

ESTUDO DE ALTERNATIVA CONTRATUAL PARA MITIGAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Camilla M. de Almeida, Leonardo Lima Gomes, Luiz Eduardo T. Brandão e Graziela Fortunato
IAG – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Telefone: (21) 21389201
camilla_magalhaes@hotmail.com, leonardolima@iag.puc-rio.br, brandao@iag.puc-rio.br, grazif@gmail.com

*Os autores agradecem à Queiroz Galvão Energia e à ANEEL pelo suporte a essa pesquisa via programa de P&D ANEEL.

Resumo

Entre 2013 e 2015, os níveis dos reservatórios das hidrelétricas brasileiras foram reduzidos pelas secas que atingiram o país. Como consequência, o Operador Nacional do Sistema restringiu a geração hídrica na composição da oferta de energia, aumentando a participação de energia térmica no suprimento da demanda. A restrição da geração hídrica, no entanto, impossibilitou os geradores hidrelétricos de cumprirem seus contratos de venda com a geração própria, forçando-os a comprar energia no mercado de curto prazo e acumular prejuízos. A crise hídrica evidenciou a exposição dos geradores hidrelétricos aos riscos hidrológicos, consequência da modalidade contratual praticada na comercialização de energia hídrica, na qual os geradores assumem todo o risco relacionado à geração. O presente estudo apresenta uma alternativa a este modelo de contratação, de forma que a parte da geração mais exposta aos riscos hidrológicos seja vendida na modalidade que repassa os riscos ao comprador. Em troca, o gerador deve pagar um prêmio, refletido na diferença de preços entre as duas modalidades de venda e calculado de forma que não haja alteração nos custos totais esperados do comprador com a troca de modelos. Os resultados mostraram ganhos em termos de equivalente de certeza e redução considerável do CVaR para o gerador em todos os cenários analisados, porém, o prêmio demonstrou significativa sensibilidade em relação a diversos fatores do modelo.

Palavras-Chave – Risco Hidrológico; Hidrelétricas; Crise Hídrica; Setor Elétrico Brasileiro.

1. Introdução

As usinas hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro foram negativamente impactadas com as secas enfrentadas pelo Brasil entre 2013 e 2015. A queda nos níveis dos reservatórios motivou o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a trocar parte da energia hídrica por outras fontes de energia no suprimento da demanda nacional, restringindo a geração das usinas hidrelétricas. A oferta interna de energia hidráulica caiu 8,6% de 2013 a 2015, enquanto os Preços da Liquidação das Diferenças (PLD), que correspondem aos preços de curto prazo da energia (preço *spot*), aumentaram mais de 100% no período (EPE, 2015; 2016; CCEE, 2017).

A redução da geração hídrica causou prejuízos financeiros aos geradores hidrelétricos, que vendem sua energia por contratos por quantidade. Nesta modalidade contratual, os riscos hidrológicos são assumidos pelo gerador, que precisa comprar energia no mercado de curto prazo caso sua geração não atinja a quantidade vendida contratualmente. No mercado de curto prazo, a energia é vendida pelo PLD, o qual é calculado com base nos custos dos recursos de geração despachados (CCEE, 2012). Em um sistema com predominância de energia hídrica como o brasileiro, o PLD tende a apresentar valores mais altos em cenários de seca (Barroso *et al*, 2003).

As usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada pelo ONS pertencem ao Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que tem como objetivo mitigar o risco hidrológico entre os participantes. Neste mecanismo, tanto os superávits quanto os déficits de geração individuais são redistribuídos proporcionalmente entre os geradores. Portanto, em cenários de crise, o setor elétrico brasileiro é afetado como um todo. Em julho e agosto de 2015, a inadimplência nas operações do mercado de curto prazo era de 56,34% (CCEE, 2015).

O modelo atual de contratação expõe geradores e consumidores à variabilidade de geração hídrica, o que motiva a pesquisa por modelos que busquem minimizar os riscos enfrentados pelos agentes participantes do comércio de energia brasileiro. O objetivo deste artigo é apresentar e analisar uma alternativa ao formato atual de contratação de energia hídrica, visando reduzir a exposição dos geradores aos riscos hidrológicos, por meio de um modelo conceitual. Atualmente, em cenários de déficits de geração hídrica, os geradores hidrelétricos são obrigados a comprar energia no mercado de curto prazo para cumprir seus contratos, tornando-se expostos

ao PLD e, conseqüentemente, a prejuízos financeiros. Este estudo propõe uma forma de contratação de energia na qual as hidrelétricas reduziriam suas exposições aos preços do mercado de curto prazo.

A proposta consiste em comercializar em contratos por quantidade apenas o nível de energia firme das usinas hidrelétricas, o que corresponde ao montante de energia que uma usina consegue gerar constantemente, mesmo sob a maior seca registrada no rio onde está localizada (ANEEL, 2005). O modelo propõe que a geração que exceder o nível da energia firme seja vendida em contratos por disponibilidade, nos quais o gerador não se compromete em entregar um montante pré-determinado, mas a geração real da usina. Como nesta modalidade de contrato o comprador assume os riscos hidrológicos, o modelo inclui o pagamento de um prêmio, refletido na diferença de preço entre as duas modalidades de venda, para que os custos esperados do comprador não se alterem com a troca de modelos.

No modelo proposto, o gerador passa a ter uma receita previsível, independente do seu nível de geração. Para tal, este deve aceitar uma redução na sua receita esperada oriunda de contratos, porém mantendo sua receita esperada inalterada quando as exposições ao mercado de curto prazo são consideradas. Assumindo o gerador como um agente avesso ao risco, este modelo se torna preferível em relação ao modelo atual de contratação de energia hídrica, pois propõe a troca de retornos variáveis por retornos previsíveis, sem reduzir a receita esperada.

2. Contextualização

2.1 – O Operador Nacional do Sistema e o Mecanismo de Realocação de Energia

O Operador Nacional do Sistema (ONS) tem como principais funções coordenar e controlar a produção e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob regulamentação e fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador de energia elétrica no Brasil. O SIN é formado por empresas geradoras e transmissoras de energia elétrica das cinco regiões do Brasil e cobre mais de 98% do sistema brasileiro de energia elétrica (ONS, 2016b). De forma geral, para planejar o despacho centralizado da geração de energia, o ONS analisa os custos de geração de cada usina e a disponibilidade de recursos, visando garantir o suprimento contínuo de energia elétrica ao menor custo possível (ONS, 2016a).

O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) foi criado com o objetivo de compartilhar os riscos hidrológicos entre as hidrelétricas despachadas pelo ONS. No MRE, as garantias físicas¹ das usinas pertencentes ao mecanismo são somadas, formando a garantia física total do MRE. Caso a soma das gerações das usinas participantes supere a garantia física total, o excedente – também chamado de energia secundária – é distribuído financeiramente entre todas as usinas do mecanismo de forma proporcional às garantias físicas individuais. No caso de geração total abaixo da garantia física do sistema, as perdas também são realocadas proporcionalmente, impactando todas as usinas do MRE (CCEE, 2013).

A garantia física individual corresponde à quantidade de energia que pode ser vendida em contratos pelas usinas, e a margem de déficit considerada aceitável pelo sistema é de 5%, isto é, um GSF de 95% (ANEEL, 2005). No entanto, em 2015, a geração do MRE correspondeu a aproximadamente 85% da garantia física total, impedindo as hidrelétricas de entregar a energia contratada sem precisar recorrer ao mercado de curto prazo (CCEE, 2016).

