

**REPRESENTAÇÃO DA VARIAÇÃO DA
PRODUTIBILIDADE NO ALGORÍTMO DE
PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA**

(Projeto NEWAVE)



RELATÓRIO

Nº TEC-153/95

Revisão _____

CLIENTE:

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS
Av. Marechal Floriano, 19 - 23º andar
20080-003 - Rio de Janeiro - RJ

At.: Engº Luiz Alberto Machado Fortunato

REFERÊNCIA:

PROJETO:

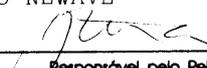
2000/1088

TÍTULO:

Representação da Variação da Produtibilidade no Algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica - Projeto NEWAVE

RESUMO:

Este relatório especifica a metodologia proposta para representar a variação da produtividade em função dos níveis de armazenamento, no modelo a sistema equivalente e sua implementação no algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica implementado no modelo NEWAVE


Responsável pelo Relatório

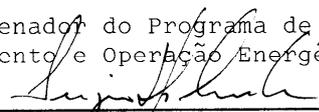
Nome: Joari Paulo da Costa
Telefone: (021) 598-2450
Fax: (021) 260-1340

AUTORES:

Claudia Maria Suanno 
Maria Elvira Piñeiro Maceira 
Joari Paulo da Costa 

COORDENAÇÃO

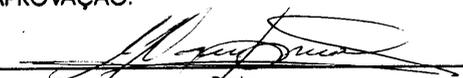
Coordenador do Programa de Planejamento e Operação Energética


Coordenador

Nome: Sérgio Henrique F. da Cunha

APROVAÇÃO:

10/03/95


Diretor

Nome: Marcio Szechtman

CLASSIFICAÇÃO:

PALAVRAS-CHAVE:

Modelo sistema equivalente,
Produtibilidade variável
Programação Dinâmica Dual

Para informações adicionais entre em contato com o responsável técnico, usando os números de telefone ou fax indicados a seguir do respectivo nome

O presente relatório consta de 33 folhas e anexos

CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA

CGC: 42 268 886/0001-60; INSCRIÇÃO ESTADUAL: 819.103 - 40

SCRITÓRIO CENTRAL:
AV. UM S/N - ILHA DO FUNDÃO - CIDADE UNIVERSITÁRIA
21941 - 890 - RIO DE JANEIRO - RJ

LABORATÓRIO GEORGE ZABLUDOWSKI:
AV. OLINDA S/N - ADRIANÓPOLIS
26053 - 121 - NOVA IGUAÇU - RJ

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as colaborações do Dr. Mário Veiga Ferraz Pereira na elaboração deste relatório.

ÍNDICE

I - INTRODUÇÃO	1
II - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA HIDRÁULICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS.....	2
II.1 - Produtibilidade.....	3
II.2 - Energia Armazenável Máxima	5
II.3 - Energia Afluente	5
II.3.1 - Energia Controlável	6
II.3.2 - Energia a Fio d'água.....	7
III - REPRESENTAÇÃO DA VARIAÇÃO DA PRODUTIBILIDADE NO PROBLEMA DE OPERAÇÃO	8
III.1 - Correção da Energia Controlável	8
III.2 - Incorporação ao Modelo NEWAVE	12
III.2.1 - Produtibilidade Constante	14
III.2.2 - Produtibilidade Variável.....	15
IV - CASO EXEMPLO	17
IV.1 - Sul / Sudeste	17
IV.II - Norte / Nordeste	23
V - CONCLUSÕES	28
BIBLIOGRAFIA	29

I - INTRODUÇÃO

Na representação do parque gerador hidroelétrico a sistema equivalente [1], a disponibilidade de energia hidráulica é calculada a partir dos volumes armazenados e das afluições aos diversos aproveitamentos que compõem o sistema. Esses valores são transformados respectivamente em energia armazenada e energia afluyente através dos coeficientes de produção das usinas, também conhecidos como *produtibilidades*.

Nos modelos que determinam as estratégias de operação hidrotérmica são definidos montantes de geração hidráulica que produzirão alterações no armazenamento do sistema, a cada etapa do horizonte de planejamento. Variações no armazenamento implicarão, por sua vez, em mudanças no valor do coeficiente de produção e, conseqüentemente, na disponibilidade hidráulica para a próxima etapa de operação.

Para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos que possuem uma parcela substancial de geração de energia produzida por usinas hidroelétricas com reservatório, é importante a representação da variação do coeficiente de produção com o armazenamento na modelagem do sistema hidráulico.

No Brasil, onde o sistema de geração é predominantemente hidroelétrico, os modelos atualmente em uso contemplam esta representação.

O objetivo deste relatório é apresentar a modelagem da variação do coeficiente de produção em função dos armazenamentos dos subsistemas equivalentes no algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica implementado no Modelo NEWAVE [2].

II - DISPONIBILIDADE DE ENERGIA HIDRÁULICA EM SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Num sistema hidroelétrico composto por usinas com reservatório de regularização e usinas a fio d'água, surge a dificuldade de como se quantificar a energia hidráulica disponível para o atendimento dos requisitos de carga. Uma usina hidráulica a fio d'água tem capacidade de gerar a afluência que chega até o limite do engolimento máximo de suas turbinas e uma usina com reservatório de regularização pode reter maior ou menor quantidade de água, por um determinado tempo, dependendo de sua capacidade de armazenamento. Este tempo dependerá do montante de afluência ao reservatório, das dimensões do mesmo e do consumo de energia do sistema.

Considerar a operação isolada desses aproveitamentos é subestimar as disponibilidades energéticas do sistema conjunto, visto que num mesmo rio existem, normalmente, vários deles. Desta forma, a geração de energia em uma determinada usina dependerá da geração da usina imediatamente a montante e assim sucessivamente.

Tendo em vista a complexidade do sistema hidroelétrico brasileiro, foram desenvolvidos modelos matemáticos para representação da operação conjunta das diversas usinas. Estes modelos adotam hipóteses simplificadoras. Uma das mais usadas no planejamento energético de longo prazo é o conceito de sistema equivalente, que transforma o conjunto de reservatórios do parque gerador hidroelétrico em um único reservatório de energia potencial e as afluições ao sistema em afluições energéticas equivalentes.

Uma hipótese comumente adotada na representação a sistema equivalente é que os reservatórios são operados paralelamente, isto é, armazenamentos e deplecionamentos são feitos paralelamente em volume. Essa hipótese é bastante razoável para sistemas hidroelétricos onde não haja grande diversidade hidrológica dentro da bacia hidrográfica em que se localizam os diversos aproveitamentos.

