

# Estratégia de Geração ao Mínimo Custo e Assimetria de Informações: O Caso da Operação do Mercado de Energia Elétrica do Brasil

Edvaldo Alves de Santana\*

**Resumo:** Este trabalho tem como objetivo central a análise da assimetria de informações como fonte de ineficiência da indústria de energia elétrica do Brasil. O foco do artigo é o modelo de formação de preços, que tem na minimização dos custos de operação, sem *bid* de preços por parte das usinas, sua mais importante característica. É mostrado que o uso da seleção adversa, adotando uma conduta defensiva na formulação da estratégia de geração (isto é, sem exposição aos preços do mercado *spot*, mas com desperdício de energia), afeta sensivelmente a eficiência do sistema como um todo, em razão da manutenção do preço *spot* artificialmente baixo, criando barreiras à entrada no segmento de geração.

Palavras chaves: Energia elétrica; seleção adversa; assimetria de informações; aversão ao risco; dilema do prisioneiro.

**Abstract:** *This paper aims to analyse the information asymmetry as a source of inefficiencies to the Brazilian Power Industry. This article focuses on the currently adopted prices formation model based on operation costs minimization without price bidding. We show that the use of adverse selection, by means of a defensive conduct in the electricity production policy (i.e., no exposure in the spot market, but with some energy waste), sensibly affects the power industry's overall efficiency. Finally we relate these inefficiencies to artificially low spot prices that creat entry deterrence barriers in the electricity generation segment.*

Key-words: Electricity; adverse selection; information asymmetry; risk aversion; prisoner dilemma.

JEL: D44, D82, L51, L94 – Área 4: Microeconomia, Economia Industrial e Mudança Tecnológica

## 1. Considerações iniciais

Os modelos de organização da indústria de energia elétrica vêm sendo objetos de intensas discussões no período recente. No Brasil, cuja indústria passou por importantes mudanças a partir de 1998, tais discussões ganharam mais ênfase com a mudança de governo<sup>1</sup> em janeiro de 2003. A escolha do melhor modelo, no entanto, não é uma tarefa trivial. Algumas características da própria indústria tornam tal tarefa extremamente complexa, destacando-se: a energia elétrica, depois de produzida, é quase impossível de ser armazenada ou exigiria custos muito elevados para isso; neste sentido, oferta e demanda devem ser equilibradas instantaneamente; a quantidade de energia gerada raramente é igual ao que foi programado no dia anterior e o consumo quase sempre acontece de forma distinta do previsto; o fluxo de energia na rede obedece a rigorosas leis da física; os ativos são específicos; a desverticalização torna pelo menos um dos segmentos da cadeia de produção sujeito ao *hold-up*; e a participação no negócio requer elevados montantes de investimentos. Em uma indústria com tais características, razoáveis ganhos de eficiência podem ser alcançados por meio da coordenação, e a grande discussão é se esta coordenação pode ser buscada via mercado ou por intermédio da hierarquia<sup>2</sup>.

O *design* de modelos de formação de preços para a indústria de energia elétrica também vem sendo objeto de importantes pesquisas nos últimos anos. Nos países que optaram pela competição no atacado, o

---

\* Professor Titular do Depto. de Economia e do Programa de Pós-Graduação de Engenharia de Produção da UFSC. E-mail: edvaldo@aneel.gov.br

<sup>1</sup> Um pequeno apanhado dessas mudanças está em Moreira et. al. (2003a; 2003b) e em MME (2003a e 2003b).

<sup>2</sup> Uma análise bem detalhada sobre as diferenças entre a aplicação da governança de mercado ou hierárquica na indústria de energia elétrica pode ser encontrada em Joskow e Schmalensee (1983); Joskow e Tirole (2000) e Joskow (2003) Santana e Oliveira (1998).

foco dos trabalhos consiste na escolha da modalidade de leilão e na análise do poder de mercado (Crampes e Creti, 2001; Fabra et. al., 2002; Borenstein, 2002; Borenstein et. al, 2002; Newbery e McDaniel, 2003; Evans e Green, 2003; Cramton, 2003a; 2003b). Sabe-se, porém, que grande parte dos modelos que começaram a operar a partir dos anos 90 está passando por importantes mudanças, sobretudo no formato do leilão, como no caso do Reino Unido, ou no nível de exigência de contratos bilaterais de longo prazo, como na Califórnia e também no Reino Unido.

Essas mudanças, em geral, decorrem de trabalhos de monitoramento do mercado que foram realizados sob coordenação de entidades de governo ou mesmo do regulador, que apontam para a vulnerabilidade dos leilões (Federico e Rahman, 2001; Fabra et. al., 2002; Newbery e McDaniel, 2003, especialmente no primeiro) ou outros problemas mais estruturais, como a importância dos contratos bilaterais de longo prazo (Green, 2001; Wolak, 2003). Nos USA e no Brasil, por exemplo, as mudanças foram “incentivadas” pelas crises de abastecimento de energia elétrica que aconteceram em 2000 e 2001, respectivamente.

A escolha do tipo de leilão não é uma tarefa trivial. Como está muito bem resumido em Green (2001) e Crampton (2003a), o resultado do leilão deve ser tal que assegure o atendimento da demanda ao mínimo custo e de forma confiável, a estabilidade dos preços e que os preços sejam eficientes, isto é, sinalizem de forma correta a expansão da capacidade instalada.

Em casos muito restritos, como no Brasil, o mercado atacadista funciona sem *bid* de preços por parte das empresas de geração, a não ser para usinas termelétricas flexíveis, isto é, cujo despacho acontece por ordem de mérito de seus preços<sup>3</sup>. O argumento para isso é que, por ter predominância de hidrelétricas (cerca de 90% da energia gerada e de 80% da capacidade instalada), o atendimento da demanda ao mínimo custo e de forma confiável só seria preservado com o despacho centralizado<sup>4</sup> e com os preços endógenos a tal despacho, ou seja, o preço do mercado *spot* seria o próprio custo marginal de curto prazo<sup>5</sup>. Desse modo, o preço do mercado, no caso brasileiro, é determinado por uma cadeia de programas de computador, que, a rigor, deveria assegurar os três pré-requisitos destacados por Green (2001) e Crampton (2003a) e descritos no parágrafo acima.

Como o sistema é de base hidrelétrica, a incerteza quanto aos níveis dos reservatórios no futuro assume papel importante no processo de minimização dos custos de operação. Nesses casos, a decisão do coordenador central da operação do sistema elétrico consiste em definir se usará mais termelétricas no presente, economizando água para uso futuro, ou mais energia hidrelétrica, poupando combustível. Sucede que, em razão da incerteza, os efeitos dessa decisão implicariam o desenvolvimento de estratégias que poderiam considerar a minimização dos custos do arrependimento – de usar mais hidrelétrica hoje, esperando um regime hidrológico favorável no futuro, e acontecer uma seca, o que seria fortemente influenciado pela aversão ao risco.

O mesmo acontece quanto ao uso da rede de transmissão para o despacho ótimo. As externalidades associadas ao uso das redes fazem com que a utilização do princípio da seleção adversa, quando uma usina identifica *ex-ante* uma possível congestão de transmissão, resulte em ganhos adicionais para as termelétricas que não estavam programadas no despacho ótimo, mas que são obrigadas a operar em razão de restrições

---

<sup>3</sup> Denomina-se de usinas flexíveis a termelétricas cuja participação no despacho ótimo é função de suas ofertas de preços. A rigor, todas as termelétricas deveriam ser flexíveis. Todavia, no Brasil há algumas condições especiais, como as térmicas cujos gastos com combustíveis são totalmente reembolsados pelos consumidores e o parque nuclear, que não participa do Mercado. Por essas razões as usinas assim caracterizadas são tratadas como inflexíveis, ou seja, a inclusão no despacho ótimo não depende de uma proposta de preço.

<sup>4</sup> Uma boa discussão conceitual sobre as vantagens e desvantagens do despacho centralizado *versus* despacho descentralizado está detalhada em Wilson (1999 e 2002).

<sup>5</sup> Na realidade, a escolha do despacho ótimo sem *bid* de preços foi resultado de uma disputa, quando da reestruturação do setor elétrico, entre os especialistas em operação do sistema (“os operadores”) e os especialistas em mercado competitivo (“os economistas”). No final, o governo apostou na tese dos “operadores”, segundo a qual em um sistema hidrelétrico há um ganho energético que só pode ser alcançado quando o despacho é centralizado e sem *bid* de preços. Em outras palavras, o *feeling* dos “operadores” é mais importante do que o *feeling* do mercado.

elétricas no sistema, o que as faz adquirir poder de monopólio, como está muito bem discutido em Harvey e Hogan (2000) e Joskow e Tirole (2000) – assunto, porém, não discutido neste artigo.

Em um sistema hidrelétrico tal como o brasileiro e com essa estrutura de decisão, quem tem a melhor informação sobre os reservatórios pode utilizar-se da seleção adversa para definir sua conduta. A propósito, para Stadler e Castrillo (1997, p. 7) a seleção adversa, em termos conceituais, ocorreria nas situações em que o agente (a usina), ao deter informações mais precisas antes da decisão, poderia utilizá-las para estabelecer sua estratégia de ação. Mesmo que o principal (no caso o coordenador da operação do sistema elétrico) verifique *ex-post* tal comportamento, a estratégia ótima de operação já estaria definida, tendo em vista que a conduta do agente e a estratégia ótima estão implícitas ao processo de produção, no caso de energia hidrelétrica.

