

Externalidades, Assimetria de Informações e Poder de Monopólio: O Caso do Setor Elétrico Brasileiro^x

Edvaldo Alves de Santana^s

Resumo: Este artigo está interessado com a discussão do modelo de Allaz e Vila (1993), modificando-o para incorporar a competição entre agentes que estão em mercados interligados por uma rede sujeita a congestionamento. Em seu seminal *paper*, Allaz e Vila concluem que quando há contratos de longo prazo e os oligopolistas atuam tal como em uma conjectura de Cournot, tais contratos incentivam a competição, o que implica maior produção e preços próximos dos custos marginais. É mostrado aqui que em um setor tal como o de energia elétrica, a conclusão de Allaz e Vila só acontece em casos muito particulares, visto que a natureza da operação do sistema, marcada por externalidades e assimetria de informações, influencia de forma relevante na formação de poder de monopólio, o que afeta o preço.

Abstract: This article presents a model based on the work of Allaz and Vila (1993), changing it to incorporate competition among agents under network congestion. In their seminal paper Allaz and Vila conclude that in the presence of long term contracts and Cournot oligopolists, such contracts foster competition among producers, resulting in greater production and prices down to marginal costs. It is shown that in the Electric Power Industry, the conclusions of Allaz and Vila are valid only in very specific cases, because the nature of system operation, marked by externalities and information asymmetry, affects monopoly power and price policy.

Palavras-chaves: Setor elétrico, restrição de transmissão, contratos bilaterais, modelo de Cournot.

Key-words: Electric Power Sector, transmission constraint, forward contracts, Cournot model.

JEL: D43, L13, L94

Área: Microeconomia Aplicada.

1. Introdução

Duas das principais características do *design* dos modelos implantados na indústria¹ de energia elétrica no final do século passado e início do século XXI, consistem na competição no segmento de geração, combinado com a comercialização para consumidores livres², e na configuração das linhas de transmissão e de distribuição como monopólios naturais. Outras marcas importantes, essenciais para a competição, são a proibição da integração vertical (situação em que as empresas de geração não poderiam deter ativos de transmissão ou de distribuição) e o livre acesso à rede, o que asseguraria a venda direta de empresas de geração ou de comercialização para os consumidores livres.

Em tais modelos, as transações de compra e venda de energia poderiam ser realizadas por meio de contratos bilaterais de longo prazo, voluntários ou compulsórios – impostos por leis ou decretos -, ou poderiam ocorrer em mercado *spot*, no qual a energia ofertada (e consumida) é valorada e liquidada a um preço que depende das condições atuais e das expectativas de custos marginais.

Os contratos bilaterais, seguindo o modelo de Allaz e Villa (1993) – daqui em diante apenas AV -, são utilizados em diversos países, compulsoriamente ou não, como mecanismos de estímulo à

^s Os argumentos utilizados e as conclusões obtidas são de inteira responsabilidade do autor.

* Professor Titular do Dpto. de Economia da Universidade Federal de Santa Catarina, atualmente a serviço da ANEEL.

¹ Neste artigo, os termos “indústria” e “setor” elétrico possuem o mesmo significado.

² No Brasil, entende-se como consumidores livres aqueles conectados em qualquer nível de tensão, mas com carga maior do que 3 MW, que podem escolher de quem adquirir a energia que vai consumir. No Reino Unido, na Noruega, Suécia, Dinamarca, Nova Zelândia e na Espanha, por exemplo, todos os consumidores, inclusive os residenciais, podem escolher seu fornecedor.

competição. Contudo, os resultados são controversos ou não há consenso entre os autores. Na verdade, quando pequenas mudanças são introduzidas no modelo de AV, verifica-se que os contratos podem não ter tanta importância. Foram essas as conclusões de Powell (1993), Newbery (1995 e 1998), Wolfram (1999), Green (2003) e, mais recentemente, Liski e Montero (2006), este último com mais ênfase nas críticas ao referido modelo. Com efeito, a incontestabilidade do mercado (a entrada e saída têm custos muito elevados), a dificuldade de sustentar a hipótese de aversão ao risco, sobretudo do lado da demanda, e a possibilidade de colusão são os aspectos mais questionados.

O artigo está interessado com a discussão do modelo de Allaz e Vila (1993), modificando-o para incorporar a competição entre agentes que estão em mercados interligados por uma rede sujeita a congestionamento. Em seu seminal *paper*, Allaz e Vila concluem que quando há contratos de longo prazo e os oligopolistas atuam tal como em uma conjectura de Cournot, tais contratos incentivam a competição, o que implica maior produção e preços próximos dos custos marginais. É mostrado aqui que em um setor tal como o de energia elétrica, a conclusão de AV só acontece em casos muito particulares, visto que a natureza da operação do sistema, marcada por externalidades e assimetria de informações, influencia de forma relevante na formação de poder de monopólio, o que afeta o preço.

O foco deste artigo, portanto, é estabelecer um ponto de vista alternativo para a análise dos efeitos que os contratos bilaterais têm sobre a competição. O texto é inspirado, conceitualmente, em AV e Joskow e Tirole (2000), e tem como principal contribuição mostrar que em setores tais como o de energia elétrica, sujeitos a importantes externalidades quando da expansão e da operação da rede, é a natureza da indústria o fator determinante do maior ou menor uso de contratos bilaterais, dado o potencial poder de monopólio que decorre da restrição de transmissão. É esse aspecto que deve ser considerado pelo regulador e pelos órgãos de defesa da concorrência para avaliar o comportamento dos preços e os atos de concentração. É mostrado que, dependendo do formato da restrição ao uso da rede de transmissão, a elaboração de contratos bilaterais de longo prazo não evita por completo os efeitos do poder de mercado e pode estimular estratégias de fusões e aquisições para obtenção de vantagens de preços de monopólio. Em outras palavras, as conclusões de AV não se aplicariam na sua plenitude para o caso do setor elétrico, dado que não levam em conta as externalidades decorrentes da operação da rede.

O *paper* está organizado em quatro seções, incluindo esta introdutória. Na próxima seção são destacadas as características de alguns modelos aplicados ao setor de energia elétrica, as mudanças que neles ocorreram, sobretudo no caso brasileiro, com destaque para a formação dos preços no mercado *spot* e para a exigência de contratos bilaterais. Na seção 3, parte central do artigo, são apresentados, de maneira conceitual e prática, fundamentos que destacam a importância de priorizar a natureza da indústria como determinante do poder monopólio, situação em que o modelo de AV deve ser modificado para a análise da competição em sistemas elétricos. As externalidades e a assimetria de informações são variáveis importantes da análise, especialmente para as operações que envolvam o segmento de geração. Por último, na seção 4 são destacadas as conclusões mais relevantes.

2. Características básicas dos modelos e a natureza da indústria

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 governo³ em janeiro de 2003.

A escolha do melhor modelo, no entanto, não é uma tarefa trivial, especialmente porque a efetividade da competição não é uma coisa óbvia. Algumas características da própria indústria tornam tal tarefa extremamente complexa, destacando-se: (1) a energia elétrica, depois de produzida, é quase impossível de ser armazenada ou exige custos muito elevados para isso; (2)

³ Um pequeno apanhado dessas mudanças está em Moreira et. al. (2003a; 2003b), Muller e Oliveira (2007) e em MME (2003a e 2003b).

neste sentido, oferta e demanda devem ser equilibradas instantaneamente; (3) 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; (4) o fluxo de energia na rede obedece a rigorosas leis da Física; (5) os ativos são específicos; (6) a desverticalização torna pelo menos um dos segmentos da cadeia de produção sujeito ao *hold-up* e; (6) 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 uma boa discussão é se esta coordenação pode ser buscada via mercado ou por intermédio da hierarquia⁴.