2.2 – Os Ambientes de Contratação e as Modalidades de Contrato

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) foi definido pelo Decreto nº 5.163/2004 como o segmento do mercado no qual a comercialização de energia elétrica, feita entre agentes vendedores e de distribuição, é precedida de licitação. No Ambiente de Contratação Livre (ACL), a venda e compra de energia são feitas por meio de contratos bilaterais livremente negociados (Brasil, 2004).

Os contratos do ACR, chamados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), podem ser realizados em dois tipos de modalidades: por quantidade e por disponibilidade. Atualmente, os contratos de comercialização de energia hídrica são feitos integralmente na modalidade quantidade, na qual os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos geradores. Se a usina hidrelétrica não gerar o montante de energia pré-determinado no contrato, é responsabilidade do gerador comprar a parte faltante no mercado de curto prazo para honrar o contrato.

Na modalidade disponibilidade, comum no comércio de energia térmica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos compradores e as exposições financeiras no mercado de curto prazo são

¹ Garantia Física corresponde ao limite máximo que uma usina pode comercializar. Sua fórmula, baseada em probabilidades de geração, é estabelecida pelo MME e seu cálculo é executado e atualizado pela EPE (Brasil, 2008).

assumidas pelos distribuidores. Ao contratar energia térmica nesta modalidade, os distribuidores devem pagar um valor fixo mensal ainda que usina térmica não esteja gerando energia. Caso a usina seja acionada para despacho por comando do ONS, os distribuidores devem pagar ainda o custo variável referente à atividade da usina (Costa e Pierobon, 2008).

2.3 – Desdobramentos Regulatórios

Como forma de reparar as consequências dos déficits de geração hídrica de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 684/2015, na qual foi apresentada uma proposta de repactuação do risco hidrológico para geradores hidrelétricos. O objetivo desta proposta foi de amenizar os prejuízos financeiros causados pela crise hídrica de 2015 e oferecer uma proteção para futuras crises energéticas.

Para os geradores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual os contratos são padronizados e obrigatoriamente feitos por meio de leilões, foram oferecidos diversos produtos de seguros, com a proposta de transferir uma parcela dos riscos hidrológicos para o comprador em troca de pagamentos de prêmios mensais. Para os geradores do Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual os agentes possuem maior autonomia na definição dos parâmetros dos contratos, foram oferecidos direitos de compra de energia de reserva² (ANEEL, 2015).

3. Metodologias das Análises

3.1 – Aversão ao Risco e Equivalente de Certeza

Um agente indiferente entre retornos fixos de valor x ou retornos aleatórios cujo retorno esperado é x é dito neutro ao risco. Um agente avesso ao risco, no entanto, estaria disposto a pagar um prêmio para evitar a variabilidade dos seus retornos, protegendo-se de possíveis perdas. Um contrato de longo prazo é uma forma de evitar riscos em relação ao preço do ativo em questão, podendo ser visto como um instrumento utilizado por agentes avessos ao risco (David et al, 2003). Barroso et al (2003) aponta a importância de contratos bilaterais pelos geradores hidrelétricos do sistema brasileiro para reduzir os riscos, dada a alta volatilidade de médio prazo do PLD.

O modelo proposto neste trabalho tem como base a premissa de que os geradores hidrelétricos possuem algum grau de aversão ao risco. Esta premissa é corroborada pelo fato destes agentes utilizarem contratos de longo prazo para vender energia hídrica, estabelecendo um preço fixo a ser recebido por todo o período do contrato e, assim, evitar a exposição à variabilidade do preço da energia. Além disso, a adesão de geradores à proposta de seguro oferecida pela ANEEL, que teve como objetivo atenuar as consequências da crise hídrica e evitar prejuízos futuros (ANEEL, 2015), reforça a indicação de algum nível de aversão ao risco por parte dos geradores.

O equivalente de certeza de uma “loteria”, isto é, retornos aleatórios, é definido por Keeney & Raiffa (1993) como o montante \hat{x} que torna um agente indiferente entre este montante \hat{x} e os retornos aleatórios da loteria em questão. Seja uma loteria com retornos x_1, x_2, \dots, x_n , com probabilidades respectivas p_1, p_2, \dots, p_n e seja \tilde{x} um retorno aleatório, a utilidade esperada desta loteria será:

$$E[u(\tilde{x})] = \sum_{i=1}^n p_i u(x_i) \quad (1)$$

Assim, o montante \hat{x} correspondente ao equivalente certo pode ser calculado a partir da equação (2).

$$u(\hat{x}) = E[u(\tilde{x})] \quad (2)$$

Para agentes neutros ao risco, o valor de \hat{x} será equivalente ao valor esperado da loteria, pois sua função utilidade é linear e, assim, $E[u(\tilde{x})] = u[E(\tilde{x})]$. Agentes avessos ao risco, entretanto, terão \hat{x} inferior ao valor esperado da loteria, pois estes preferem retornos previsíveis a retornos aleatórios se ambos os casos têm o mesmo retorno esperado. Para torná-los indiferentes aos dois casos, o retorno esperado da loteria deve ser

² A Energia de Reserva, contratada em leilões específicos (Leilões de Energia de Reserva – LER), foi criada com o objetivo aumentar a segurança no fornecimento de energia ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (Brasil, 2008).

maior do que o retorno previsível esperado. Quanto maior a aversão ao risco do agente, maior deve ser esta para a utilidade ser equivalente nos dois casos (Street, 2008).

3.2 – Conditional Value at Risk (CVaR)

A medida de risco Value at Risk (VaR) surgiu em 1994 como uma nova forma de medir o risco de mercado, destacando-se por mensurar o risco em forma de um único número em unidades monetárias (Jorion, 2003). Dado um nível de confiança α , o VaR pode ser descrito como o nível de perda financeira que possui uma determinada probabilidade $(1 - \alpha)$ de ser excedido em um período de tempo (Hull, 2015). A partir da distribuição de probabilidade do valor futuro de uma carteira $f(x)$, o VaR é o nível de perda tal que a probabilidade desta perda não ser excedida é o nível de confiança α , descrito pela equação (3) (Jorion, 2003).

$$\alpha = \int_{VaR}^{\infty} f(x)dx \quad (3)$$

Entretanto, o VaR não captura diferenças entre diferentes profundidades de perdas, podendo apresentar o mesmo valor para distribuições com curtoses distintas (Street, 2008). Além disso, Santos (2013) aponta para o fato do VaR não ter a propriedade da convexidade, isto é, a soma do VaR de ativos individuais não é necessariamente igual ou maior ao VaR da carteira com estes ativos. A propriedade da convexidade é um dos quatro axiomas definidos por Artznet *et al* (1999) que devem ser satisfeitos pelas medidas de risco para que estas sejam consideradas coerentes: monotonicidade, invariância sobre translações, homogeneidade positiva e convexidade. Neste contexto, o Conditional Value at Risk (CVaR) foi proposto por Rockafellar e Uryasev (2002) como uma medida de risco coerente de acordo com os axiomas citados e que captura diferentes profundidades de perdas.

Também chamado de *Expected Shortfall*, o CVaR é definido por Hull (2015) como a perda esperada durante um determinado período, desde que a perda seja maior do que o VaR. Assim, CVaR pode ser definido por (4) (Street, 2008).

$$CVaR = E[x | x \leq VaR] \quad (4)$$

No presente artigo, o cálculo do CVaR será feito a partir de uma simulação de 2.000 séries de possíveis retornos para os geradores hidrelétricos. Neste caso, portanto, o CVaR corresponderá à média dos $(1 - \alpha)$ piores retornos.