Por ser resultado da operação de programas de computador<sup>6</sup>, teoricamente o preço endógeno formado pelo despacho de mínimo custo seria eficiente e imune a falhas de mercado, sobretudo ao uso de informações assimétricas. A possível desvinculação entre os interesses comerciais e a operação física do sistema elétrico, determinada por um mecanismo inteligente de mitigação dos riscos hidrológicos, era o argumento para isso. Neste trabalho é mostrado que isso não é verdade. Em razão da vulnerabilidade decorrente do uso da assimetria de informações e da própria operação do programa de despacho ótimo, o preço do mercado, em diversas situações, afasta-se muito do preço eficiente e não garante o atendimento da demanda de forma confiável<sup>7</sup>.

O artigo, neste sentido, procura contribuir com o debate acerca das mudanças que estão em curso no âmbito da indústria de energia elétrica do Brasil. A proposta de modelo já em implementação, após publicação da Lei nº 10.848, de março de 2004, mantém o despacho centralizado e o preço resultante de tal despacho aplicável tal como é atualmente, ou seja, para as diferenças contratuais e, quando couber, para as transações envolvendo consumidores livres e auto-produtores, condição em que a eficiência alocativa e produtiva não teria qualquer relação com o preço de curto prazo, o que parece um *design* de modelo que pode não corrigir um dos problemas atuais. O texto está inspirado em diferentes referências teóricas, como *design* de modelos, teoria do incentivo, assimetria de informações, teoria dos jogos e teoria dos leilões e outros conceitos do campo da organização industrial, sendo por isso enquadrado como um trabalho de microeconomia aplicada. As pesquisas na área são bem recentes, daí porque as referências bibliográficas estarem centradas em *working papers*, especialmente no que diz respeito à aplicação na indústria de energia elétrica.

O trabalho está organizado em quatro seções, incluindo esta introdução. Na seção 2 o problema é desenvolvido como um problema de otimização, tal como é o programa de despacho ótimo. O uso do princípio da assimetria de informações para especificar as estratégias das usinas é discutido na seção 3. Por último, na seção 4, são apresentadas algumas conclusões gerais, destacando-se os principais resultados do trabalho.

## 2. O mercado atacadista e o despacho ótimo no Brasil

No *design* de mercado adotado no Brasil, toda a energia elétrica produzida é comercializada em um ambiente de negócios chamado de Mercado Atacadista de Energia (MAE), ou mercado *spot*, que está sendo sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada no âmbito do novo modelo.

---

<sup>6</sup> Para Wilson (1998) há uma “falácia comum”, segundo a qual o despacho centralizado poderia aproveitar todo o potencial de produtividade do sistema elétrico. No entanto, segundo tal autor, o despacho ótimo que resulta do programa de computador não é melhor do que seus dados de entrada, o que sugere a assimetria de informações.

<sup>7</sup> Von der Fehr e Wolak (2003), ao analisar as causas do racionamento de 2001, destacaram que o preço do mercado *spot* no Brasil era muito baixo, mas, para eles, o motivo principal estava no reduzido custo do déficit de energia, que não representava com precisão a importância da eletricidade para a economia. O custo do déficit é um dado de entrada no programa de despacho ótimo e quanto menor seu valor menor seria a necessidade de geração atual por meio de térmicas.

No entanto, apenas a energia não objeto de contratos bilaterais de longo prazo é liquidada ao preço do mercado<sup>8</sup>. Dessa forma, a empresa distribuidora subcontratada está exposta ao Preço do Mercado ( $P_{mae}$ ), ao mesmo tempo em que os excedentes de contratos ou de geração são vendidos ao  $P_{mae}$ . As companhias de geração vendem energia principalmente para empresas distribuidoras, mas concorrem com estas e com as comercializadoras nas vendas para consumidores livres, isto é, para consumidores que têm demanda igual ou superior a 3 MW, independentemente da tensão de atendimento, como estabelecido na Lei nº 9.074/95.

Outro agente importante no modelo brasileiro é o auto-produtor de energia elétrica. Atualmente, conforme informações divulgadas no *site* [www.mae.org.br](http://www.mae.org.br), cerca de 5% da energia consumida é produzida por auto-produtores, percentual que tende a aumentar nos próximos anos, incentivado pelo racionamento recente. Somada ao total dos consumidores livres este percentual já é de quase 10%. Quando a capacidade instalada desses auto-produtores é superior a 50 MW, eles são obrigados a participar do Mercado, onde compram ou vendem suas diferenças entre a carga e a geração.

A operação do sistema é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e o mercado *spot* é administrado por uma empresa independente, também denominada de Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Atualmente, o  $P_{mae}$  é calculado para a semana seguinte, é definido para três patamares horários (carga leve, média e pesada) e leva em conta a configuração do sistema (do ponto de vista elétrico e energético), também para a semana seguinte.

Merece destaque a aplicação de um instrumento de mitigação dos riscos hidrológicos para as usinas hidrelétricas. Este instrumento é chamado de Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e consiste em um conjunto de regras para a transferência de energia entre as usinas que pertencem ao MRE<sup>9</sup> – ou ao “clube” de hidrelétricas. Os preços para tais transferências são atualmente iguais a R\$ 5,48/MWh (um preço de otimização<sup>10</sup>), ou cerca de US\$ 2,00/MWh, corrigidos anualmente, enquanto o  $P_{mae}$ <sup>11</sup> para o principal submercado, o sudeste, é R\$ 24,25/MWh, para carga pesada, na última semana de dezembro de 2003.

Para participar do MRE as usinas recebem um certificado de energia assegurada<sup>12</sup>, calculado pelo ONS e aprovado pela Agência Reguladora de Energia Elétrica (ANEEL). Assim, a exemplo de outros mercados em que as usinas são despachadas de forma centralizada, a receita de uma usina não está relacionada à sua produção efetiva, mas sim ao volume de seus contratos de longo prazo, que levam conta o total de seus certificados. Se, para uma determinada semana, a energia alocada para a usina hidrelétrica “i” é menor do que seu certificado de energia assegurada, tal empresa recebe o complemento via MRE e paga por isso o preço de otimização. Observe-se que a energia assegurada do sistema como um todo é igual ao somatório dos diversos certificados. Ou seja, se uma usina do “clube” está gerando a mais é porque pelo menos uma outra está produzindo menos, na mesma proporção. Sempre que o total da energia produzida no sistema for menor do que a assegurada, o MRE não tem condições de atender aos seus participantes por uma tarifa de otimização e, nesta situação, o sistema estaria em déficit, com o  $P_{mae}$  aproximando-se de seu limite superior ( $MP_{mae}$ ) ou ao custo da termelétrica mais cara.

Para ilustrar, seja o caso hipotético mostrado na tabela 1 abaixo:

---

<sup>8</sup> No Brasil, há uma norma que obriga às distribuidoras contratarem, por meio de contratos com prazos superiores a seis meses, 95% do total de seus respectivos mercados. Sendo assim, o mercado *spot* poderia ser também chamado de mercado de diferença.

<sup>9</sup> O descritivo e a formulação algébrica das Regras do MRE podem ser encontrados no *site* [www.mae.org.br](http://www.mae.org.br).

<sup>10</sup> O termo mais correto seria tarifa de otimização, dado que seu valor é fixado e corrigido pela Agência Reguladora.

<sup>11</sup> O  $P_{mae}$  tem limites mínimos e máximos, os quais são hoje de US\$ 5,50/MWh e US\$ 116,00/MWh, respectivamente, e são estabelecidos pela ANEEL.

<sup>12</sup> O conceito de energia assegurada foi criado em 1998 e está associado à energia que pode ser gerada por uma usina hidrelétrica, considerando-se uma dada configuração do sistema, para um dado nível de risco.

Tabela 1: Alocação de Energia de Hidrelétricas com o MRE

Usina	Potência MW	Certificado MW médio	Participação (%)	Geração MW médio	Alocada MW médio	(6) – (3) MW médio
H1	50	30	16,67	30	30,84	0,84
H2	100	65	36,11	60	66,80	1,80
H3	70	35	19,44	40	35,96	0,96
H4	80	50	27,78	55	51,40	1,40
Total	300	180	100,00	185	185,00	0,00

Neste caso, os MW médios produzidos acima da energia assegurada total do sistema serão distribuídos de acordo com a energia alocada de cada usina<sup>13</sup> (coluna 6). Logo, mesmo gerando exatamente igual ao seu certificado, a usina H1 teria um crédito adicional de 0,84 MW médio. Da mesma forma, a hidrelétrica H2, ainda que tivesse produzido menos do que seu certificado, teria um crédito adicional de 1,80 MW médios, dado que a energia que lhe foi alocada pelo MRE é maior do que sua energia assegurada. Na prática, são as usinas H3 e H4 que estão suprindo tais diferenças e recebendo-as a preços de otimização. Se o mercado a ser atendido é igual à energia que foi gerada (185 MW médios), que é maior do que o total dos certificados, esta diferença (coluna 7) será faturada a Pmae. O caso em que a energia gerada é menor do que o total dos certificados é mostrado na tabela 2.

