

# CAPÍTULO 4

## FORMAÇÃO DE PREÇO NO MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

### 4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta um resumo do processo atual de formação de preços no MAE. Este processo baseia-se em um esquema centralizado com despacho e preços determinados através de modelos computacionais de otimização. Também é apresentada uma possível alternativa para a mudança para um esquema de formação de preços baseado em ofertas.

Finalmente, será apresentada uma análise qualitativa das vantagens e limitações de cada uma destas formulações em um sistema com as características do sistema brasileiro.

### 4.2 SISTEMA ATUAL DE FORMAÇÃO DE PREÇO NO MAE (*TIGHT POOL*)

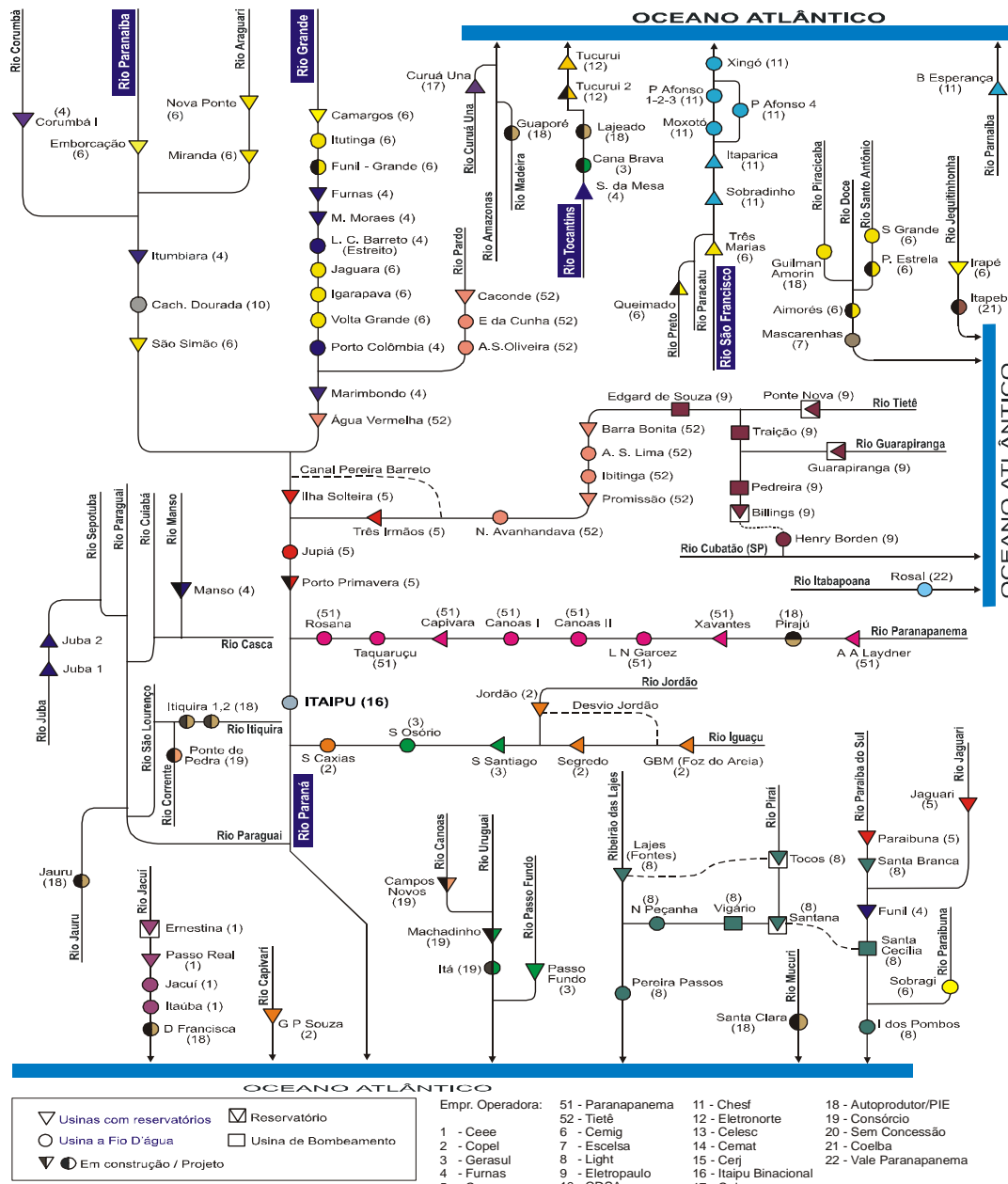
Atualmente, a formação de preço no MAE é realizada num regime denominado *tight pool*, onde o despacho é definido centralizadamente pelo ONS com base em um uma cadeia de modelos computacionais de otimização. O preço spot no MAE é obtido a partir dos custos marginais de operação (CMO) calculados com as mesmas ferramentas de otimização. Na realidade, o custo marginal define apenas o chamado preço sombra. Ao preço sombra deverá ser adicionada uma parcela associada aos encargos de capacidade para a definição do preço spot no MAE.

No *tight pool* os geradores hidroelétricos – que respondem por aproximadamente 84% da capacidade instalada do sistema – não podem fazer ofertas de preços por sua energia para compor o despacho. Ou seja, a capacidade de produção das usinas hidroelétricas é “ofertada” com base em custos de oportunidade calculados de forma centralizada pelo ONS. Originalmente, os geradores termelétricos também não ofertavam preços, declarando apenas custos variáveis de operação que precisavam ser tecnicamente justificados. Atualmente, os geradores termelétricos podem ofertar preços por sua energia, entretanto há

uma monitoração por parte da ANEEL, podendo haver punições em caso de abuso.

A utilização do *tight pool* é justificada pela pouca presença termelétrica no Sistema Interligado Nacional e pelos complexos vínculos hidráulicos entre diferentes usinas hidrelétricas. Adicionalmente, a presença de múltiplos proprietários de diferentes usinas hidrelétricas em uma mesma cascata cria a necessidade de coordenação no despacho hidroelétrico. A Figura 4.1 ilustra a complexa interdependência entre usinas hidrelétricas no parque gerador brasileiro.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 9916969/CA



**Figura 4.1 – Interdependência entre Usinas Hidrelétricas**

#### 4.2.1 CADEIA DE MODELOS COMPUTACIONAIS

A cadeia de modelos computacionais de otimização utilizada em todas as etapas do planejamento da operação pelo ONS é composta pelos programas NEWAVE, DECOMP e DESSEM. Cada um desses modelos é utilizado em uma das etapas da solução do problema de planejamento da operação, apresentado na Seção 2.4.

O NEWAVE [36] é o modelo de planejamento da operação de longo prazo, utilizando um horizonte de planejamento de 5 anos e discretização mensal. O planejamento da operação de médio prazo é realizada com o programa DECOMP [37] que trabalha com um horizonte de um ano e discretização semanal. Já no curto prazo, o Programa DESSEM [38] utiliza um horizonte de planejamento semanal com uma discretização horária ou de ½ hora.

Cada um desses modelos utiliza um nível de detalhamento diferente na representação do sistema. Os programas NEWAVE e DECOMP utilizam a técnica de programação dinâmica dual estocástica (PDDE) [36]-[37] e o DESSEM é baseado em programação dinâmica dual determinística (PDD) [38]. Estas técnicas foram apresentadas em detalhe no Capítulo 3. O acoplamento entre estes modelos é ilustrado na Figura 4.2.