A seguir serão definidas algumas variáveis, tais como produtibilidade, energia armazenável máxima e energia afluente, que serão utilizadas para representar a produtibilidade variável no modelo a sistema equivalente.

II.1 - Produtibilidade

As usinas hidroelétricas convertem a energia potencial da água em energia cinética que é utilizada para acionar as turbinas. A energia potencial da massa de água que é usada para acionar as turbinas de uma usina ao longo de um período de tempo considerado é calculada através da seguinte expressão:

$$EP = \gamma (Q t) g h \quad (\text{II.1})$$

onde:

- Q Vazão correspondente à massa de água turbinada;
- t Intervalo de tempo considerado;
- γ Massa específica da água;
- g Aceleração da gravidade;
- h Altura de queda líquida.

A energia hidráulica produzida pela usina em um intervalo de tempo t, é calculada pela seguinte expressão:

$$EH = \eta EP = \eta \gamma (Q t) g h \quad (\text{II.2})$$

onde η é o rendimento global do conjunto turbina-gerador.

Desta forma, verifica-se que a energia produzida por uma usina hidrelétrica é função da vazão turbinada e da altura de queda.

Define-se produtibilidade ou coeficiente de produção por:

$$\rho = \gamma g \eta h \quad (\text{II.3})$$

O fator ρ é geralmente expresso em $\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}$.

Calculando EH em MW médios no intervalo de tempo t, temos :

$$EH = \rho Q \quad (\text{II.4})$$

A expressão da energia gerada com o deplecionamento do reservatório de uma usina a partir de um estado de volume inicial até um estado de volume final, pode ser escrita como:

$$EH = \eta g \gamma \int_{V_1}^{V_2} h(v) dv \quad (\text{II.5})$$

onde:

V_2 Volume final

V_1 Volume inicial

Definindo

$$H_{eq} = \int_{V_1}^{V_2} h(v) dv \quad (\text{II.6})$$

temos:

$$EH = \eta g \gamma \Delta V H_{eq} \quad (\text{II.7})$$

onde:

H_{eq} Altura equivalente;

ΔV Volume total turbinado, $V_2 - V_1$;

Pode-se dizer que:

$$\rho_{eq} = \eta g \gamma H_{eq} \quad (\text{II.8})$$

onde ρ_{eq} é chamada de produtibilidade média equivalente.

Para as usinas que no horizonte de estudo são consideradas a fio d'água, ou seja, sem capacidade de regularização, a produtibilidade média equivalente é determinada em função da altura de queda líquida que nesse caso é constante.

Uma vez determinadas as produtibilidades para as usinas de reservatório e fio d'água o próximo passo será agregá-las e calcular, para cada mês do horizonte de estudo, a energia armazenável máxima e a energia afluyente ao sistema equivalente. Cabe notar que as alturas de queda nos reservatórios dependem dos regimes hidrológicos e das regras operativas adotadas. Como já foi dito, usualmente emprega-se a regra de operação em paralelo.

II.2 - Energia Armazenável Máxima

A energia armazenável máxima representa a capacidade de armazenamento do conjunto de reservatórios do sistema e é obtida através da soma dos produtos dos volumes úteis de cada reservatório pelas suas respectivas produtibilidades médias equivalentes, adicionadas às produtibilidades de todas as usinas a jusante do mesmo, pois a água que foi utilizada para gerar energia em uma usina viajará ao longo do rio e será utilizada também por todas as demais usinas a jusante.

A energia armazenável máxima é obtida através da seguinte expressão:

$$EA_{\max} = c_1 \sum_{R} (V_{\max} - V_{\min}) \prod_{J_i} \eta_j \gamma g H_{eq,j} \quad (\text{II.9})$$

onde:

- c_1 Constante que depende do sistema de unidades adotado;
- R Conjunto de reservatórios do sistema;
- J_i Conjunto de usinas a jusante do reservatório i inclusive;
- V_{\max} Volume máximo do reservatório i ;
- V_{\min} Volume mínimo do reservatório i ;
- η_j Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina j ;
- γ Massa específica da água;
- g Aceleração da gravidade;
- $H_{eq,j}$ Altura equivalente do reservatório j ou altura líquida para as usinas a fio d'água;
- EA_{\max} Energia armazenável máxima no reservatório equivalente.

Cabe notar que a energia armazenável máxima é uma característica de uma dada configuração e seu valor só será modificado se esta for alterada, por exemplo, pela entrada em operação no sistema de uma nova usina hidroelétrica.

II.3 - Energia Afluente

Para os aproveitamentos com reservatório de regularização, as vazões afluentes mensais da série histórica são transformadas em energias afluentes. Somando-se essas energias para todos os reservatórios do sistema, obtém-se as séries de *energias controláveis* ao sistema equivalente.

Analogamente são obtidas, para as usinas a fio d'água, as séries de *energias a fio d'água*. Somando-se essas duas séries, controláveis e fio d'água, obtemos a série de *energias afluentes* ao sistema equivalente.

II.3.1 - Energia Controlável

A energia controlável pode ser obtida a cada mês, a partir da soma da *afluência natural* a cada reservatório multiplicada pela sua produtibilidade média equivalente somada às produtibilidades das usinas a fio d'água a jusante até o próximo reservatório exclusive ou, alternativamente, pode também ser obtida pela soma das *afluências incrementais* a cada reservatório valorizadas em todas as usinas a jusante do mesmo.

A energia controlável no mês k é calculada através da seguinte expressão:

$$EC_k = c_2 \sum_{i \in R} Q_{i,k} \Delta t (\eta_i \gamma g H_{eq,i} + \sum_{j \in F_i} \eta_j \gamma g h_j) \quad (II.10)$$

onde:

- c_2 Constante que depende do sistema de unidades adotado;
- R Conjunto de reservatórios do sistema;
- F_i Conjunto de usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório i e o próximo reservatório a jusante;
- $Q_{i,k}$ Afluência natural ao reservatório i durante o mês k ;
- Δt Intervalo de tempo considerado;
- η_i Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina de reservatório i ;
- η_j Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina a fio d'água j a jusante do reservatório i ;
- γ Massa específica da água;
- g Aceleração da gravidade;
- $H_{eq,i}$ Altura equivalente do reservatório i ;
- h_j Altura de queda líquida da usina a fio d'água j ;
- EC_k Energia afluente no mês k , aos aproveitamentos com reservatório, denominada energia controlável.