Observe-se que se o mercado não é atendido sob a forma de monopólio (uma só empresa, totalmente verticalizada, que presta todos os serviços), as características (1) a (4) tornam obrigatória a existência de um mercado de curtíssimo prazo ou mercado *spot*, ambiente virtual onde são transacionadas as quantidades de energia necessárias para balancear (equilibrar), em tempo real, a oferta e a demanda. De uma maneira geral, os preços nesse mercado de curto prazo seguem os custos marginais. Em outras palavras, mesmo que uma transação de compra e venda de energia seja realizada a partir de contratos de longos prazos, ainda assim torna-se necessário o mercado *spot*, uma vez que a oferta e a demanda raramente estão equilibradas sem que para isso seja necessário um balanço em tempo real, que leve em conta os custos marginais. Portanto, torna-se essencial a discussão quanto à obrigatoriedade ou não dos contratos de longo prazo, assunto que é visto com um pouco mais de detalhe ainda nesta seção.

Um detalhe importante: como os preços procuram seguir a lógica dos custos marginais, é necessária uma avaliação das condições atuais e das expectativas desses custos marginais, que pode ser efetuada de duas maneiras, que também servem para caracterizar os modelos como mais ou menos descentralizados. Em um caso, o mais descentralizado, o preço *spot* é resultado de propostas dos geradores realizadas no dia anterior, para cada meia hora do dia seguinte, e incorporam a quantidade e o respectivo preço da energia que pretendem vender. Os diferentes pares de preço-quantidade constituem a oferta de energia, cujo equilíbrio ocorre no ponto em que a oferta cruza a demanda. Neste primeiro caso, as usinas são despachadas em função da ordem de mérito de seus respectivos preços.

Em outro caso, o mais centralizado, é o operador independente do sistema elétrico quem ordena as usinas de acordo com suas avaliações das condições atuais e de suas expectativas sobre a configuração da oferta e, conseqüentemente, dos custos marginais. Para evitar maior poder discricionário do operador, normalmente suas atribuições são efetuadas com o uso de programas de otimização homologados pelo regulador, podendo seus resultados ser reproduzidos por todos os agentes, sendo os dados de entrada validados também pela agência reguladora⁵.

Modelos com as diversas características acima foram lançados na Inglaterra, nos países Nórdicos, na Espanha, em Portugal, na Itália e em diversas regiões dos Estados Unidos (e.g.: Califórnia, Pensilvânia, New Jersey, Maryland, New York e Texas). Modelos semelhantes, com algumas variantes, foram implantados em países sul-americanos, como no Brasil (o mais centralizado), na Argentina, no Chile e na Colômbia.

Porém, apesar da semelhança entre os modelos, que, repetindo, seguiam o paradigma da competição, em alguns países ou regiões os mesmos apresentaram razoáveis vulnerabilidades (Califórnia, Brasil, Argentina e até mesmo o da Inglaterra). Em vários casos, existem fortes indícios do abuso do poder de monopólio, como na Califórnia, que chegou a um racionamento e a preços dez vezes maiores do que antes da introdução da competição.

No Brasil, o racionamento ocorrido entre 2001 e 2002 não foi explicado pelo poder de monopólio, mas sim pela falta de investimento e por um regime hidrológico desfavorável, que

⁴ 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), Joskow (2003) e Santana e Oliveira (1999).

⁵ Entre os países que utilizaram o paradigma da competição para reestruturar seus setores elétricos no decorrer dos anos 90, o Brasil é o único que adotou o segundo modelo, o centralizado.

deixou transparente o desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda⁶. Esse racionamento também determinou importantes mudanças no modelo, as primeiras ainda em 2002 e as últimas em 2004, todas elas visando à expansão da oferta, à segurança do abastecimento e à modicidade das tarifas. Entre as mudanças está a **obrigatoriedade de celebração de contratos de longo prazos**, como também aconteceu na Califórnia. Por outro lado, a legislação de defesa da concorrência aplicável ao setor elétrico não acompanhou a mudança de modelo e, o que é mais relevante, não leva em conta a natureza da própria indústria (com amplo potencial para externalidades e assimetria de informações), que, por sua vez, podem afetar o poder de mercado de determinados agentes.

A construção de modelos de formação de preços para a indústria de energia elétrica também foi objeto de importantes pesquisas nos últimos anos. Nos países que optaram pela competição no atacado⁷, o foco dos trabalhos consiste na escolha da modalidade de leilão⁸ 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, 2005; Cramton, 2003a; 2003b). Sabe-se, porém, que grande parte dos modelos que começaram a operar a partir dos anos 90 passou ou passa por importantes mudanças, sobretudo no formato do leilão, como no caso da Inglaterra, 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, novamente, a importância dos contratos bilaterais de longo prazo (Green, 2001; Wolak, 2003). Nos Estados Unidos 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 simples. 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, facilite a estabilidade dos preços e que os preços sejam eficientes, isto é, sinalizem de forma correta a expansão da capacidade instalada.

Na Inglaterra, em razão da suspeita de poder de mercado no segmento de geração, foram feitas importantes mudanças, no ano 2001, no formato do leilão para venda no mercado de atacado, em que as três maiores geradoras britânicas, duas privadas e uma estatal, eram, em 1998, responsáveis por 80% da oferta. Na prática, o leilão deixou de ser do tipo “preço uniforme” e passou a ser “preço discriminatório” (Wolfram, 1999; Green, 2004; Evans e Green, 2005). Ademais, foi sugerido que as duas geradoras privadas (a estatal só possuía usinas nucleares) vendessem parte de seus Ativos, o que, de fato, aconteceu. A consequência disso foi uma queda de algo em torno de 40% nos preços, quatro meses depois da mudança, o que parece confirmar as suspeitas do regulador inglês, o Ofgem (Green 2004). Interessante notar que o desinvestimento em geração foi precedido de uma autorização, por parte do regulador, para que algumas empresas de geração participassem do controle de distribuidoras, o que o modelo original impedia (Evans e Green, 2005; p. 5). Nem por isso o preço deixou de diminuir, dada a mudança no formato do leilão e a redução da concentração no segmento de geração.

⁶ Em um documento denominado de “Relatório Kelman”, fica claro que a energia contratada era maior do que aquela que o sistema poderia assegurar.

⁷ Denomina-se de competição no atacado ou mercado atacadista à concorrência entre empresas de geração para a venda de energia para distribuidoras. Quando a competição entre as geradoras é para vendas aos consumidores livres, então o mercado é chamado de varejista. Neste segundo caso, atuam como vendedoras também as empresas de comercialização, que estão habilitadas para vendas a consumidores livres.

⁸ Os leilões, nesse caso, ocorrem no dia anterior e, como destacado na introdução deste trabalho, consistem em propostas de geradoras para a oferta de energia no dia seguinte, sendo priorizadas aquelas de menores preços. O leilão é de “preço uniforme” quando toda a energia ofertada é valorada (ou liquidada) a um mesmo preço (o custo marginal), que é aquele associado à primeira usina que deixou de ser despachada para atender à demanda. Ele é de “preço discriminatório” quando a energia ofertada é valorada (ou liquidada) pelo preço da respectiva proposta de cada empresa de geração.