Tabela 2: Alocação de Energia – Caso em que a Geração &lt; Certificados

Usina	Potência MW	Certificado MW médio	Participação (%)	Geração MW médio	Alocada MW médio	(6) – (3) MW médio
H1	50	30	16,67	25	28,34	-1,66
H2	100	65	36,11	60	61,39	-3,61
H3	70	35	19,44	40	33,05	-1,95
H4	80	50	27,78	45	47,22	-2,78
Total	300	180	100,00	170	170,00	-10,00
<b>T1</b>	<b>20</b>	-	-	<b>15</b>	<b>15,00</b>	<b>15,00</b>

Dos dados dessa tabela, apenas H3 teria gerado mais do que o valor de seu certificado. Mesmo assim, o total da energia alocada foi menor para todas as hidrelétricas. Observe-se, além disso, que se o mercado for ainda de 185 MW médios, o mesmo deve ser atendido com a inclusão de outras fontes de geração, no caso a termelétrica T1. Cada usina hidrelétrica pagará para T1 o valor contido na coluna (7) multiplicado pelo Pmae. Convém ressaltar que a geração a maior de H3 está contribuindo substancialmente com a redução das despesas de todas as hidrelétricas. Ademais, como as hidrelétricas não conseguem atender ao total da carga, normalmente o Pmae torna-se bastante elevado - dado que as hidrelétricas estão em déficit.

Em sistemas predominantemente hidrelétricos, a resolução do problema do despacho ótimo envolve o tratamento de uma série de variáveis sujeitas a incertezas. No caso brasileiro, em que as usinas hidrelétricas estão localizadas em diferentes submercados, o equacionamento do problema implica uma abordagem que considere as restrições de transmissão e a diferença de regime hidrológico entre esses submercados. Do ponto de vista prático, tal problema é resolvido por meio de programação dinâmica estocástica (em um modelo denominado de NEWAVE, desenvolvido no transcorrer dos anos 80 e adaptado na segunda metade da década de 90), da seguinte forma (Pereira, 1985; Pereira e Pinto, 1991; Kelman, 1999):

<sup>13</sup> A energia alocada é calculada de forma *ex-post* e leva em conta o produto entre a participação de cada usina no total de certificados e o total da energia que foi gerada.

$$\text{Min}Z = \sum_{j=1}^J c_j x_{jt} + \alpha_{t+1}(y_{t+1}) \quad (1)$$

Sujeito a

$$y_{t+1}(i) = y_t(i) + a_t(i) - s_t(i) \quad (2)$$

$$s_t(i) = a_t(i) - u_t(i) \quad (3)$$

$$y_{t+1} \leq K \quad (4)$$

$$\sum_j x_{jt} + \sum_{i=1}^I \beta_i u_t(i) = d_t \quad (5)$$

onde:

$c_j$  é o custo unitário de geração da termelétrica  $j$ ;

$x_{jt}$  é a quantidade que pode ser gerada pela termelétrica  $j$  no período  $t$ ;

$\alpha_{t+1}(y_{t+1})$  é uma função de custo futuro, ou seja, representa a expectativa de custo de operação entre o horizonte  $t+1$  e o horizonte final do estudo ( $T$ ), sendo  $\alpha_{t+1}$  o valor marginal da água<sup>14</sup> na data  $t+1$ ;

$y_t(i)$  é o volume de energia armazenado no reservatório da hidrelétrica  $i$  no período  $t$ ;

$K$  é o volume máximo de armazenamento dos reservatórios;

$u_t(i)$  é o volume de energia turbinado pela hidrelétrica  $i$  no período  $t$ ;

$a_t(i)$  é o volume de energia lateral afluente à hidrelétrica  $i$  no período  $t$ ;

$s_t(i)$  é o volume de energia vertido pela hidrelétrica  $i$  no período  $t$ ; e

$\beta$  é o coeficiente de produção da hidrelétrica, medido em MWh/Hm<sup>3</sup>.

Não se deve esquecer, no problema acima, que além do limite de armazenamento (equação (4)) há também os limites de turbinamento ( $U_{\max}$ ) e de geração térmica ( $X_{\max}$ ). Observe-se, também, que as variáveis  $y_{t+1}(i)$ ,  $u_t(i)$  e  $s_t(i)$  são consideradas como variáveis de decisão, enquanto  $y_t(i)$  e  $a_t(i)$  são valores conhecidos. Além disso, o primeiro componente da equação (1) pode ser entendido como um custo atual e o segundo componente como uma função de custo futuro, como já mencionado acima<sup>15</sup>.

Assim, o problema de mínimo custo consiste no *trade-off* entre economizar água agora e utilizar térmicas (se a expectativa de aflúências é baixa) ou utilizar água agora e economizar combustíveis (se a perspectiva de aflúência é favorável). Essas decisões podem ter duas conseqüências indesejáveis. No primeiro caso, poderá haver vertimentos no futuro, se o regime hidrológico acontecer de forma contrária ao que estava sendo previsto, e, no segundo caso, poderá ocorrer déficit de energia, se a aflúência for baixa, quando a expectativa era de que fosse alta. Em suma, a decisão de escolha da estratégia ótima de operação está associada a uma perspectiva temporal, tendo em vista que uma decisão de operação do sistema hoje interfere nos custos futuros (Pereira e Pinto, 1991; Kelman, 1999).

Como se não bastasse o inter-relacionamento temporal das decisões (e dos custos), o mesmo acontece também em termos geográficos. Como as usinas hidrelétricas estão localizadas em diferentes submercados, e normalmente em diferentes bacias hidrográficas, a diversidade dos regimes hidrológicos (dos vários submercados) torna ainda mais complexa a operação do sistema, tendo em vista que o despacho ótimo é afetado também pelas restrições de transmissão. Na verdade, em sistemas elétricos com essas características

<sup>14</sup> O valor marginal da água corresponde ao custo oportunidade da geração por meio de usinas térmicas em razão do regime hidrológico. Por exemplo, em situação de seca, quando se utilizam muitas térmicas, o valor marginal da água está em torno do custo da térmica mais cara, ocorrendo o contrário quando há vertimentos.

<sup>15</sup> Pereira (1985) e Kelman (1999) denominam tais componentes como função de custo imediato e função de custo futuro.

as redes de transmissão são importantes instrumentos para a maximização da produção de energia, dado que, quando os regimes hidrológicos são complementares, as redes tornam possível o “intercâmbio de água” entre dois ou mais submercados<sup>16</sup>. Neste sentido, o problema formulado em (1) poderia ser modificado para sua solução para cada submercado. Isto é, para cada submercado  $l$ , teria-se:

$$\text{Min}Z = \sum_{j=1}^J c_{j_t} x_{j_t} + \alpha_{t+1}(y_{t+1}), \forall l \quad (6)$$

Sujeito a

$$y_{t+1}(i)_l = y_t(i)_l + a_t(i)_l - s_t(i)_l \quad (7)$$

$$s_t(i)_l = a_t(i)_l - u_t(i)_l \quad (8)$$

$$(y_{t+1})_l \leq K_l \quad (9)$$

$$\sum_{j=1}^J (x_{j_t})_l + \sum_{i=1}^I (\beta_i u_t(i))_l + \Gamma_{rl} = (d_t)_l \quad (10)$$

onde  $\Gamma_{rl}$  é a capacidade de transmissão entre os submercados  $r$  e  $l$  e as demais variáveis já foram definidas anteriormente.

Ressalte-se que, simplificadamente, as equações do problema de otimização acima têm a mesma estrutura, sendo resolvidas para cada submercado. Apenas a equação (5) tem uma importante mudança, dado que nela é incorporado o limite de transmissão entre dois submercados ( $r$  e  $l$ ). Assim, o atendimento da demanda de  $l$  leva em conta a energia importada de  $r$ , sendo tal montante de energia também definido pelo programa de despacho ótimo.

Portanto, a maximização dos benefícios energéticos do sistema, a confiabilidade, o atendimento da demanda e os custos marginais de operação são fortemente influenciados pelos limites de transmissão entre dois submercados.

### 3. A assimetria de informações e a formação dos preços de curto prazo

O uso de informações assimétricas é apontado na literatura como uma das principais falhas de mercado e, por isso, um dos determinantes da necessidade de regulação (Vickers e Yarrow, 1988; Sidak e Spulber, 1998; Cabral, 2001; Lanffont e Martimort, 2002). Na realidade, essa falha de mercado estaria presente sempre que a prática da mesma pudesse afetar, por exemplo, o preço de um dado mercado. No modelo de formação de preços adotado no setor elétrico brasileiro tal prática, em princípio, não seria tão evidente dado que os preços não dependem de *bids* dos vendedores, mas sim da operação de um programa de despacho ótimo.