II.3.2 - Energia a Fio d'água

A energia a fio d'água corresponde às afluições incrementais às usinas a fio d'água e conseqüentemente não são passíveis de armazenamento. A determinação da afluição incremental é feita em cada usina a partir da afluição natural, da qual são descontadas as afluições naturais às usinas de reservatório imediatamente a montante. O máximo de vazão incremental que pode ser transformado pela usina em energia é limitado pelo engolimento máximo das turbinas. Desta forma, a energia a fio d'água, no mês k , é dada por:

$$EFIO_k = c_3 \min(Q_{\max,j}, Q_{j,k} - Q_{m,k}) \Delta t \eta_j \gamma g h_j \quad (\text{II.11})$$

onde:

- c_3 Constante que depende do sistema de unidades considerado;
- F Conjunto de usinas a fio d'água;
- M_j Conjunto de reservatórios imediatamente a montante da usina a fio d'água j ;
- $Q_{\max,j}$ Engolimento máximo da usina a fio d'água j ;
- $Q_{j,k}$ Afluição natural na usina a fio d'água j durante o mês k ;
- $Q_{m,k}$ Afluição natural ao reservatório m , imediatamente a montante da usina a fio d'água j , durante o mês k ;
- Δt Intervalo de tempo considerado;
- η_j Rendimento global do conjunto turbina-gerador da usina a fio d'água j ;
- γ Massa específica da água;
- g Aceleração da gravidade;
- h_j Altura de queda líquida da usina a fio d'água j ;
- $EFIO_k$ Energia afluinte no mês k , às usinas a fio d'água, denominada energia a fio d'água.

III - REPRESENTAÇÃO DA VARIAÇÃO DA PRODUTIBILIDADE NO PROBLEMA DE OPERAÇÃO

Como já foi dito anteriormente, o modelo a sistema equivalente, pela própria conceituação, transforma aflúncias em energia. Em uma fase anterior ao cálculo de estratégias e à simulação energética, esta transformação se dá utilizando-se as produtibilidades médias equivalentes, uma vez que não são conhecidos os volumes armazenados nos reservatórios do sistema ao longo de todo o período de planejamento. Portanto, nas fases de cálculo de estratégias e simulação energética, é necessário corrigir os valores de energia controlável previamente calculados em função da variação do nível de armazenamento do sistema.

III.1 - Correção da Energia Controlável

A energia controlável é calculada supondo que os reservatórios do sistema em estudo estejam com seus níveis de armazenamento correspondentes a alturas equivalentes, H_{eq} . Tendo em vista que durante a simulação da operação os níveis de armazenamento se modificam, o valor da energia controlável inicialmente calculado deve ser corrigido em função dessas variações, uma vez que estas implicarão em mudanças no valor do coeficiente de produção utilizado, e conseqüentemente, no valor da disponibilidade total de energia controlável ao sistema. Essas variações de altura de queda podem ser traduzidas através de um fator de correção [3].

Admitindo-se a existência de proporcionalidade entre as aflúncias naturais às várias usinas ao longo do histórico de vazões, isto é, supondo que não existam grandes diversidades hidrológicas entre as bacias hidrográficas onde se localizam as usinas e reservatórios, pode-se considerar constantes as relações entre as energias controláveis calculadas para um determinado armazenamento do sistema, correspondente a uma altura de queda, e aquelas calculadas a partir da altura equivalente.

Assim, para cada mês do horizonte de estudo e para cada sequência hidrológica, são calculados três valores de energia controlável, correspondentes à valorização das aflúncias pelas produtibilidades máxima, média e mínima. Estas produtibilidades são obtidas para os reservatórios nos níveis máximo, médio (correspondente à metade do volume útil) e mínimo respectivamente.

Determina-se um fator de correção associado a cada um destes níveis dividindo-se o somatório das energias controláveis, referentes às várias sequências hidrológicas do histórico, calculadas com as produtibilidades correspondentes à estes níveis, pelo somatório análogo de energias controláveis, porém obtido com produtibilidades médias equivalentes. Este somatório visa obter um fator de correção médio a partir dos diversos anos do histórico.

Para *cada mês* do período de estudo os fatores são obtidos através das seguintes expressões:

$$f_{c_{\max,k}} = \mathbf{Erro!} \quad (\text{III.1})$$

$$f_{c_{\text{med},k}} = \mathbf{Erro!} \quad (\text{III.2})$$

$$f_{c_{\min,k}} = \mathbf{Erro!} \quad (\text{III.3})$$

onde:

NSH Número de séries hidrológicas do histórico;

R Conjunto de reservatórios do sistema;

$H_{\max,i}$ Altura de queda correspondente ao nível máximo do reservatório i ;

$H_{\text{med},i}$ Altura de queda correspondente ao nível do reservatório i na metade de seu volume útil;

$H_{\min,i}$ Altura de queda correspondente ao nível mínimo do reservatório i ;

$H_{\text{eq},i}$ Altura de queda equivalente do reservatório i ;

$f_{c_{\max,k}}$ Fator de correção da energia controlável associado ao nível máximo dos reservatórios, para o mês k ;

$f_{c_{\text{med},k}}$ Fator de correção da energia controlável associado ao nível médio (correspondente à metade do volume útil) dos reservatórios, para o mês k ;

$f_{c_{\min,k}}$ Fator de correção da energia controlável associado ao nível mínimo dos reservatórios, para o mês k ;

EC_i Energia controlável do aproveitamento com reservatório i .

As alturas máxima ($H_{\max,i}$), média ($H_{\text{med},i}$) e mínima ($H_{\min,i}$) são obtidas diretamente das curvas cota-volume dos diversos reservatórios do sistema.

Aos fatores fc_{\min} , fc_{med} e fc_{\max} são associados respectivamente três valores de energia armazenada no sistema equivalente:

- EA_{\min} Energia armazenada mínima, igual a zero;
- EA_{med} Energia armazenada calculada utilizando H_{med} , obtida pela integração da curva cota-volume entre os níveis correspondentes à metade do volume útil e volume mínimo;
- EA_{\max} Energia armazenada máxima, calculada para a H_{eq} , conforme o item II.2.

Com o objetivo de obter-se um fator de correção correspondente a cada valor de energia armazenada no sistema equivalente, ajusta-se uma parábola aos três pontos (EA_{\min}, fc_{\min}) , $(EA_{\text{med}}, fc_{\text{med}})$ e (EA_{\max}, fc_{\max}) conforme mostra a figura II.2 a seguir.