4. Modelagem

4.1 – Apresentação do Modelo e Formulação Geral

A proposta deste estudo consiste, conceitualmente, na reformatação dos contratos de energia hídrica, sugerindo que uma parcela da energia proveniente de usinas hidrelétricas seja comercializada contratualmente pela modalidade disponibilidade. Assim, será apresentado um modelo conceitual no qual apenas a energia firme da usina é vinculada a um contrato por quantidade, enquanto a diferença entre o nível de energia firme e a garantia física da usina – parcela mais exposta aos riscos hidrológicos – é vendida por disponibilidade, no qual o comprador assume o risco da insuficiência de geração.

Em contrapartida, a proposta inclui o pagamento de um prêmio (π) pelo gerador para que os custos do comprador não sejam afetados pela troca de modelos. Em algumas configurações menos prováveis, nas quais a troca na forma de contratação reduz os custos do comprador, este prêmio pode ser um recebimento pelo gerador. O prêmio π será refletido na diferença entre os preços das modalidades quantidade (p^f) e disponibilidade (p^a). Ademais, embora no contrato por disponibilidade o comprador pague pelo montante entre o nível de energia firme e o nível de garantia física, toda a energia secundária gerada também pertencerá ao comprador.

Para fins de denominação, “modelo atual” corresponderá ao modelo de comercialização vigente, isto é, o modelo no qual a energia hídrica é vendida integralmente na modalidade quantidade, e “modelo proposto” referenciará o modelo apresentado neste trabalho. Enquanto no modelo atual a energia hídrica é vendida integralmente (q_h) ao preço p^f , no modelo proposto parte da energia será contratada por quantidade (q_h^f) ao preço p^f , e outra parte será contratada por disponibilidade (q_h^a) ao preço p^a . Isto é,

$$q_h = q_h^f + q_h^a \quad (5)$$

$$p^a = p^f - \pi \quad (6)$$

Os principais agentes deste modelo são o gerador e o comprador, estes últimos incluindo tanto distribuidores quanto consumidores finais, a quem os custos são repassados por meio das tarifas. Assim, na modelagem, distribuidores e consumidores terão o mesmo papel no modelo. As seções seguintes detalharão os impactos de ambos os modelos nesses dois agentes, assim como o cálculo do prêmio e a visão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

4.1.1 - Gerador Hidrelétrico

No modelo atual, a energia hídrica é vendida em contratos por quantidade, a um preço pré-determinado p^f . Os geradores podem comercializar contratualmente a produção de energia correspondente à sua garantia física ou com uma margem de segurança para reduzir sua exposição aos riscos hidrológicos (ANEEL, 2005). Para fins de comparação com o modelo proposto, será assumido que, no modelo atual, o gerador vende por meio de contratos o montante equivalente à sua garantia física (q_h).

Ainda neste modelo, se a usina hidrelétrica gerar um nível h tal que supere o nível da garantia física, o excedente de geração pode ser vendida ao PLD (p) como um adicional à receita. Entretanto, déficits de geração (h inferior a q_h) reduzem a receita do gerador, pois este cenário o obriga a comprar energia no mercado de curto prazo para entregar o total estabelecido em contrato. Assim, a receita do gerador no modelo atual (R^A) pode ser descrita como:

$$R^A = p^f \cdot q_h + (h - q_h) p \quad (7)$$

Desta forma, como q_h e p^f são pré-definidos em contrato, os riscos do gerador se concentram na variabilidade da sua geração h e do PLD. Caso a geração seja maior do que a garantia física, a exposição ao PLD é positiva, pois o gerador pode vender a energia secundária no mercado de curto prazo. Entretanto, quando a geração é menor do que a garantia física, o último termo da equação (7) assume valores negativos, expondo negativamente a receita do gerador ao PLD.

No modelo proposto, a receita proveniente de contratos se divide em duas partes: a primeira referente ao contrato por quantidade e a segunda ao contrato por disponibilidade. Como apenas o nível de energia firme é vendido por quantidade e a geração acima deste nível é vendida por disponibilidade, o gerador não precisará comprar nem poderá vender energia no mercado de curto prazo, eliminando sua exposição ao PLD. Assim, a receita do gerador no modelo proposto (R^P) pode ser descrita pela equação (8).

$$R^P = q_h^f \cdot p^f + q_h^a \cdot p^a \quad (8)$$

Como todas as variáveis da equação (8) são pré-definidas em contratos, a receita do gerador torna-se mais previsível no modelo proposto. É importante ressaltar que, caso a geração hídrica seja inferior ao nível de energia firme, o gerador terá que comprar a diferença no mercado de curto prazo para honrar o contrato por quantidade. Entretanto, como a energia firme corresponde ao o nível de energia que a usina consegue gerar mesmo sob a pior seca ocorrida no rio onde está localizada, foi assumido na formulação que a geração hídrica sempre atingirá este nível.

4.1.2 - Compradores (Distribuidores/Consumidores)

Os compradores têm contratos de energia hídrica, energia térmica e energia de base (eólica, biomassa, nuclear e energia térmica inflexível). O contrato dos compradores com a usina térmica é feito na modalidade disponibilidade, isto é, o comprador tem direito a toda a geração térmica da usina. Entretanto, diferente do contrato por quantidade, o gerador da usina térmica não tem a obrigação de entregar um montante específico de energia, mas apenas a geração real. Para tal, o comprador paga um valor fixo mensal pela disponibilidade da energia e, quando há geração, o comprador recebe a energia gerada e deve pagar o custo variável referente ao funcionamento da usina termelétrica (CVU). A parte da energia térmica que é inflexível, isto é, não pode ser desligada, entrará no modelo como “energia de base”, a qual também inclui energia eólica, nuclear e proveniente de biomassa.

O operador do sistema define os níveis de geração das usinas hidrelétrica e térmica de forma que a quantidade total produzida (carga total) se aproxime da demanda total. Assim, quando há geração hídrica acima da

garantia física, tal excedente deve compor a demanda do consumidor, que por sua vez deve comprar essa energia secundária no mercado de curto prazo do gerador hidrelétrico. Por outro lado, déficits de geração hídrica significam um aumento na participação de outras fontes de energia para suprir a demanda.

No modelo, a restrição hídrica é compensada pela geração térmica, que já pertence ao comprador devido ao contrato por disponibilidade. Entretanto, o gerador hidrelétrico precisa entregar o montante acordado no contrato por quantidade, mesmo com a demanda do comprador já suprida devido ao aumento da geração térmica. Assim, o gerador precisa comprar energia para honrar seu contrato enquanto o comprador fica com um excedente de energia para vender no mercado de curto prazo ao PLD.

Os custos totais do comprador no modelo atual (c^A_c), portanto, podem ser divididos em uma parte fixa e outra variável. Na parte fixa, estão os custos com o contrato de energia hídrica (c^A_h), o custo fixo com o contrato de energia térmica (c_t) e os custos com a energia de base (c_b). A parte variável depende da geração hídrica: quando há excedente de geração, o comprador deve comprar este excedente ao PLD (p); quando há déficit, é necessário pagar o CVU da usina térmica (c_{cvu}). Entretanto, neste último cenário, o comprador se torna positivamente exposto ao PLD, reduzindo seus custos. Desta forma, os custos totais do comprador podem ser descritos pela equação (9).

$$c^A_c = c^A_h + c_t + c_b - (q_h + b + t - d).p + c_{cvu} \quad (9)$$

$$c^A_h = p^f \cdot q_h \quad (10)$$

onde b é a quantidade de energia de base, t é a geração de energia térmica, d é a demanda (ou carga total) e c_{cvu} é o valor do CVU multiplicado pela capacidade instalada da usina caso o PLD esteja acima do CVU e zero caso contrário. Como os custos fixos com o contrato de energia térmica e com a energia de base não são afetados na modelagem, dado que são gastos adicionais fixos sem relação de dependência com os parâmetros modelo, estes custos não serão considerados na modelagem dos dados. Entretanto, o valor do CVU é essencial para a decisão do operador do sistema, pois se este custo estiver mais barato que o PLD, as térmicas serão acionadas.

