

Identificação da Viabilidade Prática de Modelos *Loose-Pool* em Sistemas Hidrotérmicos

I. C. Decker⁽¹⁾, A. N. Zucarato⁽¹⁾ e R. C. Fernandes⁽¹⁾; E. L. Silva⁽²⁾ e F. S. V. Silveira⁽²⁾; LabPlan – UFSC; Tractebel Energia

RESUMO

Este artigo propõe uma metodologia para estudos de mercados de energia elétrica em sistemas hidrotérmicos que adotam um esquema de oferta de preços. A metodologia proposta utiliza Programação Dinâmica e Teoria dos Jogos para descrever o comportamento desse tipo de mercado, contemplando as principais características de sistemas hidrotérmicos, sendo elas o acoplamento temporal e a necessidade de despacho centralizado. Para validação da metodologia proposta foram realizados experimentos computacionais com uma configuração hidrotérmica realista composta por 13 geradores hidrelétricos e 6 geradores termelétricos pertencentes ao sistema elétrico brasileiro. Nos resultados obtidos são identificados e analisados os principais meios pelos quais um agente de geração hidrelétrica pode exercer o poder de mercado na formação do preço.

PALAVRAS CHAVE

Mercados de Energia Elétrica, Sistemas Hidrotérmicos, Teoria dos Jogos.

I. INTRODUÇÃO

As recentes mudanças regulatórias no setor de energia elétrica têm provocado grandes debates sobre o comportamento desse setor em um ambiente de competição. As preocupações mais relevantes concernem à capacidade dos mecanismos de formação de preço de induzir a eficiência econômica na cadeia produtiva, à sua capacidade de promover a expansão e aos reflexos da competição no preço final da energia elétrica para os consumidores.

A análise da viabilidade de um ambiente de competição no setor de energia elétrica não é uma tarefa trivial, principalmente porque grande parte das ferramentas de estudos econômicos não leva em conta as particularidades deste setor, sobretudo no tocante à impossibilidade de se estocar energia elétrica em gran-

de quantidade e à necessidade do equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda.

Além dessas características, onde há a predominância de geração hidrelétrica, como no caso do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), o problema torna-se ainda mais complexo. A presença de grandes reservatórios faz com que cada decisão tomada num determinado momento cause impactos que se estendem muito além do momento da tomada de decisão, o que significa que o problema é não separável no tempo; a incerteza quanto à energia afluente ao sistema torna o problema inerentemente estocástico, e a existência de usinas hidrelétricas numa mesma cascata associada ao uso múltiplo da água levam à necessidade de uma operação centralizada.

A abordagem proposta por este trabalho para o estudo de mercados de energia elétrica com predominância de geração hidrelétrica baseia-se na simulação do comportamento estratégico dos agentes envolvidos. Para tanto, inicialmente, o modelo de formação de preço *loose-pool* é apresentado seguido de uma breve descrição acerca da aplicação desse paradigma a um mercado de energia elétrica com as características supracitadas. Posteriormente, o comportamento dos agentes envolvidos é modelado utilizando os princípios da Teoria dos Jogos, incluindo uma metodologia para simulação dinâmica desse mercado que permita verificar os efeitos do acoplamento temporal no comportamento dos agentes. Finalmente, com os resultados da aplicação da metodologia proposta a uma configuração hidrotérmica realista, pode-se discutir a viabilidade prática do modelo *loose-pool*.

II. O MODELO LOOSE-POOL

A caracterização de um mercado do tipo *loose-pool* passa necessariamente por uma breve revisão dos principais paradigmas que podem ser utilizados na implementação de um mercado de energia elétrica: o modelo bilateral e o modelo *pool*.

⁽¹⁾ trabalham no LabPlan – EEL – UFSC (e-mail: decker@labplan.ufsc.br).

⁽²⁾ trabalham na Tractebel Energia (e-mail: edsonls@tractebelenergia.com.br).

No modelo bilateral, os agentes estabelecem contratos físicos de compra e venda de energia elétrica. O despacho realizado pelo operador do sistema visa a minimização da diferença entre a geração efetiva e os contratos firmados entre os agentes.

O modelo *pool*, mais frequentemente utilizado, é caracterizado por um despacho centralizado que minimize o custo de operação. A minimização do custo de operação é obtida por meio de um mercado *spot*, onde os agentes de geração são despachados segundo uma ordem de mérito e o preço da energia (preço *spot*) é o preço de equilíbrio no qual a oferta se iguala à demanda. Como toda transação deve ser realizada através do *pool*, qualquer contratação bilateral é um contrato financeiro (em contraste com os contratos físicos citados anteriormente) que tem por finalidade reduzir a exposição dos agentes à volatilidade do preço *spot*. Neste tipo de contrato compradores e vendedores acordam preços e quantidades transacionadas, sendo que parte do preço não coberto pelo preço *spot* é assumida por um dos contratados.

O principal objetivo do mercado *spot* é garantir a eficiência econômica da cadeia produtiva de energia elétrica. Mais especificamente, a eficiência almejada pode ser separada em eficiência alocativa, que consiste na definição de um preço para energia elétrica que reflita o custo marginal de produção; e eficiência produtiva, definida como o uso eficiente dos recursos de geração disponíveis.

A formação do preço num mercado *spot*, principal forma de atingir a eficiência, pode-se dar por meio de dois mecanismos distintos: *tight pool* ou *loose pool*.

Em mercados do tipo *tight pool*, de forte característica centralizada, apenas os agentes de geração termelétrica ofertam preços e quantidades ao operador do mercado, enquanto os agentes de geração hidrelétrica indicam a disponibilidade de suas usinas. De posse destes dados e do custo do déficit, o operador do mercado define o valor da água por meio de modelos computacionais de otimização que visam minimizar o custo total de produção. Após a definição do valor da água, as usinas são “empilhadas” em ordem crescente de preço (ordem de mérito) até que a demanda seja atendida, obtendo-se o preço de equilíbrio [1].