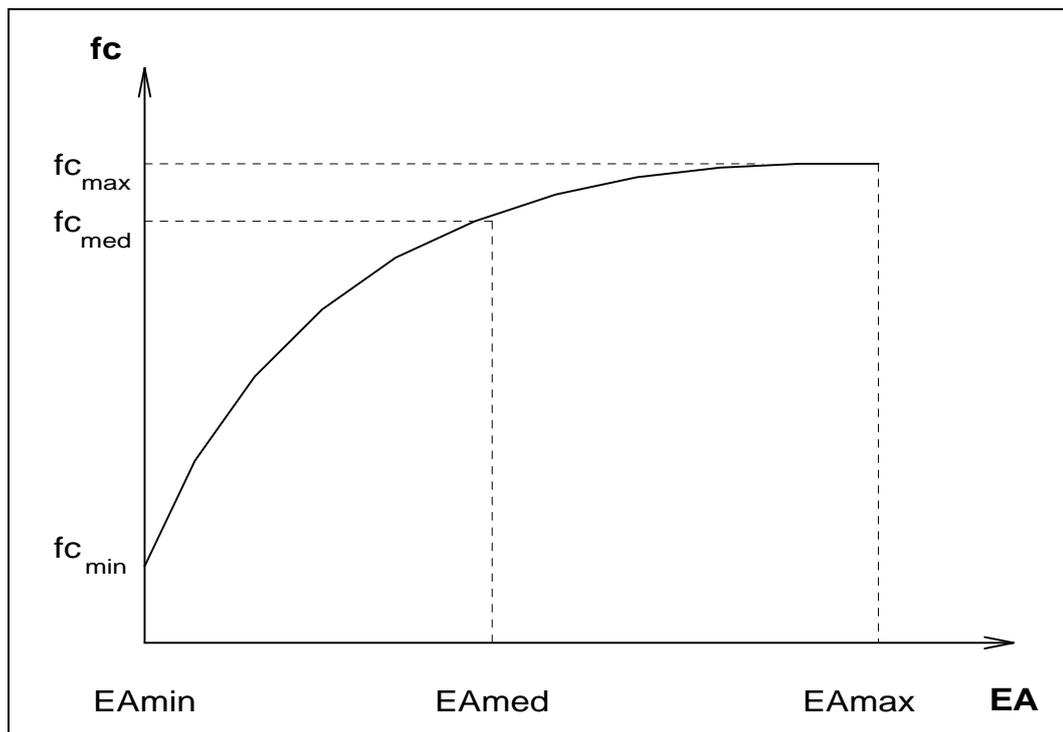


Figura III.1 - Parábola de Correção da Energia Controlável

A energia controlável corrigida será:

$$EC'_k = fc(EA) EC_k \quad (\text{III.4})$$

sendo:

$$fc(EA) = a_{ec} EA^2 + b_{ec} EA + c_{ec} \quad (III.5)$$

onde:

- EC'_k Energia controlável para o mês k corrigida;
- EC_k Energia controlável para o mês k, calculada para a altura equivalente;
- EA Energia armazenada no sistema;
- fc(EA) Parábola de correção da energia controlável.

Cabe ressaltar que os fatores de correção mensais assim calculados dependem da configuração considerada. Assim sendo, além das variações mensais ao longo do ano considerado, os fatores variam com as mudanças de configuração do sistema.

III.2 - Incorporação ao Modelo NEWAVE

O problema de operação ótima de sistemas hidrotérmicos interligados pode ser resolvido por programação dinâmica dual estocástica, que decompõe o problema de múltiplos estágios em uma sequência de subproblemas de um único estágio. O subproblema de operação no algoritmo de PDDE é formulado como o seguinte problema de programação linear [4]:

$$z_t = \text{Min} (\text{Erro!CT}_j \text{GT}_t(j) + \text{Erro!} \alpha_{t+1})$$

$$\text{sujeito a:} \tag{III.6}$$

$$EA_{t+1}(i) + GH_t(i) + EVERT_t(i) = EA_t(i) + EAF_t(i) \tag{III.6.a}$$

$$GH_t(i) + \text{Erro!GT}_t(j) + \text{Erro!}(F_t(k,i) - F_t(i,k)) = D_t(i) \tag{III.6.b}$$

$$\alpha_{t+1} - \text{Erro!}\pi_{1,t+1}(i) EA_{t+1}(i) \geq \delta_{1,t+1} \tag{III.6.c}$$

...

$$\alpha_{t+1} - \text{Erro!}\pi_{p,t+1}(i) EA_{t+1}(i) \geq \delta_{p,t+1}$$

$$GH_t(i) \leq GH, \overline{\quad}_t(i) \tag{III.6.d}$$

$$GT, \underline{\quad}_t(j) \leq GT_t(j) \leq GT, \overline{\quad}_t(j) \tag{III.6.e}$$

$$EA_{t+1}(i) \leq EA, \overline{\quad}_{t+1}(i) \tag{III.6.f}$$

$$|F_t(i,k)| \leq F, \overline{\quad}_t(i,k) \tag{III.6.g}$$

onde:

- i Indexador dos subsistemas;
- j Indexador das classes térmicas;
- NCT Conjunto de classes térmicas;

NCT_i	Conjunto de classes térmicas do subsistema i;
Ω_i	Conjunto de subsistemas diretamente conectados ao subsistema i;
z_t	Valor esperado do custo total de operação do estágio t até o final do período de planejamento;
β	Taxa de desconto;
α_{t+1}	Variável escalar que representa o valor esperado do custo futuro associado a decisão tomada no instante t;
$EA_t(i)$	Energia armazenada no subsistema i no início do estágio t;
$\overline{EA}_t(i)$	Limite máximo de armazenamento do subsistema i no início do estágio t;
$GH_t(i)$	Energia hidráulica gerada pelo subsistema i no estágio t;
$GH, \overline{}_t(i)$	Limite máximo de geração hidráulica do subsistema i no estágio t;
$EVERT_t(i)$	Energia vertida no subsistema i no estágio t;
$EAF_t(i)$	Energia total afluyente ao sistema i durante o estágio t;
$GT_t(j)$	Energia gerada pela classe térmica j do subsistema i, no estágio t;
$GT, \overline{}_t(j)$	Limite máximo de geração térmica da classe j no estágio t;
$\underline{GT}_t(j)$	Limite mínimo de geração térmica da classe j no estágio t;
$F_t(i,k)$	Intercâmbio de energia do sistema i para o subsistema k, no estágio t;
$\overline{F}_t(i,k)$	Capacidade de intercâmbio de energia do sistema i para o subsistema k, no estágio t;
$D_t(i)$	Demanda de energia do subsistema i no estágio t;
CT_j	Custo de geração associado a classe térmica j;
p	Número de segmentos da função de custo futuro;
$\pi_{t+1}(i)$	Multiplicador simplex associado à taxa de variação da função objetivo z_t com o armazenamento do subsistema i;
δ_{t+1}	Termo constante da restrição linear.

A restrição (III.6.a) representa as equações de balanço de energia e a restrição (III.6.b) as equações de atendimento à demanda de energia para cada subsistema. As restrições (III.6.c) compõem a função de custo futuro. As restrições (III.6.d) a (III.6.g) correspondem aos limites físicos do problema.