No modelo proposto, o comprador perderá a exposição ao PLD e o custo com a energia hídrica será alterado. Como agora este tipo de energia é vendido em dois contratos de modalidades diferentes, o comprador pagará o preço por quantidade (p^f) apenas no montante de energia firme da usina (q^f_h) e, no restante (q^a_h), o preço pago será o definido para a venda de energia por disponibilidade (p^a). A equação (11) descreve os custos totais do comprador no modelo proposto (c^p_c) e a equação (12) descreve a parte dos custos referentes à energia hídrica (c^p_h).

$$c^p_c = c^p_h + c_t + c_b + c_{cvu} \quad (11)$$

$$c^p_h = q^f_h \cdot p^f + q^a_h \cdot p^a \quad (12)$$

4.1.3 - Prêmio

O prêmio (π) é refletido na diferença entre os preços a energia hídrica por quantidade (p^f) e por disponibilidade (p^a) e é calculado de forma que os custos esperados do comprador não se alterem na troca de modelos, isto é, $E[c^A_c] = E[c^p_c]$. Assim, a partir das equações (9) e (11), o prêmio será tal que:

$$E[c^A_h + c_t + c_b - (q_h + b + t - d).p + c_{cvu}] = E[c^p_h + c_t + c_b + c_{cvu}] \quad (13)$$

Por fim, utilizando as equações (6), (10), (12) e (13), chegamos à forma de cálculo do prêmio:

$$\pi = E[(q_h + b + t - d).p] / E[q^a_h] \quad (14)$$

Assim, para a troca de modelos não alterar o custo total esperado do comprador, o prêmio deve distribuir toda a exposição deste ao PLD, que em momentos de crise é positiva, pelo montante de energia vendido por disponibilidade.

4.1.4 - Liquidação na CCEE

A CCEE é a câmara responsável por contabilizar e liquidar as compras e vendas de energia elétrica. A liquidação que ocorre na CCEE corresponde à diferença entre a energia comprada e a demandada e, quando a primeira é maior do que a segunda, significa que o comprador pode vender o excedente de energia no mercado de curto prazo. Este é o cenário no qual o comprador fica positivamente exposto ao PLD e os geradores não conseguem gerar o estabelecido em contrato, precisando comprar energia para honrar seus contratos.

Quando a energia demandada é maior do que a comprada, significa que há um excedente na geração hídrica que não foi contratada pelo comprador. Assim, este precisa comprar energia no mercado de curto prazo e o gerador fica positivamente exposto ao PLD. Desta forma, a liquidação da CCEE corresponde à exposição dos compradores ao PLD, e esta liquidação com o sinal inverso corresponde à exposição do gerador. Como o total de energia comprada equivale à quantidade estabelecida no contrato de energia hídrica (q_h), à quantidade já comprada de energia de base (b) e a geração das térmicas (t), a liquidação da CCEE no modelo atual (L^A) pode ser calculada pela equação (15).

$$L^A = (q_h + b + t - d).p \quad (15)$$

onde d é a quantidade demandada e p o valor do PLD. Assim, a liquidação da CCEE é positiva, o comprador está reduzindo seus custos com a venda de energia; quando é negativa, este precisa comprar o excedente de energia hídrica do gerador, ao PLD.

No modelo proposto, entretanto, a quantidade comprada de energia hídrica se dividirá entre os contratos por quantidade e disponibilidade. Como a entrega de energia do contrato por disponibilidade equivale à geração hídrica acima do nível de energia firme, independente se esta geração for inferior ou superior à garantia física a liquidação da CCEE no modelo proposto (L^P) passa a ser descrita por (16).

$$L^P = (h + b + t - d).p \quad (16)$$

Contudo, como o operador do sistema planeja os níveis de geração de cada fonte de forma que o nível gerado seja equivalente à demanda,

$$E[(h + b + t - d).p] = 0 = E[L^P] \quad (17)$$

O valor esperado para a liquidação da CCEE no modelo proposto é, portanto, zero. Desta forma, os riscos hidrológicos do gerador são reduzidos, assim como a exposição do comprador ao PLD.

4.2 – Apresentação dos Dados

No modelo, foi considerada uma configuração na qual há apenas uma usina hidrelétrica (UHE) e uma usina térmica (UTE). Ainda que trabalhando com duas usinas, os dados utilizados para carga, capacidades instaladas, garantias físicas e energia de base são baseados em dados e projeções reais (Tabela 1).

A carga total utilizada é de 66,5 GWmed, número projetado em 2015 para 2016 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) por meio do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDE 2024), publicado em dezembro de 2015. Este número, entretanto, reflete uma queda no crescimento da demanda por energia, consequência da crise econômica brasileira. Assim, paralelamente, serão apresentados também os resultados finais calculados para uma carga de 72,3 GWmed, número projetado em 2013 para 2016 pelo PDE 2022 e que, por ter sido projetado anteriormente à crise econômica, possivelmente seria mais próximo do número real em um cenário econômico estável (MME & EPE, 2013; 2015).

A Tabela 1 mostra os dados utilizados no modelo com suas respectivas fontes. A UHE do modelo possui 96,3 GWmed de capacidade instalada e 53,2 GWmed de garantia física, e seu contrato foi feito por 130 R\$/MWh, considerando a sua garantia física como quantidade vendida. A UTE, por sua vez, possui 17,7 GWmed de capacidade instalada e 12,2 GWmed de garantia física, e seu custo variável unitário (CVU) é de 155 R\$/MWh. Como 2,7 GWmed da garantia física e da capacidade instalada da UTE correspondem à parcela inflexível, significando geração ininterrupta, esta parcela é considerada energia de base. Assim, foi incluída esta parcela na energia de base do modelo e foi chamado de “Contrato Disponibilidade UTE” apenas a parte flexível (15GWmed), que pode ser desligada.

Tabela 1 - Dados do Modelo Conceitual

Variável	GWmed	Fonte
Carga 2016 PDE 2024	66,5	Plano Decenal de Energia (PDE 2015-2024) – jan/16
Carga 2016 PDE 2022	72,3	Plano Decenal de Energia (PDE 2013-2022) – jan/14
Capacidade Instalada UHEs	96,3	Plano Decenal de Energia (PDE 2015-2024) – jan/16
Garantia Física UHEs	53,2	CCEE - Relatório de Mercado – jan/16
Capacidade Instalada UTEs*	17,7	ONS - Programa Mensal de Operação – dez/15
Parcela Flexível	15,0	ONS - Programa Mensal de Operação – dez/15
Parcela Inflexível	2,7	ONS - Programa Mensal de Operação – dez/15
Garantia Física UTEs	12,2	MME - Boletim de Monitoramento do SEB – fev/16
Parcela Flexível	9,5	MME - Boletim de Monitoramento do SEB – fev/16
Parcela Inflexível	2,7	ONS - Programa Mensal de Operação (PMO) – dez/15
Capacidade Instalada Nuclear*	1,8	ONS - Programa Mensal de Operação (PMO) – dez/15
Garantia Física Eólicas	3,2	MME - Boletim de Monitoramento do SEB (BMS) – fev/16
Garantia Física Biomassa	3,1	MME - Boletim de Monitoramento do SEB (BMS) – fev/16
Energia na Base**	10,8	PMO e BMS – dez/15 e fev/16
Balanco GF 2016 PDE 2024	7,0	10,5% de sobrecontratação
Balanco GF 2016 PDE 2022	1,2	1,7% de sobrecontratação

* Capacidade Instalada Líquida de Indisponibilidades programada e forçada

** Soma das parcelas UTE Inflexível, Nuclear, Eólicas e Biomassa

Como pode ser observado na Figura 1, se forem somados o contrato da usina hidrelétrica de 53,2 GWmed, a parte flexível do contrato por disponibilidade da usina térmica de 9,5 GWmed e 10,8 GWmed de energia de base já contratada, chega-se a 73,5 GWmed. Comparando este valor com a carga de 66,5 GWmed, verifica-se uma sobrecontratação de 10,5%, reflexo de uma queda de demanda não esperada por energia. No modelo proposto, apenas a energia firme da UHE (40 GWmed) é contratada por quantidade, enquanto os 13,2 GWmed restantes estão em um contrato por disponibilidade com a UHE.

