

2

Atenuação do Poder de Mercado das Geradoras em um Sistema Hidrotérmico

Uma das principais questões em mercados de eletricidade liberalizados tem sido o exercício de poder de mercado das geradoras (definido como a capacidade de as mesmas aumentarem o preço de mercado de forma unilateral) especialmente no mercado à vista de eletricidade.

Em geral, um poder de mercado substancial está relacionado a períodos de demanda aquecida e pode ser exacerbado quando a oferta está limitada devido a restrições de capacidade e/ou de transmissão.¹

De modo a atenuar este poder de mercado observado, duas das sugestões mais recorrentes de políticas de regulação têm sido incentivar a contratação de longo prazo e reduzir a concentração horizontal.

No primeiro caso, argumenta-se que um gerador cuja produção tenha sido vendida em grande parte sob a forma de contratos de longo prazo teria menos incentivos a agir de forma estratégica para aumentar seu preço no mercado à vista porque o benefício resultante desse aumento estaria limitado a suas vendas descobertas (isto é, a sua produção não-contratada).² No segundo caso, o argumento está associado a uma relação entre competição e concentração de mercado: quanto menor o número de geradores atuando no mercado, maiores são os benefícios associados a uma retenção estratégica de capacidade, especialmente quando a demanda está aquecida e restrições de capacidade têm papel significativo na determinação de preços.³

As conseqüências da adoção das políticas acima são analisadas por exemplo por Newbery (1998) em um modelo de equilíbrio de funções de oferta (*supply function equilibrium model*). Sua principal conclusão é a de que se a entrada é contestável e o mercado de contratos de longo prazo é razoavelmente líquido e ativo, então o poder de mercado é significativamente reduzido. Além disso, a entrada de novas geradoras aumenta a competição no mercado se as novas firmas competem na oferta marginal. Contudo, o

¹Borenstein (2002), Joskow & Kahn (2002), Borenstein *et al.*(2002) entre outros.

²Newbery (1998), Wolak (2000), Kelman *et al.* (2001).

³Green & Newbery (1992), Wolfram (1999), Borenstein & Bushnell (1999).

argumento deve ser refinado no caso em que as novas geradoras são mais eficientes (isto é, podem competir na oferta de base do sistema), pois nesse caso, as geradoras já instaladas podem deter a entrada, o que significaria a manutenção da capacidade de exercício de poder de mercado.

Os estudos sobre poder de mercado e de respectivas políticas visando a sua redução têm sido feitos para sistemas predominantemente térmicos nos quais a decisão estratégica em um determinado período pode ser tomada separadamente daquela de outro período dentro do horizonte de tempo estudado. É por esse motivo que Crampes & Moreaux (2001) e Kelman *et al.* (2001) argumentam que modelos usados para sistemas térmicos não podem ser aplicados a sistemas em que haja produção hidrelétrica porque nesse caso as decisões passariam a ser dinamicamente interligadas.

Nesse capítulo, desenvolve-se, a partir da constatação acima, a implicação da eficácia de medidas de atenuação de poder de mercado em sistemas hidrotérmicos liberalizados em contraposição ao seu efeito em sistemas térmicos, quais sejam:

(1) No caso da redução da concentração horizontal, quando o número de termelétricas aumenta e potencialmente vai para infinito, Newbery (1998) mostra que as condições de equilíbrio em um sistema térmico convergem para a solução competitiva, quando há suficiente capacidade ociosa e não há a possibilidade de vender produção na forma de contratos. No caso de um sistema hidrotérmico, entretanto, as condições de equilíbrio para o mesmo caso podem não convergir necessariamente para as condições de equilíbrio de um sistema hidrotérmico competitivo (especialmente se as termelétricas não produzem em alguma contingência) no caso de suficiente capacidade ociosa e sem contratos.

(2) Em sistemas térmicos com a possibilidade de contratação de longo prazo, modelos baseados em Allaz & Vila (1993) mostram que quando geradoras neutras ao risco têm uma posição a termo descoberta (isto é, venderam parte da sua produção na forma de contratos), elas acabam agindo mais agressivamente (ou seja, de forma mais competitiva) no mercado à vista subsequente, induzindo dessa forma seus rivais a também venderem antecipadamente parte da sua produção sob a forma de contratos. Em um sistema hidrotérmico, a simples existência de um mercado de contratos não implica, necessariamente, que esse incentivo estratégico apareça, mesmo em um modelo baseado em Allaz & Vila (1993). Contudo, mesmo quando incentivos estratégicos não estão presentes em um sistema hidrotérmico liberalizado, o regulador que obriga as geradoras a contratar parte da sua produção é capaz de reduzir o poder de mercado das firmas no mercado à

vista.

O restante do capítulo está dividido da seguinte maneira: na próxima seção, é útil, antes de proceder a análise de poder de mercado, apresentar um modelo simples para um sistema hidrotérmico de forma a uma melhor compreensão de como as estratégias são modificadas quando há hidrelétricas no mercado de geração. Os equilíbrios de *first-best* e de duopólio são respectivamente calculados. Na seção seguinte, é feita uma comparação entre os dois equilíbrios, mostrando-se como essa diferença está relacionada com o poder de mercado e a diferença na tecnologia de produção. Em seguida, verificam-se os efeitos do aumento do número de termelétricas no mercado (seção 2.2) e da obrigação de venda de parte da produção sob a forma de contratos (seção 2.3) na atenuação do poder de mercado das firmas no mercado à vista de um sistema hidrotérmico, comparando seus efeitos com aqueles derivados para modelos térmicos. Por fim, a seção 2.4 apresenta as principais conclusões.