A Califórnia sofreu uma séria crise de abastecimento entre 1999 e 2000, o que sinalizou a vulnerabilidade do desenho do modelo, dada a forte suspeita do abuso do poder de mercado, inclusive com a redução, sem grandes motivos, de capacidade de geração, o que diminuiu a oferta (Borenstein e Bushnell, 1999; Borenstein, 2002; Joskow e Kahn, 2000). A propósito, em junho de 2000 o preço no mercado *spot* da Califórnia chegou a US\$ 143/MWh, duas vezes maior do que qualquer outro mês desde 1998, quando o mercado começou a operar (Borenstein, 2002). Tal preço ultrapassou a US\$ 500/MWh em alguns dias no auge da crise, levando uma das distribuidoras à falência⁹. Ressalte-se que as empresas da Califórnia tinham enormes dificuldades para receber energia de outras regiões, uma vez que o sistema de transmissão não tinha capacidade suficiente (Joskow e Tirole, 2000), o que aumentava o poder de mercado das empresas de geração ali localizadas (Borenstein et. al., 2000).

Várias foram as mudanças implantadas no mercado da Califórnia, destacando-se: obrigação de que parte da carga das distribuidoras esteja associada à compra de energia por intermédio de contratos de longo prazo - antes toda essa carga só podia ser adquirida no mercado *spot* - e a inclusão de um teto de preço para tal mercado, no caso US\$ 250/MWh.

No Nord Pool, mercado de energia elétrica que congrega os países nórdicos (Noruega, Dinamarca e Suécia mais a Finlândia), dos modelos o mais liberal, todos os consumidores, a exemplo do que acontece na Inglaterra e na Califórnia, podem escolher de quem comprar energia, inclusive diretamente de empresas de geração. Embora exista uma razoável concentração no mercado de geração (cinco empresas detêm aproximadamente 60% da capacidade instalada), não houve até agora suspeita do uso do poder de monopólio, muito pelo contrário, e a oferta jamais passou por grandes flutuações de quantidade e de preços, mesmo que mais de 50% da energia gerada tenha origem em usinas hidrelétricas¹⁰.

Algumas características do Nord Pool talvez expliquem seu sucesso em relação aos demais modelos: (i) há uma relevante complementação entre as diversas fontes de produção de energia e as mesmas localizam-se nos diferentes países membros¹¹; (ii) existe uma intensa comercialização de produtos (e.g. derivativos de energia) que protegem vendedores e compradores das eventuais exposições negativas aos preços do mercado *spot*; e (iii) as compras também podem ser feitas por intermédio de contratos de longo prazo, o que contribui com a melhor alocação dos riscos. No ano de 2009, por exemplo, o volume de recursos financeiros envolvidos no mercado de derivativos de energia elétrica (um “produto”) era quase quatro vezes maior do que a comercialização no mercado físico, conforme informações que podem ser obtidas diretamente na mesma página da internet mencionada na nota de rodapé 10.

A Espanha adota um modelo semelhante aos demais (competição no mercado de atacado e no varejo, isto é, para os consumidores finais), porém com duas características que o distingue daqueles: (a) uma elevada concentração do mercado, dado que algo em torno de 75% da oferta de energia são controlados por duas empresas; e (b) essas duas maiores empresas de geração são verticalmente integradas (Fabra e Toro, 2005). Kuhn e Machado (2003) modelaram tal mercado a partir da função de oferta desenvolvida por Green e Newbery (1992) e concluíram que o mercado é vulnerável ao poder de mercado dessas duas firmas e apontaram casos em que isso já pode ter acontecido. Nesse mesmo caminho, ao examinar a possibilidade do uso do poder de mercado na Espanha, Fabra e Toro (2005) deduziram, utilizando o modelo de Cournot, que a possibilidade de guerra de preço é evitada por intermédio de colusão tácita, muito bem explicada com dados reais.

⁹ Pelo arranjo de comercialização da época, as distribuidoras possuíam limites de repasse para os consumidores dos custos da energia comprada. Desse modo, elas compravam no mercado *spot* por um preço maior do que aqueles que revendiam e não suportaram isso por mais do que seis meses.

¹⁰ A composição da oferta no Nord Pool, dados de dezembro de 2009, é a seguinte: 50,1% hidrelétrica, 22,7% nuclear, 11,2% carvão, 5,1% gás natural, 5,1% biocombustível, 2,1% eólica e 3,7% outras fontes de energia elétrica. Tais informações podem ser obtidas em http://www.nordpoolspot.com/PowerMarket/Production_split/.

¹¹ Na Noruega 99% da energia é de origem hidráulica, na Dinamarca 60% é carvão, 20% gás natural e 14% eólica, na Finlândia 28% é nuclear, 20% carvão e 14% hidráulica e na Suécia 46% é nuclear e 44% hidráulica, conforme informações que podem ser obtidas de http://www.nordpoolspot.com/PowerMarket/Production_split/.

A participação das grandes empresas espanholas reduziu entre 1998 e 2002, caindo de 80% para 75%, especialmente em virtude de um Decreto Real do ano 2000, que proibia a expansão de capacidade para as firmas incumbentes que participassem com mais de 30% do mercado total. Tal decisão resultou em uma pequena crise de abastecimento no inverno de 2001, uma vez que as grandes empresas não conseguiram colocar em operação seus novos empreendimentos, o que motivou cortes de carga naquele ano (Crampes e Fabra, 2004). A restrição do Decreto Real foi retirada, ao menos informalmente, e desde então o sistema elétrico espanhol tem tido uma expansão adequada, apesar do pouco incentivo à entrada de novos investidores¹².

A Nova Zelândia experimentou, em 2001, um considerável aumento de preço no mercado varejista, sendo o mesmo explicado (a) pela excessiva integração vertical, o que significa muitas transações de compra e venda de energia entre empresas de um mesmo grupo econômico, e (b) pela elevada dependência de usinas hidrelétricas, com forte volatilidade dos preços de curto prazo (Creti e Manca, 2005). Para solucionar o problema, sobretudo no caso da integração vertical, o regulador criou incentivos para novos entrantes, em uma tentativa de facilitar a celebração de contratos bilaterais de maneira mais competitiva. Isso só foi efetivamente alcançado em 2004, com a publicação de uma lei que determinava às empresas geradoras a obrigação de venderem em licitações um montante mínimo por meio de contratos. Além disso, era exigido das distribuidoras e dos consumidores livres a compra de um mínimo de energia por intermédio de contratos de longo. Era como se o governo obrigasse a constituição de *hedge* contra a volatilidade dos preços, o que deu certo.

Em casos muito restritos, como no Brasil, o mercado atacadista funciona sem oferta (*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 respectivos custos variáveis unitários¹³. O argumento para isso é que, por ter predominância de hidrelétricas (cerca de 85% da energia gerada e de 75% da capacidade instalada), o atendimento da demanda ao mínimo custo e de forma confiável só seria preservado com o despacho centralizado¹⁴ e com os preços endógenos a tal despacho, ou seja, o preço do mercado *spot* seria o próprio custo marginal de curto prazo¹⁵. 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), isto é, simplicidade para a compreensão, sinal eficiente para a expansão e alocação ótima dos recursos¹⁶.

¹² Em 2001, quando era intensa a discussão acerca da participação no mercado das duas grandes empresas espanholas, a Endesa, a maior delas, tentou incorporar a Iberdrola, a segunda maior. Tal estratégia foi vetada pelos órgãos de defesa da concorrência, dados os riscos de poder de monopólio que isso representava (Crampes e Fabra, 2004, p. 18).