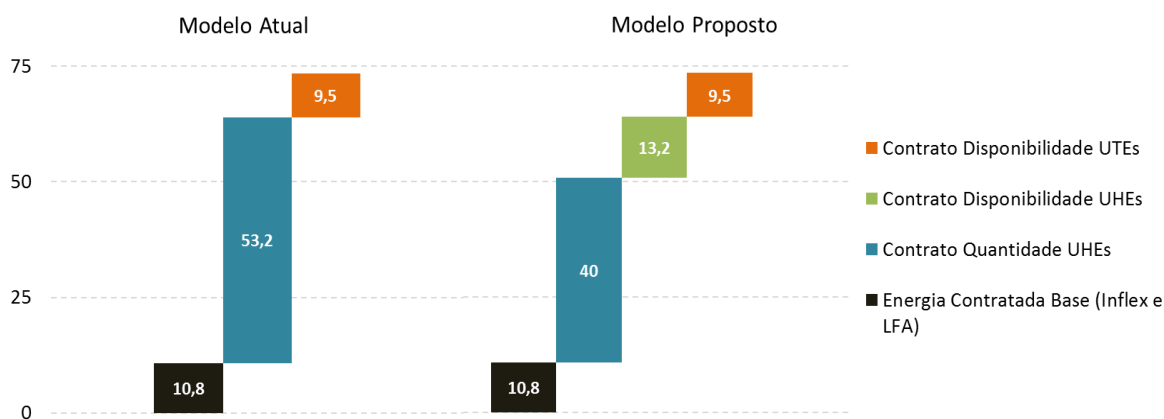


Figura 1 - Energia contratada total por tipo de contrato

Para a análise do modelo, são considerados dois cenários de operação: no primeiro, chamado “cenário restritivo”, o PLD é superior ao CVU da usina térmica; no segundo, chamado “cenário folga”, o PLD é inferior ao CVU. No cenário restritivo, a UTE é acionada por se tornar mais barata em relação à energia hídrica, gerando 15 GWmed de energia térmica – parte flexível de sua capacidade instalada – e fazendo com que a UHE gere somente 40,7 GWmed para somar a carga total de 66,5 GWmed, junto aos 10,8 GWmed da energia de base. Em contrapartida, no cenário folga, a parcela flexível da UTE não é gerada e a UHE gera 55,7 GWmed para completar a carga demandada.

A liquidação que ocorre na CCEE corresponde à diferença entre a energia comprada e a energia demandada, representando a visão do comprador: se a energia comprada for maior do que a demandada, o comprador possui energia excedente e a liquidação apresenta saldo positivo. Por outro lado, se a energia comprada for inferior à demandada, a liquidação é negativa, significando a necessidade do comprador de comprar de

energia no mercado de curto prazo para suprir sua demanda. A Figura 2 mostra as diferenças na contabilização da CCEE entre o modelo atual e o modelo conceitual proposto, diante destes dois cenários, restritivo e folga.

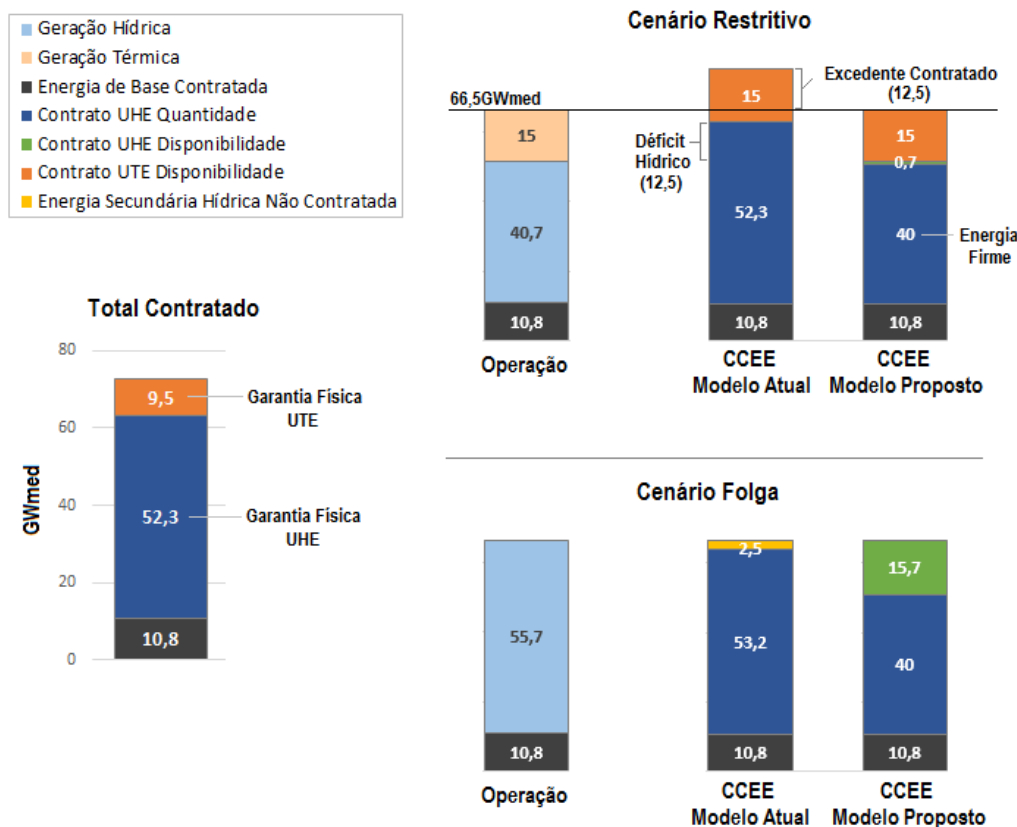


Figura 2 - Operação e Contabilização CCEE

No cenário restritivo, nas regras de contratação atuais, observa-se que a liquidação na CCEE ficaria com 12,5 GWmed além da carga contratada. Isto ocorre porque, embora a geração hídrica tenha sido de 40,7 GWmed, o contrato é de 53,2 GWmed, o que faz a hidrelétrica comprar 12,5 GWmed no mercado de curto prazo para cumprir este contrato. Porém, como o comprador já possui um contrato por disponibilidade com a térmica, este paga por 12,5 GWmed de energia térmica pelo valor de CVU e recebe 12,5 GWmed do gerador hidrelétrico pelo PLD. No modelo proposto, entretanto, não há esta sobra, pois os 12,5 GWmed que não foram gerados pela hidrelétrica estão contratados por disponibilidade, isto é, os custos da insuficiência de geração são assumidos pelo comprador.

