



## **GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR**

### **OS CONTRATOS DERIVATIVOS E O SETOR ELÉTRICO – UMA SOLUÇÃO LEGÍTIMA PARA A SEGURANÇA DO MERCADO NACIONAL**

**GUSTAVO PIRES DE CARVALHO(1); ALEXANDRE GUEDES VIANA(1); JOÃO CARLOS MELLO(1)  
THYMOS ENERGIA(1)**

#### **RESUMO**

A recente aprovação obtida pelo Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia para operar derivativos de energia indica o crescente interesse do mercado pelo instrumento. Assim, o presente trabalho estabelecerá os fundamentos necessários e uma metodologia para precificar contratos indexados ao PLD. Serão comparados Contratos por "Quantidade" e "Collar" (de parâmetros piso, teto e ágio), de forma que sejam traçadas curvas de mesma "preferência" para as possíveis combinações dos parâmetros, permitindo estabelecer estratégias de negociação de comercializadores frente aos consumidores, levando-se em conta riscos e oportunidades deste ambiente e o perfil de risco do comercializador (aversão, neutralidade ou propensão ao risco).

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Decisão sob incerteza, Derivativos, Apoio à decisão, Contratos de energia, Opções em energia

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

O processo de formação do preço *spot* do mercado de energia elétrica brasileiro, a saber, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), guarda relação com o processo ótimo de despacho das usinas em território nacional. Por esse preço ser dependente da operação do sistema, este é influenciado em grande medida por questões meteorológicas, nível de armazenamento nos reservatórios, entre outros. Assim, dada a predominância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro e os fatores que influenciam o PLD, tal preço se verifica muito volátil e os modelos matemáticos que o calculam têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas térmicas.

Como visto em [1], essa volatilidade faz com que o PLD não dê o sinal adequado de preços para a expansão da geração, uma vez que o preço pode se manter baixo por diversos anos e aumentar abruptamente para alguns meses, antes de retornar para seus níveis "normais". Esse cenário faz com que seja atrativo para os agentes o uso de contratos bilaterais de prazo maior com preço fixo, como forma de *hedge* à variação do preço *spot* (PLD).

Tendo em vista os desafios impostos pela competição nos segmentos da geração e comercialização do setor elétrico brasileiro, e a liberdade de negociação no mercado de energia, torna-se indispensável o uso de ferramentas analíticas de otimização que proporcionem apoio à decisão que deverá ser tomada pelos diversos agentes. Tais ferramentas devem ser capazes de apontar a estratégia ótima a ser seguida de forma a maximizar os lucros levando em conta as diversas percepções sobre os riscos envolvidos. Para esses agentes, as decisões de investimento e contratação de longo prazo representam os maiores desafios a serem enfrentados, envolvendo elevadas quantias de capital de financiadores e investidores.

Diante do cenário delineado, o objetivo principal do presente trabalho será oferecer os fundamentos necessários e uma metodologia para precificar contratos cujo preço é uma variável indexada ao PLD, conhecidos como "Contratos do tipo *Collar*". Além disso, será debatida uma ferramenta de apoio à decisão para um agente comercializador durante a negociação dos parâmetros que compõe o preço do contrato (*cap*, *floor*, ágio). A partir de uma métrica de comparação com os "Contratos do tipo Quantidade", traçamos curvas de mesma "preferência" para as possíveis combinações dos parâmetros, de modo que possam ser estabelecidas estratégias de negociação de geradores e comercializadores (usuais vendedores) frente aos consumidores (usuais compradores), levando-se em conta os

riscos e oportunidades deste ambiente e o perfil de risco do agente vendedor (comercializador ou gerador) - aversão, neutralidade ou propensão ao risco.

## 2.0 CONTRATOS DE ENERGIA

A comercialização de energia no ambiente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é realizada por meio de contratos entre os agentes. Um tipo de contrato específico, os chamados “Contratos Bilaterais”, é o foco da abordagem. Esses contratos estabelecem as relações comerciais de compra e venda de energia elétrica oriundas da livre negociação entre as partes envolvidas, especificando-se preços (R\$/MWh), prazos e volumes de suprimento.

Os contratos bilaterais são registrados na CCEE pela parte vendedora e são validados pela parte compradora, para que então possam ser considerados no processo de Contabilização e Liquidação Financeira Mensal. O vendedor declara os prazos de suprimento e os montantes contratados em MWh, não sendo necessário informar os preços negociados [2].

