



**XXIV SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

18/GCR/17

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

**GRUPO 6
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

PRECIFICAÇÃO DE MERCADO: SISTEMA COASEANO DE COMPENSAÇÃO DUPLA¹

**Richard Hochstetler
INSTITUTO ACENDE BRASIL**

**Rodrigo Moita(*)
INSPER**

**Daniel Monte
EESP-FGV**

RESUMO

Esse informe propõe um mecanismo de mercado de curto prazo para um sistema elétrico com geradores que apresentam interdependências de produção, tais como hidrelétricas em série no mesmo curso d'água. O mecanismo proposto consiste em um mercado em que a formação de preços e a ordem de despacho das usinas são definidas com base em lances de oferta submetidos pelos próprios agentes. O mercado seria estruturado mediante um Sistema de Compensação Dupla: a primeira compensação ocorrendo *ex-ante* após a definição do pré-despacho para o dia seguinte, e a segunda *ex-post* para compensação dos desvios constatados na operação em relação ao pré-despacho definido no dia anterior. Diferentemente do Sistema de Compensação Dupla adotado na maioria dos mercados de energia, neste se prevê a incorporação de mais uma etapa intermediária para permitir que agentes negociem bilateralmente suas obrigações de pré-despacho antes da primeira compensação, para assim acomodar eventuais restrições decorrentes de interdependências operativas entre as usinas do sistema. Denominamos essa etapa adicional de ajuste "Coaseano", pois segue o princípio proposto pelo Teorema de Coase para o tratamento de externalidades.

PALAVRAS-CHAVE

Mercado de curto prazo, geração hidrelétrica, usinas em cascata, externalidade, Teorema de Coase

1.0 - INTRODUÇÃO

Um dos aspectos mais criticados do mercado de energia brasileiro é o seu mecanismo de formação de preços. Os Preços de Liquidação de Diferenças são definidos semanalmente com base em modelos computacionais oficiais. As críticas seguem duas vertentes principais. A primeira decorre dos modelos computacionais adotados, devido a divergências quanto à abordagem de modelagem adotada, à forma de tratamento do risco e aos parâmetros utilizados. A segunda vertente de críticas surge dos dados de entrada utilizados nos modelos. Muitos dados necessários requerem informações privadas dos agentes e projeções de variáveis futuras, os quais divergem em função das expectativas diferenciadas dos agentes. No contexto de um mercado concorrencial torna-se cada vez mais difícil conciliar essas divergências.

Uma alternativa mais adequada para um mercado competitivo seria estabelecer os preços e o despacho de usinas com base em lances de ofertas submetidos pelos agentes por meio do Sistema de Compensação Dupla (descrito

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.

na próxima seção). Essa é a abordagem mais comumente utilizada para estruturar o mercado de curto prazo em outros sistemas elétricos ao redor do mundo.

No entanto, a aplicação direta do Sistema de Compensação Dupla para o mercado brasileiro esbarra no argumento de que a existência de usinas hidrelétricas localizadas em cascata no mesmo rio que resultam em interdependências operacionais que não são apropriadamente consideradas nesse mecanismo de mercado, o que pode resultar em ineficiências ou mesmo incompatibilidades.

A precificação e o despacho definidos com base em lances de oferta submetidos pelos agentes num Sistema de Compensação Dupla seriam balizadas pela maximização de lucros individuais de cada gerador, o que poderia resultar numa operação ineficiente da perspectiva sistêmica, pois a operação de algumas hidrelétricas impactaria a operação de outras hidrelétricas localizadas a jusante da usina. Esse impacto da operação de uma hidrelétrica em outra hidrelétrica de outro proprietário é uma externalidade que pode redundar em ineficiências, pois o gerador não levará em conta o efeito de suas decisões operativas nos resultados dos demais agentes. Pior, em alguns casos extremos, as decisões operativas de uma hidrelétrica podem comprometer a operação planejada para hidrelétricas de outros agentes rio abaixo.

Para mitigar esses problemas em um ambiente de mercado, sem intervenção direta do regulador, nós propomos a existência de uma etapa adicional no Sistema de Compensação Dupla. Nessa etapa adicional, que denominamos de ajuste Coaseano, os geradores teriam a oportunidade de negociar bilateralmente suas decisões de produção a fim de contornar essas distorções.