No entanto, independentemente da forma de determinação do preço, o objetivo do investidor é sempre maximizar seus lucros e ele agirá no sentido de alcançar tal objetivo. Pelo que se observou da seção anterior, a característica de acoplamento, no horizonte de tempo, das decisões de operação, mais evidentes em sistemas hidrelétricos do que em termelétricos, é fundamental para a formação dos custos marginais de produção de energia elétrica. A discussão, portanto, é quanto ao formato da função de custo futuro e da função de custo imediato, as quais são extraídas da equação (6), e podem ser escritas como:

$$F = \alpha_{t+1}(y_{t+1}) \quad (11)$$

<sup>16</sup> Há no Brasil atualmente quatro submercados (Sul; Sudeste + Centro Oeste; Nordeste; e Norte). A interligação é forte entre o Sul e o Sudeste + Centro Oeste e entre o Nordeste e o Norte. A interligação nacional é ainda relativamente fraca, haja vista que só é possível o intercâmbio de 2.000 MW entre o Norte e Sudeste + Centro Oeste.

$$A = c_j x_{jt} \quad (12)$$

Dado que o baixo volume dos reservatórios no futuro pode aumentar os custos marginais (e, conseqüentemente, os preços do mercado *spot*), as informações<sup>17</sup> presentes quanto às expectativas de aflúncias para tais reservatórios podem ser resultado de alguma estratégia, isto é, construídas de tal forma a não levar o sistema a déficits e não exigir, para as usinas hidrelétricas, exposições aos preços do mercado *spot*, o que obrigaria maiores pagamentos para honrarem seus contratos. Na verdade, a decisão entre utilizar mais hidrelétricas ou termelétricas no presente poderia resultar em dois tipos de arrependimento: no primeiro caso, os custos de geração seriam maiores se o regime hidrológico no futuro fosse desfavorável e, no segundo caso, a situação poderia ser de vertimento, se o regime hidrológico no futuro fosse favorável. Logo, o valor esperado do custo futuro (ou função de custo futuro) cresce com a geração de energia por meio de hidrelétricas. Na medida que em que as hidrelétricas são menos utilizadas no presente, gasta-se mais combustível (menor custo futuro e maior custo imediato) e, em razão disso, usa-se mais hidrelétricas no futuro e menos termelétricas. Assim, com relação ao volume de energia gerada por intermédio de hidrelétricas, os gráficos das equações (11) e (12) teriam o formato apresentado na figura abaixo:

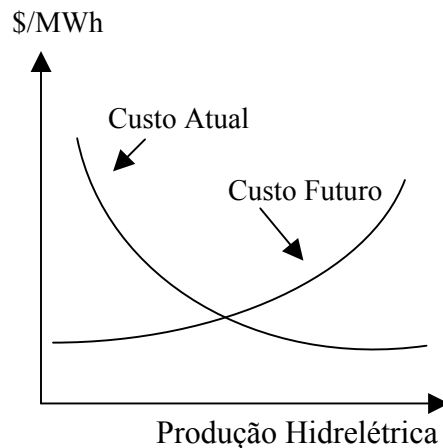


Figura 1: Função de custo atual e função de custo futuro

Neste ponto, é fundamental que seja apresentada a formação das estratégias dos decisores (ONS e geradoras hidrelétricas e termelétricas). No caso do operador do sistema, sua estratégia, como já afirmado antes, é sempre operar o sistema ao mínimo custo, o que ele procura fazer por intermédio da aplicação do NEWAVE. O resultado disso é um programa de operação (uma semana antes), com seu respectivo custo marginal de curto prazo, que é adotado como o preço *spot*. Ou seja, a função objetivo do ONS é aquela definida na equação (6).

Para as usinas hidrelétricas, a decisão pode ser formulada a partir de uma função de maximização do lucro ( $\pi$ ), que considera o montante correspondente aos seus contratos de longo prazo ( $y_{con}$ ), os preços associados a este tipo de contratação ( $P_{con}$ ), a tarifa de otimização ( $P_{maeh}$ ), que é utilizada para as trocas entre usinas participantes do MRE, e os custos unitários necessários para a produção da quantidade produzida ou alocada ( $c_h$ ). Ressalte-se que, conforme apresentado na seção 2 deste trabalho,  $y_{con}$ , que está definido nas Regras do MRE, é menor ou igual ao montante de certificados ou montante de energia assegurada de cada empresa. Assim, para a hidrelétrica “i” teria-se o seguinte problema de otimização:

<sup>17</sup> Tais informações, no Brasil, são fornecidas pelos proprietários das usinas, que possuem fortes interesses no comportamento dos custos marginais, e utilizadas pelo ONS.



$$Max\pi_h^i = P_{con}^i y_{con}^i - P_{maeh} \lambda_h^i y_{con}^i - c_h^i y_{con}^i \quad (13)$$

onde

$$\lambda_h^i = 1 - \frac{y_A^i}{y_{con}^i} \quad (14)$$

sendo  $y_A^i$  a energia alocada<sup>18</sup> à usina hidrelétrica “i”, conforme regras do MRE mostrada nas tabelas 1 e 2. Destaque-se que quando  $y_A^i > y_{con}^i$  o valor de  $\lambda_h^i$  é negativo. Isto significa que a hidrelétrica dispõe de energia para repassar para os membros do MRE e, se ainda tiver excedente, para vender livremente no mercado *spot*.

Derivando  $\pi_h^i$  em relação a  $y_{con}^i$ , e resolvendo a equação resultante, obtém-se dois resultados interessantes, tendo em vista que  $\lambda_h^i$  pode ser escrito em relação a  $P_{con}^i$  e a  $P_{maeh}$ <sup>19</sup>:

$$P_{maeh} = \frac{P_{con}^i - c_h^i}{\lambda_h^i} \quad (15)$$

$$\lambda_h^i = \frac{P_{con}^i - c_h^i}{P_{maeh}} \quad (16)$$

É importante que a relação entre a energia alocada e a contratada seja também apresentada em função dos preços dos contratos ( $P_{con}$ ) e do preço das compras das hidrelétricas quando a energia alocada é menor do que a contratada ( $P_{maeh}$ ). Essa relação pode ser definida a partir das equações (14) e (16), de onde se obtém:

$$\frac{y_A^i}{y_{con}^i} = \left[ 1 - \frac{1}{P_{maeh}} (P_{con}^i - c_h^i) \right] \quad (17)$$

Ou seja, o lucro da hidrelétrica é bastante sensível à relação entre a energia alocada e o montante contratado e entre o preço do contrato e a tarifa de otimização. Além disso, mesmo com o preço sendo formado a partir de um despacho de mínimo custo, as relações mostradas na equação (17) evidenciam que o MRE não desvincula as decisões do despacho físico daquelas associadas aos interesses comerciais, dado que, especialmente, o preço do contrato de longo prazo permanece sendo uma variável importante para o resultado financeiro da empresa, como, a propósito, já havia sido previsto em Cramton (2003b).

Como destacado na seção 2, sempre que toda a carga do sistema é atendida com hidrelétricas o  $P_{mae}$  fica igual ao ser valor mínimo. Nesta situação, as hidrelétricas, cuja energia alocada ficou abaixo da contratada, compram a diferença valorada a uma tarifa de otimização. Por outro lado, sempre que a energia alocada total (para as hidrelétricas) for menor do que o total dos certificados ou o total de energia contratada ( $y_A < y_{con}$ ) ou do que a carga total, isso implica a necessidade de geração por meio de térmica e, neste caso, as

<sup>18</sup> Como mostrado nas tabelas 1 e 2, o valor da energia alocada varia com o montante da energia gerada e com a participação dos certificados da hidrelétrica “i” no total dos certificados. Ou seja, as relações acima também poderiam ser obtidas a partir da energia gerada.

<sup>19</sup> A equação (16) tem a mesma estrutura da noção de *mark-up*, podendo ser assim interpretada, exceto pelo fato de que  $P_{mae} < P_{con}$ .

hidrelétricas passam a comprar uma boa parte da energia valorada ao  $P_{mae}$ , que seria muito maior do que  $P_{mach}$ , e, em algumas situações, maior do que  $P_{con}$ , reduzindo sensivelmente seus lucros.

Em suma, da equação (17) pode ser deduzido que atender toda carga por meio de hidrelétrica é uma alternativa que maximiza o lucro. Porém, para minimizar o custo do arrependimento (de esvaziar os reservatórios e exigir o atendimento da carga com a o uso de termelétricas), as hidrelétricas (e, por conseguinte, a lógica do despacho ótimo utilizada pelo operador do sistema) têm implícita uma estratégia em que há um **mínimo de geração térmica desejável** (para manter nos reservatórios um volume confortável ou defensivo), em um caso típico do dilema do prisioneiro, em que a estratégia de equilíbrio não resulta em lucro de monopólio – que ocorre quando a carga está sendo atendida (sempre) por meio de hidrelétricas.

Na prática, todas as demais hidrelétricas pertencentes ao MRE estariam na mesma situação, o que, em termos de teoria dos jogos, caracteriza tal estratégia como uma estratégia de equilíbrio. Desse modo, se há  $N$  hidrelétricas, a equação (17) representaria a função de reação de cada usina e o equilíbrio seria tal como o equilíbrio de Nash. Vale destacar que este não seria um clássico equilíbrio de Nash, que teria característica de competitivo. Como se sabe, não há, no modelo brasileiro, competição entre as hidrelétricas no mercado *spot* e, no caso da estratégia configurada a partir da equação (17), tais usinas cooperariam na definição do volume confortável (essa é a essência do MRE), o que permitiria definir a estratégia como “equilíbrio com co-opetição”, tomando emprestado uma denominação já utilizada por Nalebuff e Brandenburger (1996), que aqui é denominada de estratégia defensiva. O termo co-opetição combina o conceito de competição e de cooperação e é bem apropriado para o caso aqui em estudo, tendo em vista que o equilíbrio de Nash é competitivo, mas as Regras do MRE induzem à cooperação. O *enforcement* de tal estratégia seria no sentido de fazer  $\lambda_i$  sempre muito pequeno, o que, de (15), (16) e (17), acontece quando, respectivamente,  $y_A^i \geq y_{con}^i$  e  $P_{con}^i \geq c_i$ .

Para as termelétricas contratadas a situação é muito semelhante à apresentada acima. Para tais usinas o problema de maximização do lucro teria a seguinte estrutura:

$$Max \pi_T^j = P_{con}^j x_{con}^j - P_{mae} \eta_T^j x_{con}^j - c_T^j x_{con}^j \quad (18)$$

A exemplo das hidrelétricas,

$$\eta_T^j = 1 - \frac{x_B^j}{x_{con}^j} \quad (19)$$

onde  $\eta_T^j$  denota o quanto a energia gerada pela térmica “j” ( $x_B^j$ ) representa em relação ao total contratado ( $x_{con}^j$ ), pressupondo-se, neste caso, que tal usina pode contratar, no máximo, a energia disponível contida no seu respectivo ato de autorização aprovado pelo regulador<sup>20</sup>.