Os Contratos Bilaterais podem ser construídos de duas formas: casados ou descasados. No caso de contratos casados, não há diferença entre os volumes negociados na ponta de compra e na ponta de venda, havendo somente uma diferença entre os preços realizados nas pontas, de forma que haja uma margem fixa sem risco de mercado. No caso dos contratos descasados, o preço é acordado em uma das pontas (podendo essa ser compra ou venda) e na ponta oposta corre-se o risco da exposição ao PLD [3]. Apesar da margem de lucro ser possivelmente maior, com esse tipo de operação fica-se exposto a um risco maior devido à volatilidade do preço *spot*.

### 2.1 Contratos do tipo quantidade

Os Contratos do tipo Quantidade são um tipo de contrato bilateral. Esses contratos são normalmente estabelecidos entre duas partes, podendo ser tanto de compra como de venda. Nesse trabalho, o contrato será realizado na ponta da venda para uma comercializadora de energia. A receita no Contrato do tipo Quantidade é definida pela Equação 1 abaixo:

$$\tilde{R}_{t,s} = PQ - \tilde{\pi}_{t,s}Q \quad (1)$$

Onde:

- $\tilde{R}_{t,s}$ : Receita líquida da operação obtida no período t, para cada cenário simulado s;
- $P$ : Preço fixo de venda do contrato em R\$/MWh;
- $Q$ : Quantidade de energia negociada no contrato em MWh; e
- $\tilde{\pi}_{t,s}$ : Preço de curto-prazo (PLD) em R\$/MWh no período t, para cada cenário simulado s.

Como pode-se observar, a equação de receita líquida apresenta duas parcelas. A primeira,  $PQ$ , representa o direito da comercializadora de receber pela venda no contrato. A segunda parcela,  $\tilde{\pi}_{t,s}Q$ , representa a obrigação da comercializadora de estar lastreada para negociar a quantidade de energia, em conformidade com as regras de mercado impostas pela CCEE.

Vale a observação de que poderia ainda ser considerado um ágio no preço de curto-prazo, de forma que o preço  $\tilde{\pi}_{t,s}$  seria, neste caso, o preço de curto-prazo em R\$/MWh no período t, para cada cenário simulado s, dado pela composição do PLD acrescido do ágio.

### 2.2 Contratos do tipo collar

Da mesma forma que alguns dos Contratos do tipo Quantidade, os Contratos do tipo *Collar* também são contratos bilaterais descasados. A diferença principal entre ambos é o fato de que no caso de Contratos do tipo *Collar* não existe um preço fixo, mas uma composição de três parâmetros: um preço mínimo denominado piso (*floor* [F]), um preço máximo denominado teto (*cap* [C]) e um preço corrente que é igual ao PLD acrescido de um ágio, percentual ou fixo, para o caso de o PLD ser maior que o piso e menor que o teto.

Podemos construir esses contratos através da composição da venda de uma opção de compra (*Call Option*) de preço de exercício C R\$/MWh e da compra de uma opção de venda (*Put Option*) de preço de exercício F R\$/MWh. A receita no Contrato do tipo *Collar* é definida pela Equação 2 a seguir:

$$\tilde{R}_{t,s} = \tilde{P}_{t,s}Q - \tilde{\pi}_{t,s}Q \quad (2)$$

Onde:

- $\tilde{R}_{t,s}$ : Receita líquida da operação obtida no período t, para cada cenário simulado s;
- $\tilde{P}_{t,s}$ : Preço de venda do contrato em R\$/MWh, limitado por *Floor* e *Cap*;
- $Q$ : Quantidade de energia negociada no contrato em MWh; e
- $\tilde{\pi}_{t,s}$ : Preço de curto-prazo (PLD) em R\$/MWh no período t, para cada cenário simulado s.

