XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

CB/GOP/29

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

COORDENAÇÃO DE GERAÇÃO EM MERCADO COMPETITIVO[1]

Richard Hochstetler
INSTITUTO ACENDE BRASIL

Rodrigo Moita
INSPER

Daniel Monte (*)
EESP-FGV

RESUMO

Esse artigo discute a geração de energia em um mercado competitivo. Iniciamos com uma discussão conceitual sobre alocação descentralizada e alocação centralizada, e depois analisamos os *trade-offs* associados à geração de energia por hidrelétricas em um modelo descentralizado em que o insumo de geração é estocástico. Por fim, avaliamos alguns impactos de política econômica nesse mercado descentralizado.

PALAVRAS-CHAVE

Mercado centralizado, equilíbrio competitivo, geração hidrelétrica

1.0 - INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é operado de forma centralizada seguindo o despacho preconizado por modelos computacionais oficiais. A justificativa para essa abordagem é o ganho sinérgico advindo da coordenação centralizada.

Esse informe técnico examina o comportamento esperado dos agentes individuais num mercado perfeitamente competitivo, por meio de modelos analíticos. Com base nesse padrão de comportamento pode-se avaliar qual seria a operação esperada do sistema num ambiente competitivo em contraste com a operação centralizada promovida por modelos computacionais.

A visão prevalecente é a de que a operação ótima seria comprometida se o despacho fosse definido com base em lances de oferta dos agentes, pois o equilíbrio resultante de um mercado competitivo não seria capaz de promover a otimização intertemporal.

Examina-se, portanto, a operação intertemporal esperada quando os agentes submetem lances de oferta com o objetivo de maximizar os seus lucros individuais. Nesse contexto, os geradores hidrelétricos com reservatórios de regularização podem arbitrar os preços entre um período e outro por meio do armazenamento de energia afluente. Os proprietários das hidrelétricas com reservatórios operam suas usinas levando em conta uma estrutura de incentivos, o que os induz a armazenar energia nos períodos de abundância hidrológica (quando os preços tendem a ser menores) para produção nos períodos de maior escassez hídrica (quando há uma expectativa de preços mais

[1] O apoio financeiro para este estudo foi fornecido pelo programa de P&D da Aneel, PD-0678-0314-2014, patrocinado pela EDF Norte Fluminense, EDP e Energisa.

(*) FGV-EESP. Rua Itapeva, 474, sala 1203. São Paulo, SP 01332-000. Tel: (+55 11) 3799-3727 – Email: daniel.monte@fgv.br

elevados). Vamos apresentar o modelo de *benchmark* que foi inicialmente desenvolvido em MOITA e MONTE (1), e avaliar aqui questões de política econômica que se tornam relevantes num mercado competitivo.

A primeira questão é o efeito do preço-teto do mercado de curto prazo sobre essa arbitragem intertemporal. A imposição de um preço-teto reduz os incentivos para retenção de água nos reservatórios hidrelétricos para produção em período de maior escassez, o que prejudica a confiabilidade do sistema. Por outro lado, o preço-teto ajuda a mitigar problemas de abuso de poder de mercado. As implicações desse dilema são discutidas.

A segunda questão que surge quando se considera uma operação com base em lances de oferta é o risco de abuso de poder de mercado pelos agentes. Apresentam-se algumas reflexões sobre como as respectivas participações de mercado dos agentes e a elasticidade-preço da demanda impactam os incentivos dos agentes e, consequentemente, o equilíbrio de mercado.

A terceira questão objeto de reflexão é o possível impacto que alterações na taxa de juros, resultante da política monetária, podem ter sobre a operação hidrelétrica. Num regime de mercado, a taxa de juros podem influenciar as decisões de arbitragem intertemporal, impactando a confiabilidade do sistema.

Em seguida fazemos algumas reflexões mais amplas quanto à forma de tomada de decisões no mercado de energia elétrica no atual regime de comando e controle centralizado, em que a precificação e a operação do sistema são balizadas por modelos computacionais oficiais, em contraste com o que seria esperado num mercado competitivo. A discussão remete a um debate histórico na economia entre o planejamento centralizado das economias socialistas e as economias de mercado. Examina-se a estrutura de incentivos dos agentes para aprimorar os modelos computacionais e para refinar os parâmetros e os dados de entrada utilizados nos modelos computacionais para a definição da política operativa.