2.1 Um modelo simples de um sistema hidrotérmico

Considere um modelo de dois períodos sem desconto em que um bem homogêneo - eletricidade - pode ser produzido a partir de duas geradoras cada uma com uma tecnologia própria: a termelétrica (T) e a hidrelétrica (H).

A termelétrica tem uma capacidade instalada tal que sua produção é ilimitada e sua tecnologia é descrita por uma função custo $c_k [q_k^T]$ crescente ($c'_k [q_k^T] > 0$) e convexa ($c''_k [q_k^T] \geq 0$), onde $k = t, t + 1$.

A hidrelétrica tem uma represa com capacidade de armazenar, além da quantidade inicial de água em t , um fluxo de água adicional em $t + 1$ que tanto pode ser intenso ($f + \sigma$) como baixo ($f - \sigma$).⁴ Mais ainda, a hidrelétrica não tem custos variáveis e é capaz de transformar todo seu estoque de água em eletricidade a cada período.

Defina q_k^i como a produção total da geradora i na data k e $Q_k \equiv q_k^T + q_k^H$ como a produção total de eletricidade na data k .

A descrição temporal da tomada de decisão e da resolução da incerteza pode ser feita como se segue:

(1) Na data t , decidem-se a produção corrente em ambas as geradoras (q_t^H, q_t^T) e quanto de estoque de água a ser deixado para o período seguinte (S_{t+1}), dado o estoque de água corrente ($S_t + f_t$), mas antes do próximo fluxo de água.

(2) Na data $t + 1$, as produções correntes em ambas as geradoras (q_{t+1}^H, q_{t+1}^T) são escolhidas dada a quantidade corrente de estoque de água ($S_{t+1} + f_{t+1}$).⁵

A seguir, os problemas de first-best e de duopólio são apresentados, começando-se pelo primeiro.

⁴O estoque de água e os fluxos hidrológicos são medidos na mesma unidade da produção da hidrelétrica.

⁵Em um modelo de dois períodos, veremos que o estoque de água a ser deixado ao fim de $t + 1$ para o período seguinte (S_{t+2}) é igual a zero.

2.1.1 First-Best

Seja $\mathcal{W}_k[Q_k]$ o excedente bruto do consumidor associado ao consumo de Q_k unidades de eletricidade no período k , e seja $p_k[Q_k] = \mathcal{W}'_k[Q_k]$ a curva de demanda inversa definida para todo Q_k tal que $p_k[Q_k] > 0$.

Suponha que $\mathcal{W}'_k[0] = p_k[0] > c'_k[0]$, ou seja, o benefício social marginal da primeira unidade de eletricidade gerada pela termelétrica quando a hidrelétrica não produz é maior do que o respectivo custo marginal.

O planejador central tem como objetivo maximizar o excedente social intertemporal líquido, sujeito às restrições tecnológicas para produzir eletricidade e de quantidades produzidas como mostrado abaixo.

$$\begin{aligned} \max_{\{q_k^T, q_k^H\}} E \left[\sum_{k=t}^{t+1} [\mathcal{W}_k[q_k^T + q_k^H] - c_k[q_k^T]] \right] & \quad (2-1) \\ \text{s.a.} \quad \begin{cases} q_k^H + S_{k+1} = S_k + f_k & (\lambda_k) \\ S_t + f_t = \bar{S}_t > 0 \\ q_k^T \geq 0 & (\mu_k^T) \\ q_k^H \geq 0 & (\mu_k^H) \\ S_{t+1} \geq 0 & (\mu_{S_{t+1}}) \end{cases} \end{aligned}$$

onde f_k é uma variável aleatória positiva e $E[.]$ denota o operador de expectativa com respeito à distribuição dos valores futuros de f_k .

Note que a primeira restrição está relacionada com a tecnologia da hidrelétrica e assegura que o estoque de água corrente é usado para produção corrente ou acumulada para o próximo período. O multiplicador associado a essa restrição (λ_k) representa o custo-sombra da variável de estado (no caso, o estoque total de água). Após as restrições de não-negatividade na produção, a última restrição assegura que um estoque de água negativo não pode ser deixado para o período seguinte, isto é, a hidrelétrica não consegue tomar emprestado água do futuro.