A função de reação da termelétrica é obtida a partir da solução do problema (18) e a partir das mesmas deduções utilizadas no caso das hidrelétricas, isto é,

$$\frac{x_B^j}{x_{con}^j} = \left[ 1 - \frac{1}{P_{mae}} (P_{con}^j - c_T^j) \right] \quad (20)$$

As equações (18) e (20) possuem uma diferença importante relativamente às equações (13) e (17). Como as térmicas não pertencem ao MRE, as mesmas, quando não despachadas, são obrigadas a comprar

<sup>20</sup> Há, no Brasil, algumas termelétricas sem contratos, chamadas de *merchant*, que só vendem energia no mercado *spot*. No entanto, só existem duas usinas (1.200 MW) nessa situação (de acordo com informações disponíveis em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)), e não são representativas para o estudo aqui realizado.

energia valorada ao  $P_{mae}$ , e não à tarifa de otimização ( $P_{maeh}$ ). Então, como, por definição do regulador,  $P_{maeh} < P_{mae}$ , o lucro é tão maior quanto maior for o montante da energia gerada em relação ao total de contratos<sup>21</sup>.

Para as termelétricas, como pode ser verificado na sua função de reação, o ideal é sempre gerar o correspondente a, pelo menos, o montante contratado – dado que não precisaria comprar energia no MAE, aumentando seus custos totais. As termelétricas, como afirmado na seção 2, são despachadas pela ordem de mérito de seus preços. Neste sentido, se a última térmica despachada está contratada e declara um preço maior ( $P_{mae}$ ) do que o de seu contrato, ela só tem ganho com isso se sua energia gerada for maior do que a contratada, ( $\eta_T^j < 0$ ), o que, naturalmente, lhe aumentaria o lucro.

A rigor, todas as termelétricas estariam na mesma situação, ou seja, de adotarem a estratégia de gerar o máximo para aumentar o lucro. Sucede que, para qualquer dessas usinas, o volume de geração depende de duas condições básicas: (a) a carga total não pode ser atendida apenas com as hidrelétricas; e (b) o despacho das usinas termelétricas é função da ordem de mérito de seus respectivos preços. Assim, se a térmica “j” declara um preço muito elevado e não é despachada, ela fica obrigada a atender seus contratos comprando no MAE a um preço ( $P_{mae}$ ) muito maior do que o desses contratos, com elevado custo de arrependimento. Por causa disso, tais usinas, para minimizar o custo do arrependimento, seriam incentivadas a adotar uma estratégia de geração típica do dilema do prisioneiro, a exemplo do que ocorre com as hidrelétricas.

Portanto, a estratégia (E) de equilíbrio de hidrelétricas e termelétricas seriam semelhantes (defensiva) e são determinadas pela minimização dos custos do arrependimento ( $\phi$ ). Observe-se que tal estratégia também é perseguida pelo ONS, como já explicado anteriormente. Desse modo, os montantes de energia alocada, para as hidrelétricas, e de energia gerada, para as termelétricas, em tal estratégia seriam tais que:

$$E^* = \{y_{Ai}^*; x_{Bj}^*\} \text{ sendo } y_{Ai}^* \text{ e } x_{Bj}^* \geq 0 \quad (21)$$

Ressalte-se, mais uma vez, que, em virtude do detalhado acima, a interação entre hidrelétricas e termelétricas definiria  $y_{Ai}^*$  tal que fosse estabelecida uma quantidade mínima de geração por meio de termelétricas ( $x_{Bj}^*$ ), o que asseguraria, neste contexto, o despacho ótimo ou de mínimo custo. Na realidade,  $x_{Bj}^*$  resulta ou tem implícito um custo marginal  $\gamma_j$ , de usar termelétricas no presente, o qual, como previsto nas Regras do MAE (disponíveis em [www.mae.org.br](http://www.mae.org.br)) abrange os insumos variáveis de tais usinas (combustível, principalmente). Os custos variáveis médios das termelétricas, como pode ser verificado em declarações de preços contidas nos Programas Mensais de Operação, são de aproximadamente R\$ 62/MWh, logo menores do que a média dos  $P_{con}$  base dezembro de 2003 – conforme informações detalhadas na nota de rodapé 23 deste trabalho.

Ao contrário do que acontece em mercados em que há competição por preço na indústria de energia elétrica, no Brasil a formação as decisões dos geradores é muito pouco ou quase não é influenciada pela participação no mercado de uma ou de mais usinas (poder de mercado). O importante, no caso brasileiro, é a análise da representatividade da geração hidrelétrica frente às termelétricas<sup>22</sup>. Como se observa dos problemas formulados em (13) e (15) e nas funções de reação de hidrelétricas e termelétricas, enquanto

<sup>21</sup> Na verdade, os preços das termelétricas para contratos de longo prazo são aproximadamente 40% superiores aos seus correspondentes para as hidrelétricas novas, como pode ser verificado nas resoluções da ANEEL relativamente ao Valor Normativo por tipo de fonte de geração, e quase que o dobro quando a comparação é realizada com hidrelétricas já contabilmente depreciadas, o que se costuma chamar de “energia velha” (informações disponíveis em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)). Além disso, como esses contratos são livremente negociados, existem fortes evidências de que as termelétricas incorporam a seus preços os custos das compras no MAE.

<sup>22</sup> Há uma série de trabalhos, alguns bem recentes (Kelman, 1999; Barroso, 2000; Zucarato, 2003 e Oliveira, 2003), que analisam as estratégias de operação e até de competição no setor elétrico brasileiro, utilizando o conceito de poder de mercado. Esse tipo de análise contribui muito pouco com o caso real, dado que não há competição no mercado brasileiro, a não ser entre as térmicas flexíveis, de baixíssima representatividade. Do ponto de vista prático o importante é a análise do “poder de mercado” das hidrelétricas, isto é, da influência do MRE na formação do preço *spot*, e não a participação no mercado de uma ou outra empresa ou conjunto delas.

existir o MRE e enquanto for prioridade o atendimento da carga por meio de hidrelétricas, as decisões, incluindo a formação de preços no mercado *spot*, serão determinadas pela aversão ao risco.

Nessas situações, é possível imaginar que o decisor procura minimizar os custos do arrependimento no futuro, ao que se convencionou chamar de princípio de Savage ou de Minimax – minimizar o máximo arrependimento - (Dorfman, 1972; Cascaes Dias, 1985). Sendo assim, o que se procura é minimizar é o custo do arrependimento ( $\varphi$ ), que pode ser escrito como:

$$\text{Min}\varphi = [c(y_{t+1}^-) + c(y_{t+1}^+)] \quad (22)$$

sujeito às restrições representadas nas equações de (7) a (10) e onde  $c(y_{t+1}^-)$  e  $c(y_{t+1}^+)$  representam, respectivamente, os custos associados aos regimes hidrológicos desfavorável e favorável no futuro.

Como, por determinação do regulador, 95% da carga são comercializadas por meio de contratos de longo prazo entre gerador e distribuidor, a minimização dos custos do arrependimento tem uma característica especial. Se a decisão é, por exemplo, utilizar mais termelétricas no presente ( $x_B$  muito elevado) para armazenar a água e usá-la no futuro, caso a previsão das aflúncias esteja errada (não aconteça a seca esperada) haverá uma sobre-oferta de energia ( $y_A$  maior do que o necessário),  $c(y_{t+1}^+)$  será muito baixo e o  $P_{mae}$  será muito próximo de seu limite inferior. Nesta situação, se a empresa geradora está 95% contratada ela venderá 5% de sua energia alocada por um preço abaixo dos preços médios de seus contratos de longo prazo<sup>23</sup>.

Por outro lado, se a decisão é por turbinar mais água no presente ( $y_A$  muito elevado), economizando combustível, caso a previsão de aflúncias não aconteça como o esperado (ocorra uma seca), o sistema poderá entrar em déficit, será ampliado o uso de termelétricas e  $c(y_{t+1}^-)$  passa a ser muito elevado, com aumentos significativos do  $P_{mae}$ , que se aproximará de seu limite superior. Assim, a hidrelétrica poderá ter que atender seus contratos de longo prazo comprando no mercado *spot* a um preço muito elevado, com sérias conseqüências para sua saúde financeira. Como verificado na tabela 2 da seção anterior, neste tipo de situação a geração das usinas do MRE que estão expostas ao  $P_{mae}$  é complementada por energia produzida por termelétricas. Neste contexto, dados os problemas definidos em (13) e (18), e considerando-se as funções de reação definidas em (17) e (20), é prudente a discussão desse caso também à luz da variação do montante contratado pelas hidrelétricas, que é uma variável decisiva em termos da definição da estratégia, como visto nas funções de reação.