2.0 - MODELO TEÓRICO DE COMPETIÇÃO PERFEITA

A produção de energia em um mercado centralizado tem recebido críticas já há algum tempo. JOSKOW e SCHMALENSEE (2) analisam problemas de eficiência alocativa em mercados centralizados. O debate mais geral entre alocação centralizada e via mercado é mais antigo e reportamos parte desse debate na próxima sessão.

Um exemplo de problema de eficiência devido ao acesso precário à informação pelo planejador central ocorreu no Brasil em 2001. Naquele ano, o país passou por um período de seca severo em que os reservatórios foram usados e a água para produção de energia foi escasseando, forçando um racionamento de enorme custo político e social. Apenas dois meses antes desse período, o algoritmo de despacho colocou o preço do mercado de curto prazo em um nível baixo: R$ 58/MWh. Esse preço rapidamente escalou para R$ 700/MWh nos meses de racionamento. Uma pergunta que se fez na época foi: porque o preço não havia subido antes?

Outros artigos recentes que tratam da liberalização do mercado de energia são GREEN e NEWBERY (3) e WILSON (4). O foco desses artigos é a geração termelétrica, enquanto aqui neste informe o nosso foco maior é a interação entre termelétricas e hidrelétricas.

Para analisar essa questão da eficiência alocativa iniciamos a análise da questão a partir de um modelo analítico que utilizamos como *benchmark*. Trata-se de um modelo teórico de competição perfeita entre termelétricas e hidrelétricas. O modelo original foi desenvolvido em MOITA e MONTE (1).

Um modelo de competição perfeita assume agentes maximizadores de lucro e “tomadores de preços” (*price-takers*), isto é, agentes racionais que não conseguem influenciar os preços de mercado por meio de ações unilaterais. Para facilitar a exposição, vamos assumir que a demanda é inelástica, ressaltando que essa hipótese é facilmente relaxada.

O modelo assume um contínuo de geradores hidrelétricos idênticos caracterizados por uma produção binária (ou produz ou não produz). O foco na “margem extensiva” (em que a variação na produção agregada decorre do número de geradores que optam ou não por produzir toda sua capacidade) nos permite analisar uma série de resultados que seriam mais difíceis de se avaliar em um modelo que considerasse a “margem intensiva” (em que a variação na produção agregada decorre de variações no montante que cada agente decide produzir).

Esses geradores possuem custo marginal zero e um reservatório unitário capaz de guardar água pelo tempo que for necessário. Para captar um ambiente estocástico, vamos assumir que a disponibilidade de água para geração hidrelétrica pode ser caracterizada como uma “cadeia de Markov” com probabilidade de chover igual em todos os períodos. Se chove, todos os reservatórios têm agua; se não chove, só os que armazenaram água do período anterior podem produzir. Assumiremos que em período chuvoso as hidrelétricas conseguem suprir a demanda, sem necessidade de acionar as usinas termelétricas. Em períodos de seca, pode haver a necessidade de acionar essas usinas, que serão incorporadas no modelo como uma produtora com custo marginal convexo (i.e. inclinação não

decrescente) e com insumo determinístico.

Um equilíbrio competitivo nesse contexto dinâmico consiste de uma sequência de preços que leva o mercado ao equilíbrio, isto é, em cada período o mercado resulta num preço em que o quantidade de energia que os geradores desejam vender equivale exatamente à quantidade de energia que os consumidores desejam comprar.