Proposição 2.1 *O equilíbrio de first-best no qual as geradoras produzem quantidades positivas e uma quantidade positiva de água é deixada para o período seguinte é caracterizado pelas equações seguintes:*

$$\begin{aligned} p_k[Q_k] - c'_k[q_k^T] &= 0 & k = t, t + 1 \\ q_k^H + S_{k+1} &= S_k + f_k & k = t, t + 1 \\ E[p_{t+1}[Q_{t+1}]] &= p_t[Q_t] = \lambda_t \end{aligned} \quad (2-2)$$

Prova. Ver Apêndice 6.1. □

A partir das condições acima pode-se notar que a termelétrica produz no ponto em que o preço iguala seu custo marginal a cada período e a hidrelétrica, por sua vez, produz no ponto em que o preço corrente é igual ao preço esperado para o período seguinte e ambos são iguais ao custo-sombra do estoque de água. Juntando-se as duas condições, obtêm-se:

$$\begin{aligned} E[p_{t+1}[q_{t+1}^T + q_{t+1}^H]] &= p_t[q_t^T + q_t^H] \\ E[c'_{t+1}[q_{t+1}^T]] &= c'_t[q_t^T] = \lambda_t \end{aligned} \quad (2-3)$$

Ou seja, em equilíbrio, o planejador central deve operar dinamicamente não apenas a hidrelétrica, mas também a termelétrica. As quantidades de equilíbrio são tais que o preço corrente é igual ao preço esperado para o período seguinte e uma condição análoga surge para o custo marginal da termelétrica: o custo marginal corrente deve se igual ao custo marginal esperado para o período seguinte.

2.1.2 Duopólio

Agora, voltemo-nos a uma estrutura de duopólio na qual a hidrelétrica compete em quantidade com a termelétrica. Seguindo-se Crampes & Moreaux (2001), supõe-se que as funções de receita para cada firma são estritamente côncavas em suas respectivas produções e ambas deparam-se com uma curva de demanda inversa decrescente a cada período.

Antes porém de proceder-se ao conceito de solução, é necessário especificar a estrutura de informação a partir da qual cada jogador condiciona sua estratégia.

No modelo aqui analisado, a informação relevante até o período k é resumida no valor do estoque de água em k (a variável de estado), a qual, por sua vez depende das escolhas passadas de produção e realizações da variável aleatória. Supõe-se que ao começo de cada período k , todos tomadores de decisão têm pleno conhecimento da variável de estoque em k .

Portanto, utiliza-se o conceito de estratégias markovianas⁶ porque elas representam regras de decisão na qual a escolha da ação corrente de um jogador é condicionada apenas ao período e ao estado vigentes. Essa dupla (tempo e estado correntes) denota o padrão Markoviano de informação de estado e o conceito de equilíbrio correspondente é o Equilíbrio de Nash Markoviano (MNE).

O problema a ser resolvido pela hidrelétrica ao começo de t consiste na escolha do perfil de produção $\{q_k^H; k = t, t + 1\}$ que maximiza sua receita intertemporal esperada (uma vez que a mesma não tem custos variáveis de produção, por suposição) dadas a estratégia de produção da termelétrica e a restrição dinâmica sobre o gerenciamento do estoque de água:

$$\begin{aligned} \max_{\{q_k^H\}} E \left[\sum_{k=t}^{t+1} p_k[Q_k]q_k^H \right] & \quad (2-4) \\ \text{s.a.} \quad \begin{cases} q_k^H + S_{k+1} = S_k + f_k & (\lambda_k) \\ S_t + f_t = \bar{S}_t > 0 \\ S_{t+1} \geq 0 & (\mu_{S_{t+1}}) \\ q_k^H \geq 0 & (\mu_k^H) \end{cases} \end{aligned}$$

⁶Estratégias Markovianas são também conhecidas como estratégias *closed-loop* ou de *feedback*. Ver Basar & Olsder (1995) e Dockner *et al.*(2000)

Por outro lado, o problema a ser resolvido pela termelétrica consiste em escolher o perfil de produção $\{q_k^T; k = t, t + 1\}$ que maximiza seu lucro intertemporal esperado:

$$\begin{aligned} \max_{\{q_k^T\}} E \left[\sum_{k=t}^{t+1} [p_k[q_k^T + q_k^H]q_k^T - c_k[q_k^T]] \right] \\ \text{s.a. } q_k^T \geq 0 \quad (\mu_k^T) \end{aligned} \quad (2-5)$$

O teorema que se segue ajuda-nos a calcular o equilíbrio de Nash do duopólio acima:

Teorema 2.2 *A fim de que um par de estratégias Markovianas $\{\gamma_k^{i*}[S_k + f_k], i = H, T, k = t, t + 1\}$ constitua um equilíbrio de Nash (NE) do duopólio descrito acima com padrão Markoviano de informação do estado (para todos os jogadores), é necessário e suficiente que as seguintes relações recursivas sejam satisfeitas:*

$$\begin{aligned} V_t^H[S_t + f_t] = \max_{\{q_t^H\}} E [p_t[\gamma_t^{T*}[S_t] + q_t^H]q_t^H + V_{t+1}^H[S_{t+1} + f_{t+1}]] \quad (2-6) \\ \text{s.a. } \begin{cases} q_t^H + S_{t+1} = S_t + f_t & (\lambda_t) \\ S_t + f_t = \bar{S}_t > 0 \\ q_t^H \geq 0 & (\mu_t^H) \end{cases} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_t^T[S_t + f_t] = \max_{\{q_t^T\}} E \left[\begin{array}{l} p_t[q_t^T + \gamma_t^{H*}[S_t]]q_t^T - c_t[q_t^T] \\ + V_{t+1}^T[S_{t+1} + f_{t+1}] \end{array} \right] \quad (2-7) \\ \text{s.a. } q_t^T \geq 0 \quad (\mu_t^T) \end{aligned}$$

onde $V_t^i, i = H, T$ denota a função valor associada com o problema de maximização da geradora i .