**Proposição 1:** *se há uma obrigação de contratação de no mínimo  $(1-\sigma)$ , então a estratégia das usinas hidrelétricas será tal que os custos da geração termelétrica no presente, que garanta um volumes defensivos<sup>24</sup> nos reservatórios, sejam, no máximo iguais ao  $P_{mae}$ .*

**Prova:** a comprovação disso é verificada por intermédio da comparação dos ganhos de uma dada usina hidrelétrica com e sem o uso da estratégia definida em (17). Seja, portanto,  $\gamma$  o custo marginal para um montante de geração termelétrica no presente que assegure a manutenção dos reservatórios em volumes defensivos, para uma dada configuração do sistema elétrico e considerando uma expectativa de regime hidrológico. Neste caso, se o nível de contratação é  $(1-\sigma)$ , os ganhos da usina ( $P_{con}-P_{mae}$ ), dado que ela está

<sup>23</sup> Na média, conforme informações da ANEEL, disponíveis no seu site [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), os preços dos contratos das hidrelétricas, para a energia velha, estão por volta de R\$ 65/MWh (base dezembro de 2003) e R\$ 105/MWh para as usinas novas. O  $P_{mae}$  mínimo, por outro lado, tem ficado sempre no seu valor mínimo, exceto em algumas poucas semanas, como será discutido mais adiante (informações sobre a evolução do  $P_{mae}$  estão disponíveis em [www.mae.org.br](http://www.mae.org.br)).

<sup>24</sup> Aqui entende-se como volume defensivo àquele que, a partir da estratégia ótima ou de equilíbrio, assegura a minimização do custo do arrependimento.

exposta ao preço do mercado *spot*, devem ser no máximo iguais ao que ela ganharia com a proteção de uma postura defensiva. Esta condição seria, então:

$$(P_{con} - P_{mae})(1 - \sigma) \leq (P_{con} - \gamma)(1 - \sigma) \quad (23)$$

que só acontece quando

$$\gamma \leq P_{mae} \quad (24)$$

ficando assim provada a **proposição 1**. Ou seja, para que a estratégia das hidrelétricas seja bem sucedida o custo da geração por meio de térmicas não deve afetar o preço *spot*. Só há uma forma para que isso aconteça: uma ou mais termelétricas se declaram (para o ONS) inflexíveis, situação em que seriam despachadas independentemente de seus preços e não interferem no  $P_{mae}$ . Nos últimos três anos, segundo informações disponíveis nos diversos Programas Mensais de Operação, isso aconteceu pelo menos 20 vezes. É um caso típico de seleção adversa.

**Proposição 2:** *se há uma obrigação de contratação de no mínimo  $(1-\sigma)$ , então a estratégia das usinas hidrelétricas será tal que os custos da geração termelétrica no presente, que garanta um volumes defensivos nos reservatórios, sejam, no máximo iguais ao  $P_{con}$ .*

**Prova:** esta comprovação é semelhante ao da **proposição 1**, porém abordando-se o problema pelo lado dos custos de geração, com e sem tal estratégia ótima, isto é, dos custos que se teria em razão do arrependimento, ou seja, de comprar energia a um preço maior do que  $P_{con}$ . Matematicamente, tem-se:

$$(P_{mae} - P_{con})(1 - \sigma) \leq (P_{mae} - \gamma)(1 - \sigma) \quad (25)$$

que só ocorre quando

$$P_{con} \geq \gamma \quad (26)$$

o que prova a **proposição 2**.

A partir dessas duas proposições pode ser escrito o seguinte **corolário**, que também caracteriza o escopo da estratégia ótima ou de equilíbrio definida em (17) e em (20).

**Corolário 1:** a estratégia das usinas hidrelétricas para minimizar o custo do arrependimento consiste em escolher uma estratégia tal que  $y_{t+1}^*$  observe o seguinte:

$$Y_{t+1}^* \rightarrow \gamma \leq P_{mae} \leq P_{con} \quad (27)$$

A consequência de tal estratégia, do ponto de vista da expansão da capacidade instalada de geração, é, no mínimo, preocupante. Os preços do mercado *spot* estariam sempre baixos, especialmente no Brasil em que  $P_{con}$  é fortemente influenciado pelos custos da energia de usinas já depreciadas (“energia velha”), criando enormes barreiras à entrada. Mais: como as usinas hidrelétricas podem comprar energia no mercado *spot* a um preço de otimização (conforme mostrado na seção anterior), que é igual ou menor do que o  $P_{mae}$ , então maior ainda é o incentivo para reduzir  $P_{con}$  (menores são os custos pela exposição ao mercado de curto

prazo), o que resulta em menores perspectivas para o aumento do  $P_{mae}$ , resultado que também pode ser obtido das equações (23) ou (25).

Em última instância, as usinas hidrelétricas procuram, ao longo tempo, uma situação defensiva, de modo a minimizar seus custos com os desvios contratuais ( $\sigma$ , que é de no máximo 5% e está se tornando variável no novo modelo, porém permanecendo o limite superior em 5%). Em outras palavras, como a receita das empresas geradoras está normalmente garantida por contratos de longo prazo, elas só perderiam dinheiro quando o sistema entrasse em déficit, ou seja, quando a energia gerada fosse menor do que o total da energia assegurada, o que impediria o intercâmbio de energia a preço de otimização, e  $P_{mae} > P_{con}$  e, como visto acima,  $\gamma > P_{con}$ . Neste sentido, o maior custo de arrependimento ocorreria quando se utilizassem mais hidrelétricas no presente e ocorresse uma seca no futuro.

Da análise efetuada até aqui pode-se deduzir que as funções de custo imediato e custo futuro teriam, então, os seguintes formatos, dadas as estratégias de hidrelétricas e termelétricas:

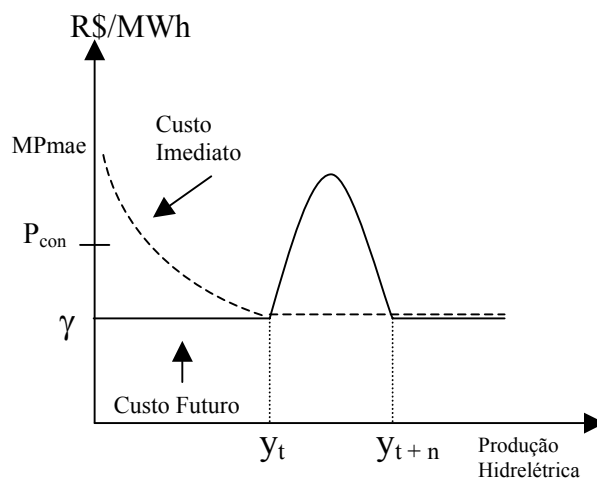


Figura 2: Curvas de custo associadas à estratégia de operação

O formato inicial das curvas, isto é, entre a interseção dos eixos e  $y_t$ , é tal como na Figura 1. Porém, o custo futuro, quando cresce, isso ocorre rapidamente<sup>25</sup>, em razão da existência de eventuais racionamentos, alcançando o teto do  $P_{mae}$  ( $MP_{mae}$ ), no caso entre os períodos  $t$  e  $t+n$ .

Convém ressaltar que, mesmo sem *bid* de preços, as usinas que transacionam no mercado *spot* suas diferenças contratuais recebem por isso um preço uniforme, o que de alguma maneira condiciona a semelhança de suas condutas, ou seja, de minimizar o custo do arrependimento. Em certa medida, tal conduta acaba sendo muito parecida com o que acontecia no Reino Unido quando o leilão era de preço uniforme, só que lá as empresas menores poderiam estar seguindo a estratégia de preços das maiores (Wolfram, 1999; Evans e Green, 2003).

Dizendo de outra forma, a estratégia de minimização dos custos do arrependimento levaria o sistema a operar com custos marginais de curto prazo que variam entre zero, quando há vertimentos no futuro e as térmicas não são utilizadas, e o custo da geração térmica no presente (apenas o suficiente para economizar água para uso futuro). Como as estimativas de vazões nos reservatórios são elaboradas pelo ONS, com base

<sup>25</sup> Isso permite uma inferência importante: mantida a atual estrutura do MRE, a formação do preço *spot* no Brasil fica muito semelhante à função chamada de  $\delta$  (delta) de Dirac (Wylie, 1975), e teria a seguinte estrutura:  $P_{mae} = \delta P_0 + (1-\delta)P_T$ , onde  $\delta$  assume valor 0 ou 1,  $P_0$  é o preço mínimo do MAE e  $P_T$  é o preço da térmica despachada. Observe-se que quando uma térmica está sendo utilizada na ordem de mérito de seus preços então  $\delta = 1$ . Por outro lado,  $\delta = 0$  quando a carga está sendo suprida apenas com o uso de hidrelétricas.

em informações dos níveis atuais dos reservatórios fornecidas pelas usinas, tanto o operador quanto as usinas, em razão da aversão ao risco e da conseqüente minimização dos custos do arrependimento, são incentivadas a agir estrategicamente, adotando com mais frequência uma opção defensiva para tais estimativas<sup>26</sup>. Ressalte-se que isso aconteceria mesmo que o custo do déficit tivesse um valor maior, como defende Von Der Fehr e Wolak (2003). Apenas o  $\gamma$  aumentaria um pouco, mas não alteraria as estratégias definidas conforme as equações (17) e (20).

Em razão dos aspectos acima, a prática da definição do preço *spot* a partir de um programa de despacho ótimo tem apresentado resultados interessantes<sup>27</sup>. O Mercado Atacadista de Energia começou a funcionar no Brasil em setembro de 2000. Dessa data até maio de 2001 os preços eram mensais, calculados no último dia do mês anterior. Neste período, o sistema já estava passando por um regime hidrológico bastante desfavorável, o que culminou com um racionamento a partir de junho de 2001. Considerando-se o submercado Sul, cujos dados estão nas figuras 1a, 1b e 1c do Anexo 1, onde não houve racionamento, no período em que o preço passou a ser semanal (entre julho de 2001 e novembro de 2003), portanto 125 semanas, verifica-se que em apenas cinco delas, todas em julho, agosto e setembro de 2001, o preço *spot*<sup>28</sup> esteve acima do preço médio dos contratos de longo prazo<sup>29</sup>. Durante 41 semanas o custo marginal de curto prazo foi igual a zero e, nestes casos, o P<sub>mae</sub> assumiu seu limite mínimo, que era, na época, o próprio preço de otimização. Fica claro na análise que, nas semanas em que o P<sub>mae</sub> ficou abaixo dos preços dos contratos de longo prazo, mas acima do preço de otimização (79 semanas), há uma concentração dessa ocorrência nos meses de maio a setembro, quando a região sul está no seu período de chuvas. Ou seja, o regime hidrológico presente pouco influencia a função de custo futuro. É a expectativa de aflúências no futuro (em geral defensiva) que causa maior interferência, o que comprova o formato da curva mostrada na figura 2.