¹³ Denomina-se de usinas flexíveis às 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 (Santana, 2004).

¹⁴ Uma boa discussão conceitual sobre as vantagens e desvantagens do despacho centralizado *versus* despacho descentralizado está detalhada em Wilson (1999 e 2002) e von Der Fehr e Wolak (2003).

¹⁵ 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” foi mais importante do que o *feeling* do mercado.

¹⁶ No período entre junho de 2006 e maio de 2008, o preço *spot* (chamado no Brasil de PLD – preço de liquidação das diferenças) mostra-se mais volátil do que em anos anteriores, tendo alcançado seu valor máximo em janeiro de 2008. Isso resultou em excessivas exposições de diversos tipos de agentes, seja porque venderam a energia que não possuíam ou por terem comprado energia inexistente, ou mesmo porque o contrato não foi honrado pelo vendedor, o que refletiu no índice de inadimplência, que superou a 5%, e demandas no Judiciário. As razões para tal volatilidade ainda não são conhecidas, mas certamente estão sob análise no âmbito do Operador Nacional do Sistema (ONS), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do próprio poder concedente, o Ministério de Minas e Energia (MME). Importantes detalhes sobre a volatilidade do PLD e seus efeitos podem ser encontrados em www.ccee.org.br.

Como o sistema é de base hidrelétrica, a incerteza quanto aos níveis dos reservatórios no futuro e a disponibilidade da rede para transmitir a energia de uma região (com mais água) para outra 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 no presente, poupando combustível.

Além disso, como as usinas e as cargas estão localizadas em diferentes submercados, em geral com diferentes regimes hidrológicos (uns mais exportadores e outros importadores, pelo menos na maior parte do tempo), o coordenador da operação também deve decidir se atende às necessidades da carga do submercado “A” utilizando a geração hidrelétrica ali instalada ou se utiliza a rede de transmissão para importar energia do submercado “B”. 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 elétricas no sistema, o que as faz adquirir poder de monopólio, como está muito bem discutido em Harvey e Hogan (2000), Joskow e Tirole (2000) e Borenstein et al. (2000).

Em um sistema hidrelétrico tal como o brasileiro e com essa estrutura de decisão, quem tem a melhor informação sobre a configuração do sistema, incluindo os níveis e afluência dos reservatórios, a estrutura de seus contratos e de seus concorrentes e as regras de mercado, pode utilizar-se da seleção adversa para definir sua conduta ao longo do tempo. 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 ou termelétrica, muito mais a primeira do que a segunda.

Outra forma de explicar o poder de mercado consiste em analisar a dinâmica de operação e expansão da rede, que é o ativo essencial ao longo da cadeia de produção de energia elétrica. Na realidade, Joskow e Tirole (2000) já tinham destacado esse aspecto. Para eles, a análise econômica do comportamento e desempenho do mercado atacadista e varejista, onde quer que seja, não tem dado muita atenção aos mecanismos extra-mercado e à dinâmica de evolução da rede.

3. Restrição de transmissão e o modelo de Allaz e Villa (1993)

O desenho de modelos para a indústria de energia elétrica talvez não tenha tratado adequadamente a própria natureza da indústria ou, como constatou Joskow e Tirole (2000), não considerou os mecanismos extra-mercado e a dinâmica de evolução da rede¹⁷. Contudo, diferentes operações (surgimento de uma grande demanda, entrada ou saída de uma grande unidade de geração, congestionamento da rede etc.) provocam importantes externalidades, em diversos casos afetando as condições de competição e os preços no mercado atacadista, ou seja, o preço *spot*.

No modelo brasileiro que está em vigor desde março de 2004, as distribuidoras são obrigadas a ter 100% de suas cargas por contratos de longo prazo (no mínimo cinco anos, no caso

¹⁷ A operação do setor elétrico requer o atendimento de determinadas leis da Física, como a “Lei de Kirchoff”, segundo a qual o fluxo de potência ativa na rede depende da impedância, e o ainda elevado custo de armazenamento da energia elétrica depois de produzida.

de energia velha, e no máximo 30 anos, no caso de o fornecedor ser uma hidrelétrica nova¹⁸) e só podem adquirir energia por intermédio de licitações realizadas pela ANEEL, sendo o preço de compra igual para todas elas, que só informam o montante de energia que desejam comprar. Além disso, as distribuidoras não podem ter participação societária em empresas de geração ou transmissão e estão proibidas de comercializar com consumidores livres. Ou seja, ao contrário do modelo anterior (implantado em 1998), em que as distribuidoras adquiriam livremente a energia que revenderiam para seus consumidores finais e podiam até mesmo vender energia para outras distribuidoras e para consumidores livres, no modelo atual tais empresas estão no pólo passivo da competição, não tendo como influenciar os preços da energia comprada.

Na prática, para efeito da compra de energia, o modelo brasileiro é semelhante ao que a literatura denomina de “comprador único”, uma vez que Ministério de Minas e Energia (MME) adquire, a um mesmo preço, energia para todas as distribuidoras do sistema interligado nacional. Se é assim, em princípio não faria muita diferença se uma dada distribuidora participa com 10% ou 60% do mercado de distribuição, o que torna inadequado o formato da análise dos atos de concentração adotada pela ANEEL até recentemente¹⁹.

Da mesma forma, se as compras de energia por parte das distribuidoras só podem ser feitas por meio de leilões, a ANEEL, que organiza e realiza tais leilões, deve assegurar que os mesmos serão competitivos, isto é, resultarão em preços eficientes, independentemente da participação de mercado das empresas de geração.

Ademais, o grupo Eletrobrás, já na origem do novo modelo, controlava cerca de 45% da capacidade instalada de geração e não há qualquer dispositivo legal prevendo desinvestimento para tal grupo. Em virtude disso, a agência reguladora não poderia fazer exigências diferentes para outros grupos econômicos, ou não agiria de forma isonômica. Mas isso também não é muito relevante. Para construir novas usinas os investidores são obrigados a participar de leilões também organizados pela ANEEL, que são realizados na modalidade preço decrescente, ou seja, torna-se vencedor aquele que aceitar vender energia pelo menor preço, obtendo, assim, o direito de explorar a nova usina. No caso de usinas termelétricas, o investidor até pode construir a usina sem participar do leilão de compra de energia, mas correrá o risco da volatilidade do preço *spot*, que, no Brasil, na maioria dos meses é bastante baixo (cerca de R\$ 17/MWh), exceto em ocasiões de regimes hidrológicos desfavoráveis²⁰. Logo, em princípio não haveria grandes problemas de poder de mercado que dificultasse a entrada de novos geradores.

Isso seria simples assim não fosse o fato de que, ao contrário do que acontece no Reino Unido, na Noruega, na Espanha e em outros países que implementaram o modelo de competição, no Brasil as empresas de geração podem possuir ativos de transmissão, o que caracteriza a integração vertical entre os segmentos de geração e transmissão. Isso é fator determinante da conduta das empresas no mercado atacadista e na definição de suas estratégias de fusão e aquisição, dado que, em função da natureza da indústria, as externalidades decorrentes da operação da rede afetam o poder de monopólio a jusante e a montante de uma restrição de transmissão, o que reflete nos preços para os consumidores finais. Situações desse tipo não podem, infelizmente, ser analisadas com uma abordagem simples do modelo de AV, como é mostrado a partir deste ponto.