O déficit está representado no problema através de uma classe térmica fictícia de custo igual ao custo do déficit.

É importante ressaltar que, com o objetivo de simplificar esta análise, as energias afluentes ao sistema, representadas através da variável EAF_t , não foram separadas em energia controlável e a fio d'água. As equações de balanço de energia (III.6.a) utilizam, portanto, a disponibilidade total de energia afluyente e não suas parcelas separadamente.

Assumindo também, para esta análise, a hipótese de que as séries de energias afluentes ao sistema são independentes temporalmente, isto é, em um estágio qualquer não dependem das energias afluentes em estágios anteriores, o espaço de estados é composto apenas dos níveis de armazenamento do sistema.

Além disso, a hipótese de não se considerar separadamente as parcelas que compõem a energia afluyente ao sistema implica em que os fatores de correção da energia controlável, conforme exposto no ítem III.1, foram calculados para a energia afluyente total segundo a mesma metodologia.

A seguir, será analisada a influência da representação da variação do coeficiente de produção na função de custo futuro e conseqüentemente no valor da água, obtidos a partir da resolução de cada subproblema de operação.

III.2.1 - Produtibilidade Constante

Considerar a produtividade constante durante a simulação da operação a sistema equivalente implica em que desestocques de energia armazenada para o atendimento à demanda de energia do sistema não provocam perdas de energia afluyente ao sistema, não sendo portanto necessária a correção no seu valor ao longo da simulação. Conseqüentemente, as equações de balanço do problema (III.6) permanecem inalteradas.

Repetindo a equação de balanço (III.6.a) temos:

$$EA_{t+1}(i) + GH_t(i) + EVERT_t(i) = EA_t(i) + EAF_t(i)$$

Os multiplicadores simplex, $(\pi_{EA})_t(i)$, associados a estas restrições medem, na solução ótima, a variação no custo total esperado de operação do estágio t até o final do horizonte de planejamento devido a variações marginais nos níveis de armazenamento dos subsistemas no início do estágio t , representados por $EA_t(i)$.

Podemos portanto escrever:

$$\mathbf{Erro!} = (\pi_{EA})_t(i) \quad (III.7)$$

Estes multiplicadores serão utilizados para construir uma melhor aproximação da função de custo futuro para o estágio $t-1$ da seguinte forma:

$$\alpha_t - \mathbf{Erro!} (\pi_{EA})_t(i) EA_t(i) \geq \delta_{1,t} \quad (III.8)$$

onde I representa o conjunto de subsistemas.

Cada derivada parcial **Erro!** é conhecida como valor incremental da reserva, custo marginal da água ou simplesmente valor da água do subsistema i .

É interessante observar que, ao se considerar a produtibilidade constante o valor da água será sempre *menor ou igual* ao custo do déficit.

III.2.2 - Produtibilidade Variável

Ao se considerar a variação da produtibilidade, a energia afluenta ao sistema será corrigida no início de cada etapa do horizonte de planejamento em função do nível de armazenamento do sistema. Neste caso, a equação de balanço é modificada para [5]:

$$EA_{t+1}(i) + GH_t(i) + EVERT_t(i) = EA_t(i) + fc(EA_t(i)) EAF_t(i) \quad (III.9)$$

onde $fc(EA_t(i))$ é a função de correção da energia afluenta, já descrita no ítem III.1, representada por uma parábola, Figura III.1.

Considerando-se a equação de balanço hídrico III.9, pode-se determinar a expressão da derivada de z_t em relação à $EA_t(i)$:

$$\mathbf{Erro!} = (\pi_{EA})_t(i) (1 + \mathbf{Erro!} EAF_t(i)) = (\pi'_{EA})_t(i) \quad (\text{III.10})$$

O corte de Benders para o estágio t-1 será portanto, obtido de forma análoga à equação (III.8) substituindo-se o coeficiente $(\pi_{EA})_t(i)$ pelo novo coeficiente calculado segundo a expressão (III.10). Logo temos:

$$\alpha_t - \mathbf{Erro!} (\pi'_{EA})_t(i) EA_t(i) \geq \delta_{1,t} \quad (\text{III.11})$$

Desta forma a função de custo futuro passa a levar em conta o efeito da variação da produtibilidade com o nível de armazenamento do sistema.

IV - CASO EXEMPLO

A operação de cada usina de um sistema hidroelétrico considera os efeitos da variação da altura de queda nela própria e nas usinas de jusante e, portanto, a simulação da operação é *sempre* realizada levando-se em conta este efeito.

A fim de avaliar os reflexos da consideração da variação da produtibilidade no cálculo das estratégias de operação de sistemas interligados foi, em uma primeira etapa, determinada a estratégia de operação dos sistemas interligados considerando-se a produtibilidade constante.

A segunda etapa corresponde à determinação das estratégias de operação dos sistemas interligados considerando-se a produtibilidade variável conforme a metodologia apresentada na seção III.2.2 do presente relatório.

A avaliação do desempenho de cada uma destas políticas é feita analisando-se os resultados de simulações da operação considerando um conjunto de séries sintéticas de energias afluentes independentes.

O efeito da representação no modelo NEWAVE da variação da produtibilidade com a altura de queda no cálculo das estratégias de operação de sistemas hidrotérmicos interligados será ilustrada através de dois casos exemplos, um para os subsistemas Sul/Sudeste e outro para os subsistemas Norte/Nordeste, com os dados do Plano de Operação para 1994 - GCOI.

IV.1 - Sul / Sudeste

O subsistema Sul é composto por 10 usinas hidroelétricas e 8 usinas termoelétricas, cada uma definindo uma classe térmica. O subsistema Sudeste é composto por 45 usinas hidroelétricas e 7 usinas termoelétricas definindo 7 classes térmicas. A interligação entre os subsistemas é representada através de limites de intercâmbio.

A tabela 1 contém o custo do déficit por patamar para cada um dos subsistemas. Este custo é fornecido em US\$/MWh e os respectivos patamares são definidos em percentagem do mercado de energia.

Tabela 1 - Custo do déficit em função do mercado

DADOS DOS SUBSISTEMAS							
NOME	CUSTO DO DEFICIT POR PAT.1	POR PAT.2	POR PAT.3	P.U. DO MERCADO	POR PATAMAR PAT.1	POR PATAMAR PAT.2	POR PATAMAR PAT.3
SUDESTE	380.00	0.00	0.00	1.000	0.000	0.000	0.000
SUL	380.00	0.00	0.00	1.000	0.000	0.000	0.000

A tabela 2 contém as capacidades máximas de intercâmbio entre os subsistemas.