2.0 - MECANISMO DE MERCADO BASEADO EM LANCES DE OFERTA

Para que o mercado funcione apropriadamente, no entanto, é crucial que haja uma estrutura de incentivos adequada. A estrutura de incentivos deve ser tal que:

- induza os agentes a disponibilizar os seus recursos para atendimento da carga; e
- fomente concorrência entre os agentes de forma a assegurar uma precificação competitiva.

Não é trivial atender a esses requisitos no setor elétrico, pois a exigência de equilíbrio entre a produção e o consumo em tempo real faz com que o equilíbrio de mercado seja muito mais suscetível a abusos de poder de mercado. A contratação prévia ajuda a fomentar a concorrência e a dirimir o risco de abuso de poder de mercado, mas está sujeita a desvios devido a contingências e mudanças imprevistas que acabam tendo que ser tratadas posteriormente. O mecanismo de mercado adotado precisa contemplar essas duas necessidades.

O mecanismo de mercado que vem sendo implementado com relativo sucesso na maioria dos sistemas elétricos que optaram por coordenar a sua produção via mercado é o Sistema de Compensação Dupla (vide, por exemplo, STOFT (1)).

2.1 Sistema de Compensação Dupla

O Sistema de Compensação Dupla consiste em dois leilões. O primeiro leilão é utilizado para definir a programação da operação do dia seguinte, o que denomina-se “pré-despacho”, estabelecendo quais usinas seriam acionadas, quanto cada usina produziria e qual seria o preço em cada intervalo de tempo do dia seguinte. O segundo leilão seria para obter lances de oferta de recursos adicionais dos geradores (recursos não comprometidos no pré-despacho) para atendimento dos desvios do pré-despacho que possam vir a ocorrer em tempo real ao longo do dia seguinte. Ambos leilões seriam leilões de multi-unidades com preços uniformes para cada intervalo de tempo.

Mercado D-1 (day-ahead market)

No primeiro leilão os agentes de consumo (distribuidoras, comercializadores varejistas e consumidores livres e especiais) submetem sua projeção de carga para cada intervalo de tempo do dia seguinte e os agente geradores submetem seus lances de oferta com as quantidades e preços ao qual estão dispostos a ofertar energia no dia seguinte. Os lances de oferta dos geradores são compromissos firmes, de forma que o gerador torna-se responsável pelo atendimento daquele montante ao preço ofertado.

Uma vez submetidos todos os lances de oferta, eles são ordenados do menor para o maior preço para definir a ordem de mérito econômico para o dia seguinte. Com base na carga agregada prevista para cada intervalo de tempo do dia seguinte (tipicamente intervalos de uma hora ou menos), resultante da soma das cargas projetadas submetidas por todos os agentes de consumo, o Operador do Sistema então estabelece o “pré-despacho” respeitando a ordem de mérito econômico das usinas disponíveis e eventuais ajustes necessários para contornar restrições elétricas. Caso haja restrições elétricas, o Operador do Sistema promoveria a substituição de geradores para eliminar a restrição por ordem de mérito econômico das usinas aptas a mitigar a restrição elétrica.

O processo é muito similar ao que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) utiliza atualmente, sendo que a principal diferença nesse caso é que os preços são determinados pelos lances dos agentes, em vez de por um valor indicado pelo programa computacional oficial. Assim, define-se a programação de despacho de usinas para cada intervalo do dia seguinte.

Uma vez estabelecido o pré-despacho para o dia seguinte, é feita a sua compensação. O preço para cada intervalo do dia é definido pelo preço da usina mais cara requerida naquele intervalo (i.e. preço marginal). Assim, cada agente de consumo paga o respectivo preço pelo seu consumo em cada intervalo de tempo do dia seguinte. Analogamente, cada gerador recebe o respectivo preço pelo montante que irá produzir em cada intervalo de tempo do dia seguinte.

Mercado em tempo real

Em seguida, os geradores submetem novos lances referentes aos recursos remanescentes (i.e. capacidade de geração que não foi arrematada no leilão anterior). Esses lances são então utilizados ao longo do dia seguinte para cobrir eventuais desvios do pré-despacho. Esse leilão poderia ser realizado no dia anterior contemplando todos intervalos do dia seguinte ou poderia ser implementado na forma de múltiplos leilões ao longo do dia seguinte para atendimento dos próximos a fim de facilitar a participação de geradores de fontes variáveis que não podem prever com muita antecedência a disponibilidade dos recursos energéticos dos quais dependem para a produção de energia (como a geração eólica e fotovoltaica, por exemplo).

