
14	2.5000	6.6760	0.0000
15	0.0000	15.6592	0.0000
16	2.5000	12.9157	0.0000
17	0.8752	14.2021	0.0000
18	0.0000	6.9642	0.0000
19	2.5000	12.7350	0.0000
20	0.7500	12.5992	0.0000

USINA 6

1	0.0000	24.6882	3.5738
2	0.0000	20.6977	1.4972
3	0.0000	11.8037	0.0000
4	0.0000	17.0944	0.0000
5	0.0000	15.3407	0.0000
6	0.0000	19.9471	0.0000
7	0.0000	6.7212	0.0000
8	0.0000	18.7386	0.0000
9	0.0000	19.4344	0.0000
10	0.0000	17.1088	0.0000
11	0.0000	14.7842	0.0000
12	0.0000	9.4550	0.0000
13	0.0000	13.2820	0.0000
14	0.0000	6.8060	0.0000
15	0.0000	15.9292	0.0000
16	0.0000	13.0557	0.0000
17	0.0000	14.4521	0.0000
18	0.0000	7.0742	0.0000
19	0.0000	13.0350	0.0000
20	0.0000	12.7592	0.0000

USINA 7

1	0.0000	23.2381	11.2689
2	0.0000	23.2381	9.7158
3	0.0000	16.8657	0.0000
4	0.0000	19.0544	0.0000
5	0.0000	20.1867	0.0000
6	0.0000	21.9391	0.0000
7	0.0000	12.0622	0.0000
8	0.0000	20.9066	0.0000
9	0.0000	6.4820	19.0314
10	0.0000	19.3168	0.0000
11	0.0000	19.3942	0.0000
12	0.0000	11.5050	0.0000
13	0.0000	16.1520	0.0000
14	0.0000	8.2760	0.0000
15	0.0000	18.8092	0.0000
16	0.0000	14.5357	0.0000
17	0.0000	17.1521	0.0000
18	0.0000	8.2642	0.0000
19	0.0000	16.2450	0.0000
20	0.0000	14.4592	0.0000

USINA 8

1	0.5040	0.0000	1.6400
2	0.0000	0.0000	1.1500
3	0.5040	0.0000	0.8450
4	0.0000	0.0000	0.9570
5	0.5040	0.0000	0.7460
6	0.0000	0.0000	0.9020
7	0.5040	0.0000	0.9160
8	0.5040	0.0000	0.4160
9	0.0000	0.0000	1.8980
10	0.1370	0.0000	0.3160
11	0.5040	0.0000	0.6580
12	0.3220	0.0000	0.5510
13	0.5040	0.0000	0.3160
14	0.4590	0.0000	0.3160
15	0.1610	0.0000	0.8410
16	0.1900	0.0000	0.3160
17	0.5040	0.0000	0.3160
18	0.0000	0.0000	0.8100
19	0.5040	0.0000	0.3340
20	0.1512	0.0000	0.7458

USINA 9

1	5.2600	39.2190	0.0000
2	0.0000	9.4860	34.1169
3	5.2600	22.2477	0.0000
4	0.0000	29.4534	0.0000
5	0.0000	33.8627	0.0000
6	0.0000	27.2101	0.0000
7	5.2600	23.2692	0.0000
8	5.2600	26.7536	0.0000
9	4.5751	9.4860	27.4054
10	0.0000	28.7589	0.0000
11	5.2600	18.0142	0.0000
12	0.0000	19.3750	0.0000
13	5.2600	16.8750	0.0000
14	0.0000	17.3870	0.0000
15	0.0000	24.2302	0.0000
16	5.2600	12.1557	0.0000
17	0.0000	27.4601	0.0000
18	0.0000	13.5812	0.0000
19	5.2600	21.7920	0.0000
20	1.5780	24.2200	0.0000

USINA 10

1	3.8630	0.0000	4.5380
2	0.0000	0.0000	6.9020
3	3.8630	0.0000	1.2410
4	3.8630	0.0000	3.0390
5	0.0000	0.0000	7.5680
6	0.7490	0.0000	1.2090
7	2.3351	0.0000	3.4599
8	3.5841	0.0000	1.1410
9	3.8630	0.0000	4.7541
10	3.8630	0.0000	2.4000
11	3.8630	0.0000	4.2800
12	3.8630	0.0000	2.2260
13	3.8630	0.0000	2.4740
14	2.1820	0.0000	3.3570
15	3.8630	0.0000	0.7910
16	3.0605	0.0000	2.4915
17	3.4351	0.0000	1.7705
18	1.4375	0.0000	3.2416
19	2.1852	0.0000	1.9983
20	1.1589	0.0000	3.1023