Tabela 2 - Capacidades máximas de intercâmbio

CAPACIDADES DE INTERCAMBIO ENTRE OS SUBSISTEMAS					
	SIS.1	SIS.2	SIS.3	SIS.4	SIS.5
SIS.1	0.	3707.			
SIS.2	3768.	0.			

A tabela 3 apresenta as energias armazenadas iniciais que constituem o conjunto de estados selecionados para a primeira iteração. A energia armazenada inicial para cada subsistema em 01/94 foi assumida igual a 50% da energia armazenável máxima em cada um dos subsistemas.

Tabela 3 - Estados selecionados para a primeira simulação

ENERGIA ARMAZENADA INICIAL (% VUTIL)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0		2.5	5.0	7.5	10.0	12.5	15.0	17.5	20.0	22.5
1	25.0	27.5	30.0	32.5	35.0	37.5	40.0	42.5	45.0	47.5
2	50.0	52.5	55.0	57.5	60.0	62.5	65.0	67.5	70.0	72.5
3	75.0	77.5	80.0	82.5	85.0	87.5	90.0	92.5	95.0	97.5
4	100.0									

Os dados de mercado de energia para cada subsistema constam da tabela 4.

Tabela 4 - Mercado de energia mensal para cada subsistema

DADOS DE MERCADO DE ENERGIA

X-----X

SUBSISTEMA: SUDESTE

ANO	MESES												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.
2	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.
3	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.
4	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.
5	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.	24300.

X-----X

SUBSISTEMA: SUL

ANO	MESES												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.
2	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.
3	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.
4	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.
5	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.	5100.

X-----X

A tabela 5 apresenta as usinas hidroelétricas que participam da configuração, bem como o subsistema a que pertencem.

Tabela 5 - Configuração hidroelétrica

CONFIGURACAO DOS SUBSISTEMAS HIDROELETRICOS										
NUM	NOME	POSTO	JUSANTE	SISTEMA	V. INIC (%)	STATUS (*)	ALTERA	INIC. HIST. VAZÕES	FIM HIST. VAZÕES	
1	CAMARGOS	1	2	SUDESTE	0.20	S.E.	NAO	1931	1990	
2	ITUTINGA	2	6	SUDESTE	0.20	S.E.	NAO	1931	1990	
6	FURNAS	6	7	SUDESTE	0.20	S.E.	NAO	1931	1990	
7	M. MORAES	7	8	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
8	ESTREITO	8	9	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
9	JAGUARA	9	11	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
11	VOLTA GRANDE	11	12	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
12	P. COLOMBIA	12	17	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
14	CACONDE	14	15	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
15	EUC. CUNHA	15	16	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
16	A. S. OLIVEIRA	16	17	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
17	MARIMBONDO	17	18	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
18	A. VERMELHA	18	44	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
24	EMBORCACAO	24	31	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
31	ITUMBIARA	31	32	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
32	C. DOURADA	32	33	SUDESTE	1.00	S.E.	SIM	1931	1990	
33	SÃO SIMÃO	33	44	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
37	B. BONITA	37	38	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
38	A. S. LIMA	38	39	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
39	IBITINGA	39	40	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
40	PROMISSAO	40	42	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
42	NAVANHANDAVA	42	44	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
44	I. SOLT. EQV.	44	45	SUDESTE	1.00	S.E.	SIM	1931	1990	
45	JUPIA	45	66	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
47	A. A. LAYDNER	47	49	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
49	XAVANTES	49	50	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
50	L. N. GARCEZ	50	61	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
61	CAPIVARA	61	62	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
62	TAQUARUCU	62	63	SUDESTE	1.00	S.E.	SIM	1931	1990	
63	ROSANA	63	66	SUDESTE	1.00	S.E.	SIM	1931	1990	
66	ITAIPI	66	0	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
118	BILLINGS	319	119	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
119	H. BORDEN	319	0	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
120	JAGUARI	120	123	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
121	PARAIBUNA	121	122	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
122	S. BRANCA	122	123	SUDESTE	1.00	S.E.	SIM	1931	1990	
123	FUNIL	123	131	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
124	LAJES	132	132	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
130	I. POMBOS	301	0	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
131	N. PECANHA	131	133	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
132	FONTES	132	133	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
133	P. PASSOS	306	0	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
134	S. GRANDE	134	144	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
144	MASCARENHAS	144	0	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
156	TRES MARIAS	155	0	SUDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
74	F DO AREIA	74	76	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
76	SEGREDO	76	77	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
77	SLT. SANTIAGO	77	78	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
78	SALTO OSORIO	78	0	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
93	PASSO FUNDO	93	0	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
110	ERNESTINA	110	111	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
111	PASSO REAL	111	112	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
112	JACUI	112	113	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
113	ITAUBA	113	0	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
115	G. P. SOUZA	115	0	SUL	1.00	S.E.	NAO	1931	1990	
NUMERO DE SUBSISTEMAS			2							
NUMERO DE USINAS			55							

(*): S.E.- SISTEMA EXISTENTE
 EXP.- EXPANSAO

A configuração das usinas térmicas está descrita na tabela 6.

Tabela 6 - Configuração das usinas térmicas

CONFIGURACAO DAS USINAS TERMICAS				
NUM	NOME	SISTEMA	STATUS	CLASSE
1	ANGRA 1/2	SUDESTE	S.E.	1
2	IGARAPE RV	SUDESTE	S.E.	2
5	SANTA CRUZ	SUDESTE	S.E.	3
6	PIRAT. 3/4	SUDESTE	S.E.	4
8	PIRAT. 1/2	SUDESTE	S.E.	5
9	CARIOBA	SUDESTE	S.E.	6
10	RSILV+S.GONC	SUDESTE	S.E.	7
11	PMED AB+CAND	SUL	S.E.	8
13	J.LACERDA B	SUL	S.E.	9
14	J.LACERDA A	SUL	S.E.	11
16	FIGUEIRA	SUL	S.E.	12
17	CHARQUEADAS	SUL	S.E.	13
18	ALEGRETE	SUL	S.E.	14
19	S.JERONIMO	SUL	S.E.	15
20	NUTEPA	SUL	S.E.	16

X-----X
 NUMERO DE USINAS TERMICAS 15
 NUMERO DE CLASSES TERMICAS 15

(*): S.E.- SISTEMA EXISTENTE
 EXP.- EXPANSAO

Os dados das classes térmicas são mostrados na tabela 7.