Suponha-se que o setor elétrico possa ser tratado tal como no modelo de AV, ou seja, um duopólio no qual as decisões são levadas a efeito em dois tempos. Na data zero, ou data de contratação, os duopolistas realizam contratos, nos quais se comprometem a liberar a energia elétrica na data 1, data de produção ou de venda no mercado *spot*. Se q_1 e q_2 representam as produções de cada uma das empresas, $q(q_1+q_2)$ é a função inversa da demanda e w e v denotam o

¹⁸ No Brasil, chama-se de energia velha aquela proveniente de usinas que estavam em operação em março de 2000 e de energia nova as que entraram em operação a partir de tal data.

¹⁹ Quando da elaboração deste artigo encontrava-se em audiência pública, conforme proposto pela ANEEL, uma mudança na forma de analisar os atos de concentração, procurando adaptar o método ao novo modelo do setor elétrico brasileiro. Ali já se observa importantes avanços no que se refere à consideração das restrições de transmissão.

²⁰ Detalhes importantes sobre o funcionamento do mercado *spot* brasileiro e a venda de energia pelas usinas termelétricas podem ser encontrados em Santana (2004).

quanto elas, respectivamente, comercializaram por meio de contratos, então as quantidades que maximizariam seus resultados podem ser representadas pelas equações abaixo²¹, sendo L para o duopolista 1 e M para o 2:

$$L = q(q_1 + q_2)(q_1 - w) - b(q_1) \quad (1)$$

$$M = q(q_1 + q_2)(q_2 - v) - c(q_2) \quad (2)$$

onde b e c representam os custos marginais dos dois concorrentes.

Assumindo-se que as funções de custo e de demanda são lineares, tal como procedeu AV, então $b(q_1) = \beta q_1$, $c(q_2) = \beta q_2$ e ainda $q(x) = \alpha - x$, dado $0 < \beta < \alpha$. Dessa forma:

$$L = (\mathbf{a} - q_1 - q_2)(q_1 - w) - \mathbf{b}q_1 \quad (3)$$

$$M = (\mathbf{a} - q_1 - q_2)(q_2 - v) - \mathbf{b}q_2 \quad (4)$$

Calculando-se os máximos das duas equações acima em função, respectivamente, de q_1 e q_2 , são obtidas as duas funções de reação (a resposta de q_1 , dada a estratégia de q_2 e vice-versa), quais sejam:

$$q_1(q_2) = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + w - q_2}{2} \quad (5)$$

$$q_2(q_1) = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + v - q_1}{2} \quad (6)$$

As quantidades de equilíbrio, ou equilíbrio de Nash, dada certa quantidade contratada antecipadamente, são então:

$$q_1 = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + 2w - v}{3} \quad (7)$$

$$q_2 = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + 2v - w}{3} \quad (8)$$

As quantidades obtidas pelas equações (7) e (8) são maiores do que aquelas que resultariam caso não houvesse a contratação antecipada de w e v ²². Em tal situação, o equilíbrio de Nash ocorreria com seu resultado clássico, que não custa reproduzir:

$$q_1 = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b}}{3} \quad (9)$$

$$q_2 = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b}}{3} \quad (10)$$

²¹ Há algumas pequenas mudanças de notação, para facilitar a compreensão, mas boa parte da formulação aqui utilizada pode ser, obviamente, encontrada em Allaz e Villa (1993), especialmente em sua seção 2.1.

²² Tal caso só não ocorre para situações em que $w > 2v$, para a equação (7), e $v > 2w$, para a equação (8), o que, a propósito, raramente acontece, e um duopolista seria muito maior do que o outro, o que já caracterizaria um monopólio.

Na realidade, se não há colusão entre as duas empresas, a contratação bilateral tem fortes incentivos para eliminar o poder de mercado em situação de oligopólio do tipo Cournot-Nash, o que é uma das principais conclusões de AV. Ou, como conclui Newbery (1998), se uma empresa de geração está totalmente contratada sua estratégia será a mais agressiva - menores preços para ter prioridade no despacho. Ressalte-se que se o duopolista 1 vende antecipadamente, por contrato bilateral, a quantidade w , então ele só disporá, na data 1, de $(q_1 - w)$ para comercializar no mercado *spot*. Por outro lado, se $(q_1 - w) < 0$, então o produtor estará exposto ao preço *spot*, uma vez que vendeu mais contratos do que a energia que poderia produzir.

É importante verificar como isso acontece no setor elétrico, isto é, se, de fato, a exigência de contratos bilaterais elimina a possibilidade de arbitragem por parte das empresas de geração, que existem em um pequeno número, tal como em um oligopólio. Em virtude da natureza da indústria, da operação coordenada e da interligação entre os submercados, no setor elétrico a competição entre duas empresas não depende apenas de suas estratégias, mas também de externalidades que decorrem da própria operação da rede, como já afirmado na seção anterior, e na percepção de tais empresas quanto a essas externalidades (assimetria de informações).

Para tratar desse caso, suponha-se um sistema elétrico hipotético, mostrado na figura 1, com apenas dois submercados, com as seguintes características, que segue um caso teórico aplicado em Joskow e Tirole (2000), que abordavam, sobretudo, o caso da competição em um mercado *spot*:

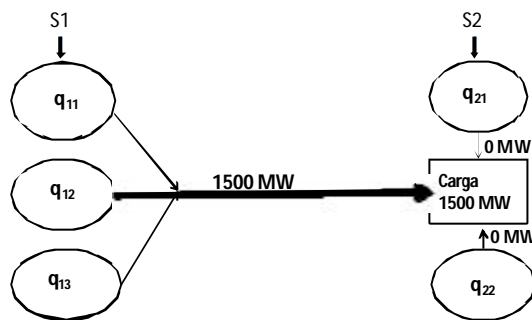


Fig. 1: Sistema elétrico hipotético sem restrição

Tabela 1: Sistema Elétrico hipotético

Submercado S ₁			Submercado S ₂		
Empresa	MW médio	R\$/MWh	Empresa	MW médio	R\$/MWh
q ₁₁	200	50,00	q ₂₁	100	70,00
q ₁₂	300	50,00	q ₂₂	400	500,00
q ₁₃	1.000	50,00	-	-	-
Q ₁	1.500	-	Q ₂	500	-

Por simplificação, em S₁ o ambiente de competição entre as usinas é tal como em AV (as usinas procuram vender energia por meio de contratos de longo prazo) e não existe carga para ser atendida, o que caracteriza tal submercado como puramente exportador. A carga (ou consumo) de S₂ é de 1.500 MW médios. A oferta de S_i, Q_i, e a oferta total, Q_T, são dadas por:

$$Q_i = \sum_{j=1}^m q_{ij}; \forall i; i=1 \text{ a } n \quad (11)$$

$$Q_T = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (12)$$

onde m é o número de usinas (ou empresas de geração) e n é o de submercados.

O despacho das usinas, dada a conjectura de AV, segue o princípio da ordem de mérito dos custos marginais, isto é, são despachadas em primeiro lugar as usinas de menores custos marginais (ou menor preço ofertado), que estão representados na 3ª e 6ª colunas da tabela acima. Se não há restrição de transmissão, os consumidores de S_2 são atendidos pelas usinas de S_1 , portanto ao menor custo marginal (ou menor preço), e nenhuma empresa possui qualquer poder para influenciar o preço²³. Nesse caso, em princípio não haveria necessidade de impor restrição *ex-ante* ao poder de monopólio, já que a competição permitiria a melhor alocação dos recursos.