O modelo *loose pool* pode ser definido como um leilão simultâneo, vertical e de preço uniforme [2]. Neste tipo de leilão, todos os agentes ofertam preços e quantidades para suprir uma determinada demanda, sendo que todas as ofertas aceitas são remuneradas pela oferta marginal. Este procedimento é equivalente a utilizar as ofertas dos agentes para construir a ordem de mérito sem a necessidade do modelo computacional de otimização.

O modelo *tight pool*, apesar de garantir o despacho eficiente visto que o mesmo utiliza modelos computacionais de otimização que identificam o mínimo custo de operação, não remunera os custos fixos. Por outro lado, o modelo *loose pool* tem sido preferido em ambientes de mer-

cado por possibilitar que os agentes gerenciem seus próprios riscos, requisito indispensável para a prática competitiva.

A grande desvantagem de um modelo de formação de preços baseado em leilão, como o modelo *loose pool*, é a prática de poder de mercado por parte dos agentes. Enquanto no modelo centralizado o montante despachado e o preço são definidos de forma a minimizar o custo de operação, em um leilão existe espaço para um agente de grande porte (estratégico) manipular o preço de mercado.

III. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O modelo de formação de preços adotado neste trabalho é baseado nas propostas do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico [3].

Em virtude das características do SEB apresentadas no item I, o núcleo do esquema de oferta de preços se baseia no desacoplamento entre o despacho comercial, onde os agentes exprimem suas disposições a produzir ao operador do mercado, e o despacho físico, onde o operador do sistema elétrico realiza a operação ótima dos reservatórios. Para possibilitar este desacoplamento, cada agente de geração hidrelétrica do sistema possui uma Conta de Direitos de Energia (CDE) que ele gerencia de acordo com sua percepção de riscos e benefícios.

Cada CDE é medida em MW médios e corresponde a uma parcela da energia armazenada nos reservatórios do sistema. Para garantir a factibilidade do modelo, a cada instante de tempo a soma dos saldos das CDEs deve ser igual à energia armazenada fisicamente no sistema.

No início de cada período, a energia afluenta do sistema é repartida entre os agentes hidrelétricos participantes na proporção de suas energias asseguradas, sendo as parcelas creditadas nas respectivas contas. Esta operação é equivalente à alocação dos direitos do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), já existente no despacho a mínimo custo [1].

A cada período, cada agente de geração hidrelétrica do sistema oferta um par preço-quantidade ao operador do mercado, limitando-se ao saldo da CDE e a potência disponível. Os agentes de geração termelétrica também ofertam um par preço-quantidade, limitando-se às respectivas capacidades de produção. A curva de oferta do sistema é formada pelo empilhamento, em ordem crescente de preço, das ofertas individuais dos agentes. A interseção desta curva com a curva de demanda, considerada perfeitamente inelástica e determinística, define o preço de liquidação do mercado, ou simplesmente preço de equilíbrio. As ofertas abaixo do preço de equilíbrio são aceitas e, para o caso dos agentes de geração hidrelétrica, é debitado de cada CDE o valor correspondente às ofertas aceitas para o despacho.

Determina-se, então, o montante de energia proveniente dos agentes hidrelétricos a ser produzido. Este montante é repassado ao operador do sistema elétrico que tem

liberdade de decidir a produção física de cada usina hidrelétrica, respeitando o limite global informado de produção hidrelétrica, de forma a otimizar a operação das cascatas, respeitando as restrições de conservação da massa e uso múltiplo da água. Saliente-se que os agentes são remunerados pelo despacho comercial, não existindo a necessidade da energia elétrica produzida por uma usina coincidir com a oferta realizada pelo agente proprietário desta usina.

Como a capacidade de armazenamento do sistema não é infinita, é necessário uma forma de alocar a capacidade de armazenamento para cada agente. A regra adotada neste trabalho é que não existe limite individual de armazenamento, ou seja, enquanto houver espaço disponível, qualquer agente pode armazenar energia em sua CDE. Porém, caso a capacidade de armazenamento se esgote e ocorra vertimentos, toda energia disponível será ofertada compulsoriamente a preço zero. Isto faz com que cada agente, ao decidir sobre a capacidade de armazenamento que irá utilizar, faça uma estimativa da utilização dessa capacidade por parte de seus concorrentes.

A oferta compulsória a preço zero é necessária para corrigir uma imperfeição na concorrência entre os agentes envolvidos. Segundo a teoria microeconômica, o resultado da maximização individual do lucro dos agentes de um mercado sob concorrência perfeita é idêntico ao resultado da minimização do custo total. Em problemas de minimização do custo da operação, o preço da energia é dado pelo multiplicador de Lagrange associado à equação de conservação da massa, que é o indicador do impacto no custo total de uma variação incremental no recurso energético (a água). Quando ocorrem vertimentos o recurso energético não é escasso e desta forma o preço da energia é zero. Em concorrência perfeita, a competição entre os agentes para atender a demanda quando existe excesso de energia faz com que o preço tenda a zero, dado um número suficientemente grande de agentes. Como o mercado de energia elétrica não caracteriza uma concorrência perfeita e sim, um oligopólio, a imperfeição na competição impede a sinalização correta de preço para os períodos de vertimento, justificando a adoção de uma sinalização exógena.

A. Parâmetros do Mercado

Os principais parâmetros do mercado de energia elétrica, a capacidade máxima de armazenamento e a energia afluenta ao sistema, são obtidos por meio da aplicação da teoria de reservatório equivalente de energia [4].