Tabela 7 - Dados das classes térmicas

DADOS DAS CLASSES TERMICAS			
NUMERO	NOME	CUSTO (\$/MWH)	TIPO COMBUSTIVEL
1	ANGRA 1/2	8.50	NUCLEAR
2	IGARAPE RV	27.29	OLEO
3	ST. CRUZ	24.99	OLEO
4	PIRATIN. 3/4	33.75	OLEO
5	PIRATIN. 1/2	37.73	OLEO
6	CARIOBA	36.49	OLEO
7	RSILV+S.GONC	43.45	OLEO
8	PMED AB+CAND	11.92	CARVAO
9	J.LACERDA B	20.34	CARVAO
11	J.LACERDA A	22.98	CARVAO
12	FIGUEIRA	34.13	CARVAO
13	CHARQUEADAS	33.62	CARVAO
14	ALEGRETE	44.51	OLEO
15	S.JERONIMO	55.37	CARVAO
16	NUTEPA	40.66	OLEO

A seguir, são apresentados os resultados das simulações da operação do sistema interligado Sul-Sudeste para um período de estudo de oito anos, empregando-se 40 séries de energias afluentes independentes.

Caso I - Cálculo das estratégias de operação considerando produtividade constante e simulação da operação considerando produtividade variável.

Para este caso o custo total esperado de operação ao longo do período de planejamento foi de US\$ 1981 milhões e o valor esperado de energia não suprida global foi de 2826,4 MWmes. A tabela 8 apresenta os valores de risco anual de deficit e valor esperado de energia não suprida para cada ano do estudo.

Tabela 8 - Resultados da Simulação do caso I

RISCO ANUAL DE DEFICIT E E(ENS) SUBSISTEMA												
ANO	1		2		RISCO %	EENS MWMEs						
	RISCO %	EENS MWMEs	RISCO %	EENS MWMEs								
1	0.0	0.0	10.0	8.2								
2	2.5	169.8	7.5	402.0								
3	2.5	349.6	2.5	18.1								
4	10.0	1058.5	15.0	731.7								
5	2.5	30.7	5.0	57.8								

TOTAL DE ENERGIA NÃO SUPRIDA NO SISTEMA SUL/SUDESTE - 2826.4 MWmes.

Caso II - Cálculo das estratégias de operação e simulação da operação considerando produtividade variável.

Neste caso o custo total esperado de operação ao longo do período de planejamento foi de US\$ 1479 milhões e o valor de energia não suprida global foi de 1905,9 MWmes. A tabela 9 apresenta os valores de risco anual de deficit e valor esperado de energia não suprida para cada ano do estudo.

Tabela 9 - Resultados da Simulação do caso II

RISCO ANUAL DE DEFICIT E E(ENS) SUBSISTEMA												
ANO	1		2		RISCO %	EENS MWMEs						
	RISCO %	EENS MWMEs	RISCO %	EENS MWMEs								
1	0.0	0.0	2.5	1.2								
2	2.5	155.8	2.5	248.1								
3	2.5	110.3	7.5	20.2								
4	10.0	649.4	7.5	589.6								
5	2.5	46.1	2.5	85.2								

TOTAL DE ENERGIA NÃO SUPRIDA NO SISTEMA SUL/SUDESTE - 1905.9 MWmes.

Conforme esperado, a consideração da variação da produtividade no cálculo das estratégias de operação do sistema hidrotérmico leva a uma operação mais econômica. Neste caso exemplo a economia foi de 25,3%. Este valor corresponde a uma redução no valor esperado de energia não suprida global de 920,5 MWh.

Note que, a frequência de deficit pode até aumentar, porém a profundidade do deficit diminui, implicando na redução do custo total esperado de operação.

IV.II - Norte / Nordeste

O subsistema Norte é composto por uma usina hidroelétrica e uma usina termoeletrica, definindo uma classe térmica. O subsistema Nordeste é composto por 4 usinas hidroelétricas e uma usina termoeletrica definindo também uma classe térmica. A interligação entre os subsistemas é representada através de limites de intercâmbio.

A tabela 10 contém o custo do déficit por patamar para cada um dos subsistemas. Este custo é fornecido em US\$/MWh e os respectivos patamares são definidos em percentagem do mercado de energia.

Tabela 10 - Custo do déficit em função do mercado

DADOS DOS SUBSISTEMAS						
NOME	CUSTO DO DEFICIT POR PATAMARES			P.U. DO MERCADO POR PATAMAR		
	PAT.1	PAT.2	PAT.3	PAT.1	PAT.2	PAT.3
NORDESTE	550.00	0.00	0.00	1.000	0.000	0.000
NORTE	550.00	0.00	0.00	1.000	0.000	0.000

A tabela 2 contém as capacidades máximas de intercâmbio entre os subsistemas.

Tabela 11 - Capacidades máximas de intercâmbio

CAPACIDADES DE INTERCAMBIO ENTRE OS SUBSISTEMAS					
	SIS.1	SIS.2	SIS.3	SIS.4	SIS.5
SIS.1	0.	614.			
SIS.2	595.	0.			

A tabela 12 apresenta as energias armazenadas iniciais que constituem o conjunto de estados selecionados para a primeira iteração. A energia armazenada inicial para cada subsistema em 01/94 foi assumida igual a 50% da energia armazenável máxima em cada um dos subsistemas.

Tabela 12 - Estados selecionados para a primeira simulação

ENERGIA ARMAZENADA INICIAL (% VUTIL)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
X											X
0		2.0	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0	16.0	18.0	
1	20.0	22.0	24.0	26.0	28.0	30.0	32.0	34.0	36.0	38.0	
2	40.0	42.0	44.0	46.0	48.0	50.0	52.0	54.0	56.0	58.0	
3	60.0	62.0	64.0	66.0	68.0	70.0	72.0	74.0	76.0	78.0	
4	80.0	82.0	84.0	86.0	88.0	90.0	92.0	94.0	96.0	98.0	
5	100.0										
X											X

Os dados de mercado de energia para cada subsistema constam da tabela 13.

Tabela 13 - Mercado de energia mensal para cada subsistema

DADOS DE MERCADO DE ENERGIA													
SUBSISTEMA: NORDESTE													
ANO	MESES												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
X													X
1	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.
2	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.
3	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.
4	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.
5	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.	4900.
X													X
SUBSISTEMA: NORTE													
ANO	MESES												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
X													X
1	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.
2	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.
3	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.
4	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.
5	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.	2500.
X													X

A tabela 14 apresenta as usinas hidroelétricas que participam da configuração, bem como o subsistema a que pertencem.