USINA 11

1	0.6060	1.2650	4.9430
2	0.0000	1.2650	6.4400
3	0.0000	2.7720	0.0000
4	0.6060	2.6300	0.0000
5	0.0000	1.2650	7.7490
6	0.6060	1.2650	0.0000
7	0.0000	5.4409	0.0000
8	0.0000	1.2650	0.0000
9	0.6060	5.5361	0.0000
10	0.6060	2.4800	0.0000
11	0.6060	5.2440	0.0000
12	0.6060	2.2850	0.0000
13	0.6060	2.7060	0.0000
14	0.5175	3.4505	0.0000
15	0.6060	1.6875	0.0000
16	0.0000	3.3085	0.0000
17	0.6060	1.8415	0.0000
18	0.0000	4.0076	0.0000
19	0.6060	1.9003	0.0000
20	0.1818	3.9665	0.0000

2

2 - GERACAO TERMICA (10 MW)

INT. DE PLANEJ.	ANGRA 2	ANGRA 1	STA CRUZ 3-4	STA CRUZ 1-2
1	0.0000	2.1560	0.0000	0.0000
2	0.0000	1.7180	0.0000	0.0000
3	0.0000	2.1560	0.0000	0.0000
4	0.0000	1.7180	0.0000	0.0000
5	0.0000	2.1560	0.0000	0.0000
6	0.0000	1.7180	0.0000	0.0000
7	0.0000	2.1560	0.0000	0.0000
8	0.0000	1.7180	0.0000	0.0000
9	0.0000	2.1560	0.0000	0.0000
10	0.0000	1.7180	0.0000	0.0000
11	0.0000	2.1560	0.0000	0.0000
12	0.0000	5.3750	0.0000	0.0000
13	4.7932	2.8750	0.0000	0.0000
14	10.5203	5.3750	0.0000	0.0000
15	4.7932	2.8750	0.0000	0.0000
16	10.5203	5.3750	0.0000	0.0000
17	4.7932	2.8750	0.0000	0.0000
18	10.5203	5.3750	0.0000	0.0000
19	4.7932	2.8750	0.0000	0.0000
20	10.5203	5.3750	0.0000	0.0000

3 - USINAS HIDROELETRICAS CANDIDATAS

INT. DE PLANEJ.	ARMAZEN. 9 3 (10 M)	TURBIN. 9 3 (10 M)	VERTIM. 9 3 (10 M)	INC. CAP. 2 (10 MW)	CAPAC. 2 (10 MW)
--------------------	---------------------------	--------------------------	--------------------------	---------------------------	------------------------

USINA 12

5	1.1900	0.0000	23.1200	0.0000	0.0000
6	4.7600	0.0000	1.1700	0.0595	0.0595
7	16.2000	0.0000	1.1700	0.1765	0.2380
8	19.4000	0.9972	0.1728	0.5720	0.8100
9	30.0300	0.0000	1.1700	0.1600	0.9700
10	32.1500	1.1700	0.0000	0.5315	1.5015
11	43.2500	1.1700	0.0000	2.8444	4.3459
12	41.6298	5.3502	0.0000	0.0000	4.3459
13	43.2500	7.7998	0.0000	1.9899	6.3357
14	34.9064	10.9636	0.0000	2.5679	8.9056
15	35.1729	10.9636	0.0000	0.0000	8.9056
16	26.7193	10.9636	0.0000	0.0000	8.9056
17	27.2357	10.9636	0.0000	0.0000	8.9056
18	19.3521	10.9636	0.0000	0.0000	8.9056
19	19.7386	10.9636	0.0000	0.0000	8.9056
20	12.9750	10.9636	0.0000	0.0000	8.9056

USINA 13

7	0.0000	0.0000	2.7000	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	1.8900	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	2.6200	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	1.7800	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	2.6200	0.0000	0.0000
12	0.0000	6.0102	0.0000	1.5239	1.5239
13	0.0000	9.2798	0.0000	0.8290	2.3529
14	0.0000	11.5036	0.0100	0.5638	2.9168
15	0.0000	11.5036	1.1500	0.0000	2.9168
16	0.0000	11.5036	0.0000	0.0000	2.9168
17	0.0000	11.5036	0.8800	0.0000	2.9168
18	0.0000	11.5036	0.0700	0.0000	2.9168
19	0.0000	11.5036	0.8700	0.0000	2.9168
20	0.0000	11.5036	0.1600	0.0000	2.9168

USINA 14

9	0.0000	0.0000	12.9200	0.0000	0.0000
10	0.7011	0.0000	6.7489	0.0000	0.0000
11	9.5081	0.3175	4.7855	0.0876	0.0876
12	9.9000	10.9182	0.0000	2.9256	3.0132
13	9.9000	18.3198	0.0000	2.0427	5.0559
14	6.1714	20.4321	0.0000	0.5829	5.6388
15	8.4329	20.4321	0.0000	0.0000	5.6388
16	4.4343	20.4321	0.0000	0.0000	5.6388
17	6.0557	20.4321	0.0000	0.0000	5.6388
18	1.8471	20.4321	0.0000	0.0000	5.6388
19	9.5586	20.4321	0.0000	0.0000	5.6388
20	5.9400	20.4321	0.0000	0.0000	5.6388