Note que a Figura 4.2 também exibe o acoplamento com o programa PREDESP, que é uma ferramenta de pré-despacho com representação detalhada de rede de transmissão, baseada em um fluxo de potência ótimo AC que utiliza um algoritmo de pontos interiores [39]. Entretanto, este programa não tem participação alguma no processo de formação de preço no MAE.

Atualmente, o processo de contabilização no MAE é realizado em bases semanais, com preços calculados com o programa DECOMP. Na próxima etapa de implementação das regras do MAE [40] o preço será calculado com o programa DESSEM para cada ½ hora do dia seguinte.

Os principais dados de entrada utilizados por estes modelos são basicamente: a configuração atual do sistema (e.g., disponibilidade de geração), estado atual do sistema (e.g., níveis de armazenamento), previsão de expansão (geração e transmissão) e de crescimento de carga ao longo do horizonte de planejamento, e previsões de afluências.

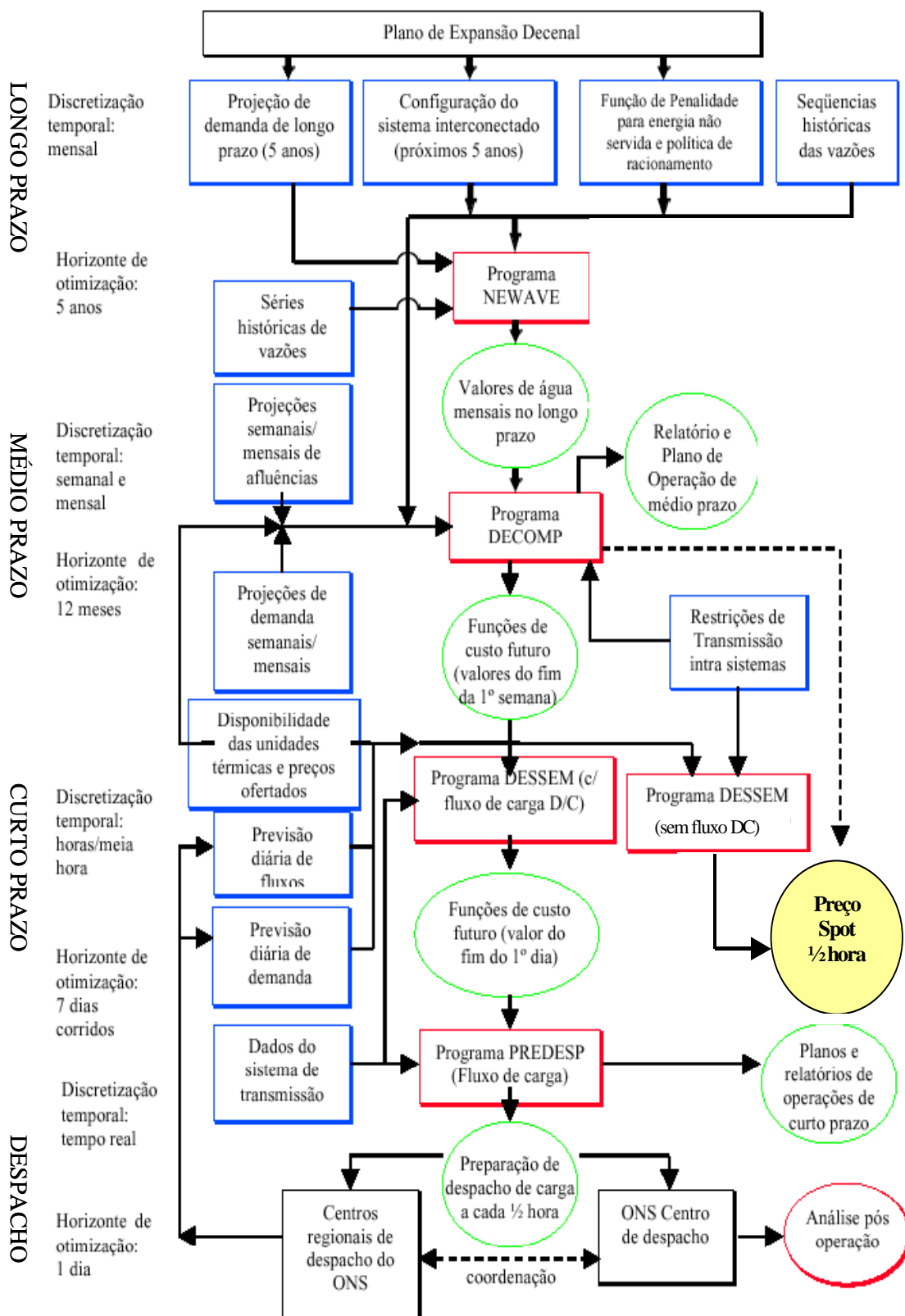


Figura 4.2 – Cadeia de Modelos Computacionais

#### 4.2.2 O PROGRAMA DESSEM

Como elo final da cadeia de modelos utilizados para a formação de preços, o Programa DESSEM será a base para a investigação do problema de estabelecimento de estratégia ótima de oferta de preços no *tight pool*. Desta forma, esta seção apresenta um detalhamento do problema de otimização resolvido pelo DESSEM.

O DESSEM é um modelo de otimização para o planejamento da operação em um horizonte de curto prazo, que tem como objetivo determinar o despacho ótimo horário de geração para sistemas hidrotérmicos interligados que minimize o custo total de operação no período de planejamento. Este modelo utiliza a técnica ilustrada na Seção 3.3 de programação dinâmica dual determinística (PDD) e decomposição pelo algoritmo de Benders [38].

O programa tem como meta representar em detalhe as restrições em usinas hidrelétricas, em usinas térmicas e as restrições elétricas. A representação da transmissão pode ser modelada apenas pelos limites de intercâmbio entre os subsistemas ou por uma representação DC da rede elétrica. Entretanto, apenas os limites de intercâmbio são considerados no processo de formação de preços. O horizonte de planejamento é de 7 a 13 dias, discretizado em intervalos de ½ hora até os primeiros 5 dias da semana e horária para os demais dias. A variação não linear da produtividade em função da queda é representada por um conjunto de restrições lineares em função do volume de água disponível no início do período, da vazão defluente e da vazão vertida para cada período do horizonte de estudo.

