

1 Introdução

Durante muitos anos o setor elétrico brasileiro contou com o modelo de monopólio estatal. Entretanto, as impactantes transformações pelas quais o país passou durante o início da década de 1990 trouxeram novas demandas sociais e econômicas, impondo desafios que exigiriam um novo ordenamento institucional em diversas áreas da economia, inclusive do setor elétrico.

Instituído pela Lei nº 8.031/90, o Programa Nacional de Desestatização (PND) tinha, entre outros objetivos, o de permitir a retomada de investimentos nas empresas e atividades que vierem a ser transferidas à iniciativa privada. Porém, o que se viu no setor elétrico foi a criação de sérios problemas regulatórios, que resultou numa paralisia dos investimentos, ocasionando a crise energética de 2001 (Giambiagi, 2005). Observou-se que a insuficiência de investimentos na expansão da geração e da transmissão foi devido à combinação da proibição de investimento por parte das estatais com o alto grau de risco a que era submetido o investidor privado (Tolmasquim, 2011).

Em 1996 foi introduzido o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), ocorrendo em paralelo ao início do processo de privatização das empresas setoriais. Este projeto trouxe diversas mudanças importantes para o setor elétrico no Brasil, como a desverticalização da produção, transmissão distribuição e comercialização; e o livre acesso dos geradores e comercializadores às redes de transmissão e distribuição. Houve também a criação de um ambiente em que se fizesse a contabilização e a liquidação das transações de energia elétrica. Inicialmente, esta atividade foi executada no hoje extinto ambiente denominado Mercado Atacadista de Energia (MAE), passando a acontecer na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) (Gomes et al, 2011).

O Decreto nº 5.163/2004 introduziu ao mercado brasileiro de energia elétrica o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde os agentes passaram a poder negociar livremente contratos bilaterais de compra e venda de energia, contrastando com o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), em que o governo atua como intermediário dessas operações.

A criação do ambiente livre inspirou a introdução de instrumentos financeiros destinados ao gerenciamento de risco, que, embora inéditos no Brasil, já vinham sendo utilizados em alguns mercados de energia no exterior, como a NordPool, na Europa; o National Electricity Market, na Austrália; e nos do Estados Unidos.

A ubiquidade dos instrumentos derivativos nos principais mercados de energia elétrica mundo afora se deve ao grau de incerteza associado aos preços de energia elétrica. No Brasil, os agentes participantes estão expostos às bruscas variações do preço da energia no curto prazo, chamado de Preço de Liquidação das Diferenças - PLD. Isso se deve à natureza predominantemente hidráulica da matriz energética do país, que faz com que o preço da energia elétrica esteja sempre fortemente relacionado à pluviosidade.

Ademais, devido às restrições existentes na malha de transmissão, os valores do PLD se distinguem entre os quatro Submercados existentes: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

Os agentes geradores de energia elétrica têm a possibilidade de fechar contratos com compradores situados em Submercados distintos. Entretanto, na prática, a energia que é recebida pelo cliente não é a que foi gerada pelo vendedor. Isso se deve à Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/2004, cujas regras foram aprovadas pela Resolução Normativa ANEEL nº 385/2009 e elaboradas pela CCEE. Conforme consta do módulo V das regras de comercialização, destacamos:

“No Submercado fonte, onde o vendedor tem suas usinas, ele irá vender a energia na CCEE, ao preço spot daquele Submercado, já que nele existe a produção, mas não existe o contrato. No Submercado destino, o vendedor terá que comprar a energia na CCEE, ao preço desse Submercado, onde existe o contrato mas não existe a sua geração” (CCEE, 2012, p.5).

Assim, fica evidente a maneira pela qual o vendedor de energia fica exposto às diferenças de preço entre Submercados. Este é um tipo de risco específico do setor elétrico, denominado risco de Submercado. Se o PLD do Submercado do vendedor for menor do que o Submercado em que está localizado o comprador, haverá prejuízo para o vendedor.

A fim de evitar o risco de realizar um prejuízo, os vendedores de energia dispõem do *swap* de submercado, que tem por objetivo anular essa exposição.

Com o intuito de explorar o comportamento do agente gerador de energia elétrica avesso ao risco de submercado, o presente trabalho tomou como referência uma empresa fictícia de geração, situada dentro do Submercado Nordeste, que contraiu a obrigação de fornecer energia para um cliente localizado dentro do Submercado Sudeste/Centro-Oeste.

Tendo em vista o exposto, este trabalho se propõe a responder à seguinte questão:

“À luz da teoria da utilidade, qual o valor que um agente gerador situado no Submercado Nordeste que possui uma obrigação de entrega de energia elétrica ao longo do ano de 2015 no Submercado Sudeste estaria disposto a pagar para anular sua exposição ao risco de Submercado?”

Para respondê-la, será utilizada a abordagem proposta por Keeney e Raiffa (1993), que consiste na aplicação da teoria da utilidade de Von Neumann-Morgenstern (1947), a fim de determinar o valor que um tomador de decisão no Nordeste está disposto a pagar para evitar a exposição ao risco. Em seguida, utilizando a mesma metodologia, avaliar-se-á o valor que sua contraparte no Sudeste exigiria para concordar em fazer esta troca de obrigações, através do instrumento derivativo denominado *swap* de Submercado. Por último, à luz da teoria de negociação proposta por Raiffa (2002), far-se-á uma inferência acerca da dinâmica negocial que acontecerá entre as partes, dado que ambas conheçam tanto seu próprio preço de reserva quanto o do outro.