USINA 15

7	0.0000	0.0000	8.0600	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	2.9700	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	10.0100	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	3.6500	0.0000	0.0000
11	1.2280	0.0000	9.0120	0.0000	0.0000
12	0.0000	2.8073	2.4907	1.2641	1.2641
13	1.2280	2.8073	3.9847	0.0000	1.2641
14	0.0000	2.8073	2.5207	0.0000	1.2641
15	1.2280	2.8073	3.4447	0.0000	1.2641
16	0.0000	2.6380	0.0000	0.0000	1.2641
17	0.5073	2.8073	3.9553	0.0000	1.2641
18	0.0000	2.8073	0.0000	0.0000	1.2641
19	0.0000	2.8073	3.4727	0.0000	1.2641
20	0.3684	2.8073	0.3043	0.0000	1.2641

USINA 16

7	0.0000	0.0000	0.9300	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	0.4700	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	1.1900	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	0.5600	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	1.0200	0.0000	0.0000
12	0.0000	0.0000	0.5300	0.0000	0.0000
13	0.0000	0.0000	0.8400	0.0000	0.0000
14	0.0000	0.1758	0.2542	0.1710	0.1710
15	0.1710	0.1758	0.2132	0.0000	0.1710
16	0.0000	0.1758	0.2852	0.0000	0.1710
17	0.0000	0.1758	0.3142	0.0000	0.1710
18	0.0442	0.1758	0.0000	0.0000	0.1710
19	0.1710	0.1758	0.2373	0.0000	0.1710
20	0.1710	0.1758	0.1142	0.0000	0.1710

USINA 17

7	0.0000	0.0000	12.5999	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	4.7210	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	13.0551	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	5.8500	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	12.7100	0.0000	0.0000
12	0.0000	5.6895	0.1505	2.5742	2.5742
13	0.0000	5.6895	2.4605	0.0000	2.5742
14	0.0000	5.6895	0.4301	0.0000	2.5742
15	0.0000	5.6895	0.0000	0.0000	2.5742
16	0.0000	5.6895	0.0000	0.0000	2.5742
17	0.0000	5.6895	0.0000	0.0000	2.5742
18	0.0000	5.6895	0.0000	0.0000	2.5742
19	0.0000	5.6895	0.0000	0.0000	2.5742
20	0.0000	5.6895	0.4810	0.0000	2.5742

USINA 18

7	0.0000	0.0000	18.0199	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	6.6010	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	20.5751	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	8.2200	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	19.1600	0.0000	0.0000
12	0.8805	7.9595	0.0000	1.8094	1.8094
13	0.0000	7.9595	5.9211	0.0000	1.8094
14	0.0000	7.9595	0.2401	0.0000	1.8094
15	0.6800	7.9595	0.3000	0.0000	1.8094
16	0.1300	7.9595	0.0000	0.0000	1.8094
17	1.0700	7.9595	0.0000	0.0000	1.8094
18	1.0700	7.9595	0.1500	0.0000	1.8094
19	1.0700	7.9595	0.0000	0.0000	1.8094
20	0.3210	7.9595	0.0000	0.0000	1.8094

D.2 - DISCRETIZACAO DA CURVA DE CARGA EM DOIS PATAMARES

VALOR DA FUNCAO OBJETIVO EM US\$: 127.133 x 10⁷

1 - USINAS HIDROELETRICAS EXISTENTES

INT. DE PLANEJ.	ARMAZENAM. 9 3 (10 M)	T U R B I N A G E M		VERTIMENTO 9 3 (10 M)
		PONTA 9 3 (10 M)	BASE	
USINA 1				
1	13.0140	0.0000	0.0000	10.9910
2	0.0000	0.0000	0.0000	17.2270
3	7.8420	0.0000	0.0000	1.9760
4	9.0970	0.0000	0.0000	1.9760
5	13.0140	0.0000	0.0000	7.2340
6	9.3147	0.0000	0.0000	7.5373
7	2.9670	0.0000	0.0000	14.6507
8	3.7680	0.0000	0.0000	1.9760
9	13.0140	0.0000	0.0000	1.9760
10	4.4680	0.0000	0.0000	12.0140
11	13.0140	0.0000	0.0000	1.9760
12	11.6227	0.0000	0.0000	5.3363
13	13.0140	0.0000	0.0000	6.1867
14	7.0909	0.0000	0.0000	9.5781
15	12.6409	0.0000	0.0000	1.9760
16	12.2509	0.0000	0.0000	1.9760
17	8.7633	0.0000	0.0000	11.1816
18	0.0000	0.0000	0.0000	11.1083
19	7.2970	0.0000	0.0000	1.9760
20	3.9042	0.0000	0.0000	6.7856
USINA 2				
1	12.4540	9.9222	8.3271	23.4947
2	12.4540	9.9222	18.8838	0.0000
3	12.4540	9.9222	17.0756	0.0000
4	0.0000	9.9222	13.5318	0.0000
5	12.4540	9.9222	12.8288	0.0000
6	12.4540	9.9222	8.3271	0.0000
7	8.0283	4.9599	35.9555	0.0000
8	0.0000	9.9222	8.3271	0.0000
9	12.4540	9.9222	9.3128	0.0000
10	12.4540	9.9222	13.2844	0.0000
11	12.4540	9.9222	19.0347	0.0000
12	12.4540	9.9222	8.3271	0.0000
13	12.4540	9.9222	14.7328	0.0000
14	11.4733	9.9222	9.0666	0.0000
15	12.4540	9.9222	8.3271	0.0000
16	4.2387	9.9222	8.3271	0.0000
17	12.4540	9.9222	8.3271	0.0000
18	12.4540	9.9222	8.3271	0.0000
19	7.9596	9.9222	12.0029	0.0000
20	3.7362	9.9222	8.3271	0.0000