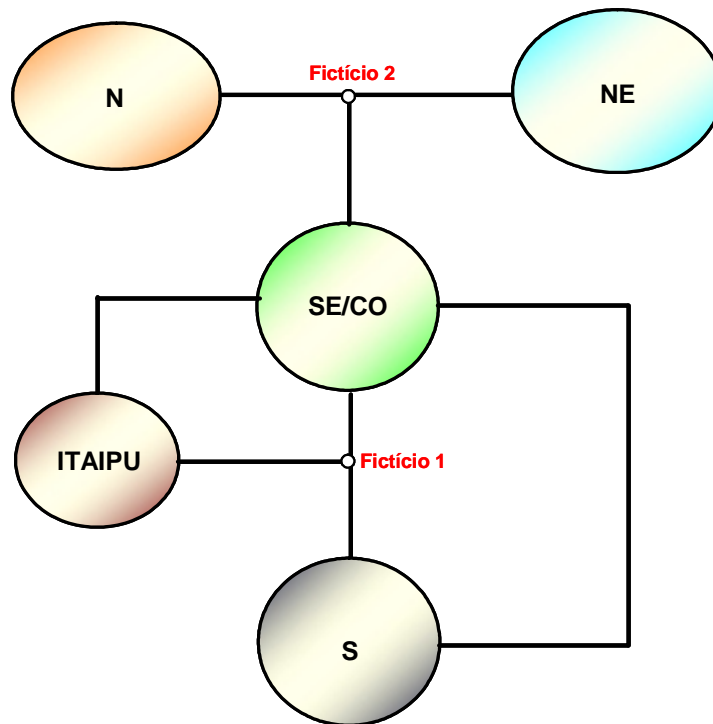
Algumas outras características do programa são:

- consideração do volume de espera para controle de cheias em reservatórios;
- indisponibilidade de unidades geradoras devido à manutenção;
- enchimento de volume morto de novos aproveitamentos;
- tempo de viagem da água entre aproveitamentos hidroelétricos;
- representação de bacias especiais: rio Paraíba do Sul e Alto-Tietê;
- volume máximo que pode ser vertido em função da cota da crista do vertedouro;

- restrições de reserva operativa em usinas hidroelétricas sob CAG (Controle Automático de Geração);
- restrições de variação de geração entre dois estágios em uma mesma usina hidroelétrica;
- representação das restrições da usina de Itaipu;
- representação da restrição no canal de Três Irmãos-Ilha Solteira;
- *unit commitment* de usinas térmicas;
- curvas de desempenho das turbinas e faixa operativa por turbina; e
- restrições lineares de controle de cheias.

Deve-se notar que os problemas apresentados no Capítulo 2 não representavam sistemas subdivididos em subsistemas, onde as fronteiras dos subsistemas são definidas por restrições de transmissão importantes. Neste caso os preços são obtidos para cada subsistema, sendo que diferenças de preços entre subsistemas caracterizam restrições de transmissão ativas. O Programa DESSEM utiliza uma representação por usinas individualizadas, mas no cálculo dos preços são representados apenas os principais subsistemas.

A representação de subsistemas utilizada no Programa DESSEM considera a Usina de Itaipu em um subsistema a parte. A representação adotada é ilustrada na Figura 4.3, onde pode-se observar os quatro principais subsistemas, Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N), e a Usina de Itaipu.



**Figura 4.3 – Representação de Subsistemas do Sistema Interligado Nacional**

#### **4.2.3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE CURTO PRAZO RESOLVIDO PELO PROGRAMA DESSEM**

O objetivo do Programa DESSEM é determinar, para cada  $\frac{1}{2}$  ou 1 hora da semana, os intercâmbios entre os subsistemas e os pontos de geração para as usinas hidroelétricas e térmicas do sistema que reduzam ao mínimo os custos de operação. O problema de operação hidrotérmica de curto prazo resolvido pelo DESSEM é uma extensão do Problema (2.2).

O problema básico resolvido pelo DESSEM é de forma simplificada representado, com a consideração de subsistemas, como se segue:

$$z = \text{Minimizar} \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^{NS} \left( \sum_{i=1}^{NT_s} c_{is} \cdot G_{is}^t + c_{\text{def } s} \cdot \text{Def}_s^t \right) \quad (4.1)$$

Sujeito a

$$\sum_{j=1}^{NH_s} \rho_{js} \cdot u_{js}^t + \sum_{i=1}^{NT_s} G_{is}^t + \sum_{l \in \Omega_s} F_{ls}^t + \text{Def}_s^t = D_s^t \quad s=1, \dots, NS \quad t=1, \dots, T$$

$$V_{js}^{t+1} = V_{js}^t - u_{js}^t - s_{js}^t + a_{js}^t + \sum_{m \in U_s(j)} (u_m^t + s_m^t) \quad j=1, \dots, NH_s \quad s=1, \dots, NS \quad t=1, \dots, T$$

$$V_{js}^{\min} \leq V_{js}^t \leq V_{js}^{\max} \quad j=1, \dots, NH_s \quad s=1, \dots, NS \quad t=1, \dots, T$$

$$u_{js}^{\min} \leq u_{js}^t \leq u_{js}^{\max} \quad j=1, \dots, NH_s \quad s=1, \dots, NS \quad t=1, \dots, T$$

$$G_{is}^{\min} \leq G_{is}^t \leq G_{is}^{\max} \quad i=1, \dots, NT_s \quad s=1, \dots, NS \quad t=1, \dots, T$$

$$-F_{ls}^{\max} \leq F_{ls}^t \leq F_{ls}^{\max} \quad l \in \Omega_s \quad s=1, \dots, NS \quad t=1, \dots, T$$

onde:

- z custo total de operação
- T horizonte de estudo da operação
- NS número de subsistemas
- NT<sub>s</sub> números de usinas termelétricas no subsistema s
- NH<sub>s</sub> número de usinas hidrelétricas no subsistema s
- c<sub>is</sub> custo de operação da i-ésima usina termelétrica do subsistema s
- G<sub>is</sub><sup>t</sup> despacho da i-ésima usina termelétrica do subsistema s no estágio t
- c<sub>def s</sub> custo de déficit do subsistema s
- Def<sub>s</sub><sup>t</sup> déficit de energia no subsistema s no estágio t
- ρ<sub>js</sub> coeficiente de produção (MWh/hm<sup>3</sup>) da j-ésima usina hidrelétrica do subsistema s



- $u_{js}^t$  volume turbinado pela  $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema  $s$  no estágio  $t$
- $D_s^t$  carga a ser suprida no subsistema  $s$  no estágio  $t$
- $V_{js}^t$  volume armazenado no reservatório da  $j$ -ésima usina hidrelétrica no subsistema  $s$  no início do estágio  $t$
- $V_{js}^{t+1}$  volume armazenado no reservatório da  $j$ -ésima usina hidrelétrica no subsistema  $s$  no final do estágio  $t$  (início do estágio  $t+1$ )
- $s_{js}^t$  volume vertido pela  $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema  $s$  no estágio  $t$
- $a_{js}^t$  afluência incremental que chega a  $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema  $s$  no estágio  $t$
- $m \in U_s(j)$  conjunto de usinas hidrelétricas a montante da  $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema  $s$
- $V_{js}^{\min}$  limite mínimo de armazenamento do reservatório da  $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema  $s$
- $V_{js}^{\max}$  limite máximo de armazenamento do reservatório da  $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema  $s$
- $u_{js}^{\min}$  limite inferior para o volume turbinado pela  $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema  $s$
- $u_{js}^{\max}$  limite superior para o volume turbinado pela  $j$ -ésima usina hidrelétrica do subsistema  $s$
- $G_{is}^{\min}$  despacho mínimo da  $i$ -ésima usina termelétrica do subsistema  $s$

$G_{is}^{\max}$  despacho máximo da i-ésima usina termelétrica do subsistema s

$F_{ls}$  fluxo entre os subsistemas l e s

$F_{ls}^{\max}$  fluxo máximo entre os subsistemas l e s

$\Omega_s$  conjunto de subsistemas conectados ao subsistema s

Como visto no Capítulo 3, a programação dinâmica dual determinística (PDD) pode ser representada pela seguinte equação recursiva:

$$\alpha_t(X_t) = \text{Min}_{U_t} \left( C_t(U_t) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{t+1}(X_{t+1}) \right) \quad (4.2)$$

sujeito a restrições operativas a cada estágio t

para  $t = T, T-1, \dots, 1$ ; para todo  $X_t$ .