Prova. Basar & Olsder (1995, p. 312). □

Proposição 2.3 *Suponha que as curvas de receita marginal de ambas geradoras sejam estritamente decrescentes em suas produções respectivas e a função de custo da termelétrica seja estritamente crescente e convexa. Além disso, suponha que as seguintes condições valham:*

$$\begin{aligned} p_{t+1} [\bar{S}_t + f + \sigma] &> c'_{t+1} [0] \\ p_t [\bar{S}_t] &> c'_t [0] \\ p_t [Q_t; S_{t+1} = \bar{S}_t] &> E_t [RMg_{t+1}^H [Q_{t+1}[f_{t+1}]; S_{t+1} = \bar{S}_t]] \\ E_t [RMg_{t+1}^H [Q_{t+1}[f_{t+1}]; S_{t+1} = 0]] &> RMg_t^H [Q_t; S_{t+1} = 0] \end{aligned}$$

Portanto, o MNE $\{q_k^H = \gamma_k^{H*}[S_k + f_k], q_k^T = \gamma_k^{T*}[S_k + f_k]; k = t, t + 1\}$ do duopólio descrito acima é caracterizado por:

$$\begin{aligned} p'_t [Q_t] q_t^H + p_t [Q_t] &= E [p'_{t+1} [Q_{t+1}] q_{t+1}^H + p_{t+1} [Q_{t+1}]] = \lambda_t \\ p'_t [Q_t] q_t^T + p_t [Q_t] - c'_t [q_t^T] &= 0 \quad k = t, t + 1 \\ q_t^H + S_{t+1} &= \bar{S}_t \\ q_{t+1}^H &= S_{t+1} + f_{t+1} \end{aligned}$$

onde λ_t é o multiplicador associado a restrição dinâmica da hidrelétrica e as produções das respectivas geradoras atendem a:

$$\begin{cases} q_{t+1}^T [f_{t+1}] > 0, \\ q_t^T > 0 \\ 0 < q_t^H < \bar{S}_t \end{cases}$$

Prova. Ver Apêndice 6.1. □

Novamente, como notam Crampes & Moreaux (2001), as condições de equilíbrio acima incorporam o fato de que a termelétrica, ao competir com uma hidrelétrica, deve ser operada de forma dinâmica. Isto porque em equilíbrio a produção corrente da termelétrica depende da produção corrente da hidrelétrica, a qual, por sua vez, depende do custo-sombra do estoque total de água, tornando, portanto, as decisões individuais de cada geradora dinamicamente interdependentes.

2.1.3

Comparação entre a solução de first-best e de duopólio

A partir das condições de primeira ordem (CPO) do problema de duopólio, é possível escrever:

$$\begin{aligned}
 E[p_{t+1}[Q_{t+1}]] - p_t[Q_t] &= p'_t[Q_t]q_t^T - c'_t[q_t^T] - E[p'_{t+1}[Q_{t+1}]q_{t+1}^T - c'_{t+1}[q_{t+1}^T]] = \\
 &= p'_t[Q_t]q_t^T - E[p'_{t+1}[Q_{t+1}]q_{t+1}^T] + \\
 &\quad + (E[c'_{t+1}[q_{t+1}^T]] - \lambda_t) + (\lambda_t - c'_t[q_t^T])
 \end{aligned} \tag{2-8}$$

Alternativamente, defina $1/|\varepsilon_k| = -p'_k(Q_k)Q_k/p_k$ como a inversa da elasticidade de demanda e $\theta_k^T = q_k^T/Q_k = 1 - q_k^H/Q_k = 1 - \theta_k^H$ como a participação de mercado da termelétrica (e, portanto, θ_k^H representa a participação de mercado da hidrelétrica). Assim, podemos decompor o diferencial esperado de preços em quatro componentes:

$$\begin{aligned}
 &E[p_{t+1}[Q_{t+1}]] - p_t[Q_t] = \\
 &= \frac{p_t\theta_t^T}{|\varepsilon_t|} - E\left[\frac{p_{t+1}^T\theta_{t+1}^T}{|\varepsilon_{t+1}|}\right] + \\
 &\quad + (E[c'_{t+1}[q_{t+1}^T]] - \lambda_t) + (\lambda_t - c'_t[q_t^T])
 \end{aligned} \tag{2-9}$$

Os dois primeiros termos são os efeitos inframarginais de um aumento na produção da termelétrica em cada período respectivo (em outras palavras, eles refletem o fato de que as geradoras não são tomadoras de preços), enquanto o terceiro e quarto termos representam os custos relativos da termelétrica em termos do custo-sombra do estoque de água. Nessa decomposição é possível ver quanto a diferença na tecnologia de produção e o grau de poder de mercado podem explicar a diferença esperada de preços entre o período futuro e corrente.