USINA 3

1	0.6720	0.0000	0.0000	3.9670
2	0.6720	0.0000	0.0000	1.7630
3	0.6720	0.0000	0.0000	3.1780
4	0.0000	0.0000	0.0000	1.9950
5	0.6720	0.0000	0.0000	2.3500
6	0.0000	0.0000	0.0000	1.8210
7	0.0000	0.0000	0.0000	3.3070
8	0.0000	0.0000	0.0000	1.2830
9	0.6720	0.0000	0.0000	2.5480
10	0.6720	0.0000	0.0000	1.2200
11	0.6720	0.0000	0.0000	3.0990
12	0.0000	0.0000	0.0000	1.9680
13	0.6720	0.0000	0.0000	1.3960
14	0.0000	0.0000	0.0000	1.6650
15	0.3270	0.0000	0.0000	1.5680
16	0.6720	0.0000	0.0000	0.5220
17	0.4300	0.0000	0.0000	2.4630
18	0.6720	0.0000	0.0000	0.5220
19	0.0000	0.0000	0.0000	2.8080
20	0.2016	0.0000	0.0000	0.8574

USINA 4

1	17.2170	2.3468	4.3077	19.9805
2	5.7757	5.0646	5.3486	12.8351
3	12.2368	1.6732	9.2567	0.0000
4	8.8058	4.0396	12.3295	0.0000
5	10.4044	5.0646	12.9198	0.0000
6	3.9616	5.0646	10.0082	0.0000
7	14.9744	5.0646	6.0746	0.0000
8	9.4847	5.0646	9.2731	0.0000
9	17.2170	5.0646	11.7741	0.0000
10	13.7867	5.0646	7.3067	0.0000
11	17.2170	5.0646	11.4841	0.0000
12	16.4604	4.9246	4.6990	0.0000
13	17.2170	4.4751	5.7483	0.0000
14	16.8225	1.1313	5.7112	0.0000
15	15.6468	4.6856	8.4050	0.0000
16	10.5716	2.8162	7.8380	0.0000
17	9.9846	5.0646	8.3004	0.0000
18	5.3921	3.1468	5.9648	0.0000
19	7.3437	5.0646	7.1978	0.0000
20	5.1651	2.9721	5.8929	0.0000

USINA 5

1	2.5000	4.4133	16.8046	6.4621
2	0.0000	4.4133	16.8046	5.2394
3	0.0000	4.4133	8.0365	0.0000
4	0.0000	0.8748	16.1083	0.0000
5	2.5000	4.4133	12.7761	0.0000
6	0.0000	4.4133	13.7685	0.0000
7	2.5000	4.4133	3.3312	2.9797
8	0.0000	4.4133	3.3312	10.0912
9	2.5000	4.4133	3.3312	8.9052
10	0.0000	4.4133	11.4980	0.0000
11	2.5000	4.4133	10.9054	0.0000
12	0.0000	0.8748	12.3188	0.0000
13	2.5000	0.8748	8.2086	0.0000
14	2.5000	0.8748	6.8677	0.0000
15	2.5000	0.8748	13.0150	0.0000
16	2.5000	0.8748	10.5994	0.0000
17	0.0000	0.8748	15.7002	0.0000
18	0.0000	0.8748	8.8867	0.0000
19	0.0000	0.8748	12.4976	0.0000
20	0.7500	0.8748	8.0602	0.0000

USINA 6

1	0.0000	5.9691	9.1155	13.1774
2	0.0000	3.9199	22.7934	0.0000
3	0.0000	5.9691	6.9497	0.0000
4	0.0000	5.9691	11.1960	0.0000
5	0.0000	1.8518	15.7906	0.0000
6	0.0000	5.9691	12.3807	0.0000
7	0.0000	5.9691	5.2581	0.0000
8	0.0000	5.9691	12.0726	0.0000
9	0.0000	5.9691	5.1337	6.1139
10	0.0000	3.1573	12.9570	0.0000
11	0.0000	5.9691	9.8096	0.0000
12	0.0000	1.3483	12.0353	0.0000
13	0.0000	1.3483	8.0051	0.0000
14	0.0000	1.3483	6.5242	0.0000
15	0.0000	1.3483	12.8123	0.0000
16	0.0000	1.3483	10.2659	0.0000
17	0.0000	2.7481	14.0769	0.0000
18	0.0000	1.3483	8.5232	0.0000
19	0.0000	3.2225	10.4499	0.0000
20	0.0000	1.3483	7.7467	0.0000