A energia armazenada máxima pelo sistema, estimada por meio da energia elétrica produzida considerando o completo deplecionamento dos reservatórios do sistema, é dada pela equação abaixo.

$$\overline{EA} = \frac{1}{2.628} \cdot \sum_{r \in R_s} \left\{ (\overline{X}_r - \underline{X}_r) \cdot \sum_{J \in J_r} \rho - eq_J \right\} \quad (1)$$

onde:

- \overline{EA} é a capacidade de armazenamento máximo do sistema, em MWmédios;
- r é o índice dos reservatórios do sistema;
- R_s é o conjunto de reservatórios do sistema;
- \overline{X}_r é o volume armazenado máximo do reservatório, em hm³;
- \underline{X}_r é o volume armazenado mínimo do reservatório, em hm³;
- J é o índice das usinas a jusante do reservatório;
- J_r é o conjunto de usinas a jusante do reservatório;
- $\rho - eq_J$ é a produtibilidade equivalente da usina, em MW/m³/s.

Na representação a reservatório equivalente, a energia afluenta ao sistema é dividida em energia afluenta controlável e energia afluenta não-controlável. Esta última é originária da energia produzida pelas vazões incrementais às usinas a fio-d'água. A energia afluenta controlável é dada por:

$$EC = \frac{1}{2.628} \cdot \sum_{r \in R_s} \left\{ y_r \cdot \left(\rho - eq_r + \sum_{J \in \Lambda_r} \rho - eq_J \right) \right\} \quad (2)$$

onde:

- EC é a energia afluenta controlável do sistema, em MWmédios;
- Λ_r é o conjunto de usinas a fio d'água compreendidas entre o reservatório e o próximo reservatório a jusante;
- y_r é a vazão natural afluenta ao reservatório, em hm³/mês.

A energia afluenta não-controlável é expressa por:

$$ENC = \frac{1}{2.628} \cdot \sum_{J \in \Gamma_s} \min \left\{ \left(\overline{y}_J - \sum_{M \in M_J} \underline{y}_M \right), \left(y_J - \sum_{M \in M_J} y_M \right) \right\} \cdot \rho - eq_J \quad (3)$$

onde:

- ENC é a energia afluenta não controlável do sistema, em MWmédios;
- Γ_s é o conjunto de usinas a fio d'água no sistema;
- \overline{y}_J é o engolimento máximo da usina a fio d'água, em hm³/mês;
- M é o índice dos reservatórios a montante da usina a fio d'água;
- M_J é o conjunto de usinas com reservatório, imediatamente a montante da usina a fio d'água;
- \underline{y}_M é a defluência mínima obrigatória do reservatório, em hm³/mês.

A parcela de energia afluyente não controlável é remunerada a preço zero e, por esta razão, a mesma é descontada da demanda do sistema e não creditada nas CDEs dos agentes.

IV. METODOLOGIA PROPOSTA

Um dos principais complicadores na análise de mercados de energia elétrica em sistemas hidrotérmicos é o acoplamento temporal associado à presença dos reservatórios, conforme já salientado.

A interdependência entre uma decisão tomada em um estágio qualquer do horizonte de estudo e sua consequência futura, exige uma avaliação dinâmica do mercado de energia elétrica. Porém, cada estágio do horizonte de estudo pode ser analisado separadamente, desde que o modelo de equilíbrio estático adotado para analisar cada estágio possua informações suficientes sobre a consequência futura da decisão correspondente ao estágio em análise.

A. Equilíbrio Estático

O modelo de equilíbrio estático adotado neste trabalho é baseado no modelo clássico de Cournot [5], cujo equilíbrio de Nash é dado pela interseção das curvas de reação dos agentes envolvidos ou, de outra forma, o conjunto de decisões dos agentes tal que nenhum agente obtenha benefício maior desviando-se unilateralmente da decisão tomada.

1) Equilíbrio de Nash

A idéia do equilíbrio estático está associada a uma interpretação dinâmica do modelo de Cournot, que pode ser enunciada como “um processo de aprendizagem onde cada agente refina suas previsões sobre o comportamento dos demais agentes observando suas decisões atuais” [5]. Esta interpretação dinâmica do modelo de Cournot vem sendo utilizada freqüentemente em uma vasta gama de trabalhos científicos, como [6], [7] e [8].

Sem perda de generalidade, considere um mercado composto por dois agentes. Partindo de um conjunto inicial de decisões arbitrárias, (q_1^0, q_2^0) , o Agente 1 supõe que o outro agente manterá a sua decisão para o próximo período e então toma uma nova decisão que maximize seu benefício, i.e., $q_1^1 = f_1(q_2^0)$. Por outro lado, o Agente 2 observa a escolha do Agente 1 e supõe que a mesma será mantida para o próximo período, escolhendo então a decisão de maior benefício, $q_2^1 = f_2(q_1^1)$. De forma geral, esta relação pode ser descrita por $q_i^t = f_i(q_j^{t-1})$, onde f_i é denominada curva de reação do Agente .

Essa equação de diferenças descreve um processo iterativo que converge para o equilíbrio de Nash.

A figura 1 ilustra este processo. O caso B ilustra curvas de reação para as quais o problema apresenta múltiplos equilíbrios de Nash. Neste caso, a convergência do processo iterativo depende do ponto inicial adotado.

Além da existência do equilíbrio, é necessário que o mesmo seja estável para a convergência do processo iterativo, um exemplo de ponto de equilíbrio instável é ilustrado na figura 1 B.

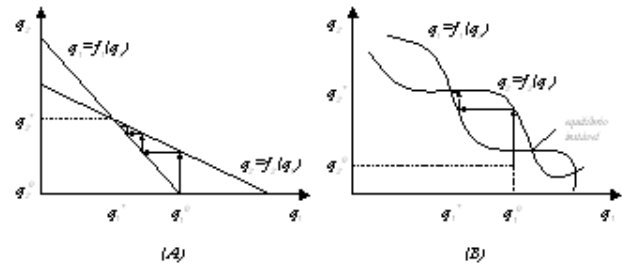


FIGURA 1- Convergência do modelo de equilíbrio estático.