Note também que a diferença acima pode ser expressa em termos da contribuição da produção da hidrelétrica na produção total e das elasticidades da demanda nos dois períodos:

$$E[p_{t+1}[Q_{t+1}]] - p_t(Q_t) = E\left[\frac{p_{t+1}\theta_{t+1}^H}{|\varepsilon_{t+1}|}\right] - \frac{p_t^H\theta_t^H}{|\varepsilon_t|} \tag{2-10}$$

A partir das CPO do problema de *first-best* nas quais ambas geradoras produzem quantidades positivas, é possível concluir que as quatro componentes da decomposição acima devem ser nulas e, conseqüentemente:

$$E [p_{t+1}] = p_t \quad (2-11)$$

Embora a condição (2-11) seja necessária para caracterizar o problema de *first-best*, ela não é suficiente:

Por exemplo, se $|\varepsilon_{t+1}| = |\varepsilon_t| = \infty$ todos os quatro termos acima devem ser zero no equilíbrio com produção não-nula. Contudo, estudos empíricos não têm mostrado uma demanda tão elástica.⁷

Mas, mesmo no caso de uma demanda inelástica, um diferencial esperado de preços igual a zero pode ser obtido. Por exemplo, se, em equilíbrio $c'_t [q_t^T] = E [c'_{t+1} [q_{t+1}^T]] = \lambda_t$ (isto é, a diferença de tecnologia não tem papel em explicar a diferença de preços acima), um valor diferente de zero é possível se, e somente se, existe uma diferença entre os efeitos inframarginais nos dois períodos. Se a termelétrica produz no ponto em que $\frac{p_t \theta_t^T}{|\varepsilon_t|} = E \left[\frac{p_{t+1} \theta_{t+1}^T}{|\varepsilon_{t+1}|} \right]$, então não há diferença esperada entre o preço futuro e o preço corrente.

Conclusão 2.4 *Um diferença esperada de preços nula ($E [p_{t+1}] - p_t = 0$) é condição necessária para a caracterização do problema de first-best, porém não é condição suficiente. Usando uma decomposição para esse diferencial de preços, pode-se mostrar que no equilíbrio de first-best com produção não-nula, todos os termos dessa decomposição devem ser iguais a zero, o que não ocorre em um duopólio no qual pelo menos uma firma consegue aumentar preços acima do seu respectivo custo marginal.*

⁷Borestein & Bushnell (1999).

2.2

Aumento do número de termelétricas

A explicação por trás do efeito da entrada de novas firmas sobre o poder de mercado das geradoras é a de que um número crescente de empresas reduz o benefício associado a uma retenção unilateral de capacidade, sem levar em consideração problemas adicionais de transmissão (Wolfram,1999).

Newbery (1998) faz um refinamento desse argumento no contexto de um modelo de equilíbrio de função de oferta (*supply function equilibrium model*) ao notar que somente se a entrada ocorre na oferta marginal do sistema é que há competição e, como resultado, o exercício de poder de mercado é reduzido significativamente.

Vimos que, no caso do duopólio, pode-se decompor o diferencial esperado de preços em 4 termos e que dois deles estão relacionados à capacidade das geradoras em aumentar preços acima dos seus respectivos custos marginais.

A fim de analisar-se o poder de mercado das firmas quando estas têm tecnologias diferentes, é mais conveniente seguir Borenstein & Bushnell (1999) que usam o índice de Lerner da indústria. Este índice é o *markup* sobre o preço de mercado contrafactual relativo à quantidade de equilíbrio do oligopólio.⁸ Portanto, em uma indústria mais competitiva, o índice de Lerner tende a zero, porque a diferença entre o preço da indústria e o custo marginal tenderá a zero.

O índice de Lerner *ex-post* para cada período $(t, t + 1)$ e contingência (f_{t+1}) é dado por:

$$L_t = \frac{p_t^O - p_t^C}{p_t^O} \quad (2-12)$$

$$L_{t+1} [f_{t+1}] = \frac{p_{t+1}^O [f_{t+1}] - p_{t+1}^C [f_{t+1}]}{p_{t+1}^O [f_{t+1}]} \quad (2-13)$$

onde p^O representa o preço de oligopólio e p^C representa o preço contrafactual da produção de oligopólio para os respectivos período e contingência.

O impacto de um maior número de geradoras sobre as condições de equilíbrio será investigado através de um mercado com 1 hidrelétrica e N ($N > 1$) termelétricas idênticas.

Desta forma, um NE com 1 hidrelétrica e N termelétricas no qual as termelétricas são simétricas é caracterizado por:

⁸Ou em outras palavras, o custo marginal da indústria avaliado na quantidade de equilíbrio do oligopólio.

$$p_k [Q_k] + p'_k [Q_k] q_k^T = c'_k [q_k^T] \quad k = t, t + 1 \quad (2-14)$$

$$p_t [Q_t] + p'_t [Q_t] q_t^H = E [p_{t+1} [Q_{t+1}] + p'_{t+1} [Q_{t+1}] q_{t+1}^H] = \lambda_t \quad (2-15)$$

onde $Q_k = Nq_k^T + q_k^H$ e Nq_k^T representa a produção total das termelétricas.

Desta forma, é possível obter a partir de (2-14) e (2-15) os respectivos índices de Lerner dados por (2-12) e (2-13), usando-se ainda a condição sobre custos marginais dada por (2-3).