USINA 7

1	0.0000	4.8335	18.7014	10.9721
2	0.0000	4.8335	18.7014	5.9374
3	0.0000	4.8335	13.1473	0.0000
4	0.0000	4.8335	14.2916	0.0000
5	0.0000	4.8335	17.6549	0.0000
6	0.0000	4.8335	15.4083	0.0000
7	0.0000	4.8335	11.7347	0.0000
8	0.0000	1.5083	18.7014	0.0000
9	0.0000	1.3483	18.7014	3.2460
10	0.0000	4.8335	13.4888	0.0000
11	0.0000	1.6073	18.7014	0.0000
12	0.0000	4.8335	10.6001	0.0000
13	0.0000	4.8335	7.3899	0.0000
14	0.0000	3.4864	5.8561	0.0000
15	0.0000	4.8335	12.2071	0.0000
16	0.0000	4.8335	8.2607	0.0000
17	0.0000	4.8335	14.6915	0.0000
18	0.0000	4.8335	6.2280	0.0000
19	0.0000	4.8335	12.0489	0.0000
20	0.0000	4.8335	5.9615	0.0000

USINA 8

1	0.5040	0.0000	0.0000	1.6400
2	0.0000	0.0000	0.0000	1.1500
3	0.0000	0.0000	0.0000	1.3490
4	0.0000	0.0000	0.0000	0.4530
5	0.5040	0.0000	0.0000	0.7460
6	0.5040	0.0000	0.0000	0.3980
7	0.5040	0.0000	0.0000	1.4200
8	0.0000	0.0000	0.0000	0.9200
9	0.3670	0.0000	0.0000	1.0270
10	0.5040	0.0000	0.0000	0.3160
11	0.5040	0.0000	0.0000	1.0250
12	0.3220	0.0000	0.0000	0.5510
13	0.5040	0.0000	0.0000	0.3160
14	0.2770	0.0000	0.0000	0.4980
15	0.5040	0.0000	0.0000	0.3160
16	0.0000	0.0000	0.0000	0.8490
17	0.3140	0.0000	0.0000	0.3160
18	0.3040	0.0000	0.0000	0.3160
19	0.0742	0.0000	0.0000	1.0678
20	0.1512	0.0000	0.0000	0.3160

USINA 9

1	5.2600	8.3049	30.9141	0.0000
2	0.0000	7.0568	7.5129	26.5514
3	0.0000	8.3049	20.8219	0.0000
4	0.0000	8.3049	15.4552	0.0000
5	5.2600	8.3049	7.5129	15.0866
6	0.0000	4.6162	25.7526	0.0000
7	5.2600	8.3049	7.5129	12.4614
8	0.0000	5.0629	26.7578	0.0000
9	5.2600	3.4753	24.3824	0.0000
10	5.2600	8.3049	14.8844	0.0000
11	5.2600	8.3049	16.3308	0.0000
12	5.2600	8.3049	9.7387	0.0000
13	5.2600	8.3049	9.9015	0.0000
14	2.8177	8.3049	7.5129	0.0000
15	0.0000	8.3049	16.4495	0.0000
16	0.0000	8.3049	8.2023	0.0000
17	5.2600	8.3049	11.0081	0.0000
18	0.0000	8.3049	12.8396	0.0000
19	5.2600	8.3049	14.8583	0.0000
20	1.5780	8.3049	11.5111	0.0000

USINA 10

1	3.8630	0.0000	0.0000	4.5380
2	2.2060	0.0000	0.0000	4.6960
3	3.3049	0.0000	0.0000	4.0051
4	0.4024	0.0000	0.0000	5.8615
5	3.3964	0.0000	0.0000	0.7910
6	3.8630	0.0000	0.0000	1.4914
7	0.0000	0.0000	0.0000	8.9090
8	1.2490	0.0000	0.0000	1.1110
9	3.8630	0.0000	0.0000	2.4190
10	3.8630	0.0000	0.0000	2.4000
11	3.8630	0.0000	0.0000	4.2800
12	3.6349	0.0000	0.0000	2.4541
13	3.8630	0.0000	0.0000	2.2459
14	2.7509	0.0000	0.0000	2.7881
15	3.7069	0.0000	0.0000	1.5161
16	1.8703	0.0000	0.0000	3.5856
17	2.9997	0.0000	0.0000	1.0156
18	0.2531	0.0000	0.0000	3.9906
19	0.6206	0.0000	0.0000	2.3786
20	0.0000	0.0000	0.0000	2.6966