Com o aumento da quantidade de agentes envolvidos no processo iterativo de equilíbrio estático, o tempo computacional e a multiplicidade de equilíbrios podem tornar proibitiva a utilização desse modelo de equilíbrio. Para contornar esse problema propõe-se uma simplificação recorrente na literatura: a separação dos agentes do mercado em dois grandes grupos, que para este trabalho podem ser definidos da seguinte forma:

- **agentes estratégicos** – são aqueles de grande porte, sem os quais a demanda não pode ser atendida. Possuem poder de mercado pois suas ofertas têm um grande impacto no preço de equilíbrio. Estão classificados neste grupo, para o problema em estudo, os agentes de geração hidrelétrica.
- **agentes satélites** – são os de pequeno porte e sem poder de mercado, visto que variações em suas ofertas não causam mudanças significativas no preço de equilíbrio. Os agentes de geração termelétrica estão enquadrados neste grupo.

2) Reação de um Agente Satélite

Como os agentes satélites não possuem poder de mercado, ou de forma equivalente, não são capazes de influenciar no preço de equilíbrio com suas ofertas, o comportamento desses agentes é regido pelos princípios da concorrência perfeita. Neste caso, o preço de equilíbrio é constante e a expressão para maximização irrestrita do lucro é dada por:

$$\max_{q_i} \pi_i(q_i) = \lambda^* q_i - c_i(q_i) \quad (4)$$

A condição de primeira ordem para maximização do lucro é:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = \lambda^* - \frac{\partial c_i(q_i)}{\partial q_i} = 0 \quad (5)$$

ou seja, a curva de oferta que maximiza o lucro do agente satélite é a sua curva de custo marginal de produção.

Dessa forma, o par preço-quantidade que um agente satélite deve ofertar para maximizar seu lucro é dado por seu custo marginal de produção e sua capacidade máxima, independentemente da oferta dos demais agentes. Conclui-se então que, como a função de reação dos agentes satélites é constante, é possível retirar esses agentes do processo iterativo de equilíbrio estático.

3) Reação de um Agente Estratégico

A reação de um agente estratégico é obtida com a aplicação do modelo de Bertrand com restrição de capacidade, um jogo de dois estágios onde primeiramente o agente determina a quantidade ofertada, por meio de um problema de maximização do lucro, e em seguida o preço para ofertar esta quantidade, obtido por leilão [9].

A maximização do lucro é formulada como o seguinte problema de programação inteira-mista não-linear:

$$\begin{aligned} \max_{q_i} \pi_i(q_i) &= \lambda_i(q_i) \cdot q_i - c_i(q_i) & (6) \\ \text{s.a. } q_i &\in Q_i \end{aligned}$$

O termo $\lambda_i(q_i)$ é denominado curva de demanda residual, cujo conceito teórico é oriundo do equilíbrio baseado em funções de oferta. Em virtude do modelo de mercado adotado, esta curva é uma função descontínua que relaciona a quantidade ofertada por um agente estratégico com o preço de equilíbrio do mercado, e é obtida subtraindo-se a oferta dos demais concorrentes da demanda total do mercado. Vide figuras 2 e 3

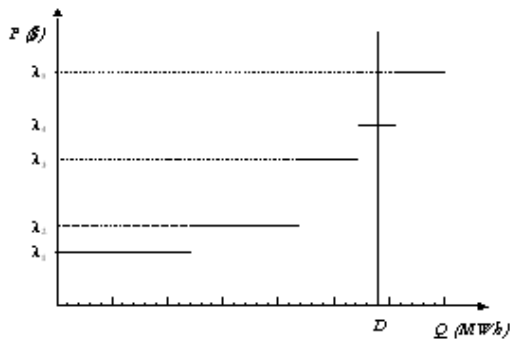


FIGURA 2. Curva de oferta total típica.

Para a curva de oferta da figura 2, a Figura 3 mostra a curva de demanda residual para o agente que ofertou ao preço λ_2 . Esta curva é obtida deduzindo-se da demanda as ofertas de todos os agentes, exceto do agente para o qual a curva é calculada. Verifica-se que sempre existe um intervalo de quantidade ofertada para o qual o preço de equilíbrio é constante. Estes patamares correspondem às ofertas dos demais agentes, evidenciando que o agente estratégico pode influenciar na seleção do agente marginal.

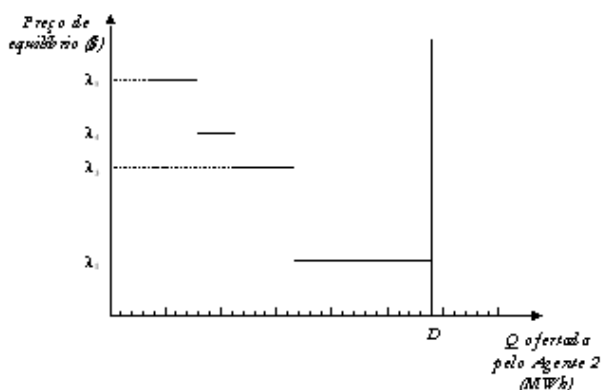


FIGURA 3 - Curva de demanda residual para o Agente 2.

A técnica de solução adotada para o problema em (6), uma variante da técnica proposta por [10], explora a característica linear por partes da curva de demanda residual. Cada patamar da curva de demanda residual define os limites de um subproblema de Programação Linear (PL). Resolvem-se, então, os PLs referentes a cada patamar da curva de demanda residual, sendo a quantidade ótima a ser ofertada aquela correspondente ao PL que apresente o maior valor da função objetivo.

Após a definição da quantidade a ser ofertada, faz-se necessário estabelecer o preço para esta quantidade. Este problema é resolvido via teoria de leilões. Pela característica determinística da curva de demanda residual a solução do leilão é trivial e pode ser internalizado ao problema em (6) [11].

B. Equilíbrio Dinâmico

A necessidade do estudo do equilíbrio dinâmico de mercados de energia elétrica em sistemas hidrotérmicos é oriunda do acoplamento temporal provocado pela capacidade do sistema de transferir energia entre períodos, fazendo com que cada decisão presente tenha uma consequência futura.