Ignorando as restrições de números inteiros, a proposição abaixo mostra-nos a condição para que o aumento do número de firmas reduza o poder de mercado das geradoras:

Proposição 2.5 *Se a variação da quantidade total da indústria com o acréscimo de uma nova geradora atende a:*

$$\left(c' [q^T] \right) \left(p' [Q] \right) \left(\frac{dQ}{dN} \right) < \left(c'' (q^T) \right) \left(p [Q] \right) \left(\frac{dq^T}{dN} \right) \quad (2-16)$$

Então um aumento do número de geradoras leva a uma redução do poder de mercado das geradoras medido através do índice de Lerner.

Prova. Ver Apêndice 6.1. □

Note ainda que se o aumento do número de termelétricas reduz a quantidade individual que cada uma delas produz em equilíbrio então pela proposição acima, a quantidade total produzida aumenta, dadas funções de custo e de demanda com as derivadas usuais.

A diferença fundamental no caso de um sistema hidrotérmico em relação a um sistema térmico está no fato de que a produção corrente está ligada à produção de outros períodos, o que implica condições suficientes mais restritas do que aquelas exigidas para um sistema térmico a fim de atender às condições descritas acima.⁹

Por exemplo, em um sistema térmico com N geradoras idênticas e funções de demanda e de custo lineares é simples mostrar que o preço de mercado tenderá ao custo marginal da firma representativa¹⁰, isto é, as geradoras terão, no limite, um poder de mercado desprezível.

⁹Ver apêndice para um exemplo em 2 períodos.

¹⁰Fudenberg & Tirole (1991), exercício 1.9, página 41.

No caso de um sistema hidrotérmico com 1 hidrelétrica e N termelétricas idênticas com funções de demanda e de custo lineares, um poder de mercado não necessariamente nulo poderá ser exercido pela hidrelétrica se esta conseguir deslocar as termelétricas em alguma contingência, como mostra o exemplo abaixo.

Suponha que a função demanda e custo das termelétricas sejam dadas respectivamente por:

$$p_t = a - b(Nq_t^T + q_t^H) \quad (2-17)$$

$$c_t [q_t^T] = c_t q_t^T \quad (2-18)$$

Primeiramente, note que as condições (2-14) e (2-15) valem para quando as hipóteses da (respectiva extensão para o caso de N termelétricas da) proposição 2.3 são atendidas, o que implica produção positiva de todas as geradoras em equilíbrio.

É fácil ver que se todas as geradoras estão produzindo quantidades positivas em equilíbrio para qualquer período e contingência, então, o poder de mercado de todas as firmas será negligenciável para um número suficientemente grande de termelétricas no mercado.

No exemplo citado, pode-se mostrar que o poder de mercado das geradoras quando $N \rightarrow \infty$ é nulo:¹¹

$$L_t = L_{t+1} [f + \sigma] = L_{t+1} [f - \sigma] = 0 \quad (2-19)$$

Portanto, o grande número de termelétricas gera uma solução idêntica à solução competitiva.

Agora, suponha que uma das condições requeridas pela proposição 2.3 não seja atendida. Em particular, suponha que:

$$\begin{aligned} a - b(\bar{S}_t) &> c_t \\ a - b(\bar{S}_t + f + \sigma) &\leq c_{t+1} \end{aligned}$$

Para facilitar as contas, suponha ainda que $c_t = c_{t+1} = c$

Nesse caso, pode-se mostrar que as termelétricas só não produzirão uma quantidade positiva apenas no segundo período na ocorrência de chuvas intensas, quando será melhor que elas não gerem eletricidade. Os respectivos índices de Lerner quando o número de termelétricas é suficientemente alto, para cada período e contingência são dados abaixo:

¹¹Ver apêndice 6.1 para o desenvolvimento das soluções abaixo.

$$L_t = 0 \quad (2-20)$$

$$L_{t+1} [f + \sigma] = \frac{2c + c\alpha}{2a + c\alpha - b(\bar{S}_t + f + \sigma(3 - 2\alpha))} \quad (2-21)$$

$$L_{t+1} [f - \sigma] = 0 \quad (2-22)$$

Assim, vê-se que quando as termelétricas são afastadas em equilíbrio do mercado (ou seja, produzem quantidade nula), a hidrelétrica consegue exercer algum poder de mercado (medido através de um índice de Lerner diferente de zero).

2.3 Contratos

Contratos a termo ou bilaterais de longo prazo têm sido sugeridos como um outro importante instrumento a ser usado por reguladores a fim de reduzir o poder de mercado das geradoras no mercado de eletricidade à vista.

Por exemplo, Wolak (2000) encontra evidência para a eficácia de contratos financeiros de proteção (*hedge*) como uma política de regulação de mercado durante os estágios iniciais de operação do mercado atacadista de eletricidade na Austrália. A imposição de uma quantia significativa de contratos iniciais (*vesting contracts*¹²) entre distribuidoras e geradoras também esteve presente no processo de reforma do setor elétrico da Inglaterra e País de Gales.¹³ Alguns autores relacionam o exercício substancial de poder de mercado no mercado de eletricidade da Califórnia (E.U.A.) durante a crise do setor verificada em 2000 e 2001 à obrigação das empresas de serviço público (utilities) em vender sua posição líquida descoberta no mercado à vista.¹⁴

O argumento teórico que justifica a eficácia de contratos de longo prazo na redução do poder de mercado das geradoras é dado, por exemplo, por Newbery (1998): dada uma posição significativa de contratos a termo, a geradora teria menos incentivos a exercer poder de mercado porque os benefícios associados a um aumento unilateral do seu preço estariam limitados apenas a suas vendas descobertas. Por outro lado, a mera existência de um mercado de contratos a termo poderia criar um incentivo estratégico à contratação mesmo para firmas neutras ao risco, como sugerido por Allaz & Vila (1993).