No cenário folga, a geração hídrica é de 55,7 GWmed, o que cobre a carga contratada e, portanto, as usinas térmicas não são acionadas. No modelo proposto, o contrato por disponibilidade faz com que a geração hídrica acima da garantia física – 2,5 GWmed – também seja do comprador. Desta forma, neste cenário, enquanto no modelo proposto toda a energia gerada pela hidrelétrica é recebida pelo comprador, no modelo atual este precisa comprar 2,5 GWmed no mercado de curto prazo para suprir sua demanda.

No modelo atual, a liquidação na CCEE é positiva no cenário restritivo e negativa no cenário folga, isto é, o comprador fica exposto ao PLD neste último cenário, enquanto o gerador hidrelétrico sofre esta exposição no cenário restritivo. No modelo proposto, entretanto, tanto a exposição do comprador no cenário folga quanto a do gerador no cenário restritivo são eliminadas, dada a premissa de geração hídrica acima da energia firme. Desta forma, quando o prêmio não é considerado, a mudança de modelo protege o comprador da exposição ao PLD no cenário folga, mas o faz perder a energia recebida a PLD pelo gerador hidrelétrico no cenário restritivo. Assim, perda esperada para o comprador deve ser compensada por um prêmio pago pelo gerador hidrelétrico no modelo proposto, de forma que o custo esperado do comprador nos dois modelos se torne equivalente.

Para a mensuração deste prêmio, foram utilizados os dados apresentados e duas simulações de PLDs para o submercado do Sudeste, feitas por meio do programa Newave. Este programa consiste em um modelo de otimização para o planejamento das metas de geração das usinas de um sistema hidrotérmico, de forma a

minimizar o valor esperado do custo da operação para o período em análise (Cepel, 2013). Foram feitas duas simulações, uma com base em dados de junho de 2015 e a outra com base em dezembro de 2015, ambas com séries de 2.000 PLDs mensais, projetando o ano de 2016.

5. Resultados

Para chegar aos valores da liquidação da CCEE e do prêmio, foi estimada qual seria a receita para o gerador para cada PLD simulado, utilizando os dados apresentados e a decisão do operador de gerar 15GWmed de energia térmica caso o PLD seja maior do que o CVU e zero caso contrário. Assim, seguindo a formulação apresentada, foram calculadas séries mensais de 2.000 receitas para o gerador, considerando a exposição deste ao mercado de curto prazo, a partir dos PLDs simulados em cada deck para o ano de 2016.

A Tabela 2 mostra os resultados de liquidação média da CCEE, o prêmio esperado e preço do contrato por disponibilidade quando são utilizados todos os valores das 2.000 séries mensais de PLDs para 2016.

Tabela 2 - Resultados em cada Deck considerando 2.000 séries mensais de PLD

	Deck Junho		Deck Dezembro		GWmed
	66,5	72,3	66,5	72,3	
Liquidação Média CCEE	863	252	175	-185	R\$ milhões
Prêmio Esperado	90	26	18	-19	R\$/MWh
Preço do Contrato por Disponibilidade	40	104	112	149	R\$/MWh

A média da liquidação na CCEE para o deck de junho é de R\$863 milhões, enquanto a média para o deck de dezembro é de R\$252 milhões, uma variação de R\$611 milhões entre as simulações. Pelo deck de dezembro, a liquidação da CCEE para uma carga de 72,3GWmed – número possivelmente mais próximo ao real em um cenário econômico estável – ficaria em torno de R\$185 negativos, revelando que a troca de modelos seria vantajosa para o comprador em termos de custos. Neste cenário, para manter seu custo constante nos dois modelos, o comprador deveria pagar um prêmio ao gerador, e não o contrário, resultando em um prêmio negativo de 19 R\$/MWh. Nos outros cenários, a liquidação na CCEE seria positiva, e o prêmio seria refletido como um “desconto” no preço por quantidade. Por fim, o preço por disponibilidade corresponde ao preço por quantidade menos o prêmio calculado.

A Tabela 3 mostra qual seria o prêmio caso este fosse calculado mensalmente. Os resultados evidenciam uma instabilidade do prêmio ao longo do tempo e entre os dois cenários de carga, principalmente no deck de junho com a carga de 72,3 GWmed, no qual o prêmio chegou a cair mais de 88% de janeiro a dezembro.

Tabela 3 - Prêmio Esperado para cada mês de 2016

	Deck Junho		Deck Dezembro		GWmed
	66,5	72,3	66,5	72,3	
Jan	169,6	74,1	12,9	-30,3	R\$/MWh
Fev	126,7	47,4	22,5	-19,3	
Mar	106,7	34,6	25,1	-15,3	
Abr	95,7	29,0	20,7	-18,4	
Mai	85,7	23,2	21,8	-16,3	
Jun	82,9	22,1	18,1	-19,8	
Jul	79,4	20,1	16,4	-20,7	
Ago	74,2	16,9	13,5	-22,6	
Set	70,8	14,9	16,3	-18,9	
Out	66,4	12,6	17,6	-17,0	
Nov	61,5	10,7	17,4	-16,4	
Dez	55,2	8,3	15,4	-16,1	

5.1 – Análise de Sensibilidade

Pelos resultados apresentados já é possível observar uma variação no valor do prêmio entre os decks e entre as duas projeções de carga. Para uma melhor visualização da sensibilidade do prêmio em relação à configuração

do sistema, foram utilizados diferentes valores para três fatores do modelo conceitual – carga do sistema, energia da base e CVU da usina térmica – e realizadas análises de sensibilidade, observando como o valor do prêmio se comporta sob os diferentes cenários.

A Figura 3, referente à sensibilidade do prêmio em relação à carga do sistema, mostra que quanto maior a carga, menor é o prêmio pago pelo gerador hidrelétrico, ou maior é o prêmio pago pelo comprador. Dessa forma, na inexistência de pagamento de prêmio, um aumento de carga no modelo atual aumentaria a preferência do comprador pela mudança ao modelo proposto, pois esta mudança reduziria seus custos esperados. Utilizando cargas de 63GWmed a 75GWmed, o prêmio variou de 128 R\$/MWh a -3 R\$/MWh no deck de junho e de 41 R\$/MWh a -37 R\$/MWh no deck de dezembro.

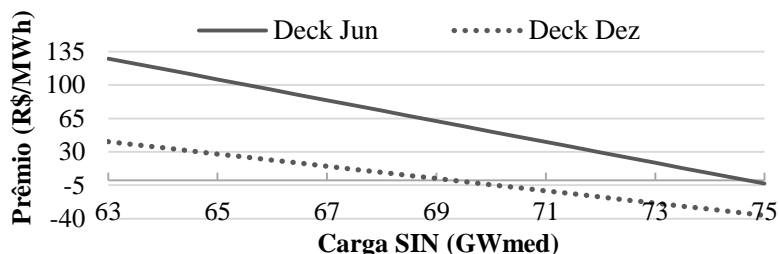


Figura 3 - Análise de sensibilidade do prêmio em relação à carga do sistema

Na análise de sensibilidade do prêmio em relação a variações na energia da base, que no modelo inicial é fixada em 10,8 GWmed, verifica-se que quanto maior a energia de base, com outros fatores constantes, maior o prêmio a ser pago pelo gerador hidrelétrico, ou menor o prêmio a ser pago pelo comprador. A Figura 4 mostra a sensibilidade do prêmio com valores de energia de base de 4GWmed a 16GWmed. No deck de dezembro, o prêmio foi de -26 R\$/MWh a 52 R\$/MWh, enquanto no de junho o prêmio máximo foi de 146 R\$/MWh.