Tabela 14 - Configuração hidroelétrica

CONFIGURACAO DOS SUBSISTEMAS HIDROELETRICOS									
NUM	NOME	POSTO	JUSANTE	SISTEMA	V. INIC (%)	STATUS (*)	ALTERA	INIC. HIST. VAZoes	FIM HIST. VAZoes
275	TUCURUI	275	0	NORTE	0.20	S.E.	SIM	1931	1990
295	T.MARIAS FIC	156	169	NORDESTE	0.20	S.E.	NAO	1931	1990
169	SOBRADINHO	169	172	NORDESTE	0.20	S.E.	NAO	1931	1990
172	ITAPARICA	172	176	NORDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990
176	COMPL.MOXOTO	172	0	NORDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990
190	B. ESPERANCA	190	0	NORDESTE	1.00	S.E.	NAO	1931	1990
NUMERO DE SUBSISTEMAS			2						
NUMERO DE USINAS			6						

(*): S.E.- SISTEMA EXISTENTE
EXP.- EXPANSAO

A configuração das usinas térmicas está descrita na tabela 15.

Tabela 15 - Configuração das usinas térmicas

CONFIGURACAO DAS USINAS TERMICAS				
NUM	NOME	SISTEMA	STATUS	CLASSE
21	CAMACARI	NORDESTE	S.E.	1
31	SAO LUIS	NORTE	S.E.	2
NUMERO DE USINAS TERMICAS		2		
NUMERO DE CLASSES TERMICAS		2		

(*): S.E.- SISTEMA EXISTENTE
EXP.- EXPANSAO

Os dados das classes térmicas são mostrados na tabela 16.

Tabela 16 - Dados das classes térmicas

DADOS DAS CLASSES TERMICAS			
NUMERO	NOME	CUSTO (\$/MWH)	TIPO COMBUSTIVEL
1	CAMACARI	50.81	DIESEL
2	SAO LUIS	82.23	DIESEL

A seguir, são apresentados os resultados das simulações da operação do sistema interligado Norte-Nordeste para um período de estudo de oito anos, empregando-se 50 séries de energias afluentes independentes.

Caso I - Cálculo das estratégias de operação considerando produtividade constante e simulação da operação considerando produtividade variável.

Para este caso o custo total esperado de operação ao longo do período de planejamento foi de US\$ 205 milhões e o valor esperado de energia não suprida global foi de 520,6 MWmes. A tabela 17 apresenta os valores de risco anual de deficit e valor esperado de energia não suprida para cada ano do estudo.

Tabela 17 - Resultados da Simulação do caso I

RISCO ANUAL DE DEFICIT E E(ENS) SUBSISTEMA												
ANO	1				2							
	RISCO %	EENS MWMEs										
1	0.0	0.0	16.0	44.7								
2	2.0	20.1	12.0	32.6								
3	2.0	101.2	10.0	69.1								
4	2.0	38.7	36.0	152.8								
5	2.0	1.8	12.0	59.6								

TOTAL DE ENERGIA NÃO SUPRIDA NO SISTEMA NORTE/NORDESTE - 520.6 MWmes.

Caso II - Cálculo das estratégias de operação e simulação da operação considerando produtividade variável.

Neste caso o custo total esperado de operação ao longo do período de planejamento foi de US\$ 137 milhões e o valor de energia não suprida global foi de 348,5 MWmes. A tabela 18 apresenta os valores de risco anual de deficit e valor esperado de energia não suprida para cada ano do estudo.

Tabela 18 - Resultados da Simulação do caso II

RISCO ANUAL DE DEFICIT E E(ENS) SUBSISTEMA												
ANO	1				2							
	RISCO %	EENS MWMEs										
1	0.0	0.0	4.0	5.2								
2	2.0	47.9	2.0	1.9								
3	2.0	136.7	2.0	13.5								
4	4.0	47.2	4.0	7.1								
5	2.0	39.2	10.0	49.8								

TOTAL DE ENERGIA NÃO SUPRIDA NO SISTEMA NORTE/NORDESTE - 348.5 MWmes.

Conforme esperado, a consideração da variação da produtividade no cálculo das estratégias de operação do sistema hidrotérmico leva a uma operação mais econômica. Neste caso exemplo a economia foi de 33,1%. Este valor corresponde a uma redução no valor esperado de energia não suprida global de 172,1 MWmês.

Cabe ressaltar mais uma vez que, a frequência de deficit pode até aumentar, porém a profundidade do deficit diminui, implicando na redução do custo total esperado de operação.

V - CONCLUSÕES

Este relatório apresentou não só as principais variáveis e considerações metodológicas inerentes à representação de um parque gerador hidroelétrico a sistema equivalente, como também a modelagem da variação do coeficiente de produção em função dos armazenamentos dos subsistemas equivalentes, no algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica implementado no modelo NEWAVE.

Com relação a modelagem da variação da produtibilidade com o armazenamento no algoritmo PDDE, as modificações introduzidas nas equações de balanço dos subproblemas de operação e, conseqüentemente, nas expressões que representam a função de custo futuro resultam em particularidades bastante interessantes:

- De acordo com a expressão (III.10), o valor da água pode assumir valores *maiores* que o custo marginal do déficit.
- Para um estado do sistema onde o valor da água correspondente é maior que o custo do déficit, a decisão mais econômica será promover corte de carga no sistema, ainda que o sistema disponha de energia hidráulica. Caso contrário, a utilização dos recursos de armazenamento implicará em perdas de energia afluyente que somadas ao déficit presente ou iminente superam o custo decorrente da decisão de racionamento (corte de carga).
- Com a inclusão nas equações de balanço da função de correção da energia afluyente com o armazenamento, as funções de custo futuro passam a indicar economicamente uma prioridade de deplecionamento entre os diversos subsistemas que leva em conta também a variação da produtibilidade de cada subsistema com o seu armazenamento.

A presente metodologia pode ser estendida para a consideração da energia evaporada nos diversos reservatórios dos subsistemas.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Terry, L.A., Pereira, M.V.F., Araripe Neto, T.A., Silva, L.F.C.A., Sales, P.R.H., "Coordinating the Energy Generation of the Brazilian National Hydrothermal Electrical Generating System", *INTERFACES*, No. 16, Jan-Feb, 1986.
- [2] Costa, J.P. da, Maceira, M.E.P., Gorenstin, B.G., Pereira, M.V.F., Suanno, C.M., "Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas - NEWAVE, Especificação Funcional", *Relatório Técnico CEPEL 1003/93*, 1993.
- [3] Terry, L.A. et al., "Modelo a Sistema Equivalente - Descrição Geral.", *Relatório Técnico CEPEL 1705/80*, 1980.
- [4] Maceira, M.E.P., "Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos", *Relatório Técnico CEPEL 237/93*, 1993.
- [5] Pereira, M.V.F., "Representação da Variação da Energia Armazenada, Repartição de Energia Controlável e Fio d'água, Variação do Coeficiente de Produção com o Armazenamento.", *Relatório No.1*, Contrato CEPEL 654/93, Dez 1993.