O problema acontece quando há restrição de transmissão. Nessa situação, suponha-se que, por algum motivo, surge um congestionamento (z) na rede de transmissão. A oferta total passa a ser calculada por $Q_T = z + Q_2$. Se $z = 1.000$ MW, parte da carga de S_2 é necessariamente atendida por usinas ali localizadas. O preço *spot*, ou o custo marginal, seria, então, o da última usina que foi despachada para complementar a oferta, que, no caso, é q_{22} , que tem um custo marginal de R\$ 500,00/MWh, provavelmente uma termelétrica a óleo.

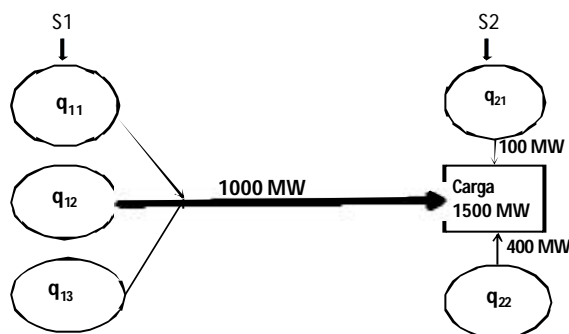


Fig. 2: Sistema elétrico hipotético com restrição

Nesse contexto, as usinas de S_1 receberiam do consumidor o montante de energia contratado²⁴, aos seus respectivos custos marginais. Se β é o custo marginal e $Q_1 = 1.500$ MW médios é a quantidade total ofertada em S_1 , então a receita total (R_1) das usinas de S_1 , se os consumidores estivessem 100% contratados, seria $\beta_1 \times Q_1$, ou seja, R\$ 75.000, assumindo-se o suprimento em apenas uma hora. As usinas de S_2 receberiam $R_2 = \beta_2 \times 500 =$ R\$ 250.000 (admitindo-se também o suprimento de energia por uma hora), que, no caso geral, se constituiriam em uma responsabilidade das empresas de geração do submercado exportador²⁵. A receita das usinas de S_2 decorre do poder de monopólio adquirido em virtude da restrição de transmissão. Elas substituem as usinas de S_1 , porém a preços bem maiores.

²³ As usinas de S_2 não seriam despachadas, tendo em vista que possuem preços maiores do que as de S_1 .

²⁴ Observe que as usinas de S_1 estão impedidas de produzir toda a energia que vendeu por contratos, dado que não há como transmiti-la. Neste caso, elas não têm suas receitas afetadas, recebendo como se tivessem gerado, ao que os especialistas do setor elétrico costumam caracterizar como situação de *constrained-off*.

²⁵ No Brasil não acontece dessa forma, mas não tem grande diferença. Conforme determinado no Decreto nº 5.163/04, os consumidores regulados recebem a energia comprada (via distribuidoras) no submercado do vendedor (no caso, S_1), assumindo os riscos das diferenças de preços entre os submercados.

As usinas de S_1 estariam expostas à diferença de preços entre S_1 e S_2 , uma vez seriam obrigadas a comprar em S_2 a energia que venderam e não poderiam transmitir. O pagamento (δ) adicional seria igual R_2 , ou $\delta = (R_1 + R_2) - R_1$. Para se protegerem desse custo adicional, é muito provável que as usinas de S_1 aumentem seus preços, o que também prejudicaria os consumidores, ou celebrem menos contratos bilaterais, o que resulta no mesmo.

Generalizando para qualquer montante de contratação, pode-se admitir como σ o grau de contratação bilateral, para $0 = \sigma = 1$. No modelo de AV, σ seria uma relação entre o montante da produção vendido por contrato e o total que pode ser produzido, isto é, $\sigma = w/q_1$ ou $\sigma = v/q_2$. Então, as usinas de S_1 receberiam dos consumidores $R_1 = \beta_1 \sigma Q_1$ e pagariam, valorada ao preço *spot*, o restante da energia contratada que não conseguiram transmitir. Ou seja, a despesa total (D) do sistema seria:

$$D = \beta_1 \sigma Q_1 + \beta_2 [(1 - \sigma) Q_1 + Q_2] \quad (13)$$

O pagamento adicional das usinas de S_1 , ou o ganho das empresas de geração que estão à jusante da restrição de transmissão – ou no submercado importador (S_2) –, pode ser separado, então, em ganho com a descontração (δ^d) e ganho com a restrição de transmissão (δ^r). Observe-se que se os consumidores não estão 100% contratados ($\sigma < 1$), então eles são os responsáveis pelo pagamento da parcela de energia que não possui contrato, conforme equações (14) e (15).

$$\delta^d = \beta_2 (1 - \sigma) Q_1 \quad (14)$$

$$\delta^r = \beta_2 Q_2 \quad (15)$$

Desse modo, quanto maior o valor do preço *spot* (β_2) maiores serão os ganhos das empresas de geração do submercado importador. Da mesma forma, na presença de restrição de transmissão, o menor grau de contratação também implica aumento dos ganhos das empresas de geração de S_2 , dado o poder de monopólio que decorre do congestionamento da rede. Este efeito é melhor analisado quando se divide a soma dos dois ganhos acima pelo que se obteria em um ambiente competitivo, que é dado por R_1 . A equação assim obtida poderia ser denominada de *função de reação implícita ao congestionamento da rede*, isto é:

$$\frac{d^d + d^r}{R_1} = \frac{b_2}{b_1} \left[\frac{1}{s} \left(1 + \frac{Q_2}{Q_1} \right) - 1 \right] \quad (16)$$

Assim, se os consumidores estão 100% contratados ($s = 1.0$), os ganhos das usinas dependerão das relações Q_2/Q_1 e β_2/β_1 , sendo que esta última é função do poder de monopólio alcançado, dada a eventual restrição na rede. Se não há restrição de transmissão ($Q_2 = 0$) e $s = 1.0$, os ganhos serão nulos, como pode ser visto na equação (16). Sem contar que quando $Q_2 = 0$, então $\beta_2 = \beta_1$, isto é, os preços seriam os de concorrência. Por outro lado, se a rede está congestionada ($Q_2 > 0$), independentemente do nível de contratação sempre existirão ganhos para as usinas localizadas no nó importador da rede, no caso, S_2 . Tais ganhos, a propósito, serão tão maiores quanto maior for a restrição de transmissão, tendo em vista que mais elevados serão os valores de Q_2 e de β_2 . Se os consumidores estão descontraçados ($s < 1.0$) e não há restrições de transmissão ($Q_2 = 0$), os preços, como já visto, serão os de competição e as usinas não terão ganhos adicionais. Contudo, se $s < 1$ e há congestionamento na rede ($Q_2 > 0$), os ganhos ficam ainda maiores, dado que maior será o valor da equação (16).

Há, portanto, um claro incentivo para as usinas de S_2 não venderem, sob a forma de contratos bilaterais, 100% da energia que podem produzir²⁶. Por outro lado, para os consumidores o ideal é que tenham o maior nível de contratação possível, ou seja σ muito próximo de 1,0.

Convém destacar que, para as usinas, se o problema é analisado sob a ótica de AV, o ideal, *em princípio*, é que também obtenham o máximo de contratos bilaterais, conclusão que, pelo visto acima, não seria válida nem para as empresas de geração localizadas no submercado exportador. No exemplo numérico mostrado pouco mais acima, se tais usinas estivessem 100% contratadas ficariam expostas às restrições de transmissão, sendo responsáveis por todos os ganhos (R\$ 250 mil) das usinas de S_2 . Dizendo de outra maneira, as conclusões de AV, nos seus formatos originais, têm aplicações limitadas para as condições de competições que se modificam ao longo de diferentes locais nos mercados interligados por uma rede sujeita a congestionamentos.