As evidências empíricas e teóricas acima foram obtidas para sistemas térmicos. Nessa seção, analisa-se o efeito de contratos de longo prazo em um sistema hidrotérmico.

De acordo com Allaz & Vila (1993), supõe-se que as decisões no mercado à vista e no mercado de contratos são tomadas sequencialmente como descrito abaixo:

(0) No período $t - 1$, o governo anuncia uma quantidade mínima de produção que as duas firmas são obrigadas a vender na forma de contratos de

¹²Contratos iniciais ou *vesting contracts* são contratos de longo prazo obrigatórios nos quais os preços e quantidades são estabelecidos, em geral, pelo regulador do setor nos primeiros anos do processo de reestruturação.

¹³Wolak(2000) e Harvey & Hogan (2000)

¹⁴Borestein (2002), Joskow (2003) e Wolak (2003).

longo prazo $(x_t^i, x_{t+1}^i; i = H, T)$, sendo que o regulador consegue monitorar perfeitamente a quantidade produzida e contratada de cada firma.

(1) No período t , há dois estágios:

(1.1) Logo após o estado corrente $(S_t + f_t)$ ser conhecido por todos os jogadores, as duas firmas vendem (no mínimo) a quantidade de produção futura requerida pelo governo sob a forma de contratos de longo prazo.

(1.2) Após a contratação da produção, as produções correntes em cada geradora (q_t^H, q_t^T) e quanto será acumulado no reservatório da hidrelétrica para o período seguinte (S_{t+1}) são decididos, mas antes da realização do fluxo de água do período seguinte (f_{t+1}) .

(2) No período $t + 1$, as produções correntes nas duas geradoras (q_{t+1}^H, q_{t+1}^T) são escolhidas dado o estoque corrente de água no reservatório da hidrelétrica $(S_{t+1} + f_{t+1})$, onde f_{t+1} pode ser alto $(f + \sigma)$ com probabilidade α ou baixo $(f - \sigma)$ com probabilidade $1 - \alpha$ e $f - \sigma > 0$.

Há dois pontos diferentes em relação aos problemas de decisão formulados na seção 1.2: Os lucros intertemporais devem incorporar não apenas os lucros no mercado à vista, mas também os lucros no mercado a termo. Além disso, a quantidade de contratos a termo deve ser, pelo menos, a requerida pelo regulador. Incluindo essas mudanças, o problema da hidrelétrica pode ser rescrito como:

$$\begin{aligned} \max_{\{q_k^H, x_k^H\}} E \left[\sum_{k=t}^{t+1} p_k [q_k^T + q_k^H] q_k^H + (F_k^H - p_k(q_k^T + q_k^H)) x_k^H \right] \quad (2-23) \\ \text{s.a.} \quad \begin{cases} q_k^H + S_{k+1} = S_k + f_k & (\lambda_k) \\ S_t + f_t = \bar{k}_t > 0 \\ q_k^H \geq 0 & (\mu_k^H) \\ x_k^H \geq \bar{X}_k & (v_k^H) \end{cases} \end{aligned}$$

onde F_k^H é o preço e x_k^H é a quantidade vendida sob a forma de contrato a termo para a hidrelétrica, $\bar{X}_k > 0$ é a quantidade (exógena) que as firmas são obrigadas a vender sob a forma de contratos a termo e $\lambda_k, \mu_k^H, v_k^H$ são respectivamente os multiplicadores associados à restrição dinâmica da hidrelétrica, à restrição de produção não-negativa e à restrição de contratação mínima exigida pelo regulador.

Analogamente, a função objetivo da termelétrica é dada por:

$$\begin{aligned} \max_{\{q_k^T, x_k^T\}} E & \left[\sum_{k=t}^{t+1} [p_k [q_k^T + q_k^H] q_k^T - c_k [q_k^T]] \right] \\ s.a. & \begin{cases} q_k^T \geq 0 & (\mu_k^T) \\ x_k^T \geq \bar{X}_k & (v_k^T) \end{cases} \end{aligned} \quad (2-24)$$

onde F_k^T é o preço e x_k^T é a quantidade vendida sob a forma de contrato a termo para a termelétrica. μ_k^T, v_k^T são respectivamente os multiplicadores associados à restrição de produção não-negativa e à restrição de contratação mínima exigida pelo regulador.