USINA 11

1	0.6060	1.1515	1.0019	4.0546
2	0.0000	1.1515	1.0019	3.3456
3	0.0000	1.1515	4.3846	0.0000
4	0.5224	1.1515	4.3846	0.0000
5	0.0000	1.1515	1.0019	0.0000
6	0.0000	1.1515	1.0019	0.0000
7	0.0000	0.2631	1.0019	7.0170
8	0.0000	0.2631	1.0019	0.0000
9	0.6060	1.1515	1.0019	1.0476
10	0.0000	0.2631	2.8229	0.0000
11	0.6060	1.1515	3.4865	0.0000
12	0.6060	0.2631	2.2500	0.0000
13	0.6060	0.2631	2.2148	0.0000
14	0.0000	0.2631	3.1440	0.0000
15	0.6060	0.2631	1.6320	0.0000
16	0.6060	0.2631	3.4735	0.0000
17	0.0000	0.2631	2.0355	0.0000
18	0.0000	0.2631	3.8875	0.0000
19	0.6060	0.2631	2.0175	0.0000
20	0.0000	0.2631	3.4795	0.0000

2

2 - GERACAO TERMICA (10 MW)

INT. DE PLANEJ.	ANGRA 2		ANGRA 1		STA CRUZ 3-4		STA CRUZ 1-2	
	PONTA	BASE	PONTA	BASE	PONTA	BASE	PONTA	BASE
1	0.000	0.000	0.448	1.708	0.000	0.000	0.000	0.000
2	0.000	0.000	0.357	1.361	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.448	1.708	0.000	0.000	0.000	0.000
4	0.000	0.000	0.357	1.361	0.000	0.000	0.000	0.000
5	0.000	0.000	0.448	1.708	0.000	0.000	0.000	0.000
6	0.000	0.000	0.357	1.361	0.000	0.000	0.000	0.000
7	0.000	0.000	0.448	1.708	0.000	0.000	0.000	0.000
8	0.000	0.000	0.357	1.361	0.000	0.000	0.000	0.000
9	0.000	0.000	0.448	1.708	0.000	0.000	0.000	0.000
10	0.000	0.000	0.357	1.361	0.000	0.000	0.000	0.000
11	0.000	0.000	0.448	1.708	0.000	0.000	0.000	0.000
12	0.000	0.000	1.118	4.257	0.000	0.000	0.000	0.000
13	0.997	3.796	0.590	2.277	0.000	0.000	0.000	0.000
14	2.188	8.332	1.118	4.257	0.000	0.000	0.000	0.000
15	0.997	3.796	0.590	2.277	0.000	0.000	0.000	0.000
16	2.188	8.332	1.118	4.257	0.000	0.000	0.000	0.000
17	0.997	3.796	0.590	2.277	0.000	0.000	0.000	0.000
18	2.188	8.332	1.118	4.257	0.000	0.000	0.000	0.000
19	0.997	3.796	0.590	2.277	0.000	0.000	0.000	0.275
20	2.188	8.332	1.118	4.257	0.000	0.000	0.318	1.211

3 - USINAS HIDROELETRICAS CANDIDATAS

INT. DE PLANEJ.	ARMAZEN.		TURBINAGEM		VERTIM.		INC. CAP.		CAPAC.	
	9	3	9	3	9	3	2	2	2	2
	(10 M)		(10 M)		(10 M)		(10 MW)		(10 MW)	
USINA 1E										
5	1.1900	0.0000	0.0000	0.0000	23.1200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
6	4.7600	0.0152	0.0591	0.0591	1.0956	0.0595	0.0595	0.0595	0.0595	0.0595
7	16.2000	0.0000	0.2366	0.2366	0.9334	0.1785	0.1785	0.1785	0.2380	0.2380
8	19.4000	0.2075	0.9052	0.9052	0.1573	0.5720	0.5720	0.5720	0.8100	0.8100
9	30.0300	0.2484	0.0000	0.0000	0.9216	0.1600	0.1600	0.1600	0.9700	0.9700
10	32.1500	0.2279	0.0000	0.0000	0.9421	0.5315	0.5315	0.5315	1.5015	1.5015
11	43.2500	0.8139	0.3561	0.3561	0.0000	2.7954	2.7954	2.7954	4.2969	4.2969
12	41.6079	1.1005	4.2716	4.2716	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.2969	4.2969
13	43.2500	1.5934	6.1845	6.1845	0.0000	1.9243	1.9243	1.9243	6.2012	6.2012
14	34.9064	2.2460	8.7176	8.7176	0.0000	2.5481	2.5481	2.5481	8.7692	8.7692
15	35.1729	2.2460	8.7176	8.7176	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	8.7692	8.7692
16	26.7193	2.2460	8.7176	8.7176	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	8.7692	8.7692
17	27.2357	2.2460	8.7176	8.7176	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	8.7692	8.7692
18	19.3521	2.2460	8.7176	8.7176	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	8.7692	8.7692
19	19.7386	2.2460	8.7176	8.7176	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	8.7692	8.7692
20	12.9750	2.2460	8.7176	8.7176	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	8.7692	8.7692