Na expressão da Receita Líquida,  $\tilde{P}_{t,s}$  assume os seguintes valores:

$$\tilde{P}_{t,s} = \begin{cases} C, & \text{se } \tilde{\pi}_{t,s} \geq C \\ F, & \text{se } \tilde{\pi}_{t,s} < F \\ \tilde{\pi}_{t,s} \cdot (1 + a), & \text{cc} \end{cases} \quad (3)$$

Diferentemente do Contrato do tipo Quantidade, no Contrato do tipo *Collar* o preço  $\tilde{P}_{t,s}$  é variável aleatória e depende dos parâmetros do contrato. Como visto acima,  $\tilde{P}_{t,s}$  assume um valor máximo C caso o PLD seja maior que C. Assim, há benefício para a parte compradora do contrato, pois a protege de cenários de preço alto. Por outro lado, caso o PLD seja menor que um valor mínimo acordado F, o preço  $\tilde{P}_{t,s}$  assume esse valor F. Nesse caso, há benefício para a parte vendedora do contrato, pois a garante uma receita líquida mínima em cenários de preço baixo. Caso o PLD se encontre entre os valores de C e F, o preço  $\tilde{P}_{t,s}$  assume o valor do PLD acrescido de um ágio (fixo ou percentual).

### 3.0 MODELAGEM DO PERFIL DE RISCO

A volatilidade do PLD implica em pouca estabilidade na expectativa de receita das partes vendedora e compradora dos contratos indexados a esse preço, de modo que se torna necessária a gerência do risco atrelado a essa volatilidade.

Sabendo da existência dessa incerteza, que é modelada por 2000 cenários equiprováveis de PLD oriundos da simulação com o modelo de otimização NEWAVE, deve-se definir os perfis de risco dos agentes envolvidos na operação, bem como uma métrica de avaliação de risco.

Tais perfis de risco são caracterizados pela Função de Utilidade dos agentes [4]. A Função de Utilidade levará em conta todo o conjunto de cenários possíveis de receita e atribuirá a cada um desses cenários uma utilidade. Portanto, o agente tomará sua decisão baseado na ideia da maximização da utilidade esperada das receitas.

#### 3.1 Conditional Value at Risk (CVaR)

Como visto em [5], o modelo de utilidade esperada implica uma subjetividade inerente do agente que o utiliza, de forma que se faz necessária a busca por uma medida que controle a distribuição dos resultados de forma mais eficiente. Assim, a modelagem proposta não será maximizar a utilidade esperada percebida pelo agente, mas sim, o valor esperado das receitas utilizando uma métrica de risco.

Uma das métricas de risco comumente utilizada no mercado é o VaR (*Value at Risk*). Criado pelo J.P. Morgan Chase, o VaR é definido como a pior perda esperada, para um dado horizonte de tempo, que não será excedida para um certo nível de confiança de  $100(1 - \alpha)\%$  [5]. Ou seja, o quantil da distribuição que representa as maiores perdas. No entanto, o VaR falha na captura de eventos extremos, nos levando à utilização de outra métrica, o CVaR.

O CVaR (também conhecido como *Expected Shortfall* [6]) é definido como a média dos  $100(1 - \alpha)\%$  piores (maiores) cenários de perdas financeiras, porém, será definido neste trabalho como um funcional de valor para as distribuições das receitas líquidas das vendedoras, aqui no estudo de caso as comercializadoras. Portanto, o CVaR será definido aqui como a média dos  $100(1 - \alpha)\%$  piores (menores) cenários de receita líquida. A FIGURA 1 a seguir ilustra o CVaR e o VaR para uma distribuição contínua de receita.

Dadas as propriedades do CVaR, sabe-se que em situações cujas probabilidades dos cenários são conhecidas seu uso é adequado [7]. Como já mencionado anteriormente, os cenários de PLD obtidos no modelo NEWAVE são equiprováveis, tornando então prático o uso dessa medida risco no presente trabalho.

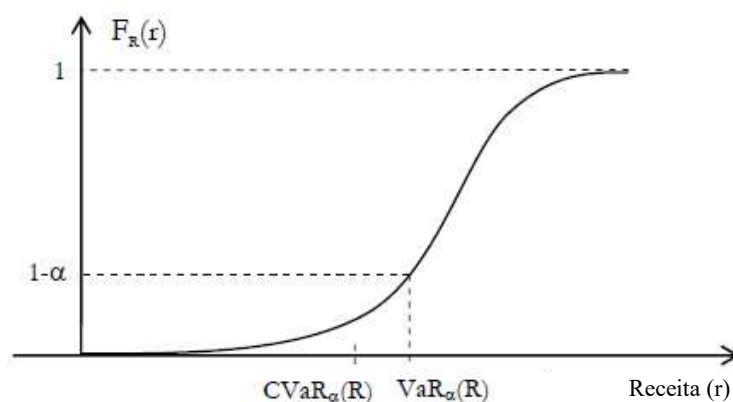


FIGURA 1 - CVaR e VaR redefinidos para uma densidade de probabilidade de receita

#### 4.0 METODOLOGIA DE ANÁLISE

##### 4.1 Da proposição metodológica

Uma vez conhecidas as formas de negociação de energia no mercado brasileiro e as características dos agentes e dos contratos, bem como as variáveis que os influenciam, podemos desenvolver uma metodologia de análise de forma a direcionar o processo de tomada de decisão de compra e venda de energia elétrica.