Em equilíbrio, uma parcela dos geradores hidrelétricos turbina sua água vendendo sua energia, e outra parte opta por esperar, guardando a água nos seus reservatórios para geração no futuro. Isso faz com que, apesar da possível abundância de água no sistema, o preço da energia seja positivo, com energia térmica sendo produzida. A lógica do equilíbrio é a seguinte: se todos os geradores hidrelétricos venderem em um período de chuva, o preço será zero, fazendo com que compense esperar; se, por outro lado, poucos geradores venderem, o preço será muito alto, fazendo com que os geradores queiram vender. Esse *trade-off* intertemporal faz com que uma parcela dos agentes busque guardar água dos períodos de chuva para produção nos períodos de seca, de forma a aproximar o preço de equilíbrio nos períodos de chuva ao preço de equilíbrio nos períodos de seca, a fim de maximizar o seu lucro esperado. Pelo mesmo raciocínio, essa dinâmica intertemporal leva a uma armazenagem de água que faz com que o sistema seja mais confiável do que se não houvesse hidrelétricas maximizadoras resolvendo o problema intertemporal. A Figura 1 ilustra o preço de equilíbrio em dois estados da natureza conforme especificado no modelo:

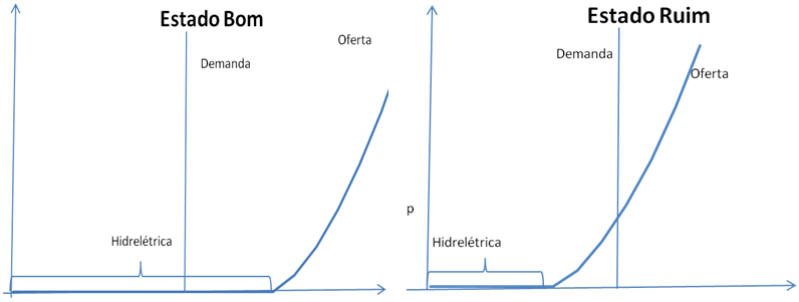

FIGURA 1 – Equilíbrio Competitivo

Com essa estrutura, temos um mercado em que cada agente produtor hidrelétrico resolve um problema dinâmico, em que cada um avalia o que lhe é mais vantajoso:

- Produzir no período corrente e comercializar a energia ao preço atual (o que esvaziaria seu reservatório); ou
- Armazenar água para produção no próximo período ao preço esperado.

Esse dilema do gerador hidrelétrico pode ser representado por uma função valor, V, cujo retorno depende do estado da natureza ("G", de *good*, em períodos de hidrologia abundante, ou "B", de *bad,* nos períodos de hidrologia escassa) e da disponibilidade de água nos reservatórios (denotado pelo índice sobrescrito "1" se o reservatório estiver cheio e "0" se o reservatório estiver vazio). Assim, num dado momento a função valor do gerador pode assumir três valores:

$$V_B^0 = \delta(\pi V_G + (1-\pi)V_B^0);$$
$$V_B^1 = \max\{p_B + \delta(\pi V_G + (1-\pi)V_B^0), \delta(\pi V_G + (1-\pi)V_B^1)\}; \text{ ou}$$
$$V_G = max\{p_G + \delta(\pi V_G + (1-\pi)V_B^0), \delta(\pi V_G + (1-\pi)V_B^1)\};$$

em que:

p_G é o preço no estado "G" (hidrologia abundante);
p_B é o preço no estado "B" (hidrologia escassa), tal que $p_B < p_G$;
π é a probabilidade de ocorrência do estado "G" ($0 \leq \pi \leq 1$);
$(1-\pi)$ é a probabilidade de ocorrência do estado "B";
δ é a taxa de desconto intertemporal ($\delta < 1$).

O primeiro caso, V_B^0, representa o valor esperado do gerador num cenário de hidrologia escassa com seu reservatório vazio. Neste caso, o gerador não aufere nenhuma receita no período atual e a expectativa de retorno no período seguinte é o valor esperado na ocorrência do estado "G" ou "B" multiplicado pela probabilidade de ocorrência de tal estado.

O segundo caso, V_B^1, representa o valor esperado do gerador num cenário de hidrologia escassa com seu reservatório cheio. Neste caso, o gerador tem a opção de gerar no período corrente e auferir uma receita associada à venda ao preço p_B e no período seguinte ter sua valoração definida pelo estado da natureza, ou pode armazenar a água (não auferindo nenhuma receita no período corrente) para dispor de água para o período seguinte.

O terceiro caso, V_G, representa o valor esperado do gerador num cenário de hidrologia abundante. Neste caso não importa o estado do reservatório advindo do período anterior, pois supõe-se que as chuvas são suficientes para encher o reservatório (i.e. o montante equivalente ao armazenado no período anterior seria vertido). Assim como no anterior, o gerador tem a opção de armazenar para o período seguinte ou produzir no período corrente, mas agora a um preço menos atraente, p_G.

