

1

Introdução

A partir da década de 90, o setor elétrico nacional passou por diversas reestruturações. Originalmente estatal e gerido pela Eletrobrás, o setor elétrico passou por uma reestruturação que incluiu a privatização de várias empresas geradoras e distribuidoras.

O processo de privatização sofreu dura resistência da oposição ao governo e de alguns setores da sociedade, que defendiam controle estatal. Um dos principais argumentos utilizados para viabilizar as privatizações das empresas de energia elétrica foi o temor de que o Estado não seria capaz de assegurar os investimentos necessários para garantir o aumento da demanda.

Além das privatizações, o plano de reestruturação objetivava ainda a desverticalização dos quatro segmentos da indústria de energia elétrica: Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização. Outro objetivo era o de assegurar competição na geração e na comercialização para propiciar redução tarifária.

As privatizações contribuíram para o aumento da eficiência dos agentes do setor, para a redução da dívida pública e para o crescimento do país nas décadas seguintes. Esse processo ocorreu posteriormente à implantação do Plano Real, que obteve êxito em estabilizar a economia do Brasil, criando, assim, um ambiente favorável para investimentos.

O plano de reestruturação do setor ainda previa a criação de uma agência reguladora que seria responsável, entre outras coisas, por estabelecer o marco regulatório do setor elétrico, incluindo elaboração de metodologia de cálculos tarifários e gestão dos processos licitatórios de empreendimentos de geração. Dessa forma, no final da década de 90, foi criada a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Em 1998 a lei 9.648/98 criou o MAE – Mercado Atacadista de Energia, e o ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. A iniciativa do governo com a criação do MAE era estimular a concorrência e eficiência entre os agentes do setor elétrico. No entanto conflitos de interesses entre os agentes levaram à paralisia e falta de credibilidade do MAE (Anuatti Neto e Mello, 2008), que

posteriormente foi sucedido pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A CCEE foi criada para servir como ambiente para se transacionarem as operações de comercialização de energia elétrica, enquanto o ONS ficaria encarregado de coordenar e controlar os despachos (geração de energia) das usinas e da operação dos sistemas interligados.

A partir de 1999, o Brasil enfrentou uma crise cambial e sentiu os reflexos das crises russa e asiática, que acabaram interferindo bruscamente na oferta de crédito, o que inviabilizou a privatização das grandes geradoras da Eletrobrás. O governo Brasileiro enfrentou dificuldades para refinanciar a dívida existente e, em função disso, realizou cortes no orçamento da união, que acabaram interrompendo os planos de novos investimentos por parte das geradoras federais da Eletrobrás.

Em decorrência da ausência de investimentos em geração e do baixo nível dos reservatórios das hidroelétricas, a oferta de energia não era mais suficiente para suprir a demanda e um plano de racionamento foi implantado, popularmente conhecido como “apagão”, que ocorreu entre junho de 2001 e abril de 2002. O nível dos reservatórios das hidroelétricas estava a apenas 30% de sua capacidade e, dessa forma, fazia-se necessário economizar cerca de 20% da energia produzida. Houve racionamento nas regiões Sudeste e Nordeste do país por nove meses e estudo do TCU estima que a crise de abastecimento representou um custo de R\$ 45 bilhões (dados de julho 2009 para o país, relativos à recomposição de receitas das empresas, ágio na compra de energia e ao aluguel de térmicas até 2005).¹

A matriz elétrica brasileira, até então constituída basicamente por fonte hidroelétrica, tornava o sistema elétrico extremamente vulnerável às estações das chuvas. Caso chovesse mais, os reservatórios estariam cheios e a geração de energia estaria garantida; caso chovesse abaixo do normal, a geração de energia demandada ficaria comprometida, como ocorreu no período que antecedeu a crise de abastecimento. Também em decorrência da carência de investimentos, até o início de 2002 os sistemas elétricos eram regionais e isolados, não havendo interligação entre eles. Este fato impossibilitava, por exemplo, a transferência de energia de uma área com excesso de energia para outra com déficit.

A Tabela 1 destaca, de forma comparativa, as características do sistema elétrico, antes e depois da reforma:

¹ Disponível em <http://portal2.tcu.gov.br>.