Como o problema de equilíbrio dinâmico guarda grandes similaridades em relação ao problema de planejamento energético, torna-se apropriado utilizar como técnica de solução a Programação Dinâmica (PD) [6]. Dividindo-se o horizonte de estudo em estágios e definindo-se como espaço de estado do problema os possíveis saldos das contas de energia dos agentes estratégicos, a aplicação da PD ao problema de equilíbrio dinâmico é análoga à aplicação ao problema de planejamento energético. Detalhes da aplicação da PD ao problema de equilíbrio dinâmico de mercados de energia elétrica podem ser obtidos em [11].

Para cada estágio e para cada estado do problema, determina-se o equilíbrio estático para os agentes estratégicos. Após o cálculo do equilíbrio estático para todos os estados de cada estágio, o conjunto dos lucros obtidos por cada agente estratégico em cada estado forma a função de lucro futuro para o estágio precedente. Ressalte-se que, diferentemente da PD aplicada ao planejamento energético, cujo objetivo é a minimização do custo global e a função de custo futuro é única, na aplicação ao problema de equilíbrio dinâmico cada agente estratégico possui sua função de lucro futuro, que representa sua percepção de futuro, para um dado estado do sistema. Essa percepção futura pode ser interpretada como o custo de oportunidade associado ao deslocamento da produção de energia elétrica de períodos úmidos, onde o preço é baixo, para períodos secos, onde o preço é maior.

O acoplamento entre os estágios é realizado por meio da função de lucro futuro. Esta informação deve ser incluída no modelo de reação dos agentes estratégicos como segue:

$$\max_{q_{i,t}} \pi_{i,t}(q_{i,t}) = \lambda_t(q_{i,t}) \cdot q_{i,t} - c_t(q_{i,t}) + \frac{1}{1+\beta} \alpha_{i,t} \quad (7)$$

$$\text{s.a. } q_{i,t} \in Q_{i,t}$$

<<aproximação linear da função de lucro futuro ($\alpha_{i,t}$)>>

onde:

β é a taxa de atualização monetária;

$\alpha_{i,t}$ é o valor da função de lucro futuro definido pela aproximação linear.

C. Simulação Determinística

Após o término da recursão da PD para a determinação do equilíbrio dinâmico tem-se um conjunto de funções de lucro futuro, por agente estratégico. Assim, faz-se necessária uma simulação do mercado, partindo-se de uma condição inicial de saldo nas contas de energia de cada agente estratégico, para obtenção das variáveis de interesse do problema.

Baseado em suas perspectivas futuras, descritas por funções de lucro futuro, cada agente decide de forma ótima sua participação no mercado visto que, para cada possível estado do sistema, existem informações sobre a consequência futura desta decisão.

A simulação consiste em percorrer todos os estágios do horizonte de estudo e para cada estado determinar o equilíbrio estático entre os agentes. Após atingir o equilíbrio, o mercado é liquidado e as informações referentes a preço de equilíbrio e saldo nas contas de energia são armazenadas.

Os resultados obtidos após a simulação do mercado são: o comportamento ótimo de cada agente estratégico; o preço de equilíbrio e os despachos hidrelétricos e termelétricos para cada estágio; e a evolução da energia armazenada no sistema.

V. EXPERIMENTOS REALIZADOS

Neste item são apresentados e comentados os resultados de experimentos realizados para uma configuração hidrotérmica composta por 13 (treze) usinas hidrelétricas e 6 (seis) usinas termelétricas pertencentes ao sistema elétrico brasileiro. Note-se que apesar de pertencerem a subsistemas distintos no sistema elétrico brasileiro, por questão de simplificação considerou-se, neste trabalho, que as usinas pertençam a um único mercado de energia elétrica. Nas tabelas 1 e 2 estão descritos os principais dados dessas usinas

TABELA 1
PRINCIPAIS DADOS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

Usina	Volume Mínimo [hm ³]	Volume Máximo [hm ³]	Produtibilidade Equivalente [MW/(m ³ /s)]	Potência [MW]
Furnas	5.733	22.950	0,7740	1.310
Marimbondo	890	5.887	0,5250	1.487
Água Vermelha	5.856	11.025	0,4724	1.396
Ilha Solteira	25.467	34.432	0,3664	4.252
Emborcação	4.669	17.725	1,1376	1.192
Itumbiara	4.573	17.027	0,7081	2.281
São Simão	7.000	12.540	0,6399	1.708
Salto Santiago	2.662	6.775	0,9001	1.419
Salto Osório	1.124	1.124	0,6039	1.077
Três Marias	4.250	19.528	0,4299	397
Sobradinho	5.447	34.116	0,2454	1.050
Serra da Mesa	11.150	54.400	1,0693	1.300
Tucuruí	13.487	45.500	0,6014	8.368

Nas simulações realizadas adotou-se um horizonte de planejamento de cinco anos com discretização mensal. A energia afluenta foi considerada determinística e retirada do histórica de afluência das usinas hidrelétrica utilizadas. Para atualização dos valores ao longo do período avaliado, adotou-se uma taxa anual de atualização de 10%, ou aproximadamente 0,8% em valores mensais. A energia não suprida foi representada por uma usina termelétrica fictícia com custo incremental correspondente a \$540,00/MWh.

A demanda de energia foi considerada constante ao longo de todo o horizonte de planejamento e com valor igual a 21.000 MW médios, correspondendo à aproximadamente 70% da capacidade instalada do parque gerador selecionado.