Diante dessas alternativas, pode-se demonstrar que os agentes maximizadores de lucro procurarão arbitrar entre os preços nos diferentes períodos de forma a equalizar o seu retorno. Assim, o equilíbrio de mercado competitivo é atingido quando cada gerador individual no estado "G" torna-se indiferente entre vender energia hoje a um preço mais baixo, p_G, ou poupar energia na esperança de que o estado de amanhã seja ruim e ele possa vender a um preço mais alto, $\mathrm{p_B}$. Ou seja, temos que:

$$p_G + \delta(\pi V_G + (1+\pi)V_B^0) = \delta(\pi V_G + (1+\pi)V_B^1).$$

Essa condição de indiferença representa matematicamente o principal resultado dessa seção. Ela implica que no mercado competitivo os agentes dispõem de incentivos para regularizar sua produção, armazenando água nos períodos de hidrologia abundante para se precaver contra períodos de hidrologia escassa, de forma muito semelhante à que um operador centralizado faria. Conclui-se, portanto, que a descentralização da operação num mercado perfeitamente competitivo não ameaça a otimização intertemporal da geração hidrelétrica, pois a estrutura de incentivos que governa a ação dos geradores individuais tende a promover um comportamento semelhante ao do operador do sistema. Não obstante, reconhece-se que há alguns fatores a serem considerados, os quais abordamos a seguir.

2.1 Efeitos de política econômica no mercado competitivo: preço-teto

O primeiro efeito que nos vem à mente quando falamos de um preço-teto é a distorção alocativa que ele causa como efeito direto: quando esse teto entra em efeito (está *binding*), o preço está abaixo do necessário para equilibrar o mercado, implicando em uma quantidade de equilíbrio menor. Em um mercado dinâmico esse efeito pode gerar uma distorção alocativa também em períodos em que o preço-teto não está *binding*. Dado que os geradores hidrelétricos precisam decidir quanto gerar no período corrente *versus* futuro, o valor esperado de produção no período de escassez diminui ao se impor esse limite no preço, reduzindo o incentivo para o gerador hidrelétrico guardar água para produção em períodos futuros. Com uma fração menor de geradores optando por guardar água nos reservatórios para produção futura, os preços nos períodos de hidrologia abundante caem e os preços nos períodos de hidrologia ficam restritos ao preço-teto, intensificando a geração termelétrica nesses períodos e/ou a ocorrência de déficits.

Isso implica que, para promover a operação ótima num regime de mercado, é preciso haver ampla liberdade de preços para promover a gestão mais apropriada dos recursos hidrológicos. Dadas a baixa elasticidade-preço da demanda por energia elétrica e as restrições de capacidade de produção no curto prazo, a elevação do preço-teto significa que o setor fica sujeito a grandes variações de preços. Para assegurar a sustentabilidade econômico-financeira do setor é necessário, portanto, estabelecer instrumentos de *hedge* adequados para que os agentes possam suportar essa volatilidade de preços.

2.2 Abuso de poder de mercado

Como em qualquer mercado, o risco de abuso de poder de mercado no setor elétrico é algo que precisa ser levado em conta. O abuso de poder de mercado pode se dar de diversas formas. Nossa preocupação aqui é discutir o risco de conluio, que ocorre quando um grupo de agentes age coordenadamente para aumentar os preços de mercado. Esse conluio pode ser explícito (cartel) ou implícito, também conhecido em teoria dos jogos como "colusão tácita".

Em um conluio, os preços sobem, elevando o incentivo para os participantes reduzirem unilateralmente seus preços a fim de aumentarem seus lucros individuais. A cooperação no conluio somente é mantida pelos agentes para que haja cooperação no futuro. Dessa forma, qualquer alteração no ambiente econômico que afete o lucro futuro também afeta a probabilidade (incentivos) de conluio. Por exemplo, um aumento da taxa de juros afeta o incentivo de um gerador de poupar água para o futuro, como discutiremos na próxima subseção. Isso, por sua vez, afeta o incentivo para conluio. Da mesma forma, a expectativa de seca ou chuva no período seguinte afeta a lucratividade da cooperação mútua, implicando uma maior ou menor estabilidade do conluio.