Ou seja, a restrição de transmissão também pode afetar o grau de contratação das usinas de S_1 . No exemplo apresentado, se tais usinas não estivessem 100% contratadas elas não estariam totalmente expostas ao poder de monopólio das usinas de S_2 e seus preços (custos marginais) poderiam ser maiores do que aqueles mostrados na tabela 1. A propósito, se seus preços fossem R\$ 69,99/MWh e elas soubessem antes da restrição de transmissão (a informação é assimétrica e, como destacado na seção 2, as empresas de geração no Brasil podem possuir ativos de transmissão), R_1 seria R\$ 104.985,00, portanto quase R\$ 30.000,00 maior do que a receita original.

Mais: os proprietários das usinas em S_1 são estimulados a adotar condutas mais predatórias, realizando, por exemplo, menos contratos de longo prazo. Com efeito, a redução de 100 MWh em contratos e a instalação de uma usina com este mesmo volume de energia em S_2 , com o preço de R\$ 499,99/MWh, daria um ganho de R\$ 44.999,00 para quem adotasse tal estratégia e, por mais paradoxal que pareça, as despesas totais dos consumidores diminuiriam, vez que deixariam de comprar 100 MWh por R\$ 500,00/MWh.

Para concluir esse segmento de exemplos, o surgimento de uma carga de X_1 MW médios em S_1 , mantida a potência instalada em tal submercado, reduz a capacidade de exportação e, dessa maneira, bastaria uma restrição de transmissão igual a $z - X_1$ para que passasse a surtir efeitos o poder de monopólio dos geradores localizados em S_2 , com importantes efeitos sobre o nível de contratação.

Na realidade, além da reação (ou função de reação) de seu concorrente (no caso do duopólio de AV), o volume ótimo de contratação bilateral depende de fatores que são endógenos à operação da rede, sendo um deles a restrição de transmissão, que resulta na diferença de preços entre o submercado exportador e o importador. Essa característica não é captada em AV, mas é determinante para a análise microeconômica do setor elétrico. Disso decorre a *proposição 1*.

Proposição 1: se há congestionamento na rede, então a quantidade de equilíbrio para os dois submercados será menor do aquela que seria produzida caso tal congestionamento não existisse.

Prova: isso é semelhante a demonstrar uma nova situação de equilíbrio, ao que pode ser denominado de uma “**conjectura de AV com restrição de transmissão**”. Desse ponto de vista, o modelo de AV deve ser modificado, de modo que já na data zero sejam captados esses fatores endógenos. Assim, as equações (3) e (4) devem ser reescritas, assumindo-se que q^c (tal como w e v das equações) e q^f são, respectivamente, as quantidades resultantes de contratos bilaterais e de energia sem contrato para se aproveitar do poder de monopólio que decorre da restrição de transmissão:

$$L = (\mathbf{a} - q_1 - q_2)[q_1 - (q_1^c + q_1^r)] - \mathbf{b}q_1 \quad (16)$$

²⁶ A rigor, uma empresa de geração dificilmente vende 100% da energia que é habilitada a produzir. O normal é deixar parte de sua capacidade de geração como *hedge* para diferentes situações de mercado, como um racionamento, situação em que o preço *spot* fica muito elevado e a empresa pode melhorar sua rentabilidade se tiver energia não contratada.

$$M = (\mathbf{a} - q_1 - q_2)[q_2 - (q_2^c + q_2^r)] - \mathbf{b}q_2 \quad (17)$$

As funções de reação seriam, então:

$$q_1(q_2) = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + (q_1^c + q_1^r) - q_2}{2} \quad (18)$$

$$q_2(q_1) = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + (q_2^c + q_2^r) - q_1}{2} \quad (18)$$

Dessas duas equações são obtidas as quantidades de equilíbrio, que seriam dadas por:

$$q_1^* = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + 2(q_1^c + q_1^r) - (q_2^c + q_2^r)}{3} \quad (19)$$

$$q_2^* = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + 2(q_2^c + q_2^r) - (q_1^c + q_1^r)}{3} \quad (20)$$

Logo, as condições de equilíbrio que representam as atuações de dois duopolistas em redes com restrições, tais como no setor elétrico, não dependem apenas do volume vendido por contratos de longo prazo, mas também da estratégia das empresas quanto ao comportamento das restrições de transmissão. É como se q_2^r , em (19), e q_1^r , em (20), variassem com z (restrição de transmissão), o que ficou claro no exemplo discutido acima e na equação (16). Não custa dizer que se não há restrições de transmissão ($z = 0$) então, para as equações (19) e (20), respectivamente,

$$q_2^r \text{ e } q_1^r = 0 \quad (21)$$

o que tornaria as equações (19) e (20) semelhantes a aquelas decorrentes da conjectura de AV, com a substituição de w e v , como descrito alguns parágrafos acima.

Por outro lado, se há congestionamento na rede ($z > 0$), então, também para as equações (19) e (20), respectivamente,

$$q_2^r \text{ e } q_1^r > 0 \quad (22)$$

Portanto, se as empresas de S_1 estão 100% contratadas e S_2 é o submercado importador, então, em (19), $q_1^r = 0$ e $q_2^r > 0$. Em outras palavras, a quantidade de equilíbrio q_1^* seria menor do que aquela obtida na equação (7) – até porque q_1^c e q_2^c têm o mesmo significado de w e v respectivamente. A mesma dedução, obviamente, é válida para q_2^* , situação em que o duopolista q_1 estaria no submercado importador. Está assim provada a *proposição 1*.

Proposição 2: se há restrição de transmissão, então a minimização dos riscos de exposição à diferença de preços entre submercados reduz os interesses dos vendedores em celebrar contratos de longo prazo, o que também altera a condição de equilíbrio.

Prova: na verdade, como mostrado no exemplo hipotético discutido nesta seção, quando há restrições de transmissão, as empresas de geração, mesmo se localizadas no submercado exportador, podem (1) aumentar sua receita, praticando preços maiores, se não estiverem 100% contratadas e (2) diminuir seus custos com as exposições, caso também não estejam 100% contratadas. Em outras palavras, q_1^c , em (19), e q_2^c , em (20), são fortemente influenciadas pelas restrições de transmissão, ou seja, variam em função de z , da seguinte forma:

$$\frac{\partial q_1^c(z)}{\partial z} < 0 \quad (23)$$

$$\frac{\partial q_2^c(z)}{\partial z} < 0 \quad (24)$$

Nestas circunstâncias, a redução de q_1^c , em (19), e q_2^c , em (20), quando há congestionamento na rede, altera, mais uma vez, as condições de equilíbrio e de competição, reduzindo q_1^* e q_2^* , o que prova a *proposição 2*.

Das duas proposições podem reescritas as equações (19) e (20) em função de z , isto é,

$$q_1^*(z) = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + 2[q_1^c(z) + q_1^r(z)] - [q_2^c(z) + q_2^r(z)]}{3} \quad (25)$$

$$q_2^*(z) = \frac{\mathbf{a} - \mathbf{b} + 2[q_2^c(z) + q_2^r(z)] - [q_1^c(z) + q_1^r(z)]}{3} \quad (26)$$

Ressalte-se, das proposições 1 e 2, que quem tem a melhor informação sobre o comportamento da rede acaba obtendo vantagens competitivas. Assim, têm papel importante as ações do regulador setor elétrico e dos órgãos de defesa da concorrência no sentido de minimizar os efeitos da assimetria de informações, o que é essencial para que o poder de monopólio não afete ao consumidor nem prejudique a eficiência alocativa, tendo em vista que a rede, para favorecer ao monopolista, pode não ser expandida de forma ótima.