A Recursão (4.2) é feita para cada estágio t do período de estudo. O horizonte de estudo se representa por T e  $\beta$  é a taxa de desconto. A duração de cada estágio e do horizonte dependem das características do sistema. No Programa DESSEM são utilizados estágios de ½ ou 1 hora e um horizonte de estudo de 7 a 13 dias.

As variáveis de estado  $X_t$  incluem as características do problema que afetam a decisão de operação. No caso de sistemas hidrotérmicos é representada pelo armazenamento nos reservatórios,  $V_t$ , no início do estágio t.

As variáveis de decisão do problema em cada etapa t incluem as vazões turbinadas  $u_t$  e vertidas  $s_t$  nas usinas hidroelétricas e a geração das unidades térmicas. O vetor  $U_t$  representa a energia hidroelétrica produzida pelos volumes turbinados nas usinas.  $C_t(U_t)$  é o custo imediato associado à decisão  $U_t$  e  $\alpha_t(X_t)$  representa o custo de operação do estágio t até o final do período de estudo sob a hipótese de operação ótima.

O algoritmo de solução do problema de programação linear utilizado pelo DESSEM é o Simplex [41]. Este algoritmo produz, além da solução de mínimo custo, os multiplicadores simplex (Lagrange), associados às restrições do

problema. Estes multiplicadores correspondem aos custos marginais de curto prazo com respeito a variações da demanda, que definem os preços, e também com respeito aos limites de capacidade dos componentes.

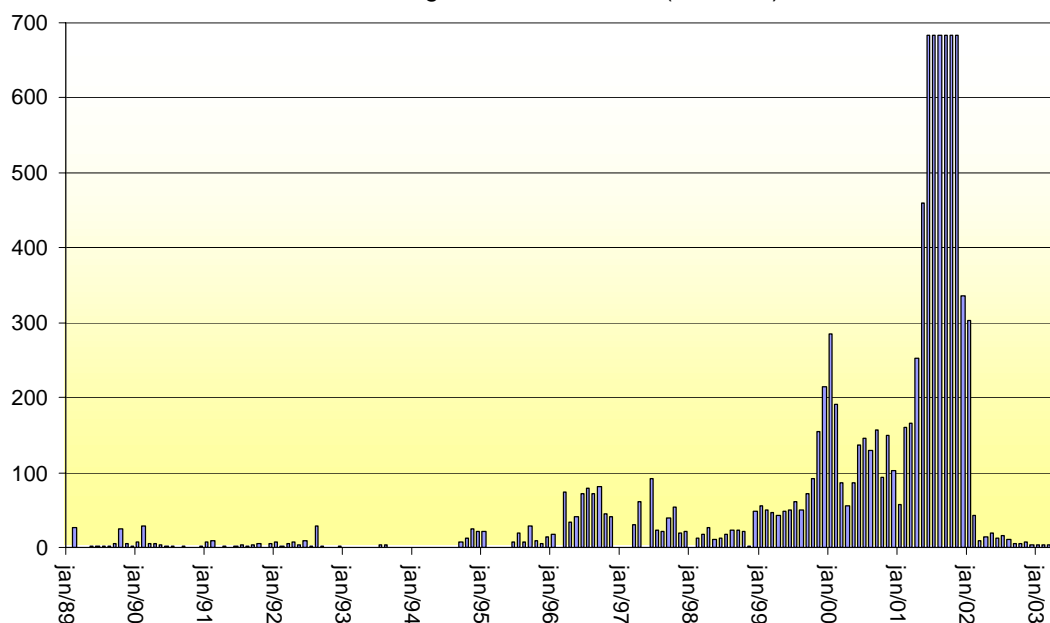
Um resumo de outras características importantes do Programa DESSEM é apresentado no Anexo A.

#### **4.2.4 MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA**

Outra característica importante do modelo brasileiro é que o processo de liquidação da energia comercializada por geradores hidráulicos no MAE é feito através de um esquema baseado na produção hidráulica total e não apenas nas gerações individuais efetivamente realizadas. Este esquema é denominado Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Como visto na Seção 4.2, no MAE o preço spot é definido pelo CMO através de uma cadeia de modelos computacionais. Entretanto, a aplicação direta do CMO para a formação de preços em sistemas predominantemente hidrelétricos apresenta algumas dificuldades. Sistemas predominantemente hidrelétricos são projetados para atender o mercado sob condições hidrológicas desfavoráveis, que ocorrem esporadicamente. Como conseqüência, na maior parte de tempo há sobra de energia, o que implica em custos marginais de operação muito baixos. Contudo, se um período muito seco ocorre, os custos marginais crescem rapidamente, podendo atingir o custo de déficit do sistema. Devido à grande capacidade de armazenamento dos reservatórios, os períodos de custo marginal baixo não só ocorrem com freqüência, como podem durar vários anos, sendo intercalados por períodos de custo marginal elevado, causados por secas. Este comportamento é ilustrado na Figura 4.4, que mostra o custo marginal observado no Subsistema Sudeste / Centro-Oeste Brasileiro de janeiro de 1993 até julho de 2003.

**Subsistema Sudeste / Centro-Oeste**  
Custo Marginal de Curto Prazo (R\$/MWh)



**Figura 4.4 – Custo Marginal de Curto Prazo para o Subsistema Sudeste / Centro-Oeste**

Em função deste comportamento do CMO, as usinas hidrelétricas apresentam receita assegurada pequena nos períodos de baixo custo marginal, necessitando de contratos de longo prazo para remunerar os investimentos. Por outro lado, com a contratação as hidrelétricas ficam expostas aos períodos de custo marginal elevado nos quais estas usinas não geram energia suficiente para honrar os seus contratos, necessitam de mecanismos para mitigar este risco.

Neste contexto, foi criado o MRE, que funciona como um mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os geradores hidráulicos, com o objetivo de permitir a otimização dos recursos hidrelétricos dos sistemas interligados.

Em função das características do parque gerador brasileiro, observam-se também distorções nos sinais econômicos produzidos pela remuneração baseada no CMO. Usinas a jusante podem se apropriar da receita que deveria ser alocada às usinas a montante, e vice-versa. Assim, adicionalmente à mitigação do risco hidrológico, o MRE também é uma alternativa atraente para a correção destas distorções [42].

As regras vigentes do MRE podem ser encontradas em [40]. Os participantes do MRE são todas as usinas hidráulicas despachadas centralmente e as térmicas que tenham direito legal à compensação da CCC (Conta de Consumo de Combustível) [43].

O princípio utilizado nas regras objetiva garantir que cada usina participante do MRE tenha direito a comercializar no MAE uma parcela da geração total dos participantes do MRE independentemente de sua geração real. Esta parcela, denominada crédito de energia, é calculada de forma proporcional à energia assegurada da usina. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram proporcionalmente além de sua energia assegurada (conceitualmente a energia assegurada de uma usina hidrelétrica é igual à sua contribuição para a energia que pode ser suprida pelo sistema hidrotérmico com uma confiança de 95%) para aqueles que geraram abaixo dela. Assim, os geradores participantes do MRE têm direito a uma receita proporcional à sua contribuição para a capacidade assegurada de suprimento do sistema, independentemente da sua geração efetiva.