Tabela 1: Tabela comparativa do sistema elétrico brasileiro, antes e depois da reforma

Antes da Reforma	Após a Reforma
- Controle estatal e centralizado de todos os segmentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização.	- Privatizações abrindo o setor para empresas privadas e introduzindo competição entre agentes comercializadores e geradores.
- Pouca participação privada	- Participação do setor privado
- Verticalização das operações: Empresas podiam exercer todas as funções do setor: geração, transmissão, distribuição e comercialização - ex: CEMIG, CESP, COPEL	- Desverticalização das operações, criando fronteiras financeiras e técnicas para os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização.
- Regulação do setor: não permitia a competição no setor	- Novo marco regulatório onde cria ambiente favorável para competição em todos os segmentos.
- Regulação e resolução de conflitos - realizada pelo DNAEE (atual ANEEL)	- Regulação e gestão do setor executadas pelos seguintes órgãos: ONS, ANEEL e CCEE
- Equalização tarifária	- Criação de metodologia para cálculo de tarifas. A chamada "empresa de referência" foi criada para se chegar aos valores das tarifas de cada empresa. Dessa forma, as tarifas passaram a ser estipuladas de acordo com cada área de concessão e de acordo com os custos de cada concessionária.
- Impossibilidade de negociar livremente	- Criação do Mercado Livre.

Em 2003, o novo governo iniciou discussão sobre um novo marco regulatório para o setor, visando criar um ambiente atrativo a novos investimentos. O então chamado “Novo Modelo do Setor Elétrico” foi instituído em 2004 pela lei no. 10.848/04, assumindo como principais pilares: a modicidade tarifária, garantia do suprimento e estabilidade do marco regulatório, de modo a criar um ambiente favorável aos novos investimentos e à competição. Neste modelo ficou também claro que a matriz elétrica passaria a ser hidrotérmica, isto

é, térmicas passaram a desempenhar um papel mais significativo de modo a aumentar a confiabilidade no abastecimento de energia.

Nos anos seguintes, teve início a construção do SIN – Sistema Interligado Nacional, cujo objetivo era a interligação de todos os sistemas isolados, formando uma malha de transmissão e possibilitando o envio de energia de uma região com excesso para outra em escassez.

O Novo Modelo ainda previu a criação de um Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e um Ambiente de Contratação Livre (ACL). As operações realizadas no ACR ocorrem por meio de licitações públicas que, por sua vez, possuem regras previamente estabelecidas pelos órgãos reguladores responsáveis. O ACL é o ambiente onde consumidores com demanda contratada superior a 3MW, consumidores livres, podem negociar contratos bilaterais com as empresas de geração, diretamente ou por meio de comercializadores de energia, sendo que as operações de compra e venda de energia elétrica se realizam através de contratos bilaterais livremente negociados entre as partes.²

Ainda de acordo com as regras da CCEE, no Novo Modelo, as distribuidoras são obrigadas a comprar 100% da sua demanda prevista por meio das licitações do ACR, enquanto os demais consumidores, geradoras e comercializadoras podem negociar energia tanto no ACR quanto no ACL ou, ainda, no Mercado de Curto Prazo.

O Mercado de Curto Prazo é ambiente onde são contabilizadas as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema. (site CCEE).

Assim, pode-se dizer que o mercado de curto prazo é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes verificados (medido), conforme Figura 1 abaixo:

² Disponível em <http://www.ccee.org.br>.

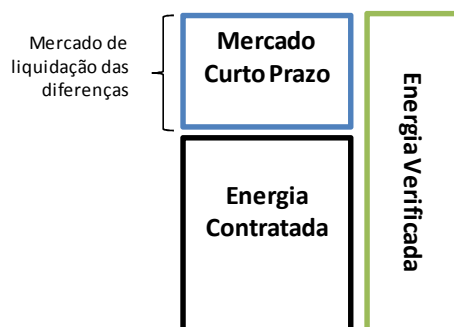


Figura 1: Mercado de Curto Prazo. Fonte: site da CCEE

A energia verificada (Figura 1) é a energia produzida ou consumida, enquanto a energia contratada é a energia comercializada via ACR ou ACL, sendo que a diferença entre elas constitui o Mercado de Curto Prazo.