2.2 Estrutura de incentivos

O Sistema de Compensação Dupla atende aos dois requisitos apresentados no início da seção 2, pois induz os agentes a disponibilizarem sua capacidade de geração para atendimento da carga e fomenta a concorrência entre os geradores.

Tal sistema fomenta a concorrência por meio da contratação prévia que ocorre no primeiro leilão para definição do pré-despacho. A princípio, neste leilão mais geradores estão aptos a participar, pois a antecedência ainda permite a programação de suas atividades. É importante que esse leilão seja estruturado para contemplar requisitos específicos dos geradores, tal como o tempo de acionamento da usina ("rampa"). Assim, o leilão permite que os geradores submetam suas melhores ofertas contemplando suas restrições operativas.

Já o segundo leilão permite ajustes ao despacho pré-estabelecido considerando a produção e consumo efetivo em cada momento valorado pelo preço marginal daquele momento, o que proporciona fortes incentivos para os agentes deixarem seus recursos (i.e. sua capacidade remanescente) disponíveis para despacho, o que, por sua vez, proporciona ao Operador do Sistema a flexibilidade necessária para atendimento das contingências dos sistema.

Cenário 1: carga superior à prevista no pré-despacho

Considere por exemplo os incentivos para um gerador num cenário em que a demanda agregada efetivamente incorrida seja superior à considerada no pré-despacho. Neste cenário, o mecanismo proporciona fortes incentivos para os geradores ofertarem energia. Considere, por exemplo, que um gerador ofertou a quantidade q_1 no primeiro leilão e que o preço marginal ficou em p_1 , valor igual ou superior ao seu custo unitário variável, c_1 . Na primeira compensação (mercado $D-1$) o gerador receberá $p_1 \cdot q_1$. Considere ainda que no mercado em tempo real o preço seja de p_0 , sendo $p_0 > p_1$, pois em tempo real foi necessário recorrer a um gerador mais caro para atender à carga adicional.

Neste caso, se o gerador não cumprir o seu compromisso de produzir q_1 , terá que pagar $p_0 \cdot q_1$, de forma que o resultado líquido das duas compensações terá um prejuízo equivalente a: $(p_1 - p_0) \cdot q_1$.

Já se o gerador puder ofertar um pouco mais do que o montante comprometido no pré-despacho, digamos $q_1 + \delta$, o gerador auferirá um lucro extraordinário de $(p_0 - c_1) \cdot \delta$.

Cenário 2: oferta superior a prevista no pré-despacho

Considere a situação inversa, em que o preço no mercado em tempo real caia em relação ao estabelecido no pré-despacho devido à geração adicional de uma fonte intermitente, por exemplo. Neste caso, se o preço marginal no mercado em tempo real for inferior ao seu custo ($p_0 < c_1$), o gerador que entrou no pré-despacho no dia anterior com o lance (p_1, q_1) estará disposto a reduzir a sua geração para acomodar a energia advinda da fonte

intermitente, pois isso lhe proporcionará um lucro extraordinário de $(p_1 - p_0) \cdot q_1$, ou seja, o sistema proporciona incentivos apropriados para promover a otimização dos recursos energéticos disponíveis.

O Sistema de Compensação Dupla também proporciona uma estrutura de incentivos apropriada para os agentes de consumo. No Cenário 1, por exemplo, se um agente de consumo reduzir a sua carga em δ unidades, medidas em relação ao montante previsto no pré-despacho, o consumidor receberá um pagamento de $p_0 \cdot \delta$ na segunda compensação.

Note-se, no entanto, que a mesma redução no Cenário 2 proporcionaria uma perda para o consumidor de $(p_0 - p_1) \cdot \delta$, já que $p_0 < p_1$, desestimulando o consumidor à reduzir a sua carga, já que que no Cenário 2 não há uma demanda por geração adicional.

3.0 - MECANISMO DE MERCADO PARA LIDAR COM INTERDEPENDÊNCIAS OPERATIVAS

Apesar do apelo do Sistema de Compensação Dupla, o Brasil tem optado por não adotar um mercado baseado em lances de preços devido às interdependências operativas do sistema hidrelétrico. O argumento se baseia na premissa que a operação resultante de lances submetidos pelos agentes na busca da maximização de seus lucros individuais resultaria numa operação sub-ótima, pois não seriam contemplados os efeitos de suas decisões operativas sobre os demais agentes e vice-versa. Por isso, argumenta-se que a operação centralizada é superior.