Para isso, utiliza-se do fato de que ambas as partes envolvidas no contrato têm interesse em maximizar sua receita, tornando interessante o uso do Contrato do tipo *Collar*. Como mencionado, o Contrato do tipo *Collar* faz com que a parte vendedora no contrato se proteja contra PLD's muito baixos, de forma a receber no mínimo F R\$/MWh e a parte compradora no contrato se proteja contra PLD's muito altos, de forma a pagar no máximo C R\$/MWh.

Uma vez arbitrado um piso no contrato, foi calculado então o teto que deixa o agente vendedor indiferente ao Contrato do tipo Quantidade de preço  $P$  conhecido. Assim, são obtidas curvas de mesma "preferência" envolvendo os parâmetros do contrato, de forma que possam ser estabelecidas estratégias de negociação de comercializadores frente aos consumidores. A FIGURA 2 abaixo mostra o comportamento do lucro em função do PLD para os dois tipos de contratos.

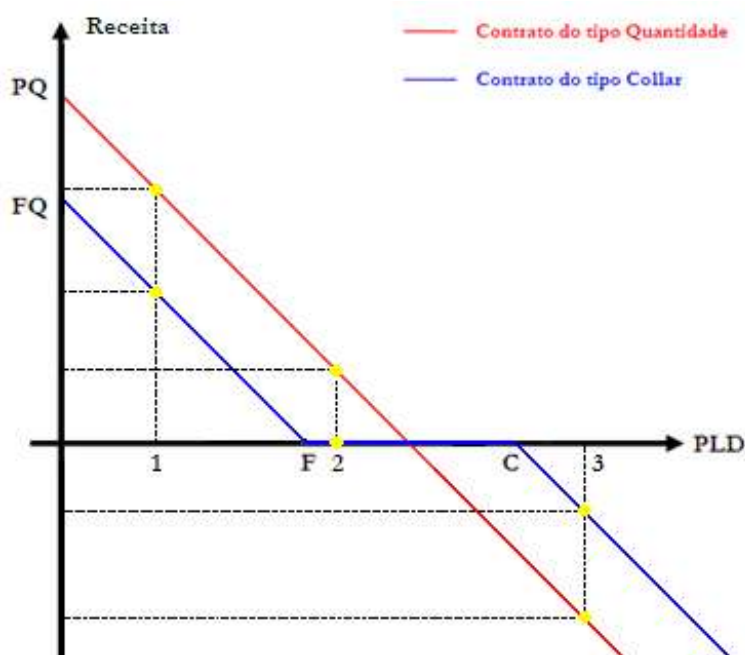


FIGURA 2 – Comportamento do lucro em função do PLD para os dois tipos de contrato

Como pode se depreender da análise da FIGURA 2, no Contrato do tipo Quantidade o lucro decresce linearmente de  $PQ$  (uma vez que o PLD nesse ponto é igual a zero) conforme o PLD aumenta (ver Equação 1). No caso do Contrato do tipo *Collar*, observa-se uma função linear por partes que decresce de  $FQ$  (uma vez que o PLD nesse ponto é igual a zero), porém, na região em que o PLD se encontra entre *Floor* e *Cap*, a receita se mantém constante e igual a zero, pois considerou-se o ágio igual a zero (ver Equação 2). Para valores de PLD maiores que *Cap*, a função de receita continua decrescente.