As comercializadoras de energia elétrica geradoras e grandes consumidores industriais negociam energia no ACL por meio de operações casadas ou descasadas. Nas operações casadas, os montantes comprados e vendidos são exatamente iguais, bem como os prazos de fornecimento. Sendo assim, o risco da operação é basicamente restrito à diferença de preços de cada submercado onde se realizam as transações de compra e venda. Já no caso das operações descasadas, os montantes negociados também são iguais, porém em uma ponta o preço é travado no longo prazo e, na outra, o preço fica exposto ao preço à vista, deixando a empresa vulnerável ao risco de mercado.

Normalmente, a maior parte das operações que compõem os portfólios de contratos de comercializadoras é casada. No entanto, objetivando aumentar ainda mais os lucros, algumas empresas fazem operações descasadas seguindo normas de controle de risco previamente aprovadas pelos respectivos gestores e acionistas.

Como abordado anteriormente, pode fazer parte da estratégia de uma comercializadora comprar e vender energia bilateralmente no âmbito do ACL ou deixar parte de seus contratos liquidarem no Mercado de Curto Prazo. Mesmo que as comercializadoras optem pela contratação bilateral, elas ainda podem continuar sujeitas aos preços do Mercado de Curto Prazo, caso seus contratos prevejam preços balizados pelo PLD – Preço da Liquidação das Diferenças.

Devido ao nível de risco associado a operações de compra e venda de energia elétrica, existe grande preocupação por parte das empresas de se mitigar ou restringir o risco incorrido. Uma das ferramentas mais utilizadas pelas empresas é o VaR – Value at Risk, que serve como métrica de risco, já que é

utilizada para estimar a perda, associada a um determinado grau de significância, do portfólio de contratos em determinado período.

Neste trabalho, serão analisadas somente operações casadas comercializadas entre diferentes submercados, assumindo-se o PLD como o preço da energia negociada. Muitas empresas realizam este tipo de operação objetivando elevar seus lucros em decorrência da diferença de preços existentes entre os submercados.

Dessa forma, o presente trabalho tomou como referência uma comercializadora fictícia que deverá montar operações de Swap de energia elétrica integralmente compostas por operações casadas, com base em uma meta de lucro e restrição a risco estipulada por seus gestores e acionistas, objetivando maximizar o resultado da empresa. Basicamente, o estudo busca responder a seguinte questão:

“Qual é o Swap ótimo de energia, considerando-se apenas operações casadas de compra/venda de energia entre submercados diferentes, que maximiza o resultado da comercializadora, tendo-se uma meta de resultado e uma restrição de VaR ?”

Para responder a esta questão, será utilizado como critério de seleção do Swap ótimo a maximização da medida Ômega (Ω), dado um nível de VaR . A medida Ω , proposta por Keating & Shadwick (2002), foi escolhida porque consegue incorporar toda a distribuição de probabilidade dos resultados simulados para a carteira, enquanto os critérios tradicionais de decisão são eficazes apenas quando os resultados simulados podem ser suficientemente descritos por sua média e variância, isto é, para distribuições normais de resultados. A medida Ω também leva em conta um nível de retorno ou valor meta chamado de “limite” (L) definido pelo gestor, o qual é a fronteira entre o que se considera como ganho e como perda e, portanto, pode ter uma boa aplicabilidade no mundo corporativo, na medida em que reconhece que os tomadores de decisão têm apetite para assumir mais risco se houver um potencial significativo de ganho superior às suas metas.

O presente trabalho contribui para a utilização da medida Ômega, que é um critério recente de otimização de portfólio, especialmente quando associada a outras medidas que restringem a exposição ao risco, como o VaR .

O trabalho está organizado da seguinte forma. No Capítulo 2, são descritas as principais características do mercado brasileiro de energia elétrica

relacionadas a este trabalho. No Capítulo 3, é feita uma revisão da literatura de finanças sobre otimização de carteiras e medidas de risco. O Capítulo 4 apresenta a metodologia adotada. No Capítulo 5, os resultados são apresentados por meio de um exemplo numérico com dados e análises de sensibilidade que se aproximam da realidade de uma comercializadora de energia elétrica no Brasil. No Capítulo 6 são apresentadas as Conclusões e Recomendações para Pesquisas Futuras.