Em um sistema predominantemente térmico essa questão não é pertinente, pois a operação de um gerador não impacta a capacidade de geração de outro agente de geração. Em um sistema com hidrelétricas, no entanto, as decisões operativas de uma usina afetam a operação das usinas a jusante, já que há alteração do fluxo de água que chega a esses geradores rio abaixo.

A existência dessa externalidade pode levar a situações ineficientes, onde a utilização da água não é feita da melhor maneira possível.

3.1 Exemplo: duas usinas em cascata

Considere o caso estilizado de duas hidrelétricas idênticas localizados em um mesmo rio, com a Usina A localizada rio acima da Usina B, como mostrado na Figura 1. Considere ainda que o sistema elétrico é composto de um grande grupo de hidrelétricas em configuração idêntica a dessas duas usinas, de forma que cada uma individualmente não é capaz de influenciar o preço de forma significativa.

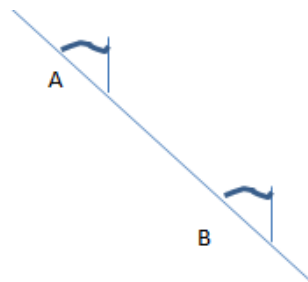


FIGURA 1 – Geradores em Cascata

O regime de chuvas apresenta um comportamento sazonal previsível, com a ocorrência de chuvas de forma uniforme em toda a bacia, de forma que no período de chuvas chegam uma unidade de água no reservatório da Usina A e uma unidade no reservatório na Usina B.

A capacidade máxima de armazenamento de cada um dos reservatórios é de uma unidade de água. Tem-se ainda que a produtividade de cada usina varia em função do nível de armazenamento no seu reservatório, de forma que:

- a produção de uma usina que inicia o período com seu reservatório cheio e termina o período com seu reservatório vazio produz 1 unidade de energia ao turbinar 1 unidade de água;
- a produção de uma usina mantendo o seu reservatório cheio ao longo de todo período produz $1 + \varepsilon$ unidade de energia ao turbinar 1 unidade de água.

Considerando que os geradores buscam regularizar a sua produção para igualar o valor presente da energia gerada ao longo dos dois períodos, o preço descontado pela taxa de desconto intertemporal nos dois períodos seria idêntico. Assim, a operação ótima neste contexto seria obtida esvaziando-se gradativamente o reservatório da usina A para atender à demanda com geração nas duas usinas. Quando toda a água do reservatório da Usina A fosse consumida, teria sido de $2 + \varepsilon$ (1 da Usina A e $1 + \varepsilon$ da Usina B) e em seguida seria possível produzir mais 1 unidade de energia da Usina B com o montante armazenado no reservatório da Usina B, somando $3 + \varepsilon$, ao todo.

Num contexto descentralizado, no entanto, o proprietário da Usina A seria indiferente entre produzir no primeiro ou no segundo período, apesar de essa opção impactar a produtividade da Usina B. Assim, poderia acontecer de o proprietário da Usina A optar por guardar a sua água para geração só no segundo período. Neste caso, a Usina B teria que esvaziar o seu reservatório ao mesmo tempo em que receberia a água advinda da Usina A, o que levaria a uma perda de produtividade, resultando numa produção agregada inferior a $3 + \varepsilon$. O proprietário da Usina A não perceberia o efeito, pois sua produção e sua receita seriam as mesmas. Trata-se de uma clássica externalidade (uma decisão de um agente que impacta um terceiro). Portanto, haveria, sim, a possibilidade de uma desotimização da geração no mercado concorrencial.

Isso significa que necessariamente o mercado competitivo resultaria na desotimização da operação? A resposta de COASE (2) é “não”.

Segundo o Teorema de Coase, havendo clara definição dos direitos de propriedade e custos de transação negligenciáveis, num mercado competitivo os agentes terão incentivos para fazer negociações entre si para obter a operação ótima, compartilhando os ganhos obtiníveis. E mais: sob certas condições a alocação eficiente independe da distribuição inicial dos direitos de propriedade. Isso significa que tal resultado não só é possível, mas muito provável.