Conceitualmente, o crédito de energia para uma usina  $i$ ,  $CE^i$ , pode ser calculado para cada período de contabilização no MAE através da Expressão (4.3):

$$CE^i = \frac{EA^i}{EAT_{MRE}} EGT_{MRE} \quad (4.3)$$

onde:

$EA^i$  energia assegurada da usina  $i$

$EAT_{MRE}$  energia assegurada total do MRE

$EGT_{MRE}$  energia gerada total do MRE

Na prática, a expressão anterior é uma simplificação, não considerando os procedimentos de realocação de energia entre subsistemas [40].

A receita de uma usina participante do MRE pode ser decomposta em três parcelas: receitas de contrato, pagamentos/recebimentos associados à liquidação das diferenças entre o contrato e o crédito de energia, e os pagamentos/recebimentos no MRE pela energia realocada. A Receita Bruta da

usina é dada então pela seguinte expressão:

$$RB^i = RC^i + R_{MAE}^i + R_{MRE}^i \quad (4.4)$$

onde:

$$RC^i = EC^i \cdot PC^i \quad \text{receita de contrato} \quad (4.4.1)$$

$$R_{MAE}^i = (CE^i - EC^i) \cdot P_S \quad \text{liquidação no MAE} \quad (4.4.2)$$

$$R_{MRE}^i = (EG^i - CE^i) \cdot C_{MRE} \quad \text{liquidação no MRE} \quad (4.4.3)$$

$EC^i$  energia contratada

$PC^i$  preço de venda contratado

$P_S$  preço spot

$EG^i$  energia gerada

$C_{MRE}$  custo imediato de geração hidrelétrica (definido ANEEL e que cobre basicamente os custos de O&M das usinas hidrelétricas).

Observe que as parcelas  $R_{MAE}^i$  e  $R_{MRE}^i$  podem ser positivas ou negativas em função do despacho do sistema.

#### 4.2.5 EXEMPLO *TIGHT POOL* + MRE

A seguir é apresentado um exemplo didático, com o objetivo de ilustrar o despacho / formação de preço no *tight pool*. É apresentada também a respectiva contabilização no MAE, através da aplicação das regras do MRE.

##### 4.2.5.1 Dados Básicos

Considere um sistema com três geradores hidrelétricos (H1, H2 e H3) e 2 geradores térmicos (T1 e T2), com as seguintes características:

**Tabela 4.1 – Dados dos Geradores Hidrelétricos**

<b>Gerador</b>	<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>Energia Assegurada (MW-médios)</b>	<b>Contrato (MW-médios)</b>	<b>Preço Contratado (R\$/MWh)</b>
<b>H1</b>	2000	1000	1000	70
<b>H2</b>	2000	1000	1000	70
<b>H3</b>	2000	1000	1000	70

**Tabela 4.2 – Dados dos Geradores Térmicos**

<b>Gerador</b>	<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>Custo Variável (R\$/MWh)</b>	<b>Contrato (MW-médios)</b>	<b>Preço Contratado (R\$/MWh)</b>
<b>T1</b>	500	35	500	70.0
<b>T2</b>	500	70	0	-----

**Tabela 4.3 – Dados Sistêmicos**

<b>Demanda (MW-médios)</b>	5500
<b>Energia armazenada inicial (MW-médios)</b>	4500
<b>Capacidade de armazenamento (MW-médios)</b>	10000
<b>Energia afluyente controlável (MW-médios)</b>	2000
<b>Energia afluyente não-controlável (MW-médios)</b>	1000
<b>Energia Assegurada MRE (MW-médios)</b>	3000
<b>Custo imediato de geração hidrelétrica (R\$/MWh)</b>	4

#### 4.2.5.2 Despacho e Formação de Preço

Utilizando a cadeia de modelos computacionais apresentada na Seção 4.2.1, calcula-se o despacho hidrotérmico. Além dos dados apresentados são utilizados cenários de oferta e demanda para os próximos cinco anos, além de função de custo de déficit e da taxa de desconto determinada pela ANEEL. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.4.

O custo marginal para as hidroelétricas corresponde ao valor marginal da água armazenada no reservatório das usinas. Um custo marginal de 4 R\$/MWh é atribuído à energia afluyente não-controlável, correspondendo aos custos imediatos de geração hidroelétrica.

**Tabela 4.4 – Despacho - *Tight Pool***

<b>Recurso</b>	<b>Custo Marginal (R\$/MWh)</b>	<b>Energia Gerada (MW-médios)</b>	<b>Geração Acumulada (MW-médios)</b>
<b>Energia afluyente não-controlável H1</b>	4	300	300
<b>Energia afluyente não-controlável H2</b>	4	0	300
<b>Energia afluyente não-controlável H3</b>	4	700	1000
<b>H1</b>	30	1700	2700
<b>T1</b>	35	500	3200
<b>T2</b>	70	500	3700
<b>H2</b>	<b>85</b>	<b>1800</b>	<b>5500</b>
<b>H3</b>	100	0	-----

Note que os recursos são despachados em ordem crescente de custo marginal até o atendimento da demanda. O custo marginal do último recurso despachado (H2) define o CMO, i.e., o preço spot no MAE (85 R\$/MWh).

A energia armazenada remanescente, de 3000 MW-médios, é “propriedade” conjunta dos geradores hidroelétricos H1, H2 e H3, e ficará disponível para utilização nos próximos períodos.

#### **4.2.5.3 Contabilização no MAE**

Para realizar a contabilização do MAE inicialmente aplicam-se as regras do MRE para determinar o crédito de energia de cada gerador hidráulico, utilizando a Expressão (4.3). Para os geradores térmicos que não fazem parte do MRE, o crédito de energia é igual ao despacho. A receita bruta para cada gerador é calculada aplicando a Expressão (4.4). Considerando um período de contabilização de uma hora, os resultados são apresentados na Tabela 4.5.



**Tabela 4.5 – Contabilização MAE - *Tight Pool***

Gerador	Crédito de Energia (MW-médios)	Receita de Contrato (R\$)	Liquidação MAE (R\$)	Liquidação MRE (R\$)	Receita Bruta (R\$)
<b>H1</b>	3000x1000/3000 = 1500	1000x70 =70000	(1500 – 1000)x85 = 42500	(2000 – 1500)x4 = 2000	114500
<b>H2</b>	3000x1000/3000 = 1500	1000x70 =70000	(1500 – 1000)x85 = 42500	(1800 – 1500)x4 = 1200	113700
<b>H3</b>	3000x1000/3000 = 1500	1000x70 =70000	(1500 – 1000)x85 = 42500	(700 – 1500)x4 = – 3200	109300
<b>T1</b>	500	500x70 =35000	(500 – 500)x85 = 0	-----	35000
<b>T2</b>	500	0	(500 – 0)x85 = 42500	-----	42500

Note que os geradores H1 e H2 realocam energia para o gerador H3, sendo esta realocação valorada a 4R\$/MWh. Se não fossem aplicadas as regras do MRE o gerador H3 teria uma receita bruta de apenas R\$ 44500, em função das compras no MAE para cobrir o seu contrato, uma vez que a sua geração foi de apenas 700 MW-médios.