Como estamos em um ambiente dinâmico, o conluio torna-se mais favorável hoje se houver possibilidade de cooperação no futuro; caso contrário, o incentivo de desvio unilateral se sobrepõe ao incentivo de cooperação futura. Sendo assim, uma conclusão do modelo é que o risco de conluio é mais acentuado quando os agentes têm uma perspectiva de um período prolongado de preços baixos, que, no caso do setor elétrico, ocorreria numa situação de excesso de oferta (e, portanto, maiores perspectivas de ganhos com cooperação futura). Esse resultado é demostrado em um modelo de duopólio com horizonte infinito por GARCIA, REITZES e STACCHETTI (9). No setor

elétrico brasileiro essa situação seria mais provável, portanto, em períodos de sobras estruturais ou conjunturais devido à ocorrência de condições hidrológicas favoráveis.

2.3 Impactos de mudanças na taxa de juros

No modelo *benchmark* nós discutimos o *trade-off* intertemporal que os agentes resolvem. Esse *trade-off* envolve um lucro presente *versus* um lucro esperado futuro. Para comparar o retorno (*payoff*) presente com *payoff* futuro, os agentes descontam os *payoffs* futuros usando alguma taxa de desconto intertemporal, que está diretamente ligada à taxa de juros. Quanto maior for a taxa de juros, menos paciente o agente é: o *payoff* presente pode ser aplicado a essa taxa alta. Assim, uma mudança na taxa de juros afeta o modo pelo qual os agentes comparam a venda de energia no presente com a venda de energia no futuro. O impacto de uma mudança na taxa de juros pode ser visto na Figura 2. Uma taxa de juros maior implica que o agente é menos paciente, e portanto menos disposto a guardar água para lucrar no futuro, e mais propenso a gastar água hoje e obter o lucro dessa venda imediatamente. Em um período de chuva, isso implica uma massa maior de agentes vendendo água, consequentemente abaixando o preço de energia em períodos chuvosos e prejudicando a confiabilidade do sistema.

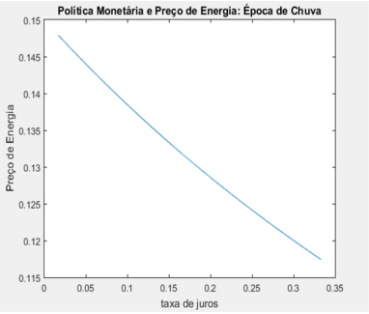

FIGURA 2 – Efeito de Mudança na Taxa de Juros

Embora o resultado indique que a taxa de juros tenha um efeito sobre a operação, a simulação também sugere que o efeito é amortecido, de modo que uma mudança da taxa de juros nas magnitudes tipicamente realizadas pelos bancos centrais não provocaria variações muito significativas na confiabilidade do sistema elétrico.

3.0 - O PAPEL DA INFORMAÇÃO: MERCADO E PLANEJAMENTO CENTRAL

O mercado de produção e distribuição de energia elétrica no Brasil é bastante regulado. Os órgãos de Estado responsáveis pelo planejamento da operação do sistema determinam diariamente o despacho de cada usina. Os modelos computacionais oficiais também são utilizados para definir os preços do mercado de curto prazo. Todo esse processo decisório depende de intensa coleta e processamento de informações: da produtividade das usinas, dos custos de operação, e das expectativas quanto à evolução da demanda, à expansão do sistema, aos preços de combustíveis e às condições hidrológicas.

Embora a operação centralizada facilite a exploração das sinergias da operação integrada, o resultado da otimização centralizada depende fundamentalmente da qualidade das informações fornecidas e dos modelos utilizados para auxiliar a tomada de decisões.

O sistema elétrico brasileiro está passando por profundas mudanças: a matriz elétrica está sendo diversificada, o comportamento da carga torna-se cada vez mais difícil de prever, mudanças no micro e macro clima estão afetando o comportamento hidrológico nas diversas bacias do país. Essas mudanças fazem com que a política operativa do sistema elétrico precise ser continuamente ajustada e aprimorada para melhor atender às necessidades do sistema.