No exemplo apresentado, a Usina B poderia aumentar seu lucro oferecendo um pagamento de até ε para a Usina A produzir no primeiro período a fim de assegurar a operação ótima de sua usina. Assim, se o mercado proporcionar mecanismos eficientes que permitam que os agentes possam fazer esse tipo de negociação de forma fácil e ágil, é de se esperar que as potenciais eficiências relacionadas à presença de externalidades possam ser eliminadas ou, ao menos, muito reduzidas.

3.2 Ajuste coaseano

A questão passa a ser: como introduzir um mecanismo no mercado que facilite a execução deste tipo de transação entre os agentes para restaurar a operação eficiente? A solução que propomos é a introdução de uma etapa adicional no Sistema de Compensação Dupla que permita a realização dessas negociações bilaterais entre os agentes.

O teorema de Coase provê uma solução direta para o problema da externalidade no mercado de energia com interdependências operativas. O pré-despacho estabelecido com base nos lances de oferta submetidos pelos agentes no mercado D-1 faz a alocação inicial dos direitos de propriedade dos agentes. Ele estabelece o preço e as quantidades que cada gerador tem direito a receber pela sua produção no dia seguinte.

Com direitos de propriedade estabelecidos, os geradores podem negociar livremente as suas obrigações de geração entre si para obter uma situação melhor. Os preços para cada intervalo de tempo do dia seguinte se manter-se-iam inalterados, mas os geradores poderiam acertar pagamentos entre si para substituir as obrigações de geração de um agente por outro a fim de otimizar a operação.

No exemplo dos dois geradores em cascata, o gerador a jusante deve pagar o gerador a montante para gerar no período mais propício.

Isso poderia ser implementado por meio da introdução de uma etapa adicional entre o “pré-despacho preliminar” e o “pré-despacho definitivo”. Nesta etapa o Operador do Sistema tornaria disponível no seu *website* os preços marginais e as quantidades ofertadas por todos os agentes que tiveram lances aceitos no pré-despacho preliminar. Os agentes então teriam um tempo para negociar entre si a substituição de obrigações de geração estabelecidas.

Por exemplo, uma hidrelétrica a fio d’água que entrou no pré-despacho preliminar, mas que não pode honrar o seu compromisso por que a hidrelétrica a montante não entrou, poderia oferecer um pagamento para a usina a montante com o objetivo de honrar parte de seu compromisso. Isso reduziria a sua exposição no mercado em tempo real e aumentaria a disponibilidade de água para honrar os seus compromissos remanescentes.

Ao final do tempo estipulado, o Operador do Sistema examinaria mais uma vez o pré-despacho para avaliar se ajustes adicionais são necessários para contemplar restrições elétricas – que possam ter surgido em decorrência da substituição de geradores – para então definir o “pré-despacho definitivo”.

4.0 - CONCLUSÃO

Este informe analisa o problema da interdependência das decisões de produção de usinas em cascata e propõe o que chamamos de Sistema Coaseano de Compensação Dupla.

O Sistema de Compensação Dupla já é um sistema consagrado para o mercado de curto prazo de energia elétrica. Em um sistema onde as decisões de geração não afetam as decisões dos demais geradores – exceto via preço – esse sistema funciona muito bem, pois o leilão de preço uniforme da primeira compensação já provê, em tese, uma alocação eficiente. Esse é o caso de sistemas predominantemente térmicos, por exemplo. Em sistemas com externalidade de produção, no entanto, o leilão do mercado D-1 não basta. É necessário adicionar uma etapa adicional que permita que os geradores possam negociar entre si suas obrigações a fim de restaurar a eficiência do sistema.

O ajuste Coaseano consiste de uma etapa adicional a ser incorporada antes do fechamento do pré-despacho definitivo. Trata-se de um período em que os geradores teriam a oportunidade de realizar negociações bilaterais para otimizar as suas operações. Essa proposta se baseia no teorema de COASE (2) que diz que a barganha entre agentes envolvidos em situações onde há externalidade pode levar à alocação ótima.

A resolução do problema da cascata via um mecanismo de mercado pode ser importante para acirrar a concorrência no segmento de geração brasileiro, sem ameaçar a otimização da operação.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) STOFT, S. **Power System Economics: Designing Markets for Electricity**. Piscataway: IEEE Press Wiley-Interscience, 2000.

(2) COASE, R. H. The Problem of Social Cost. **Journal of Law and Economics** 3 (1): 1–44, 1960.

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, 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.