USINA 1C

7	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.4634	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.8900	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.6200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.7800	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
11	1.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.6200	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
12	0.0000	1.2244	4.8677	4.8677	0.0000	1.4927	1.4927	1.4927	1.4927	1.4927
13	0.0000	1.8791	7.3788	7.3788	0.0000	0.7982	0.7982	0.7982	2.2909	2.2909
14	0.0000	2.3370	9.1766	9.1766	0.0000	0.5582	0.5582	0.5582	2.8491	2.8491
15	0.0000	2.3492	9.2244	9.2244	1.0800	0.0148	0.0148	0.0148	2.8639	2.8639
16	0.0000	2.3492	9.1544	9.1544	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.8639	2.8639
17	0.0000	2.3492	9.2244	9.2244	0.8100	0.0000	0.0000	0.0000	2.8639	2.8639
18	0.0000	2.3492	9.2244	9.2244	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.8639	2.8639
19	0.0000	2.3492	9.2244	9.2244	0.8000	0.0000	0.0000	0.0000	2.8639	2.8639
20	0.0000	2.3492	9.2244	9.2244	0.0900	0.0000	0.0000	0.0000	2.8639	2.8639

USINA 14

9	0.0000	0.0000	0.0000	12.9200	0.0000	0.0000
10	1.0936	0.0000	0.0000	6.3570	0.0000	0.0000
11	7.9000	0.1000	0.4010	4.5982	0.1066	0.1066
12	9.9000	2.3120	9.0201	0.0000	2.9303	3.0669
13	7.9000	3.7332	14.5647	0.0000	1.0052	4.9502
14	5.6020	4.2440	16.5576	0.0000	0.6776	5.6298
15	7.6940	4.2440	16.5576	0.0000	0.0000	5.6298
16	3.3260	4.2440	16.5576	0.0000	0.0000	5.6298
17	1.5780	4.2440	16.5576	0.0000	0.0000	5.6298
18	0.0000	4.2440	16.5576	0.0000	0.0000	5.6298
19	7.3420	4.2440	16.5576	0.0000	0.0000	5.6298
20	3.3540	4.2440	16.5576	0.0000	0.0000	5.6298

USINA 15

7	0.0000	0.0000	0.0000	8.0600	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	0.0000	2.9700	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000	10.0100	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	0.0000	3.6500	0.0000	0.0000
11	0.7458	0.0000	0.0000	9.4942	0.0000	0.0000
12	0.0000	0.3445	1.3246	3.1467	0.7458	0.7458
13	1.2280	0.3445	1.3246	5.1229	0.0000	0.7458
14	1.2280	0.7281	2.7999	0.5720	0.0306	1.5763
15	1.2280	0.7281	2.7999	3.9520	0.0000	1.5763
16	0.0000	0.7281	1.9099	0.0000	0.0000	1.5763
17	1.2280	0.7281	2.7999	2.5140	0.0000	1.5763
18	0.0000	0.7281	2.7999	0.0000	0.0000	1.5763
19	0.4164	0.7281	2.7999	2.3356	0.0000	1.5763
20	0.3634	0.7281	2.7999	0.0000	0.0000	1.5763

USINA 16

7	0.0000	0.0000	0.0000	0.9300	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	0.0000	0.4700	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000	1.1900	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	0.0000	0.5600	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	0.0000	1.0200	0.0000	0.0000
12	0.0000	0.0852	0.3263	0.1185	0.3984	0.3984
13	0.3984	0.0852	0.3263	0.0301	0.0000	0.3984
14	0.3984	0.0852	0.3263	0.0185	0.0000	0.3984
15	0.3984	0.0852	0.3263	0.1405	0.0000	0.3984
16	0.2770	0.0852	0.3263	0.0000	0.0000	0.3984
17	0.3555	0.0852	0.3263	0.0000	0.0000	0.3984
18	0.1640	0.0852	0.3263	0.0000	0.0000	0.3984
19	0.2925	0.0852	0.3263	0.0000	0.0000	0.3984
20	0.1710	0.0852	0.3263	0.0000	0.0000	0.3984

USINA 17

7	0.0000	0.0000	0.0000	17.4430	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	0.0000	4.7210	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000	10.7200	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	0.0000	6.4560	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	0.0000	12.1040	0.0000	0.0000
12	0.0000	1.1685	4.8996	0.0000	2.5421	2.5421
13	0.0000	1.1685	4.8996	1.4554	0.0000	2.5421
14	0.0000	1.1685	4.8996	0.0000	0.0000	2.5421
15	0.0000	1.1685	4.8996	0.0000	0.0000	2.5421
16	0.0000	1.1685	4.8996	0.0000	0.0000	2.5421
17	0.0000	1.1685	4.8996	0.0000	0.0000	2.5421
18	0.0000	1.1685	4.8996	0.0000	0.0000	2.5421
19	0.0000	1.1685	4.8996	0.0000	0.0000	2.5421
20	0.0000	1.1685	4.8996	0.0000	0.0000	2.5421