Tendo como base a FIGURA 2, supõe-se um valor de  $P$  igual a R\$100/MWh,  $F$  igual a R\$60/MWh,  $C$  igual a R\$120/MWh,  $\lambda$  igual a 0,5 e  $Q$  igual a 730 MWh. Observando os cenários 1, 2 e 3, obtêm-se a seguinte TABELA 1:

TABELA 1 – Comparação dos resultados para três tipos de cenários

Cenário	PLD	Receita Quantidade	Receita Collar
1	R\$ 50,00	R\$ 36.500,00	R\$ 7.300,00
2	R\$ 70,00	R\$ 21.900,00	R\$ 0,00
3	R\$ 140,00	R\$ -29.200,00	R\$ -14.600,00

Pode-se observar na TABELA 1 que em cenários de PLD baixo a receita do Contrato do tipo *Collar* é menor do que a receita do Contrato do tipo Quantidade, no entanto, quando o PLD está elevado, o prejuízo incorrido no uso desse tipo de contrato é menor, servindo como um mecanismo de *hedge* de preços. A metodologia, portanto, será encontrar os valores de  $C$  e  $F$  de modo que se torne indiferente o uso dos dois contratos do ponto de vista do risco.

As 2000 séries de PLD geradas na simulação com o software NEWAVE são obtidas para o período de duração do contrato. Assim, de posse dos preços, as receitas dos dois contratos são calculadas por cenário e por mês de estudo através das Equações (1) e (2).

Após obtido o fluxo mensal de receitas por cenário, calcula-se o VPL (Valor Presente Líquido) para cada cenário. Então, utilizando-se dos valores de VPL, é feita a média dos 5% piores casos (100 casos, uma vez que são 2000 séries de preço), a qual configura o CVaR.

Uma vez de posse dos CVaR's de cada contrato, faz-se uma combinação convexa entre o CVaR do Contrato do tipo Quantidade e o valor esperado do lucro (média dos VPL's) desse mesmo contrato, segundo a Equação 4 abaixo:

$$\lambda CVaR_{\alpha}(R_t(x))_q + (1 - \lambda)E(R_t(x))_q \quad (4)$$

Onde  $CVaR_{\alpha}(R_t(x))_q$  é o CVaR do Contrato do tipo Quantidade e  $E(R_t(x))_q$  é o valor esperado da receita desse contrato, para todos os cenários. O parâmetro  $\lambda$  dessa combinação convexa funciona como um “ponderador de risco” que varia de zero a um, ou seja, quanto maior for esse parâmetro maior, será a parcela referente ao CVaR, o que indica uma preocupação maior com a perda, explicitando aversão maior ao risco.

Arbitra-se então um piso F qualquer e para esse valor de piso será encontrado um teto C, de forma que para o mesmo  $\lambda$  a combinação convexa do CVaR do Contrato tipo *Collar* com o valor esperado do lucro desse mesmo contrato seja igual ao valor encontrado para o Contrato do tipo Quantidade, segundo a Equação 4. A Equação 5 final fica então:

$$\lambda CVaR_{\alpha}(R_t(x))_q + (1 - \lambda)E(R_t(x))_q = \lambda CVaR_{\alpha}(R_t(x))_c + (1 - \lambda)E(R_t(x))_c \quad (5)$$

Onde  $CVaR_{\alpha}(R_t(x))_c$  é o CVaR do Contrato do tipo *Collar* e  $E(R_t(x))_c$  é o valor esperado do lucro desse contrato, para todos os cenários.

#### 4.2 Estudo de caso

Com o intuito de testar a metodologia proposta foi realizado um estudo de caso tendo como base os dados do NEWAVE de setembro de 2019 obtido através do site eletrônico da CCEE. Foi considerado um contrato de seis meses de duração (de jan/20 até jun/20) com volume contratado de 1 MW.médio (~730 MWh). A utilização do deck e período mencionados, se deve ao fato de ser um período distante do atual, de modo que os preços não capturam o impacto da recente crise hídrica que assola o País.

As distribuições de PLD foram estudadas de maneira a encontrar valores de preço fixo para o Contrato do tipo Quantidade pertinentes aos cenários esperados. Tais distribuições constam da FIGURA 3 a seguir:

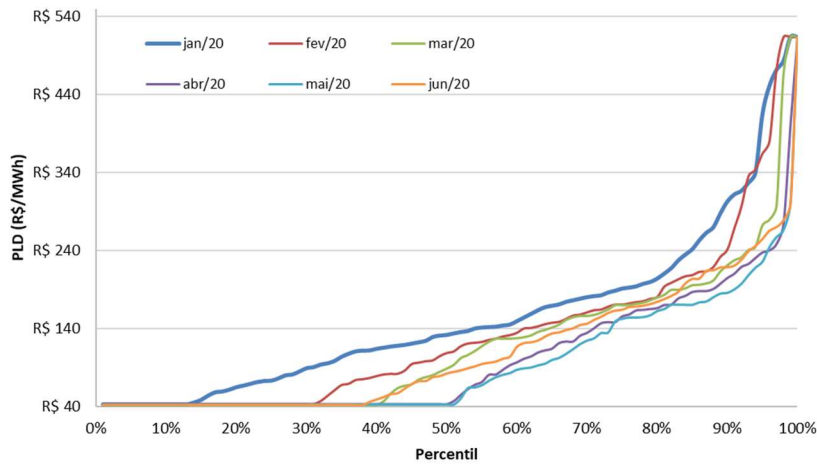
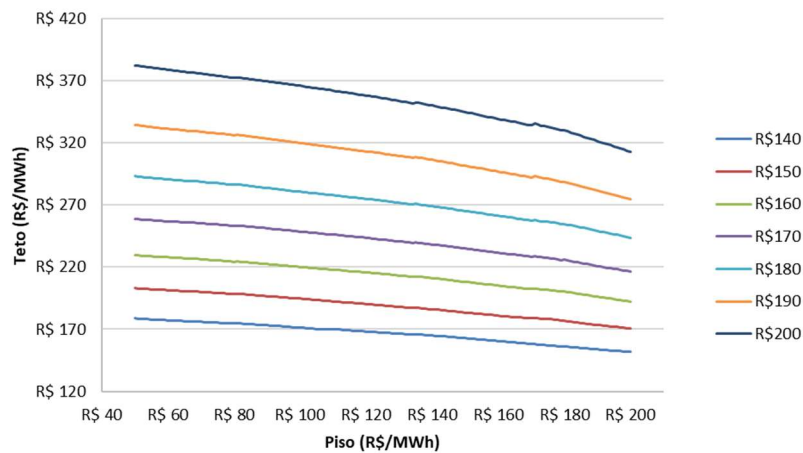


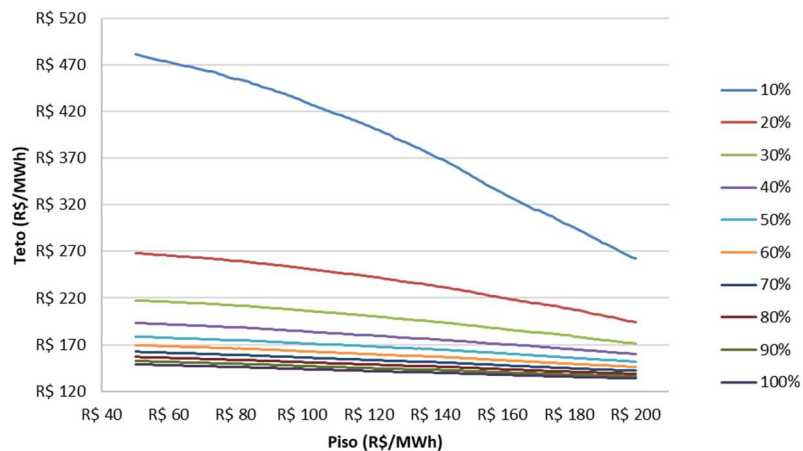
FIGURA 3 – Distribuições Acumuladas de PLD

Foram escolhidos valores de preço de contrato fixo P entre R\$140/MWh e R\$200/MWh, pelo fato desses preços se encontrarem numa faixa de grande probabilidade de ocorrência. Assim, foi executada a metodologia de cálculo para esses valores, variando-os de R\$10/MWh em R\$10/MWh, com um ágio de R\$15/MWh, utilizando um parâmetro  $\lambda$  de 50%. Ver Figura 4 abaixo.

FIGURA 4 – Curvas de precificação do Contrato tipo *Collar*

O parâmetro  $\lambda$  de 50% foi escolhido pois incorre em pesos iguais para cada parcela da equação, representando o comportamento de um agente neutro a risco. Espera-se que para  $\lambda$ 's menores a inclinação da curva diminua, ao passo que para  $\lambda$ 's maiores, espera-se que a inclinação aumente. Como pode-se observar na FIGURA 4, as curvas não são exatamente lineares, porém são muito próximas desse resultado, o que de fato mostra que o conceito de um agente neutro possuir curvas de indiferença lineares se mostra coerente.