Nas regiões que sofreram racionamento em 2001 (Sudeste, Centro Oeste, Nordeste e Norte), onde os preços foram fixados pelo governo durante tal período, a situação é, na prática, a mesma. Excluindo-se as 33 semanas de racionamento (entre junho de 2001 e fevereiro de 2002), os custos marginais de curto prazo estiveram acima do mínimo nos seis primeiros meses do pós-acionamento (ainda era utilizada geração termelétrica adicional para facilitar o enchimento dos reservatórios). Desde então, foram 40 semanas com preços sempre em torno do mínimo e só a partir de junho de 2003 é que o P<sub>mae</sub> ficou em torno do triplo do preço de otimização<sup>30</sup>, que era, naquela época, o limite mínimo do P<sub>mae</sub>. Na realidade, a pressão do racionamento fez com que as empresas de geração adotassem condutas de natureza defensiva no tratamento de suas estratégias, conforme formulado em (17) e (20), independentemente do regime hidrológico da época – se período seco ou período úmido<sup>31</sup>.

Os resultados disso são de três naturezas: o modelo de formação do preço *spot* está levando à ineficiência alocativa, tendo em vista que os recursos não estão sendo devidamente distribuídos; pela mesma razão, o sistema está operando de forma improdutiva, dado que passa vários meses com vertimentos, o que

---

<sup>26</sup> O estudo do comportamento estratégico por parte de empresas de geração foi objeto de trabalhos recentes, como os desenvolvidos por Bushnell (2000), Joskow e Kahn (2002) e Borenstein et. al. (2002), onde podem ser encontrados importantes detalhes para o caso da Califórnia.

<sup>27</sup> Simulações realizadas recentemente por Zucarato (2003), ao comparar o modelo de formação de preço a partir do despacho ótimo com o modelo de *bid* de preço, mostram que, no horizonte de cinco anos, a geração termelétrica é muito menor no primeiro caso do que no segundo, o que mostra a preocupação em minimizar os custos do arrependimento.

<sup>28</sup> Tal preço pode ser encontrado no *site* [www.mae.org.br](http://www.mae.org.br).

<sup>29</sup> O preço médio dos contratos de longo prazo no Sul era igual a R\$ 65,00/MWh, conforme informações publicadas em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).

<sup>30</sup> Relembrando, o preço de otimização é utilizado para valoração do intercâmbio de energia para usinas pertencentes ao MRE e está em torno de US\$ 2,00/MWh.

<sup>31</sup> Esta prática, no Brasil, foi fortemente incentivada a partir de janeiro de 2002 com a implementação da curva de aversão ao risco. Com tal mecanismo, sempre que o volume acumulado no total dos reservatórios de um dado submercado alcançar determinado valor, que viria a prejudicar o nível de armazenamento no futuro, o próprio ONS está autorizado a despachar mais térmicas no presente, independentemente da estratégia de operação definida no programa de despacho ótimo.

significa desperdício de energia; e os preços de curto prazo estão artificialmente baixos, muito longe de incentivar a expansão da capacidade instalada, já que são muito inferiores ao custo marginal de longo prazo, neste último caso criando sérias barreiras à entrada de novas plantas de geração<sup>32</sup>. Ademais, ao contrário dos modelos cujo despacho é definido a partir de *bids* de preços, os conceitos de demanda residual, tal qual apresentado em Klemperer e Meyer (1989), para o caso geral, e por Crampes e Creti (2001) e Cramton (2003b), para o caso da indústria de energia elétrica, não tem aplicação para a definição da função de oferta. No caso aqui discutido, quando a geração é hidrelétrica (logo, sujeita à incerteza) e o preço é endógeno ao despacho de mínimo custo, não importa para uma dada usina que pertence ao MRE saber a demanda não atendida pelos demais participantes do “clube”, posto que este não atendimento não é individual, e sim uma responsabilidade de todas as usinas.

O contraditório de tudo isso é que, do ponto de vista da aversão ao risco e da minimização do custo do arrependimento, a conduta das empresas pode ser considerada racional, a menos que tal conduta seja analisada nos termos da teoria desenvolvida por Kahneman e Tversky (1979), na qual a aversão ao risco é seriamente questionada, dado o comportamento ambíguo dos agentes<sup>33</sup>. O que acontece é que as usinas, que têm informações mais precisas sobre seus reservatórios, utilizam isso (seleção adversa) para minimizar os custos do arrependimento. Em outras palavras, o acoplamento das decisões, mesmo quando não há *bid* de preços, afeta o custo oportunidade da geração atual e futura e, com isso, os custos marginais<sup>34</sup>. Esta flutuação de custos contraria totalmente um dos pré-requisitos de um bom modelo, que é a estabilidade dos preços.

#### 4. Considerações finais

Os resultados apresentados permitem deduzir que o modelo de formação do Pmae é vulnerável ao uso de informações assimétricas, mesmo sendo tal preço resultado da operação de uma cadeia de programas de computadores e não do *bid* por parte das usinas. A aversão ao risco, associada à minimização dos custos do arrependimento, incentiva o uso de condutas de natureza defensiva na operação do sistema elétrico, incluindo o uso dos reservatórios e da geração termelétrica, o que resulta em preços *spot* artificialmente baixos, na ineficiência alocativa e produtiva e no desestímulo à entrada de novas usinas, o que confirma, com o argumento da assimetria de informações, as evidências apontadas por Von der Fehr e Wolak (2003) e Wilson (1998).

Do ponto de vista conceitual foi possível mostrar que não necessariamente um modelo sem *bid* de preços está imune a falhas de mercado. A aversão ao risco faz com que as usinas, em primeiro plano, e o coordenador da operação, em segundo, adotem estratégias que visam a minimização dos custos do arrependimento, com as conseqüências destacadas no parágrafo anterior. No caso das usinas, a necessidade de maximizar lucros e a obrigatoriedade de atender seus contratos de longo prazo são determinantes para a adoção de tal estratégia. Se a energia alocada do total das hidrelétricas é menor do que o somatório da energia correspondente nos contratos, são grandes as chances de o sistema está em déficit, situação em que as hidrelétricas devem comprar energia no mercado *spot* para atender seus compromissos contratuais. Já para o coordenador da operação, é muito provável que as pressões de um racionamento lhe façam escolher operar o sistema com uma maior frequência de vertimentos, logo com custos marginais muito baixos, porém com desperdício de água.

Em princípio, isso parece ser uma estratégia razoável, com benefícios para o consumidor. Todavia, preços *spot* com tal configuração afetam a oferta de longo prazo, posto que prejudicam a viabilidade de

---

<sup>32</sup> Constatção a que haviam chegado Moreira et. al. (2003), embora tais pesquisadores tenham partido de uma premissa equivocada, a de que as compras e vendas de energia no Brasil são liquidadas ao preço *spot*, o que não é verdade. Só as diferenças contratuais são liquidadas no *spot*.

<sup>33</sup> Maiores detalhes sobre tais teorias e alguns resultados podem ser encontrados em Tversky (1986), Kahneman et. al. (1990) e Thaler et. al. (1990).

<sup>34</sup> Constatção semelhante à que chegou Crampton (2003b) para o caso do poder de mercado na Califórnia.



investimento para novas usinas que decidam atuar apenas no mercado *spot* e não no mercado de contratos. Isso cria um ciclo vicioso para o sistema como um todo, com possibilidades cada vez maiores de novos racionamentos, como o que aconteceu no Brasil em 2001.

### **Referências bibliográficas**

BORENSTEIN, S., BUSHNELL, J., and WOLAK, F., “Measuring market inefficiencies in California’s restructured electricity market”, **American Economic Review**, v. 92, n. 5, p. 1376-1405, 2002.

BORENSTEIN, S., “The trouble with electricity markets: understanding California’s restructuring disaster”, **Journal of Economic Perspectives**, v.16, n. 1, p. 191-211, 2002.

BUSHNELL, J., “Water and power: hydroelectric resources in the era of deregulation in the western US”, **Working Paper**, University of California Energy Institute, October 2000.

CABRAL, L.M.B., “Introduction to industrial organization”, **The MIT Press**, Cambridge, Massachusetts, 2001.

CASCAES DIAS, J.J., “Choice des investissements en avenir incertain”, **These de Docteur-Ingenieur**, Universite Paris-Douphine, Paris 1985.

CRAMPES, C, and CRETI, A., “Price bids and capacity choice in electricity markets”, **Working Paper**, Université Toulouse, 2001.

CRAMTON, P., “Electricity market design: the good, the bad, and the ugly”, in: **Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences**, p. 1-8, Hawaii, January 2003a.

CRAMTON, P., “Competitive bidding behavior in unifor-price auction markets”, **Report n° EL00-95-075**, Federal Energy Regulatory Commission/USA, 2003b.