USINA 18

7	0.0000	0.0000	0.0000	22.8600	0.0000	0.0000
8	0.0000	0.0000	0.0000	6.6010	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	0.0000	10.2460	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	0.0000	8.8260	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	0.0000	13.5540	0.0000	0.0000
12	0.5350	1.7407	6.7923	0.0000	1.9026	1.9026
13	0.6700	1.7407	6.7923	7.7054	0.0000	1.9026
14	0.8850	1.7407	6.7923	0.0000	0.0000	1.9026
15	1.0700	1.7407	6.7923	0.0000	0.0000	1.9026
16	0.8250	1.7407	6.7923	0.0000	0.0000	1.9026
17	1.0700	1.7407	6.7923	0.0000	0.0000	1.9026
18	1.0700	1.7407	6.7473	0.0000	0.0000	1.9026
19	1.0700	1.7407	6.5973	0.0000	0.0000	1.9026
20	0.3210	1.7407	6.1163	0.0000	0.0000	1.9026

ANEXO E

ALGORITMO PARA OBTENÇÃO DE UMA SOLUÇÃO
SUB-ÓTIMA, COM USO DA PROGRAMAÇÃO
MISTA: LINEAR - INTEIRA

Passos do algoritmo:

Passo 1: Resolva o problema relaxado:

$$\begin{aligned} & \text{Min } F_1(\underline{x}_1) \\ & \underline{x}_1 \\ & \text{sujeito a } g_m(\underline{x}_1) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \end{aligned}$$

$$I_{i,t} \geq 0; \quad i = 1, \dots, N_{hc} \quad \text{e } t = 1, \dots, T$$

com $F_1(\underline{x}_1)$ definido em (4.38), $g_m(\underline{x}_1)$ compreende todas as restrições do problema e $I_{i,t}$ são as variáveis binárias.

Passo 2: Ordene as usinas hidroelétricas candidatas em ordem crescente de acordo com o valor de $CX(i)$ em US\$, obtido por:

$$CX(i) = \frac{M_i}{G_{i,T}^{hc}}, \quad i = 1, \dots, N_{hc}$$

A cada valor de $CX(i)$ tem-se um índice $K(i)$ que corresponde à ordenação.

Passo 3: Seja a usina i tal que $K(i) = 1$. Faça $t' = t_0$, onde t_0 corresponde ao primeiro intervalo na solução do problema relaxado em que houve efetivamente capacidade instalada para a usina i . Vã para o passo seguinte.

Passo 4: Resolva o problema:

$$\begin{aligned} & \text{Min } F_1(\underline{x}_1) \\ & \underline{x}_1 \\ & \text{sujeito a } g_m(\underline{x}_1) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M \end{aligned}$$

$$I_{j,t} \geq 0 \quad \text{com } j \in N'_{hc}$$

$$I_{i,t'} = 1 \quad \text{com } i \in N''_{hc}$$

onde N'_{hc} e N''_{hc} são subconjuntos de N_{hc} , sendo que o primeiro corresponde às usinas com variáveis binárias livres e o segundo às usinas restantes. Se $t' = t_0$ vá para o passo seguinte. Caso contrário, vá para o passo 6.

Passo 5: Faça $I_{i,t_0} = 0$, $I_{i,t_0+1} = 1$, que corresponde a fazer $t' = t_0 + 1$ e retorne ao passo 4.

Passo 6: Verifique se $t' = T$. Caso afirmativo, vá para o passo 9. Caso contrário, compare os valores das duas últimas soluções. Se o último valor é maior, vá para o passo seguinte. Caso contrário, faça $t' = t' + 1$ e retorne ao passo 4.

Passo 7: Examine o comportamento das soluções em função da variação de t' para a usina i . Se a última solução é maior do que a obtida anteriormente, vá para o passo 9. Se ocorreu um ponto de mínimo, imponha $I_{i,t'-1} = 1$ e vá para o passo seguinte.

Passo 8: Faça $K(i) = K(i) + 1$. Se $K(i) > N_{hc}$, o algoritmo termina aqui. Caso contrário, atualize N'_{hc} e N''_{hc} , faça $t' = t_0$ onde t_0 corresponde ao primeiro intervalo em que houve efetivamente capacidade instalada do último problema resolvido, com variáveis relaxadas e outras não. Retorne ao passo 4.

Passo 9: Resolva o problema:

$$\text{Min } F_1(\underline{x}_1)$$

\underline{x}_1

sujeito a:

$$g_m(\underline{x}_1) \leq 0, \quad m = 1, \dots, M$$

$$I_{j,t} \geq 0 \text{ com } j \in N'_{hc}$$

$$I_{i,t_0} \text{ a } I_{i,T} = 0 \text{ com } i \in N''_{hc}$$

Se a solução obtida é maior do que aquela onde $I_{i,t_0} = 1$, faça $I_{i,t_0} = 1$. Caso contrário, a usina i não deve participar do plano de expansão, logo, imponha I_{i,t_0} a $I_{i,T} = 0$. Em ambos os casos vá para o passo 8.