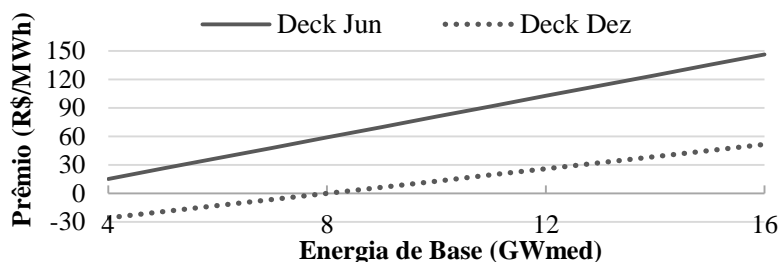


Figura 4 - Análise de sensibilidade do prêmio em relação à energia de base

Por fim, a Figura 5 mostra a sensibilidade do valor do prêmio em relação ao CVU da usina térmica. Com um CVU mais alto, alguns valores de PLD, que antes estavam acima do CVU e caracterizavam um cenário restritivo, passam a ser comparativamente mais baratos, caracterizando um cenário folga. Como o comprador é exposto ao PLD no cenário folga do modelo atual, esta mudança de cenários faz com que o comprador aumente sua preferência pelo modelo proposto. Dessa forma, quando a variação de CVU ultrapassa valores de PLD, o prêmio pago pelo gerador é reduzido.

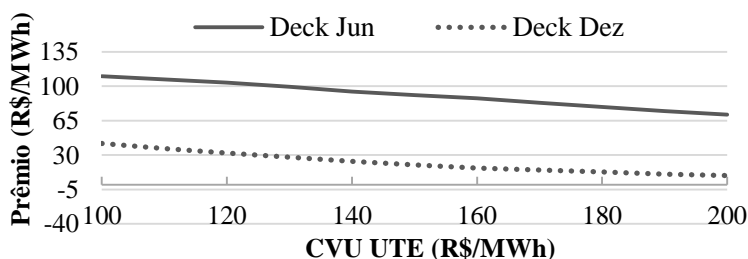


Figura 5 - Análise de sensibilidade do prêmio em relação ao CVU da usina térmica

5.2 – Equivalente de Certeza

Com base nas séries de receitas para o gerador no modelo atual, calculadas a partir da simulação de PLDs, foram calculados valores de utilidade para o gerador em cada mês, para cada deck e cenário de carga.

Assumindo aversão ao risco por parte do gerador, foi aplicada a função utilidade (18) sobre as receitas esperadas do modelo atual, onde o parâmetro a é chamado de coeficiente de aversão ao risco e b é a receita simulada.

$$U = \frac{1 - e^{-ab}}{a} \quad (18)$$

A função (18) é apropriada para problemas de preferências de valores monetários por ser uma função monotonicamente crescente, isto é, quanto maior a receita (b), maior a utilidade (U) do gerador (Keeney & Raiffa, 1993). Esta propriedade pode ser verificada por meio da primeira derivada da função, que é positiva para todo b (19). Além disso, a segunda derivada (20) é negativa para coeficientes de aversão ao risco positivos, isto é, a função utilidade se torna côncava. Desta forma, para agentes avessos a risco ($a > 0$), a queda na receita reflete uma maior perda em termos de utilidade do que um ganho monetário refletiria em ganhos de utilidade (Elton *et al*, 2014).

$$U' = e^{-ab} \quad (19)$$

$$U'' = -a \cdot e^{-ab} \quad (20)$$

Assumindo também tolerância ao risco constante, é possível calcular o equivalente de certeza para cada mês de 2016, a partir da equação (21), na qual U é a utilidade esperada do gerador para determinado mês.

$$b = \frac{-\log(1 - aU)}{a} \quad (21)$$

Desta forma, o equivalente de certeza de cada mês foi calculado a partir das médias das utilidades das receitas calculadas a partir da simulação de PLDs. A Figura 6 mostra a diferença entre o equivalente de certeza do modelo proposto e o modelo atual, para cada deck e cenário de carga. Para fins ilustrativos, o coeficiente de aversão ao risco utilizado foi de 0,001. Como a receita é fixa no modelo proposto, a certeza equivalente deste modelo corresponde à receita calculada. Os resultados mostraram diferenças positivas entre o modelo proposto e o atual, isto é, ganhos de equivalente de certeza devido à aplicação do modelo proposto para o gerador em todos os cenários analisados.

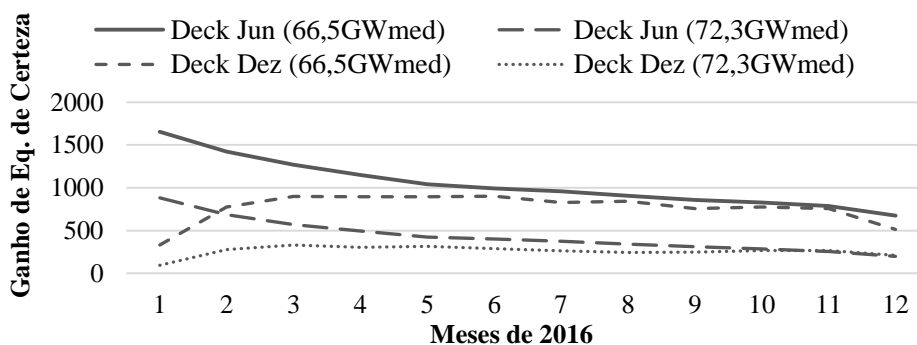


Figura 6 - Equivalentes de Certeza dos Geradores Hidrelétricos

Como o prêmio do modelo proposto é calculado de forma que os custos esperados do comprador não se alterem e o resultado esperado do operador do sistema se mantém entre os dois modelos, a receita esperada do gerador também não é alterada. Assim, qualquer nível de aversão ao risco do gerador torna o modelo proposto mais vantajoso para este.

5.3 – Conditional Value-at-Risk (CVaR)

Como mencionado na seção de apresentação das metodologias, o CVaR é a medida de risco mais indicada, quando comparada ao VaR, para avaliar perdas em mercados de energia. O cálculo do CVaR para o gerador foi feito a partir da parte variável da receita das hidrelétricas, isto é, a exposição ao PLD. Portanto, os valores utilizados correspondem aos resultados dos geradores na liquidação da CCEE.

Uma das formas atualmente acessíveis pelos geradores para a redução dos riscos é considerar uma margem de segurança na quantidade de energia vendida contratualmente. Assim, os geradores podem negociar um nível de contratação abaixo da garantia física da usina, ou seja, se comprometendo a entregar uma quantidade menor de energia do que 100% da garantia física. Desta forma, para a análise de CVaR, também foram considerados cenários nos quais os geradores contratam 95% ou 90% da garantia física da usina.

A Tabela 4 mostra os resultados do cálculo do CVaR médio mensal do modelo atual para três níveis de confiança (90%, 95% e 99%). Para fins de comparação, ao final é exibida a diferença entre a receita mensal do modelo proposto e a receita do contrato por quantidade do modelo atual, no caso de 100% de contratação da garantia física. O cálculo do CVaR não se aplica ao modelo proposto dado que a receita mensal é fixa neste caso e, portanto, não há liquidação da CCEE.