Essa necessidade de contínua adaptação e evolução é justamente um dos fatores que torna o sistema de preços de mercado um instrumento atrativo de coordenação de atividades econômicas . O mercado proporciona incentivos apropriados para os agentes ajustarem seu comportamento, recompensando os agentes que melhor atendem às necessidades do sistema e punindo os que não entregam o que é demandado.

3.1 Debate histórico

Existe um debate histórico sobre a capacidade do governo de ser esse planejador central e de coletar a informação dispersa na economia. Esse debate se intensificou nos anos 1920 com o economista austríaco Ludwig VON MISES (5) e com o socialista Oskar LANGE (6 e 7) e foi retomado mais tarde por Friedrich HAYEK (8), entre outros. O

contexto da época era de uma intensa discussão entre a eficácia do capitalismo *versus* socialismo e ficou conhecido como o “Debate do Cálculo Socialista.”

O livre mercado usa o sistema de preços para alocar recursos em uma economia. Excessos de oferta e demanda causam reduções e elevações de preços, respectivamente, que levam à diminuição e ao aumento da produção, que acabam por equalizar oferta e demanda. O sistema de preços do livre mercado é o regulador da atividade econômica.

Em uma economia socialista não existe tal sistema. Ao invés disso, um planejador central deve analisar as condições de produção e as necessidades da população, e definir o que e quanto produzir. A crítica de von Mises era de que esse planejamento jamais seria correto por não haver um sistema de preços que guiasse tais decisões. Mesmo que houvesse um sistema de preços, esse sistema seria necessariamente falho, pois os preços definidos pelo governo responsável pelos meios de produção não refletiriam a valoração dos consumidores dos diversos bens de produção. Desta forma, o sistema de preços perderia a capacidade de coordenar a oferta e demanda de forma eficiente.

Oskar Lange respondeu à crítica de von Mises propondo um modelo de equilíbrio geral neoclássico de uma economia socialista. A economia seria socialista pois os meios de produção pertenceriam ao Estado. Nesse modelo, o planejador central estabeleceria preços por meio de tentativa e erro, até que houvesse equilíbrio no mercado. Uma espécie de “leiloeiro Walrasiano”[1] ao pé da letra. Os gestores das empresas estatais colocariam preços iguais ao custo marginal, e a economia atingiria uma alocação ótima. Em síntese, Lange defendia que o planejador central usasse princípios econômicos para guiar a economia para uma alocação eficiente.

Friedrich Hayek argumentou que a informação necessária para que um planejador central consiga programar uma alocação eficiente está dispersa entre os inúmeros agentes: desde as necessidades de todos os consumidores, até a condição de produção de todos os potenciais produtores, somada às incontáveis conexões entre todos eles. Isso tornaria o problema alocativo um problema insolúvel para qualquer planejador central. Nem o mais eficiente planejador central conseguiria adquirir e processar toda essa informação.

Um debate mais moderno sobre o tema se concentra na restrição de incentivos: além da restrição tecnológica de fazer essa coleta de informação dispersa na economia, os agentes devem ter incentivos para revelar a informação que possuem.

Ainda usando a experiência soviética como ilustração, era comum que os planejadores usassem informação da produção passada como *benchmark* para exigirem produção futura. Isso gerava um claro problema de incentivos, ilustrado pelo exemplo da Shchekino Chemical Combine. Em 1967 os administradores da planta química argumentaram que não iriam conseguir atender às exigências dos planejadores sem um aumento significativo de trabalhadores. Ao invés de fornecer os trabalhadores, os planejadores centrais prometeram que não iriam ficar com o excedente produzido. Para atingir as metas, os administradores da planta prometeram o compartilhamento de eventuais ganhos de produtividade com os trabalhadores. Como resultado, a produtividade da planta aumentou em 52%, mas ao final do experimento os trabalhadores da planta acabaram ganhando menos que trabalhadores de outros plantas da indústria química, porque os planejadores acabaram não cumprindo a promessa de compartilhamento dos ganhos e porque a sua produção era atrapalhada por outros fatores não gerenciáveis pelos administradores e trabalhadores da planta (tais como: fornecimento tempestivo de suprimentos, funcionamento dos equipamentos e disponibilidade de peças). Experiências como essa levaram a uma crescente desconfiança entre os trabalhadores, os administradores e os planejadores centrais, cada qual retendo informações estratégicas um do outro, o que ampliava a assimetria de informações e desestimulando a obtenção de novos ganhos de produtividade.