Para testar a sensibilidade do parâmetro  $\lambda$ , foi utilizado um valor de P igual a R\$140/MWh, variando o  $\lambda$  de 10% a 100%. A razão da escolha de P se deve ao fato de que ele é comumente aplicado aos contratos no mercado e está próximo do centro das curvas de distribuição do PLD. A FIGURA 5 a seguir mostra os resultados para esse teste de sensibilidade em questão.

FIGURA 5 – Teste de sensibilidade do parâmetro  $\lambda$ 

Como podemos observar na Figura 5, o resultado ficou de acordo com o esperado. Conforme o parâmetro  $\lambda$  diminui, a inclinação das curvas aumenta, ou seja, a propensão ao risco do agente aumenta. Por exemplo, para  $\lambda$  igual a 100% a parcela referente ao CVaR é a única considerada, o que implica num comportamento totalmente conservador (avesso ao risco).

Nota-se então, que para agentes com esse tipo de perfil tal contrato não é adequado, uma vez que os valores de teto ficam muito próximos de R\$140/MWh, deixando margem para que esse agente possa receber abaixo do valor P em um cenário de preço baixo. Supondo que nesse caso o agente escolha utilizar o piso mínimo da curva igual a R\$50/MWh, assim, o teto seria de R\$148,96/MWh, o que deixaria o agente exposto a um lucro menor em um cenário de PLD baixo, sem expectativas de retornos expressivos em um cenário de PLD alto, em comparação com um contrato do tipo quantidade com P igual a R\$140/MWh garantido para todos os cenários de PLD.

Nota-se que para o caso em que o parâmetro  $\lambda$  é igual a 10% a curva tem um comportamento totalmente oposto, ou seja, os valores do teto incrementam significativamente para os valores mais baixos do piso. Nesse caso, fica evidente uma propensão a tomar risco elevada por parte do agente vendedor, ou seja, apesar de estar exposto a um lucro menor em casos de PLD baixo, o teto pode compensar num caso de alta do preço *spot*.

É fácil de perceber que o comportamento de um agente vendedor é oposto ao de um agente comprador, ou seja, a tendência do agente vendedor seria sempre diminuir o valor do parâmetro  $\lambda$  ao passo que a tendência do comprador seria aumentar esse valor. Dessa forma, a parte interessada deve procurar um  $\lambda$  que atenda aos seus interesses sem que a negociação se torne inviável.

Outra sensibilidade estudada foi a variação do ágio de R\$0 até R\$30 no Contrato do tipo *Collar*. Foram feitos testes comparando o mesmo Contrato do tipo Quantidade com P igual a R\$140/MWh e parâmetro  $\lambda$  igual a 50%. Ver FIGURA 6 a seguir, que retrata as curvas obtidas:

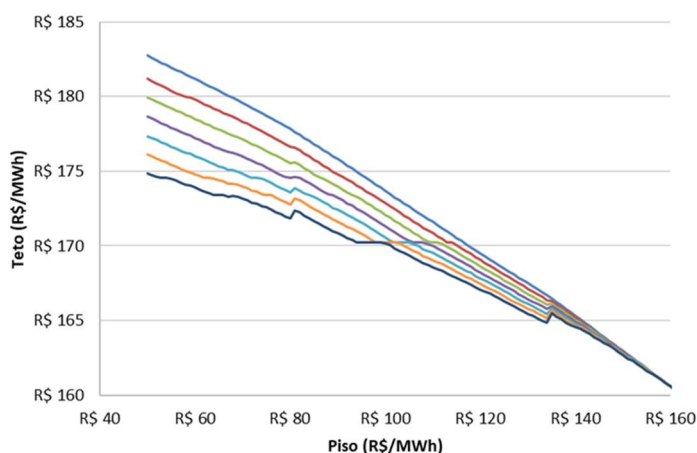


FIGURA 6 – Teste de sensibilidade do ágio

A Figura 6 demonstra que para um mesmo valor de piso, o teto diminui conforme o ágio aumenta. Esse comportamento é explicado pelo crescimento no lucro proporcionado pelo aumento do ágio, sendo que para alguns casos esse mesmo aumento pode gerar uma redução do CVaR.