Tabela 4 - Análise de CVaR para Diferentes Níveis de Contratação

		Deck Junho		Deck Dezembro		
		66,5	72,3	66,5	72,3	(GWmed)
100% Contratado	CVaR 90%	-3499,21	-1875,58	-2454,58	-1314,04	
	CVaR 95%	-3544,88	-1900,06	-3110,09	-1667,01	
	CVaR 99%	-3544,88	-1900,06	-3710,62	-1988,89	
95% Contratado	CVaR 90%	-2754,58	-1130,94	-1931,50	-790,96	
	CVaR 95%	-2790,53	-1145,71	-2448,26	-1005,18	
	CVaR 99%	-2790,53	-1145,71	-2921,00	-1199,27	(R\$ milhões)
90% Contratado	CVaR 90%	-2009,95	-386,31	-1408,43	-267,89	
	CVaR 95%	-2036,18	-391,35	-1786,43	-343,35	
	CVaR 99%	-2036,18	-391,35	-2131,38	-409,65	
Diferença Modelo Proposto e Contrato 100%		-863,07	-252,11	-174,76	185,44	

A análise do CVaR evidencia as possíveis perdas às quais o gerador é exposto no modelo atual. A partir destes valores é possível perceber que o modelo proposto é mais vantajoso nos dois cenários de carga para as duas simulações nos cenários mais críticos de geração, resultado alinhado com a proposta do novo modelo de reduzir a exposição dos geradores aos riscos hidrológicos. Os valores de CVaR para níveis de contratação de 95% e 90% mostram que mesmo para contratos com uma margem de segurança de 10%, o modelo proposto ainda é eficaz na redução de riscos.

6. Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

A alternativa de contratação apresentada neste artigo possibilita a redução da exposição dos geradores aos níveis de geração, por meio da contratação de parte da energia hídrica pela modalidade disponibilidade. As análises indicaram que a aplicação do modelo proposto resulta em um ganho em termos de equivalente certo para os geradores avessos ao risco, evitando perdas não planejadas em cenários de crise hídrica.

Como no modelo proposto o gerador não tem parte da receita exposta aos riscos hidrológicos, assumindo a geração hídrica sempre acima da energia firme, o resultado na CCEE será sempre zero. Assim, em cenários de crise hídrica, os resultados de CVaR do modelo atual indicaram que o modelo proposto é benéfico ao gerador. Adicionalmente, a comparação destes resultados com a diferença entre a receita proveniente de contratos nos dois modelos ainda aponta o modelo proposto como o mais vantajoso para o gerador. Desta forma, os resultados indicam que a troca de modelos é benéfica ao gerador avesso ao risco. Contudo, em cenários de folga, a receita do gerador proveniente de contratos é reduzida no modelo proposto.

Uma desvantagem da proposta apresentada é a significativa sensibilidade do prêmio em relação aos parâmetros do modelo, os quais podem variar consideravelmente ao longo do tempo. As projeções dos valores de PLD também variaram consideravelmente entre os dois decks de simulação analisados neste estudo. Portanto, um valor único de prêmio definido em contrato por disponibilidade de médio a longo prazo pode distorcer o objetivo do modelo proposto, não sendo a forma mais eficiente para manter os custos esperados do comprador inalterados.

Ademais, devido ao caráter de reformatação contratual do modelo proposto, a sua aplicabilidade é reduzida para usinas hidrelétricas com contratos já existentes, em razão da complexidade jurídica de se alterar contratos. Além disso, as usinas hidrelétricas com energia contratada no ACR já estão contempladas com a

proposta de seguro oferecida pela ANEEL no final de 2015. Assim, uma recomendação para trabalhos futuros é a adaptação do modelo apresentado em uma proposta alternativa que seja aplicável à hidrelétricas com contratos vigentes, sem a necessidade de alterações contratuais.

Uma sugestão de pesquisa para direcionar os dois problemas mencionados é a criação de um mecanismo que permita que o gerador ofereça ao comprador energia por quantidade em troca de energia por disponibilidade, com o pagamento de um prêmio definido pelo mercado no momento da troca. Este contrato funcionaria como um instrumento de swap e poderia ser negociado tanto no mercado quanto na CCEE, não havendo mais necessidade de alteração de contratos já existentes. A maior dinamicidade deste instrumento em relação aos contratos de longo prazo reduziria as possíveis distorções do prêmio ao longo do tempo.

Referências

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). (2005). Energia Assegurada. Cadernos Temáticos da ANEEL. Brasília.

_____. (2015). Resolução Normativa nº 684, de 11 de Dezembro de 2015.

ARTZNER, P.; DELBAEN, F.; EBER, J. M. & HEATH, D. (1999). Coherent measures of risk. *Mathematical finance*, 9(3), 203-228.

BARROSO, L. A.; GRANVILLE, S.; TRINKENREICH, J.; PEREIRA, M. V.; LINO, P. (2003). Avaliação de Estratégias de Redução de Risco Hidrológico para Empresas com Portfólios Predominantemente Hidroelétricos. XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia.

BRASIL. (2004). Decreto nº5.163 de 30 de Julho de 2004.

_____. (2008) Decreto nº 6.353, de 16 de Janeiro de 2008.

CAMARGO, I. (2005). Análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. *Revista Brasileira de Energia*, Vol. 11, nº2.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). (2015). Liquidação Financeira no MCP de energia elétrica movimentou R\$1,9 bilhão. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. Acesso em 04 jan. 2017.

_____. (2013). Mecanismo de Realocação de Energia. Regras de Comercialização. Versão 2013.1.0.

_____. (2012). Preço de Liquidação de Diferenças. Regras de Comercialização. Versão 2012.1.0.

_____. (2017). Preços Médios. Disponível em <https://www.ccee.org.br>. Acesso em: 04 jan. 2017.

_____. (2016). Redução da carga de energia contribuiu para queda do PLD nos últimos meses. São Paulo.

Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). (2013). Projeto Newave: Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes. Manual do Usuário. Versão 17.5.3.

COSTA, R. C. D; PIEROBON, E. C. (2008). Leilão de energia nova: análise da sistemática e dos resultados. *BNDES Setorial*, Rio de Janeiro, nº27, 39-58.

DAVID, P. A. M-S; BARROSO, L. A; GRANVILLE, S.; FILHO, A. V. (2003). Contratação e Aversão ao Risco no Despacho Competitivo da Geração. XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia.

ELTON, E.J; GRUBER, M. J.; BROWN, S. J.; GOETZMANN, W. N. (2014). *Modern Portfolio Theory and Investment Analysis*. 9ª Edição.

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2015). Balanço Energético Nacional 2015: Ano base 2014. Rio de Janeiro.
- _____. (2016). Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015. Rio de Janeiro.
- HULL, J. C. (2016). Opções, Futuros e Outros Derivativos. 9ª Edição. Bookman.
- JORION, P. (2003). Value at Risk. 2ª Edição. Bolsa de Mercadorias & Futuros. São Paulo.
- KEENEY, L. R.; RAIFFA; H. (1993). Decisions with Multiple Objectives: Preferences and Value Tradeoffs. Cambridge University Press.
- Ministério de Minas e Energia (MME) & Empresa de Pesquisa Energética (EPE). (2013). Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Brasília.
- _____. (2015). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Brasília.
- Operador Nacional do Sistema (ONS). (2016a). O ONS – Planejamento Estratégico. Disponível em <http://www.ons.org.br>. Acesso em 22 jul. 2016.
- _____. (2016b) O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional. Disponível em <http://www.ons.org.br>. Acesso em 22 jul. 2016.
- ROCKAFELLAR, R. T. e URYASEV, S. (2002). Conditional value-at-risk for general loss distributions. *Journal of banking & finance*, 26(7), 1443-1471.
- SANTOS, F. F. G. D. (2013). Gerenciamento de Riscos: Otimização Multiobjetivo e análise de portfólio de compra e venda de energia. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte–MG, Brasil.
- STREET, A. (2008). Equivalente Certo e Medidas de Risco em Decisões de Comercialização de Energia Elétrica. Tese de Doutorado da PUC-Rio. Rio de Janeiro.