Se a coleta de informações depende dos incentivos dos agentes, então temos um problema de desenho de mecanismo, onde os aspectos estratégicos do problema devem ser levados em consideração.

3.2 O problema de incentivos na alocação centralizada

No setor elétrico existe evidência indireta de que a questão de incentivos no planejamento central pode ser problemática. Em 2013, por exemplo, as indisponibilidades das térmicas foi uma preocupação frequente. Em particular, a Aneel estava preocupada com as diferenças em relação à energia declarada e a energia verificada, fazendo inclusive ameaças de uma fiscalização maior e de redução da Garantia Física alocada às usinas. De forma mais geral, por se tratar de um setor que depende amplamente de conhecimento localizado, o setor elétrico apresenta-se como um exemplo clássico de desenho de mecanismos onde os incentivos precisam estar alinhados com o objetivo do planejador central.

[1] O economista francês Léon Walras desenvolveu a Teoria de Equilíbrio Geral que busca explicar o comportamento da economia do particular ao geral (*bottom-up*), começando com os mercados e agentes individuais para então auferir o comportamento agregado. Em seu livro **Elementos de economia política pura** (1874) ele descreve o processo de harmonização da oferta e demanda na economia como um gigante leilão em que o leiloeiro vai averiguando a quantidade que os agentes estão dispostos a ofertar e consumir a diferentes preços no que ele denomina um processo de *tâtonnement* (do verbo "tatear") até encontrar o conjunto de preços que faz com que haja equilíbrio na oferta e demanda por todos os bens.

A alocação ótima do planejador central depende da sua capacidade de coletar a informação disponível no mercado. Tipicamente, a informação é dispersa entre os agentes, cada qual detendo conhecimento maior sobre alguns aspectos do sistema e menor sobre outros aspectos. Por exemplo, a estrutura de custos de uma firma é mais bem conhecida por essa firma do que por suas competidoras; cada agente conhece sua valoração por algum objeto, mas não necessariamente a valoração de outros agentes pelo mesmo objeto; e, finalmente, os agentes possuem um conhecimento específico das condições locais – condições climáticas, por exemplo – melhor do que agentes em outras localidades. Quando algum agente ou grupo de agentes possui alguma informação que outro(s) agente(s) desconhece(m), dizemos que há informação privada. Se a alocação ótima do planejador central depende da informação privada dos agentes, então o problema de coleta de informação e da alocação centralizada torna-se um problema de desenho de mecanismo, onde os aspectos estratégicos do problema devem ser levados em consideração. Devem-se levar em conta os incentivos envolvidos, estabelecendo regras de funcionamento do mercado que induza cada agente a revelar sua informação privada a fim de possibilitar uma alocação ótima.

A assimetria de informação entre as partes decorrente da existência de informações privadas pode induzir à ocorrência de risco moral (*moral hazard*), isto é, ações oportunistas por um agente explorando o desconhecimento de sua contraparte. Para mitigar esse risco é mister estabelecer uma estrutura de incentivos que alinhe os interesses de cada agente ao interesse público.

O mercado de energia elétrico brasileiro, tal como estruturado atualmente, está fundamentado numa separação artificial entre a comercialização de energia e sua operação, sujeitando-o a uma série de distorções e problemas que têm-se agravado ao longo do tempo. Para que os agentes estejam dispostos a abrir mão da operação de suas usinas, é absolutamente necessário que a operação siga procedimentos previsíveis, transparentes e replicáveis.

À medida que a configuração do sistema elétrico vai se modificando, no entanto, torna-se necessário fazer aprimoramentos. Esses aprimoramentos frustram as expectativas dos agentes que tomaram decisões de contratação de longo prazo com base nas premissas passadas. Assim, quanto maior o grau de mudanças no setor, menos apto torna-se o regime de comando e controle para a otimização do sistema e mais atrativa torna-se a coordenação via mercado.