#### **4.3 FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MAE BASEADA EM OFERTAS – UMA POSSÍVEL FORMULAÇÃO**

Recentemente foi avaliada a mudança do *tight pool* para um esquema de despacho e precificação baseado em ofertas de preços, que preserve a coordenação no despacho hidrelétrico e os princípios de compartilhamento de riscos do MRE. Detalhes de uma possível formulação para a implementação de um esquema geral de ofertas de preços, onde geradores hidrelétricos também fariam ofertas, podem ser encontrados em [44]. Este esquema pode ser visto como uma formulação híbrida entre o *tight pool* e o *loose pool*.

A idéia básica consiste na alteração da forma de compartilhamento da energia dos participantes do MRE. Ao invés de repartir a totalidade da energia gerada (mecanismo ex-post), passa-se a repartir a energia afluyente às usinas participantes (mecanismo ex-ante). Após a alocação da energia afluyente, cada usina hidrelétrica teria a liberdade de ofertar no MAE os seus créditos de energia ao preço que julgasse justo.

O preço spot seria formado e o despacho realizado com base no equilíbrio oferta/demanda, utilizando as ofertas dos participantes do MRE e dos demais agentes (geradores térmicos, conexões internacionais, ofertantes de redução de carga, etc.). Com base neste despacho comercial seria definida a produção hidrelétrica total. O ONS faria então de forma centralizada o despacho físico dessa produção. Entretanto, a produção hidrelétrica total seria alocada para contabilização no MAE apenas aos geradores cujas ofertas tivessem sido vencedoras. Os geradores hidrelétricos cujas ofertas não tivessem sido aceitas teriam os seus créditos de energia armazenados nos reservatórios do sistema. Esses créditos ficariam disponíveis para comercialização em períodos posteriores. Os responsáveis pela geração física seriam remunerados da mesma forma em que o são hoje, ou seja, através de uma tarifa que deveria, em princípio, cobrir os custos imediatos da geração hidroelétrica.

A mecânica de funcionamento deste esquema é relativamente simples, exigindo apenas o cálculo, em cada período de contabilização, da energia afluyente, sua repartição entre os vários participantes do MRE em proporção às respectivas energias asseguradas, e a contabilização do balanço de energia e da energia armazenada pertencente a cada agente.

Em suma, a implementação do mecanismo proposto necessita que seja contabilizada a energia afluyente correspondente a cada participante do MRE, a produção a ele alocada e a parcela de energia armazenada que lhe corresponde, resultante do balanço entre a energia armazenada que lhe cabe no início de cada período, sua parcela de energia afluyente e a produção que lhe seja atribuída no mesmo período; e que cada participante possa oferecer sua parcela de energia ao preço que considerar adequado.

Ambas as medidas são relativamente simples, não ferem os princípios do MRE, e permitem que cada participante do MRE assuma seus próprios riscos, sem

prejudicar os demais. Em outras palavras: o risco sistêmico, que hoje é incorrido por todos os geradores a partir das decisões do ONS, é transformado em risco individual, incorrido por cada gerador com base em suas próprias decisões.

A função do ONS neste contexto será a de otimizar a produção hidráulica em cada subsistema e otimizar o despacho levando em conta as restrições elétricas do sistema.

#### 4.3.1 FORMAÇÃO DE PREÇOS

Com a representação de subsistemas, dadas as ofertas realizadas pelos agentes, os preços e despachos “comerciais” (detalhados na próxima seção) são obtidos resolvendo o seguinte problema de programação linear:

$$z = \text{Minimizar} \sum_{s=1}^{NS} \left( \sum_{i=1}^{NT_s} p_{is} \cdot G_{is} + \sum_{j=1}^{NH_s} p_{js} \cdot G_{js} + c_{\text{def } s} \cdot \text{Def}_s \right)$$

Sujeito a (4.5)

$$\sum_{i=1}^{NT_s} G_{is} + \sum_{j=1}^{NH_s} G_{js} + \sum_{l \in \Omega_s} F_{ls} = D_s \quad s = 1, \dots, NS$$

$$G_{is}^{\min} \leq G_{is}^t \leq G_{is}^{\max} \quad i = 1, \dots, NT_s \quad s = 1, \dots, NS$$

$$G_{js}^{\min} \leq G_{js}^t \leq G_{js}^{\max} \quad j = 1, \dots, NH_s \quad s = 1, \dots, NS$$

$$-F_{ls}^{\max} \leq F_{ls} \leq F_{ls}^{\max} \quad l \in \Omega_s \quad s = 1, \dots, NS$$

onde:

- z custo total de operação
- $NT_s$  número de unidades termelétricas no subsistema s
- $NH_s$  número de unidades hidrelétricas no subsistema s
- $p_{is}$  preço ofertado pela i-ésima unidade termelétrica no subsistema s
- $p_{js}$  preço ofertado pela j-ésima unidade hidrelétrica no subsistema s
- $G_{is}$  despacho da i-ésima unidade termelétrica no subsistema s

$G_{js}$	despacho da j-ésima unidade hidrelétrica no subsistema s
$c_{def s}$	custo de déficit do subsistema s
$Def_s$	déficit de energia no subsistema s
$D_s$	carga a ser atendida no subsistema s
$G_{is}^{min}$	geração mínima da i-ésima unidade termelétrica no subsistema s
$G_{is}^{max}$	geração máxima da i-ésima unidade termelétrica no subsistema s
$G_{js}^{min}$	geração mínima da j-ésima unidade hidrelétrica no subsistema s
$G_{js}^{max}$	geração máxima da j-ésima unidade hidrelétrica no subsistema s

Note que este é apenas uma extensão do Problema (2.4), formulado para o *loose pool*, com a representação de subsistemas. Observe também que em função do desacoplamento entre os despachos físico e comercial, no despacho comercial representado pelo Problema (4.5) não são consideradas as restrições de armazenamento e turbinamento. Estas restrições são consideradas apenas no despacho físico realizado pelo ONS.

#### 4.3.2 EXEMPLO DO ESQUEMA GERAL DE OFERTAS DE PREÇOS

Neste exemplo serão utilizados os mesmos dados do exemplo do *tight pool* apresentado na Seção 4.2.5.

##### 4.3.2.1 Alocação da Energia Afluente e Crédito de Energia

Inicialmente, as energias afluentes controlável e não-controlável são repartidas entre os participantes do MRE proporcionalmente às respectivas energias asseguradas. A energia controlável é somada aos direitos de cada gerador hidrelétrico sobre o armazenamento corrente do sistema para definir o total de

créditos do gerador. A Tabela 4.6 apresenta os resultados, considerando que no período inicial todos os geradores hidrelétricos têm direitos iguais sobre o armazenamento do sistema.

**Tabela 4.6: Alocação de Energia Afluente e Crédito de Energia**

<b>Gerador</b>	<b>Alocação de Energia Não-controlável (MW-médios)</b>	<b>Direito Inicial sobre Armazenamento (MW-médios)</b>	<b>Alocação de Energia Controlável (MW-médios)</b>	<b>Crédito de Energia (MW-médios)</b>
<b>H1</b>	333,33	1500	666,66	2166,67
<b>H2</b>	333,33	1500	666,67	2166,67
<b>H3</b>	333,34	1500	666,67	2166,66

#### **4.3.2.2 Ofertas de Preços**

A energia não-controlável deve ser obrigatoriamente ofertada ao custo imediato de geração hidrelétrica, 4 R\$MWh.