Uma pergunta é bastante óbvia: em que situações uma empresa pode ter melhores informações (sobre a restrição de transmissão) e usá-la em benefício próprio? A resposta é imediata: quando um dos duopolistas, especialmente aquele localizado à jusante do congestionamento da rede, é também o proprietário da linha de transmissão, ou seja, quando prevalece a integração vertical. Por essa razão, enormes cuidados devem ter o regulador e os órgãos de defesa quando da análise de atos de concentração que envolvam geradoras e transmissoras. Na maioria dos países uma operação de fusão e aquisição entre uma empresa de geração e uma de transmissão é terminantemente proibida. Não custa lembrar o quanto mais grave seria este problema se todas as usinas de S_2 pertencessem a um mesmo proprietário. Mais: se o sistema está diante de uma restrição de transmissão, devem ser avaliadas com bastante prudência as operações de fusões e aquisições entre usinas de S_1 e S_2 .

4. Considerações finais

A análise realizada permite chegar a duas conclusões mais relevantes. Do ponto de vista prático, foi mostrado, sobretudo no caso hipotético apresentado na seção 3, que, de fato, a natureza da indústria de energia elétrica, sujeita a externalidades e assimetria de informações, é elemento essencial para a análise do poder de monopólio decorrente da operação da rede. Do ponto de vista teórico, foi verificado que o modelo desenvolvido por Allaz e Vila (1993) tem limitação quando aplicado em redes sujeitas a congestionamentos. As modificações incorporadas em tal modelo, que consistiu na inclusão de uma variável que leva em conta a natureza da indústria (no caso, refletida na restrição de transmissão), torna-o mais aplicável a diferentes situações, como as aqui estudadas.

Observou-se que o poder de monopólio obtido pelas empresas do submercado importador é função da natureza da indústria, na qual o congestionamento da rede é uma condição natural da operação do sistema elétrico, situação em que pode obter maiores ganhos quem tem mais informações sobre a operação e externalidades do uso da rede. Na verdade, a própria figura do submercado importador só existe em virtude da restrição de transmissão. Se tal não existisse, o

mercado relevante seria $S_1 + S_2$, ou seja, não haveria submercados, mas sim um só mercado. Ou, em outras palavras, o mercado relevante, conceito bastante utilizado na análise de atos de concentração, muda com a restrição de transmissão, o que dá uma natureza dinâmica a tais análises.

Essa característica influencia de maneira relevante as estratégias das firmas de geração, que tendem a celebrar menos contratos de longo prazo. De um lado elas se protegeriam do poder de monopólio das geradoras localizadas no submercado importador e, de outro, poderiam obter melhores resultados em suas próprias vendas, dado que poderiam praticar maiores preços.

No modelo brasileiro, conforme destacado na nota de rodapé 25, as empresas de geração, quando vendem para o mercado regulado, não estão sujeitas à diferença de preço que resulta da restrição de transmissão, sendo tal exposição uma responsabilidade dos consumidores. Os consumidores regulados (que no Brasil são também chamados de “consumidores cativos”), não possuem mecanismos para se protegerem de tais estratégias, o que torna ainda mais importante, neste contexto, as ações do regulador e dos órgãos de defesa da concorrência. Em outras palavras, devem ser redobradas as atenções para operações de fusões e aquisições que envolvam a integração vertical entre geradoras e transmissoras, o que reduz a vulnerabilidade do modelo a poder de monopólio e, por conseguinte, pode minimizar os custos para os consumidores finais.

Referências bibliográficas

ALLAZ, B., and VILA, J-L, “Cournot competition, forward markets and efficiency”, **Journal of Economic Theory**, v. 59, n. 1, p. 1-16, 1993.

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

BORENSTEIN, S., and BUSHNELL, J., “An empirical analysis of the potential for market power in California’s electricity industry”, **Journal of Industrial Economics**, v. XLVII, n. 3, p. 285-323, 1999.

BORENSTEIN, S., BUSHNELL, J., and STOFT, S., “The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry”, **RAND Journal of Economics**, v. 31, n. 2, p. 294-325, 2000.

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.

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

CRAMPES, C., and FABRA, N., “The Spanish electricity industry: Plus ça change...”, **Working Paper**, CRMAQ and IDEI, Université de Toulouse, 2004.

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 uniform-price auction markets”, **Report nº EL00-95-075**, Federal Energy Regulatory Commission/USA, 2003b.

CRETI, A., and MANCA, F., “Mandatory electricity contracts as competitive device”, **Working Paper**, The Economics of Electricity Markets, Mini-Symposium, Toulouse, France, 2005.

- EVANS, J.E., and GREEN, R., “Why did British electricity prices fall after 1998?”, **Discussion Paper**, Centre for Economic Policy Research, January 2005.
- 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.
- FABRA, N., and TORO, J., ”Price wars and collusion in the Spanish electricity market”, **International Journal of Industrial Organization**, v. 23 (Issues 3-4), p. 155-181, 2005.
- FEDERICO, G., and RAHMAN, D., “Bidding in an electricity pay-as-bid auction”, **Discussion Paper**, University of Oxford, Department of Economics, 2001.
- GREEN, R.J., “The electricity contract market in England and Wales”, **Journal of Industrial Economics**, v. XLVII, n. 1, p. 107-124, 1999.
- GREEN, R. J., “Failing electricity markets: should we shoot the pools?”, **Discussion Paper**, Centre for Economic Policy Research, October 2001.
- GREEN, R.J., “Retail competition and electricity contracts”, **Working Paper (CWPE 0406)**, University of Cambridge, Department of Applied Economics, 2003.
- GREEN, R.J., “Did English generator play Cournot? Capacity withholding in the electricity pool”, **Working Paper (CWPE 0425)**, University of Cambridge, Department of Applied Economics, 2004.
- GREEN, R.J., and NEWBERY, D.M., “Competition in the British electricity spot market”, **The Journal of Political Economy**, v. 100, n. 5, p. 929-953, 1992.
- 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.
- KÜHN, K., and MACHADO, M.P., “Market power and vertical integration in the Spanish electricity market”, **Working Paper**, University of Michigan, Department of Economics, 2003.
- LISKI, M., and MOTERO, J-P., “Forward trading and collusion in oligopoly”, **Journal of Economic Theory**, v. 131, n. 2, p. 212-230, 2006.
- 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.
- MUELLER, B., and OLIVEIRA, A.R., "Regulation during the Lula government", **Discussion Paper** (CERME), Universidade de Brasília, 2007.
- NEWBERY, D.M., "Power market and market power", **The Energy Journal**, v. 16, n. 3, p. 39-66, 1995.
- 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.
- SANTANA, E.A., "Estratégia de geração ao mínimo custo e assimetria de informações: o caso da operação do mercado de energia elétrica", **in: XXXII Encontro Nacional de Economia**, João Pessoa, dezembro de 2004.
- 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.
- STADLER, I.M., and CASTRILLO, D.P., "An introduction to the economics information: incentives et contracts", **Oxford Press Ed.**, Oxford, England, 1997.
- 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., "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.