TABELA 2
PRINCIPAIS DADOS DAS USINAS TERMELÉTRICAS

Usina	Geração Mínima [MW]	Geração Máxima [MW]	Custo Marginal [\$/MWh]
Angra 1	0	530	8,00
Santa Cruz 1,2	0	300	22,00
Santa Cruz 3,4	0	450	22,00
Presidente Médici A	0	330	43,00
Presidente Médici B	0	550	43,00
Camaçari	0	330	48,00

Na simulação da operação sob competição considerou-se inicialmente que todas as usinas hidrelétricas pertençam a um único agente econômico, o que equivale a um ambiente competitivo com vários agentes, porém estes operando em forma de coalizão, caracterizando o pior resultado do ponto de vista do exercício de poder de mercado. Posteriormente, considerou-se a existência de dois agentes econômicos, sendo cada um proprietário de metade da capacidade instalada do parque de geração hidrelétrica. Em relação às usinas termelétricas, assume-se que cada usina pertença a um agente econômico diferente.

A. Resultado para um Agente Econômico

Convém observar antes da análise dos resultados que, assim como na operação a mínimo custo é preferível despachar as usinas hidrelétricas (a menos que o custo de oportunidade da água seja maior que o custo marginal das usinas termelétricas), na operação sob competição o agente de geração hidrelétrica também possui uma oferta preferível. Considere o caso em que um agente de geração hidrelétrica, o agente estratégico, possui saldo suficiente em sua conta para atender sozinho a demanda. Uma redução da quantidade ofertada provoca um aumento do preço, pois uma usina mais cara será despachada para compensar a redução da quantidade, porém este agente terá uma quantidade menor remunerada. Enquanto o aumento do preço compensar a redução da quantidade remunerada, o agente estratégico reduzirá sua oferta. O agente estratégico somente desviará de sua oferta preferível quando sua função de lucro futuro sinalizar em contrário. Isso ocorre, por exemplo, quando há uma possibilidade de vertimento futuro e, nesse caso, o agente estratégico oferta uma quantidade maior, deplecionando sua conta de energia e evitando ser remunerado a preço zero caso ocorra o vertimento.

No sistema exemplo, a decisão preferencial do agente estratégico consiste em ofertar a quantidade suficiente para deixar a UTE 6 como a unidade marginal e com despacho mínimo.

A Figura 4 ilustra a evolução do preço *spot* ao longo do horizonte de planejamento para a operação sob competição e para a operação a mínimo custo. Como se pode observar, apesar de não apresentar a volatilidade característica da operação a mínimo custo, o preço *spot* num cenário de oferta de preço é maior. Note-se que as grandes oscilações do preço *spot* na simulação sob competição são decorrentes de vertimentos.

Ressalte-se entretanto que a operação a mínimo custo não é referência para precificação da energia elétrica, pois sua metodologia de cálculo de preço não considera os custos fixos, dentre eles os investimentos, impedindo a correta remuneração do capital investido.

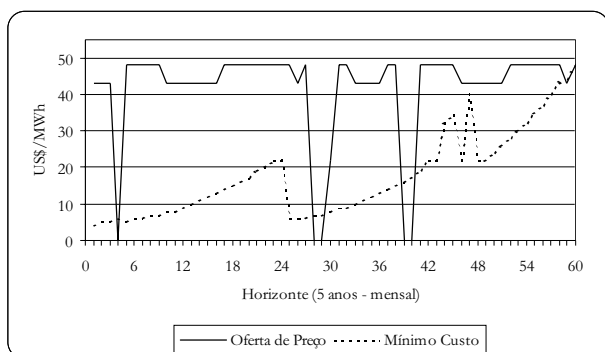


FIGURA 4 - Evolução do preço *spot*.

A elevação do preço *spot* é obtida por meio da redução da geração hidrelétrica por parte do agente estratégi-

co. A Figura 5 ilustra os dados referentes às ofertas do agente estratégico. Observe que o poder de mercado é exercido por meio da quantidade ofertada e não no preço.

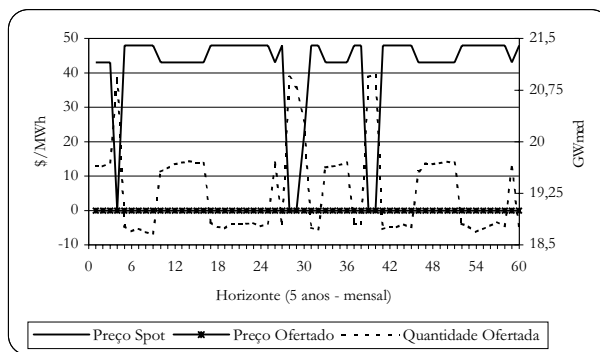


FIGURA 5. Oferta do agente estratégico.

Considerando que toda energia do caso anterior seja liquidada ao preço *spot*, a tabela 3 ilustra o custo incorrido pela sociedade enquanto a tabela 4 ilustra a receita obtida pelo agente estratégico.

TABELA 3
CUSTO INCORRIDO PELA SOCIEDADE

	Custo Incorrido	Diferença
	[\$]	[%]
Mínimo Custo	22.085.249,36	100,00
Oferta de Preço	52.411.288,16	237,31

TABELA 4
RECEITA DO AGENTE ESTRATÉGICO

	Receita do Agente Estratégico	Diferença
	[\$]	[%]
Mínimo Custo	20.977.205,28	100,00
Oferta de Preço	47.868.484,36	228,19

A elevação do custo incorrido pela sociedade é decorrente do comportamento do agente estratégico na maximização de seu lucro. Observa-se que a grande capacidade de manipulação do mercado por parte do agente estratégico torna inviável o uso de um mercado *spot* puro, i.e., sem a obrigação de contratação bilateral.

Apenas com o intuito de ilustrar o potencial da contratação bilateral como forma de reduzir o poder de mercado do agente estratégico, considere a simplificação de que o nível de contratação bilateral não altere o preço *spot*. Essa simplificação é pessimista do ponto de vista da sociedade visto que a obrigação da contratação em níveis elevados força o agente estratégico a ofertar uma quantidade maior ao mercado evitando ficar exposto ao preço *spot*. Considere ainda que os contratos bilaterais sejam os mesmos tanto na operação sob competição como na operação a mínimo custo e tenham valor igual a \$49,26/MWh

(média ponderada nacional dos contratos iniciais em 31/12/2002). Desta forma, a Figura 6 apresenta a variação do sobrecusto incorrido pela sociedade em função do nível de contratação com a adoção de um esquema de oferta de preços. Observe que para um nível de contratação bilateral de 95%, a diferença do custo incorrido pela sociedade entre a operação sob competição e a operação a mínimo custo é de 2,53%.