Os créditos associados à energia controlável são ofertados ao preço que cada gerador considerar adequado, limitado em cada período de contabilização à sua capacidade instalada deduzida de sua alocação de energia não controlável.

Considere que os geradores H1 e H3 têm previsões mais otimista que o ONS sobre as afluências futuras e decidem ofertar preços baixos. Já o gerador H2 utilizou as mesmas hipóteses que o ONS empregou no exemplo do *tight pool* para calcular o valor da água e definir a sua oferta. Os geradores térmicos continuam ofertando preços iguais aos seus custos variáveis de operação. As ofertas feitas são apresentadas na Tabela 4.7.

**Tabela 4.7: Ofertas de Preços**

<b>Recurso</b>	<b>Quantidade (MW-médios)</b>	<b>Preço (R\$/MWh)</b>
<b>Energia afluyente não-controlável H1</b>	333,33	4
<b>Energia afluyente não-controlável H2</b>	333,33	4
<b>Energia afluyente não-controlável H3</b>	333,34	4
<b>H1</b>	1666,66	10
<b>H2</b>	1666,67	85
<b>H3</b>	1666,67	15
<b>T1</b>	500	35
<b>T2</b>	500	70

#### 4.3.2.3 Despacho Comercial e Formação de Preço por Ofertas

Neste caso, os recursos são despachados em ordem crescente de preço ofertado, e não a partir dos custos marginais calculados centralizadamente, até o atendimento da demanda (5500 MW-médios). A Tabela 4.8 apresenta o despacho comercial obtido pela oferta de preços. Este será o despacho utilizado na contabilização do MAE.

**Tabela 4.8: Despacho por Oferta**

<b>Recurso</b>	<b>Preço (R\$/MWh)</b>	<b>Despacho Comercial (MW-médios)</b>	<b>Geração Acumulada (MW-médios)</b>
<b>Energia afluyente não-controlável H1</b>	4	333,33	333,33
<b>Energia afluyente não-controlável H2</b>	4	333,33	666,66
<b>Energia afluyente não-controlável H3</b>	4	333,34	1000
<b>H1</b>	10	1666,66	2666,66
<b>H3</b>	15	1666,67	4333,33
<b>T1</b>	35	500	4833,33
<b>T2</b>	70	500	5333,33
<b>H2</b>	<b>85</b>	<b>166,67</b>	<b>5500</b>

O preço ofertado pelo último recurso despachado (H2) define o preço spot no MAE (85 R\$/MWh). Coincidentemente, neste caso o preço spot e o total de geração hidrelétrica (4500 MW-médios) são iguais aos calculados para o exemplo do *tight pool*.

A Tabela 4.9 apresenta os direitos sobre o armazenamento do sistema a serem considerados no início do próximo período de contabilização. Note que é considerado apenas o despacho de energia controlável.

**Tabela 4.9: Direitos de Armazenamento para o Próximo Período**

<b>Gerador</b>	<b>Crédito de Energia (MW-médios)</b>	<b>Despacho Comercial (MW-médios)</b>	<b>Direito Inicial para Próximo Período (MW-médios)</b>
<b>H1</b>	2166,66	1666,66	500
<b>H2</b>	2166,67	166,67	2000
<b>H3</b>	2166,67	1666,67	500
<b>Total</b>	<b>6500</b>	<b>3500</b>	<b>3000</b>

Diferentemente do *tight pool*, a energia armazenada remanescente, de 3000 MW-médios, não é propriedade conjunta dos geradores hidrelétricos. No próximo período, os três geradores hidroelétricos partirão de valores diferentes de direitos sobre a energia armazenada, e farão suas ofertas com base nestes valores.

Observe que os geradores H1 e H3 assumiram mais riscos ofertando preços baixos e agora estão com uma exposição maior a uma possível seca futura. Já o gerador H2 foi mais conservador armazenando energia para ser comercializada nos próximos períodos, entretanto ficou exposto ao preço spot corrente em função do seu contrato de venda de energia.

#### **4.3.2.4 Despacho Físico**

Um conceito importante do esquema proposto é o desacoplamento entre os despachos comercial e físico hidrelétrico. Definido o total de geração hidroelétrica (4500 MW-médios), esta energia é distribuída pelo ONS de forma otimizada entre as diversas usinas hidroelétricas.

Como o total de geração hidráulica é igual ao definido pelo o ONS no exemplo do *tight pool*, o despacho físico será o mesmo do exemplo anterior. A Tabela 4.10 apresenta o desacoplamento entre o despacho comercial considerado na contabilização do MAE e o despacho físico realizado pelo ONS. Estes despachos totais consideram o despacho de energia controlável e não-controlável.

**Tabela 4.10: Desacoplamento entre Despachos Físico e Comercial**

<b>Recurso</b>	<b>Despacho Comercial (MW-médios)</b>	<b>Despacho Físico (MW-médios)</b>
<b>H1</b>	2000	2000
<b>H2</b>	500	1800
<b>H3</b>	2000	700
<b>T1</b>	500	500
<b>T2</b>	500	500

No caso dos geradores hidrelétricos, a geração atribuída a cada um é a soma de sua participação na energia não-controlável gerada com suas ofertas aceitas de energia controlável.

Note que em função deste desacoplamento, os direitos de armazenamento de cada gerador hidrelétrico para o próximo período poderão estar armazenados fisicamente em qualquer reservatório do sistema.

As diferenças entre os despachos comercial e físico devem ser valoradas ao custo imediato de geração hidrelétrica, ou seja, 4 R\$/MWh. Na contabilização isto pode ser computado da mesma forma que é calculada a liquidação do MRE na Expressão (4.4.3).

#### **4.3.2.5 Contabilização no MAE**

Como no *tight pool*, a contabilização no MAE pode ser realiza utilizando a Expressão (4.4), substituindo o crédito de energia do MRE pelo despacho comercial derivado da oferta de preços. Novamente considerando um período de contabilização de uma hora, os resultados são apresentados na Tabela 4.11.



**Tabela 4.11: Contabilização MAE – Esquema de Ofertas de Preços**

<b>Gerador</b>	<b>Despacho Comercial (MW-médios)</b>	<b>Receita de Contrato (R\$)</b>	<b>Liquidação MAE (R\$)</b>	<b>Liquidação MRE (R\$)</b>	<b>Receita Bruta (R\$)</b>
<b>H1</b>	2000	1000x70 =70000	(2000 – 1000)x85 = 85000	(2000 – 2000)x4 = 0	155000
<b>H2</b>	500	1000x70 =70000	(500 – 1000)x85 = – 42500	(1800 – 500)x4 = 5200	32200
<b>H3</b>	2000	1000x70 =70000	(2000 – 1000)x85 = 85000	(700 – 2000)x4 = – 5200	149800
<b>T1</b>	500	500x70 =35000	(500 – 500)x85 = 0	-----	35000
<b>T2</b>	500	0	(500 – 0)x85 = 42500	-----	42500

Note que o gerador H3 armazenou energia para venda nos próximos períodos, mas teve que comprar energia no MAE para cobrir o seu contrato.