O regime de mercado também tem o benefício de remunerar os agentes com base no valor de seu desempenho efetivo. No arranjo de mercado atual, os geradores são remunerados com base na sua oferta de Garantia Física, e, no caso das hidrelétricas, do rateio da energia total gerada por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse arranjo enfraquece a relação entre o que é produzido, por quem, quando e onde, o que distorce os incentivos dos agentes, e torna-os menos responsivos às reais necessidades do sistema. Esses são fatores que precisam ser considerados ao se analisar como melhor estruturar o processo de planejamento da operação do sistema.

4.0 CONCLUSÃO

O informe analisa o problema de coordenação em um mercado competitivo em que há hidrologia estocástica, usinas hidrelétricas e termelétricas e no qual os agentes são maximizadores e *forward-looking* (i.e. agentes que tomam decisões racionais levando em conta as expectativas das condições futuras). Em equilíbrio, os geradores hidrelétricos conseguem suavizar a produção, ajudando a estabilizar os preços. A imposição de um preço-teto prejudica essa suavização, fazendo com que o sistema fique menos confiável. Analisamos também o impacto da política monetária nos preços de equilíbrio e na confiabilidade do sistema. Também analisamos a possibilidade de conluio e sua relação com a hidrologia. Finalmente, apresentamos algumas reflexões sobre os atributos do mercado que o torna especialmente propício para promover a coordenação em ambientes que estão em constante mutação.

5.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) MOITA, R. E MONTE, D. Water Wind And Fire: Competitive Equilibrium And Regulation In A Hydrothermo-Plus-Intermittent Electricity Market. Working Paper, 2016.

(2) JOSKOW, P. E SCHMALENSEE, R. Markets For Power: An Analysis Of Electrical Utility Deregulation. Cambridge: The MIT Press, 1988.

(3) GREEN, R. E NEWBERRY, D. Competition In The British Electricity Spot Market. Journal Of Political Economy 100(5): 929-953, 1992

(4) WILSON, R. Architecture Of Power Markets. Econometrica 70(4): 1299-1340, 2002.

(5) VONS MISES, L. Economic Calculation In The Socialist Commonwealth, Ludwig Von Mises Institute, 1920.

(6) LANGE, O. On The Economic Theory Of Socialism, Part One. Review Of Economic Studies, 4(1): 53–71, 1936

(7) LANGE, O. On The Economic Theory Of Socialism, Part Two. Review Of Economic Studies, 4(2): 123–142, 1937.

(8) HAYEK, F. A. The Use Of Knowledge In Society. American Economic Review, 35(4): 519–530, 1945.

(9) GARCIA, A.; REITZES, J.; E STACCHETTI, E. Strategic Pricing When Electricity Is Storable. Journal Of Regulatory Economics 20(3): 223-247, 2001.

6.0 DADOS BIOGRÁFICOS

Richard Lee Hochstetler – Brasília, DF, 1968. Graduação em Economia por Goshen College, Mestrado (1991) e Doutorado em Teoria Econômica pela Universidade de São Paulo (1998 e 2002). Líder de Estudos Econômicos e Regulatórios no Instituto Acende Brasil desde 2010.

Rodrigo Moita – São Paulo, SP, 1973. Graduação em Economia pela Universidade de São Paulo (1996), Mestre em Economia pela Universidade de São Paulo (2000), e Ph.D. em Economia pela Universidade de Illinois (2006). Atualmente é Professor Associado do Insper. Tem experiência nas áreas de organização industrial, regulação e microeconomia.

Daniel Monte – Belo Horizonte, MG, 1979. Graduação em economia pela Universidade de São Paulo (2000), MA, MPhil e Ph.D. em Economia por Yale University (2007). Pós-doutorado em Aarhus University, Dinamarca (2011). Foi Professor Assistente da Simon Fraser University, Canada, entre 2007-2011. Atualmente é Professor Associado da FGV-EESP e Coordenador do Centro GV-Market Design. Tem experiência nas áreas de Microeconomia e Teoria dos Jogos, com ênfase em Racionalidade Limitada e Desenho de Mercado.