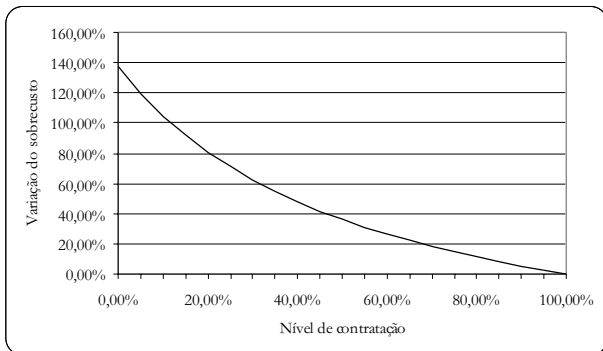


FIGURA 6. Efeito da contratação bilateral.

B. Resultado para dois Agentes Econômicos

Para verificar o impacto da concorrência entre agentes estratégicos, uma nova simulação foi realizada considerando dois agentes estratégicos como proprietários das usinas hidrelétricas, onde foi assumido que cada agente estratégico detém metade da capacidade de geração hidrelétrica.

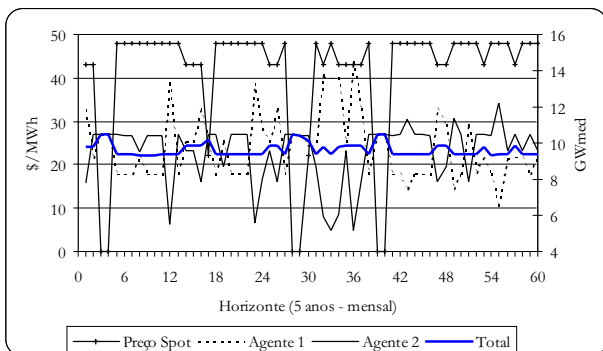


FIGURA 7. Oferta dos agentes estratégicos.

A figura 7 ilustra a evolução do preço *spot* bem como as ofertas dos agentes estratégicos ao longo do horizonte de planejamento.

A comparação das principais variáveis do sistema em relação à operação com apenas um agente estratégico (cartel) está sumarizada na tabela 5.

Observa-se desta tabela que o efeito esperado da concorrência entre os agentes foi verificado. A competição entre os agentes elevou a geração hidrelétrica média e a conseqüente redução da geração termelétrica ocasionou uma redução do sobrecusto incorrido pela sociedade.

TABELA 5
DADOS COMPARATIVOS

	Cartel (Agente Único)	Concorrência (2 Agentes)	Diferença [%]
Custo Incorrido [\$]	52.411.288,16	51.486.355,88	98,24
Geração Hidrelétrica Média [MW]	19.297,88	19.432,96	100,70
Geração Termelétrica Média [MW]	1.631,08	1.498,97	91,90

C. Resultado para um Agente Econômico com o Aumento da Demanda

Estes resultados referem-se à simulação do sistema exemplo considerando um único agente econômico como proprietário das usinas hidrelétricas, porém aumentado a demanda do sistema em 2,4%

Conforme observado anteriormente, o agente estratégico possui uma oferta preferível que corresponde em ofertar uma quantidade suficiente para colocar um determinado agente gerador como marginal. Foi observado ainda que uma sinalização na função de lucro futuro de possibilidade de vertimentos no futuro, faz com que o agente estratégico se desvie de sua oferta preferível, evitando a perda de receita associada ao vertimento.

A elevação da demanda permitiu observar que da mesma forma que a função de lucro futuro pode sinalizar vertimentos, ela também pode sinalizar a possibilidade de ocorrência de déficits futuros. Neste caso, o déficit é visualizado como um grande aumento de receita em virtude da remuneração diferenciada em períodos de racionamento. Sendo assim, como o preço da energia nos períodos de déficit é muito maior que nos períodos normais, quando o agente estratégico enxerga a possibilidade de déficit futuro, o mesmo desvia de sua oferta preferível, aumentando a quantidade ofertada, de forma a deplecionar os reservatórios do sistema, ocasionando o déficit.

Pode-se observa na Figura 8 que a energia armazenada na operação sob competição evolui de forma similar à energia armazenada na operação a mínimo custo. Porém, uma análise detalhada permite constatar que nos meses onde não há a possibilidade de déficit, o agente estratégico, na operação sob competição, incrementa o despacho termelétrico e, com isso, aumenta a energia armazenada em relação à operação a mínimo custo. Isto pode ser comprovado observando as energias armazenadas nos meses 12 e 36.

Em contrapartida, nos meses menos favoráveis hidrológicamente, como nos meses 24, 48 e 58, a energia armazenada na operação sob competição é menor, pois o agente estratégico visualiza a possibilidade de déficit e depleciona o reservatório o suficiente para que ocorra este déficit, obtendo uma receita maior.

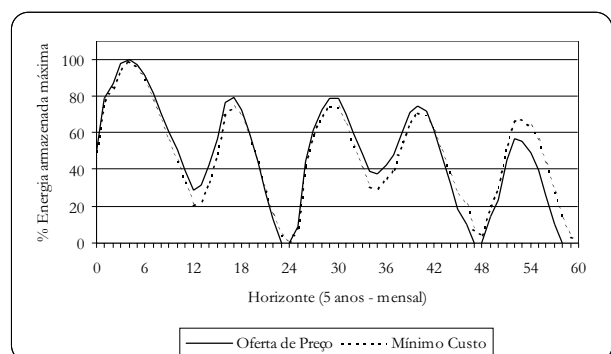


FIGURA 8. Evolução da energia armazenada.