Neste exemplo foi considerado que os geradores ofertaram um único preço por seus créditos de energia. Na prática os geradores poderão ofertar preços diferentes para blocos de energia de diversos tamanhos. Assim será possível para os geradores hidrelétricos gerenciar o atendimento de seu contrato em função das decisões de armazenamento.

#### 4.4 VANTAGENS E LIMITAÇÕES DAS FORMULAÇÕES APRESENTADAS

Ambas as formulações para a formação de preços no sistema brasileiro apresentadas nas seções anteriores apresentam vantagens e limitações. Não é objetivo desta tese avaliar qual delas seria mais adequada, sendo o problema de estabelecimento de estratégia ótima de oferta investigado para as duas formulações, entretanto, alguns comentários são necessários.

Deve ficar claro, todavia, que esta comparação só têm sentido porque, como visto no Capítulo 1, os mercados de energia elétrica não apresentam competição perfeita. Se a competição fosse perfeita (e a visão centralizada representasse adequadamente o conjunto de visões individuais dos agentes), os resultados do modelo híbrido, ou mesmo os do *loose pool*, convergiriam para os resultados do *tight pool*. Desta forma, é fundamental que para a implementação de um mecanismo de oferta de preços em um sistema predominantemente hidrelétrico como o brasileiro, sejam estabelecidas as proteções adequadas para limitar o poder de mercado de certos agentes, para que a competição seja a mais perfeita possível.

##### 4.4.1 VANTAGENS E LIMITAÇÕES DO *TIGHT POOL*

As principais vantagens do *tight pool* são apresentadas a seguir:

- **Minimização do poder de mercado** – Eliminação quase total do poder de mercado dos geradores hidrelétricos, já que seus custos de oportunidade são calculados centralizadamente. Redução significativa do poder de mercado dos geradores termelétricos que, teoricamente, só seria significativo em períodos hidrológicos críticos. Entretanto, tanto no caso dos geradores hidrelétricos quanto termelétricos ainda existe algum potencial para tentativas de exercer poder de mercado através de falsas declarações de disponibilidade.
- **Minimização do custo total de operação** – Os recursos do sistema são utilizados de forma ótima, minimizando os custos totais para a sociedade.
- **Maximização da confiabilidade do sistema** – Elimina a possibilidade de uso inadequado dos recursos hidráulicos, evitando o agravamento de situações hidrológicas críticas.

Algumas das limitações do *tight pool* são:

- **Processo de formação de preços muito complexo** – Em função da complexidade do processo de formação de preços, os agentes têm dificuldade de entender os resultados obtidos com os modelos computacionais. Adicionalmente, há uma interminável discussão sobre os dados de entrada, com o agravante de que os agentes tendem a enxergar qualquer ajuste nos dados como tentativas de manipular os preços por parte do governo e/ou ONS.
- **Agentes não podem gerenciar o próprio risco** – Como não têm controle sobre as decisões operativas os agentes têm muitas dificuldades para gerenciar o risco individual associado aos compromissos contratuais assumidos. Agentes mais conservadores ficam expostos da mesma forma que agentes mais agressivos. Desta forma, eles têm a tendência de responsabilizar o governo e/ou o ONS, sempre que ficam expostos aos seus compromissos contratuais.
- **Crise é sempre sistêmica** – Com o MRE, apesar deste ser um mecanismo de compartilhamento de risco, quando há problemas no suprimento que implicam em preços muito elevados, não é uma ou outra empresa que quebra, mas o sistema como um todo vai a falência, o que sempre acaba em socialização dos prejuízos.

#### **4.4.2 VANTAGENS E LIMITAÇÕES DO ESQUEMA GERAL DE OFERTAS DE PREÇOS**

As principais vantagens da formulação apresentada para o esquema de ofertas de preços:

- **Maior simplicidade no processo de formação de preços** – Como o processo de formação de preços é muito simples, não há dúvida sobre qual é e como foi formado o preço spot.
- **Agentes podem gerenciar o próprio risco** – Agentes mais conservadores podem gerenciar de forma diferente dos agentes mais agressivos suas

exposições associadas aos compromissos contratuais. Não há espaço para tentativas de se livrar das responsabilidades sobre seus contratos.

- **Sistema não vai a falência como um todo** – Em situações hidrológicas críticas apenas as empresas mais agressivas em suas estratégias iriam à falência, com os acionistas destas empresas sendo os maiores afetados.

As grandes limitações deste esquema são:

- **Maior potencial do poder de mercado** – O poder de mercado das empresas com grande concentração de geração em um único subsistema é muito elevado, sendo necessários mecanismos para o seu controle.
- **Custo total de operação mais elevado** – A tendência é que inicialmente os custos de operação sejam mais elevados com algum impacto para os consumidores finais. No longo prazo os ganhos de eficiência com a competição, se obtidos, poderiam se reverter para os consumidores.
- **Desacoplamento entre despacho comercial e despacho físico** – o desacoplamento no despacho hidrelétrico pode vir a introduzir custos adicionais não previstos para o sistema.
- **Confiabilidade do sistema** – Se não forem introduzidos os mecanismos de proteção adequados, agentes mais agressivos poderiam comprometer a confiabilidade do sistema em situações hidrológicas desfavoráveis. Esta é uma limitação de extrema relevância, requerendo atenção especial em função dos impactos de um racionamento de energia para a sociedade.

Como visto, um grande problema deste esquema geral de ofertas é a possibilidade do exercício de poder de mercado por parte de alguns agentes. Isto é um ponto crítico no sistema brasileiro, e se deve ao fato de que uma boa parte da capacidade de geração hidroelétrica em alguns subsistemas estar concentrada nas mãos de poucas empresas, e, em casos extremos, em uma única empresa. Um problema subjacente é a questão das empresas públicas, e a forma como elas poderão ofertar sua energia neste ambiente, dado seu porte, sua capacidade de formar preços, e a possibilidade de oferecerem sua energia com preços formados por fatores além dos exclusivamente empresariais. Além disso, comportamentos

não competitivos deste tipo poderiam degradar significativamente a confiabilidade do sistema.

Em função destes problemas, a implementação de um esquema geral de ofertas de preços no Brasil foi deixada para um outro momento, Apesar disto, do ponto de vista acadêmico, o problema de estabelecimento de estratégia ótima de oferta será investigado para o *tight pool* e para o esquema geral de ofertas de preços.

## 4.5 CONCLUSÃO

Inicialmente, este capítulo apresentou um resumo do processo atual de formação de preços no MAE. O processo atual é baseado em um esquema centralizado com despacho e preços determinados através de modelos computacionais de otimização, denominado *tight pool*. Também foi apresentada uma possível alternativa de mudança para um esquema de formação de preços baseado em ofertas, onde os geradores hidrelétricos também fariam ofertas de preços. Este esquema pode ser visto como uma formulação híbrida entre o *tight pool* e o *loose pool*, onde o despacho físico é desacoplado do despacho comercial.

Para ambas as formulações apresentadas para a formação de preço e despacho no sistema brasileiro, foram incluídos exemplos numéricos didáticos.

Finalmente, foi apresentada uma análise qualitativa das vantagens e limitações de cada uma destas formulações em um sistema com as características do brasileiro. Não foi objetivo aqui avaliar qual delas seria a mais adequada, pois o problema de estabelecimento de estratégia ótima de oferta será investigado para as duas possíveis formulações posteriormente nesta tese.