DORFMAN, R., “Decision rules under uncertainty”, in: *Cost-Benefit Analysis*, **Richard Layard Ed.**, p. 360-392, 1972.

EVANS, J.E., and GREEN, R., “Why did British electricity prices fall after 1998?”, **Discussion Paper**, Centre for Economic Policy Research, January 2003.

FABRA, N., von der FEHR, N-H, and HARBORD, D., “Designing electricity auctions: uniform, discriminatory and Vickrey”, **Working Paper**, University of Oxford, Department of Economics, 2002.

FEDERICO, G., and RAHMAN, D., “Bidding in an electricity pay-as-bid auction”, **Discussion Paper**, University of Oxford, Department of Economics, 2001.

GREEN, R., “Failing electricity markets: should we shoot the pools?”, **Discussion Paper**, Centre for Economic Policy Research, October 2001.

HARVEY, S.M., and HOGAN, W.W., “Nodal and zonal congestion management and the exercise of market power”, **Working Paper**, Harvard University, Department of Economics, 2000.

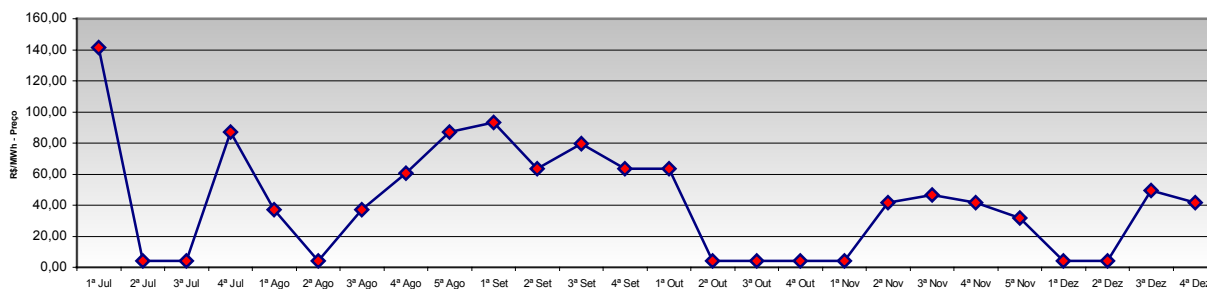
- JOSKOW, P.L., and SCHMALENSEE, R., “Markets for power”, **MIT Press Ed.**, Cambridge, MA., 1983.
- JOSKOW, P.L., and TIROLE, J., “Transmission rights and market power on electric power networks”, **RAND Journal of Economics**, v. 31, n. 3, p. 450-487, 2000.
- JOSKOW, P.L., and KAHAN, E., “A quantitative analysis of pricing behavior in California’s wholesale electricity market during summer 2000”, **The Energy Journal**, v.23, n. 4, p. 1-35, 2002.
- JOSKOW, P.L., “The difficult transition to competitive electricity markets in the U.S.”, **Working Paper**, MIT, Department of Economics, 2003.
- KAHNEMAN, D., and TVERSKY, A., “Prospect theory: an analysis of decision under risk”, **Econometrica**, v. 47, n. 2, p. 263-291, 1979.
- KAHNEMAN, D., KNETSCH, J.L., and THALER, R.H., “Experimental tests of the endowment effect and the Coase Theorem”, **Journal of Political Economy**, v. 98, n. 6, p. 1325-1348; 1990.
- KELMAN, R., “Eficiência econômica e comportamento estratégico”, **Dissertação de Mestrado**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Julho 1999.
- KLEMPERER, P.D., and MEYER, M.A., “Supply function equilibria in oligopoly under uncertainty”, **Econometrica**, v.57, n. 6, p. 1243-1277, 1989.
- LAFFONT, J.J., “Incentives and political economy”, **Oxford Press Ed.**, Oxford, England, 2000.
- LAFFONT, J.J., and TIROLE, J., “A theory of incentives in procurement and regulation”, **The MIT Press**, Cambridge, Massachusetts, 1999.
- LAFFONT, J.J., and MARTIMORT, D., “The theory of incentives: the principal-agent model”, **Princeton University Press**, New Jersey, 2002.
- MME, “Proposta de modelo institucional do setor elétrico”, **Ministério de Minas e Energia**, Junho de 2003a.
- MME, “Modelo institucional do setor elétrico”, **Ministério de Minas e Energia**, Dezembro de 2003b.
- MOREIRA, A.R.B., DAVID, P.A.M.S. e ROCHA, K., “Regulação do preço da energia elétrica e viabilidade do investimento em geração no Brasil”, **Texto para Discussão nº 978**, IPEA, agosto de 2003a.
- MOREIRA, A.R.B., MOTTA, R.S. e ROCHA, K., “A expansão do setor brasileiro de energia elétrica: falta de mercado ou de investimento”, **Nota Técnica nº 1**, IPEA, setembro de 2003b.
- NALEBUFF, B., and BRAMDENBURGER, A., “Co-operação: um conceito revolucionário que combina competição e cooperação”, Ed. Rocco, Rio de Janeiro, 1996.
- NEWBERY, D.M., “Competition, contracts, and entry in the electricity spot market”, **RAND Journal of Economics**, v.29, n. 4, p. 726-749, 1998.

- NEWBERY, D., and McDANIEL, T., “Auctions and trading in energy markets – an economic analysis”, **Working Paper**, University of Cambridge, Department of Applied Economics, February 2003.
- OLIVEIRA, A.M., “Estratégia ótima de oferta de preços no mercado de curto prazo em sistemas com predominância de hidrelétricas”, **Tese de Doutorado**, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC, Rio de Janeiro, 2003.
- PEREIRA, M.V.F., “Optimal scheduling of hydrothermal systems: on overview, in: **IFAC Electric Energy Systems**, p. 1-9, Rio de Janeiro 1985.
- PEREIRA, M.V.F., and PINTO, M.V.G., “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning”, **Mathematical Programming**, v. 52, p. 359-375, 1991.
- SANTANA, E.A. e OLIVEIRA, C.A.N.V., “A economia dos custos de transação e a reforma na indústria de energia elétrica do Brasil”, **Estudos Econômicos**, v. 29, n. 3, 1999.
- SIDAK, J.G., and SPULBER, D.F., “Deregulatory takings and the regulatory contract”, **Cambridge University Press**, London 1998.
- STADLER, I.M., and CASTRILLO, D.P., “An introduction to the economics information: incentives et contracts”, **Oxford Press Ed.**, Osxfor, England, 1997.
- THALER, R.H., KAHNEMAN, D., and KNETSCH, J.L., “Endowmnt effect, loss aversion, and status quo bias”, **Journal of Economic Perspectives**, v. 5, n. 1, p. 193-206, 1991.
- VICKERS, J., and YARROW, G., “Privatization – an economic analysis”, **MIT Press**, London, 1988.
- Von Der FEHR and WOLAK, F., “Power sector reform in Brazil – some issues”, **Working Paper**, Department of Economics of University of Oslo and Stanford University, 2003.
- WILSON, R., “Efficiency considerations in designing electricity markets”, **Report to the Competition Bureau of Industry Canada**, 1998.
- WILSON, R., “Market architecture”, **Working Paper**, Stanford University, Department of Economics, 1999.
- WILSON, R., “Architecture of power markets”, **Econometrica**, v. 70, n. 4, p. 1299-1340, 2002.
- WOLAK, F., “Measuring unilateral market power in wholesale electricity markets: the California market 1998-2000”, **Working Paper CSEM WP 114**, University of California Energy Institute, June 2003.
- WOLFRAM, C.D., “Measuring duopoly power in the British Electricity Spot Market”, **American Economic Review**, v. 89, n. 4, p. 805-826, 1999.
- WYLIE, C.R., “Advanced engineering mathematics”, McGraw-Hill Ed., London, 1975.
- ZUCARATO, A.N., “Simulação de mercados de engenharia elétrica com predominância de geração hidrelétrica”, **Dissertação de Mestrado**, Depto. de Engenharia Elétrica, UFSC, 2003.

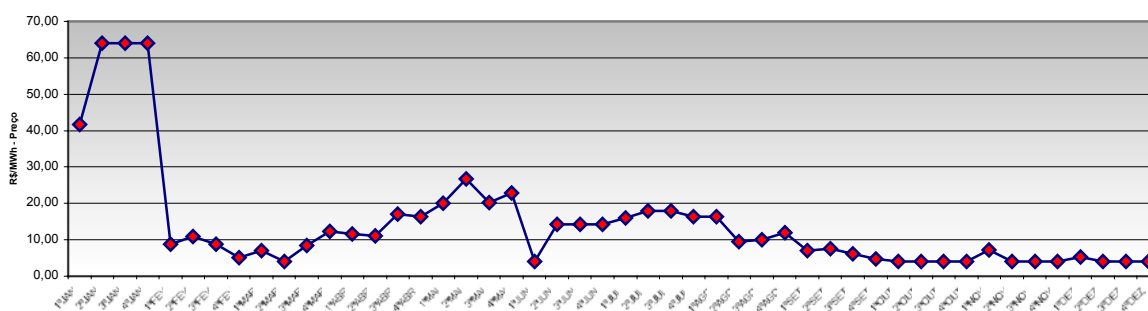
## Anexo 1

### Evolução do Preço do MAE para a Região Sul

**1ª semana de julho a 4ª semana de dezembro 2001**



**1ª semana de janeiro a 4ª semana de dezembro / 2002**



**1ª semana de janeiro a 3ª semana de novembro 2003**