Os Submercados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste atualmente transacionam entre si a maior carga, o que pode ser observado na tabela abaixo:

Tabela 1 - Montante de energia negociada entre Submercados no Ambiente Regulado – 2012 (em GWh)

| | | Submercado Vendedor | | | |
|----------------------|----------|---------------------|----------|------------------|-----------|
| | | Nordeste | Norte | Sudeste | Sul |
| Submercado Comprador | Nordeste | 7.855,59 | 4.007,28 | 22.452,90 | 7.807,28 |
| | Norte | 2.912,83 | 1.458,60 | 7.503,81 | 2.470,34 |
| | Sudeste | 19.299,17 | 8.626,47 | 53.642,27 | 17.909,92 |
| | Sul | 7.050,13 | 3.965,86 | 18.356,10 | 8.672,46 |

Fonte: Elaborado a partir dos dados mensais do montante de energia entre Submercados CCEAR quantidade em CCEE, 2012.

Dentre as negociações entre submercados distintos, as mais expressivas durante o ano de 2012 foram Nordeste Comprador – Sudeste Vendedor, seguido de Sudeste Comprador – Nordeste Vendedor. Seguindo este critério, os submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste foram selecionados para o estudo ora proposto.

Quanto à seleção do ano de 2015 será empregado neste estudo apenas para delimitar um período específico, não havendo quaisquer óbices à sua aplicação em períodos diferentes. Qualquer outro ano, ou grupos de anos ou meses poderia ter sido escolhido, sem prejuízo para o que se almeja neste estudo.

1.1. Objetivos

Usando a teoria da utilidade como ferramental, este trabalho busca determinar o prêmio que um agente gerador situado no Submercado Nordeste com uma obrigação de entregar energia no Submercado Sudeste/Centro-Oeste estaria disposto a pagar para anular sua exposição à diferença dos PLDs, denominado risco de Submercado, tomando como premissas básicas a aversão ao risco e a racionalidade deste agente.

Entende-se que a abordagem proposta por este estudo poderá constituir mais uma base de apoio à tomada de decisão para agentes do setor elétrico.

1.2. Delimitação do estudo

Hull (2012) divide os *traders* em três tipos: *hedgers*, especuladores e *arbitrageurs*. Cada perfil se refere à intenção que justifica sua participação no mercado de derivativos. Os *arbitrageurs* encontram discrepâncias no mercado, fazendo uso de dois ou mais instrumentos a fim de garantir um lucro isento de risco. Especuladores apostam na direção do mercado, usando derivativos para alavancar suas posições. Já os *hedgers* veem os derivativos como uma oportunidade de reduzir a exposição de seus investimentos e transações comerciais.

O foco deste trabalho está voltado aos geradores que são avessos ao risco, portanto buscam nos derivativos formas de anulá-lo.

Foi considerado que o valor esperado da utilidade é um critério viável para a análise de decisão, ou seja, as funções utilidade são do tipo *von Neumann-Morgenstern*.

Ademais, este estudo se restringe à interação dos Submercados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, devido à sua maior relevância transacional quando comparado às outras interações entre Submercados.

Por fim, com o intuito de delimitar um horizonte temporal específico, o estudo utilizará as séries do PLD para o ano de 2015, escolhido de forma arbitrária, apenas para definir melhor o caso fictício que será abordado neste estudo.

1.3. Relevância do estudo

A fim de preservar o sigilo da empresa envolvida, este estudo trata de um caso fictício, porém baseado em uma situação existente no mercado de energia elétrica. Não obstante, a situação elaborada constitui uma situação relativamente comum no mercado brasileiro de energia elétrica. Desta forma, seja diretamente ou por analogia, entende-se que é ampla a aplicabilidade da abordagem proposta neste estudo.

A possibilidade de utilizar *swaps* nos contratos de energia elétrica, além de criar condições mais convenientes para as partes envolvidas, ajuda a mitigar o risco envolvido nas transações entre Submercados. No caso *swaps* de Submercado, que é o objeto deste estudo, o agente gerador passa a contar com a possibilidade de anular esta exposição sem que seus negócios fiquem restritos ao seu Submercado.

Ademais, a literatura disponível atualmente explora muito pouco o tema *swaps* de Submercado no Brasil, inclusive por ser uma prática relativamente recente, criando, destarte, a oportunidade de contribuição ao tema.

1.4. Estrutura da dissertação

Este trabalho está organizado da maneira conforme descrito abaixo.

O capítulo 1 introduz o tema e apresenta os objetivos, a delimitação, a relevância do estudo e a estrutura desta dissertação. O capítulo 2 revisita a literatura pertinente ao tema abordado, apresentando os conceitos essenciais que serão aplicados para atingir o resultado proposto. O capítulo 3 descreve o setor elétrico brasileiro, apresentando suas características principais e ilustrando algumas das nuances e peculiaridades que o tornam desafiador. O capítulo 4 discorre sobre a metodologia aplicada na solução do problema. O capítulo 5 apresenta os cálculos envolvidos e apresenta os resultados obtidos. Por fim, o capítulo 6 conclui este estudo e apresenta propostas de estudos futuros.