Em um mercado a termo, especuladores e geradoras neutras ao risco fazem negócios. Em equilíbrio, a venda líquida a termo das geradoras é igual à compra líquida a termo dos especuladores. Allaz (1992) mostrou que se ao menos um especulador for neutro ao risco, o preço a termo será um estimador não-viesado do preço à vista no futuro. Portanto, em um mercado a termo não-viesado:

$$F_t^T = F_t^H = p_t \quad (2-25)$$

$$F_{t+1}^T = F_{t+1}^H = E p_{t+1} \quad (2-26)$$

Substituindo (2-25) e (2-26) em (2-23) e (2-24), temos respectivamente:

$$\begin{aligned} \max_{\{x_k^H\}} E & \left[\sum_{k=t}^{t+1} p_k [q_k^T + q_k^H] q_k^H \right] \\ s.a. & \begin{cases} q_k^H + S_{k+1} = S_k + f_k & (\lambda_k) \\ S_t + f_t = \bar{S}_t > 0 \\ q_k^H \geq 0 & (\mu_k^H) \\ x_k^H \geq \bar{X}_k & (v_k^H) \end{cases} \end{aligned} \quad (2-27)$$

e

$$\begin{aligned} \max_{\{x_t^T\}} E & \left[\sum_{k=t}^{t+1} [p_k [q_k^T + q_k^H] q_k^T - c_k [q_k^T]] \right] \\ s.a. & \begin{cases} q_k^T \geq 0 & (\mu_k^T) \\ x_k^T \geq \bar{X}_k & (v_k^T) \end{cases} \end{aligned} \quad (2-28)$$

Para calcular os níveis ótimos de contrato, considere as seguintes especificações sugeridas por Allaz & Vila (1993):

$$\begin{aligned} p_k [q_k^T + q_k^H] &= a - b (q_k^T + q_k^H) \\ c_k [q_k^T] &= cq_k^T \end{aligned}$$

Proposição 2.6 *Se nenhuma exigência em relação ao nível de contratação é feita, então a seguinte posição em contratos pode ser obtida em equilíbrio:*

$$\begin{aligned} x_t^H &= x_{t+1}^H \\ x_t^T &= x_{t+1}^T = 0 \end{aligned}$$

Prova. Ver Apêndice 6.1. □

Em particular, uma equilíbrio possível é aquele em que as duas geradoras não vendem produção alguma via contratos. Como resultado, a mera existência de um mercado de contratos a termo não implica necessariamente que firmas neutras ao risco, mas com diferentes tecnologias, têm o mesmo incentivo estratégico de contratação de acordo com o resultado de Allaz & Vila (1993) gerado para firmas com tecnologias iguais.

Contudo, mesmo nesse simples contraexemplo, um regulador que estabelece uma quantidade mínima de produção que as geradoras são obrigadas a vender sob a forma de contratos de longo prazo pode afetar o poder de mercado das firmas. A seguir supõe-se que quantidades produzidas e contratadas são observáveis pelo regulador.

Proposição 2.7 *Se as duas geradoras são obrigadas a vender as quantidades $\{\bar{X}_t, \bar{X}_{t+1}\}$ onde $\bar{X}_t = \bar{X}_{t+1} = \bar{X}$, então um aumento em \bar{X} aumenta (diminui) as quantidades produzidas (os preços) no mercado à vista a cada período e para cada contingência. Mais importante, o respectivo índice de Lerner da indústria é reduzido.*

Prova. Ver apêndice 6.1 □

Dessa forma, o regulador pode afetar o poder de mercado das geradoras no mercado à vista de eletricidade exigindo das mesmas um aumento da posição vendida sob a forma de contratos em relação ao caso em que exigência alguma é feita e, como no exemplo acima, as firmas não possuem incentivos a contratar.

2.4 Conclusões

Reguladores de países que passaram por um processo de reestruturação do setor elétrico têm como uma das principais questões a serem enfrentadas o exercício substancial de poder de mercado que surgem em determinadas condições, em especial, no mercado de geração. Em um mercado caracterizado pela baixa elasticidade-preço da demanda, a redução da concentração horizontal e a exigência de um nível mínimo de contratação têm sido sugeridos como dois instrumentos eficazes no combate ao poder de mercado observado.

Estudos teóricos e empíricos até então têm sido baseados na experiência de sistemas elétricos com predominância de termelétricas. Quando parte da produção vem de hidrelétricas, os modelos usados para sistemas térmicos não conseguem captar a relação dinâmica introduzida pela tecnologia da hidrelétrica nas condições de equilíbrio.

Nesse capítulo, investigou-se o impacto das duas medidas acima sobre os diferenciais de preço-custo de equilíbrio em um sistema hidrotérmico simplificado, com as seguintes conclusões:

(1) Quando a hidrelétrica compete com um número suficientemente grande de termelétricas (potencialmente uma infinidade delas), a solução converge para a solução competitiva, quando todas as firmas produzem em equilíbrio. Contudo, é possível ainda que haja, sob certas condições, algum exercício de poder de mercado pela hidrelétrica, por conta de sua capacidade de transferir produção de um período para outro.

(2) Quando nenhuma exigência sobre o nível mínimo de contratação é feita, é possível que o nível de contrato a termo das duas firmas seja zero, isto é, os incentivos estratégicos não necessariamente aparecem no sistema hidrotérmico. Mesmo nesse caso, um regulador preocupado com o exercício de poder de mercado em um sistema hidrotérmico conseguiria reduzi-lo ao exigir que as geradoras contratem parte da produção.