A figura 9 ilustra a evolução do preço *spot* onde se pode observar que, nos meses anteriores aos meses com déficit, o preço na operação sob competição é menor. Isso ocorre em virtude da elevação da geração hidrelétrica para provocar o déficit nos meses subsequentes.

Pode-se observar ainda que nos meses que precedem os meses hidrológicamente desfavoráveis, a política de operação a mínimo custo é elevar a geração termelétrica para evitar o déficit. Já sob competição, o agente estratégico eleva a geração hidrelétrica e, portanto há uma redução da geração termelétrica. O déficit só ocorre porque há manipulação do mercado por parte do agente estratégico.

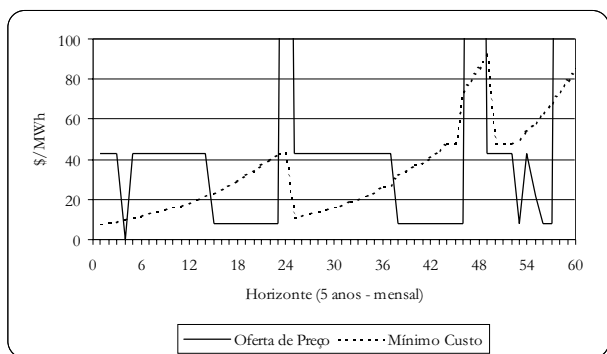


FIGURA 9. Evolução do preço *spot*.

Com base nos resultados obtidos, existe evidência de que o poder de mercado dos agentes estratégicos pode ser reduzido com a competição e contratos bilaterais apenas nos períodos de hidrologia favorável. Porém, nos períodos desfavoráveis, necessita-se de outros mecanismos regulatórios que impeçam que a manipulação do mercado por parte dos agentes estratégicos leve o sistema a déficit, como a curva de aversão já proposta pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico.

VI. CONCLUSÕES

A metodologia desenvolvida ao longo deste projeto permitiu a obtenção de importantes resultados referentes ao comportamento dos agentes de geração em ambientes de oferta de preços para sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica. Esses resultados permitiram concluir que: (i) o poder de mercado é exercido pela manipulação da quantidade ofertada e não por meio da elevação do preço; (ii) dependendo da configuração hidrotérmica, pode-se identificar uma oferta preferível, suficiente para deixar um determinado agente de geração termelétrica como marginal; e (iii) os agentes estratégicos apenas desviaram desta oferta preferível quando as respectivas funções de lucro futuro assim sinalizarem, i.e., quando da possibilidade de vertimentos ou déficits futuros.

A generalização dessas conclusões deve considerar que na metodologia desenvolvida foram adotadas as seguintes hipóteses simplificadoras: (i) a demanda é considerada determinística, inelástica e constante ao longo do horizonte de planejamento; (ii) o sistema de transmissão é desprezado; e (iii) não se considera o efeito do nível de

contratação bilateral na oferta dos agentes estratégicos.

Portanto, a generalização dos resultados obtidos deverá observar os seguintes aspectos: (i) a incerteza na demanda tende a reduzir o poder de mercado dos agentes estratégicos. Diferentemente dos casos simulados que considera a demanda determinística, a incerteza na demanda impede que esses agentes conheçam com precisão a quantidade a ser ofertada para maximizar suas receitas; (ii) ao se considerar a demanda inelástica, o preço é determinado apenas pela ação dos agentes estratégicos. Porém a demanda pode, onde pertinente, apresentar elasticidade, reduzindo a quantidade consumida quando ocorre elevação do preço *spot* e conseqüentemente reduzindo o poder de mercado dos agentes estratégicos; (iii) o potencial poder de mercado de determinados agentes provocado por congestionamentos no sistema de transmissão; e (iv) a utilização de contratação bilateral afeta a quantidade ofertada, induzindo os agentes contratados a ofertar uma quantidade suficiente para cobrir o montante contratado, evitando a exposição às flutuações do preço *spot*.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E.L. Silva, "Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica", Editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre, RS, Brasil, 2001.
- [2] W. Elmaghraby, "Multi-Unit Auctions with Complementarities: Issues of Efficiency in Electricity Auctions", Program of Workable Energy Regulation, Working Paper, Energy Institute, University of Califórnia, April, 1998.
- [3] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – CGSE; *Relatórios de Progresso Nos 1 – 4*, 2002.
- [4] L.C.X. Carvalho, "Planejamento de Sistemas Hidrotérmicos: Uma Análise Comparativa entre as Representações a Usinas Individualizadas e a Reservatórios Equivalentes de Energia.", Dissertação de Mestrado, DEEL, UFSC, 2002.
- [5] H. R. Varian, *Microeconomic Analysis*, New York: Norton, 1992.
- [6] R. Kelman, L. A. N. Barroso, M. V. F. Pereira, "Market Power Assessment and Mitigation in Hydrothermal Systems", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 16, No. 3, pp. 534-359, August 2001.
- [7] J. Contreras, O. Candiles, J. I. la Fuente, T. Gómez, "A Cobweb Bidding Model for Competitive Electricity Markets", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 17, pp.148-153, February, 2002.
- [8] B. Hobbs, C. B. Metzler, J. S. Pang, "Strategic Gaming Analysis for Electric Power Systems: An MPEC Approach", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 15, No. 2, pp. 638-645, August. 2000.
- [9] J. Mortimer, J. Asker, *Lecture Notes in Industrial Organization*, [online] disponível em http://www.courses.fas.harvard.edu/~econ1640/Lecture_Notes/.
- [10] A. J. Conejo, J. Contreras, J. M. Arroyo, S. de la Torre, "Optimal Response of an Oligopolistic Generating Company to a Competitive Pool-Based Power Market", *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 17, No. 2, pp.424-430, May, 2002.
- [11] A. N. Zucarato, "Simulação de Mercados de Energia Elétrica com Predominância de Geração Hidrelétrica", Dissertação de Mestrado, DEEL, UFSC, 2003.