Assim sendo, para que a Equação 5 se mantenha válida, é necessário que ocorra uma diminuição no teto. Espera-se também que esse efeito do ágio seja acentuado com a diminuição do parâmetro  $\lambda$ , pois quanto maior for o peso do valor esperado do lucro no Contrato do tipo *Collar* maior será a influência do ágio no cálculo do teto.

## 5.0 CONCLUSÕES

Dadas as incertezas no ato da contratação de energia a que estão sujeitos os agentes envolvidos, foi proposta uma metodologia que tem por objetivo mitigar os riscos desses agentes por meio do uso dos contratos derivativos.

Para isso, foram levados em conta os perfis de risco das partes envolvidas, bem como uma métrica de risco que auxiliasse no processo de tomada de decisão. Lançamos mão dos Contratos do tipo *Collar*, de parâmetros (piso, teto e ágio), em contraste aos Contratos do tipo Quantidade de preço fixo P. Obtiveram-se então curvas de mesma preferência para as combinações desses parâmetros que possibilitassem ao agente comercializador ter uma ferramenta de apoio à decisão que o auxiliasse na negociação do contrato.

Pôde-se observar, através do estudo de caso, que a metodologia proposta apresentou resultados consistentes com o esperado, permitindo sua utilização prática no processo de comercialização de energia.

## 6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) STREET, A.; BARROSO, L. A.; GRANVILLE, S.; PEREIRA, M. V.; "Offering Strategies and Simulation of Multi Item Dynamic Auctions of Energy Contracts." IEEE Transactions on Power Systems, Janeiro 2011.

- (2) CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE), “Visão Geral das Operações na CCEE”, 2011. Disponível online em <http://www.ccee.org.br/>.
- (3) L. LIMA, L. BRANDÃO, A. FIGUEIREDO, “Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica Através da Medida Ômega”, Revista Brasileira de Finanças, vol. 8, nº 1, 2010, 45 – 67.
- (4) DAVID G. LUENBERGER, “Investment Science”, Oxford University Press, 1997.
- (5) A. STREET, “Equivalente Certo e Medidas de Risco em Decisões de Comercialização de Energia Elétrica”, Rio de Janeiro, Brasil, Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, 2008.
- (6) C. ACERBI, D. TASCHE, “Expected Shortfall: A Natural Coherent Alternative to Value at Risk”, Economic Notes by Banca Monte dei Paschi di Siena SPA, vol. 31, nº 2, 2002, 379 – 388.
- (7) A. STREET, “On The Conditional Value-at-Risk Probability-Dependent Utility Function”, Theory and Decision Journal, 2009.

## DADOS BIOGRÁFICOS



Gustavo Carvalho é graduado em Engenharia Elétrica (Otimização) com extensão em Análise de Riscos pela PUC Rio. Possui MBA Executivo em Finanças pela FGV SP e atualmente cursa o Mestrado em Pesquisa Operacional pela PUC Rio. Atua há mais de 10 anos no Setor Elétrico Brasileiro, tendo sido responsável pela reestruturação da área de portfólio de uma das maiores multinacionais de geração do Brasil, construindo as ferramentas, processos e equipe, com resultados superiores a R\$60MM/ano. Atualmente é Gerente Associado na Thymos Energia, sendo responsável pela área de Preços e Estudos de Mercado.

### (2) ALEXANDRE GUEDES VIANA

Pós-Doutor (2020) e Doutor (2018) em Ciências pelo núcleo de Sistemas de Potência da Poli-USP, Mestre em Economia Política pela PUC-SP (2007) e graduado em Economia pelo Centro Universitário Fundação Santo André (2002). Desde 2019 é sócio-diretor de mercados de energia e regulação pela Thymos Energia. Anteriormente atuou como diretor de comercialização na SPIC - Pacific Hydro Brazil, sendo responsável pela montagem da mesa de trading. Também atuou por aproximadamente 18 anos (2000-2018) na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ocupando diversas funções, destacando a organização dos leilões de energia elétrica e projetos relacionados a desenho de mercado.

### (3) JOÃO CARLOS MELLO

João Carlos de Oliveira Mello é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio (1994), Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil. Teve relevante participação em todas as discussões do Setor Elétrico Brasileiro desde meados da década de 90 nos aspectos elétrico, energético e comercial. Participou do desenvolvimento de modelos computacionais elétricos e energéticos no CEPEL, sendo responsável na ASMAE pela área de preços de mercado, coordenando projetos visando à implantação da CCEE.