



GRUPO VI

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

**INTERDEPENDÊNCIA ENTRE A REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO E A AVERSÃO AO RISCO
UTILIZADA NOS MODELOS DE FORMAÇÃO DE PREÇOS: SUGESTÃO DE APERFEIÇOAMENTO
REGULATÓRIO**

Hugo Nunes(*)
NEOENERGIA

Gustavo Carvalho
NEOENERGIA

Raphael Carvalho
NEOENERGIA

Laura Gunn
NEOENERGIA

Pablo Ribeiro
BROOKFIELD

RESUMO

Diversos fatores levaram a publicação de regulamentação específica para repactuação do Risco Hidrológico entre Geradores e Consumidores. Este artigo apresenta uma metodologia de análise da atratividade dessa repactuação. Observou-se que a mudança recente dos critérios de aversão ao risco utilizados nos modelos de despacho e de formação de preços pelo ONS e pela CCEE, alteram os resultados da viabilidade da repactuação, o que poderia levar os geradores a tomarem decisões distintas em relação as realizadas em dezembro/2015, por exemplo. Este artigo apresenta sugestão de aperfeiçoamento regulatório para permitir a adequação da alocação de riscos entre geradores e consumidores.

PALAVRAS-CHAVE

Repactuação do Risco Hidrológico, Análise de Viabilidade, *Generation Scaling Factor*, Energia Secundária, Prêmios de Risco

1.0 - INTRODUÇÃO

Tendo em vista a dependência intertemporal e espacial do armazenamento dos recursos hidrológicos, o modelo de operação do sistema elétrico brasileiro foi desenhado sob a ótica do despacho centralizado (*tight pool*) visando a otimização global do uso desses recursos. Nesse sentido, o Art. 13º da Lei nº 9.648, de 1998, atribui ao Operador Nacional do Sistema (ONS) a definição das metas de geração de cada empreendimento, de forma a garantir o atendimento presente e futuro da demanda, minimizando os custos totais de operação.

Como consequência, a operação centralizada transfere a decisão de despacho das usinas ao ONS, fazendo com que o empreendedor não possua ingerência sobre a produção de seu empreendimento, independentemente dos seus compromissos de venda de energia elétrica. De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, esses compromissos devem ser lastreados por Garantia Física, as quais são definidas pela Portaria nº 303/2004 como a capacidade de atendimento de uma usina ao sistema e, portanto, o limite máximo (lastro) que essa usina poderá comercializar de sua energia no mercado.

1.1 Formação de Preço e Aversão ao Risco

Os modelos de despacho hidrotérmico (NEWAVE e DECOMP) são os mesmos utilizados pela CCEE para definição do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, destacando-se a distinção entre alguns dados de entrada (por exemplo, restrições de transmissão internas aos submercados). Esses modelos consideram como dados de entrada a oferta estocástica de recursos energéticos (levando em consideração 2.000 cenários de afluência), as indisponibilidades programadas das usinas, os preços de combustíveis, a previsão de geração das usinas não despachadas centralizadamente, o cronograma de expansão do parque gerador, entre outros. Pelo lado da

demanda, o modelo utiliza a previsão de carga a ser atendida e a função de custo do *déficit* de energia para a sociedade.

Tendo em vista o perfil de aversão ao risco da sociedade frente a um evento de *déficit* de suprimento de energia, incorpora-se na busca da solução ótima (i.e. aquela que minimiza os custos globais) uma métrica que reflita esse perfil. A metodologia utilizada atualmente é conhecida como *Conditional Value at Risk* (CVaR), e é aplicada de forma que seja minimizada a combinação convexa entre o valor esperado do custo operativo (CO) e o CVaR (α (alfa) piores cenários) do CO, conforme equação: $\text{Min} \{ (1 - \lambda) \times E[\text{CO}] + \lambda \times \text{CVaR}[\text{CO}] \}$

O parâmetro λ (lambda) dessa combinação convexa funciona como um “ponderador de risco” que varia de zero a um. Ou seja, quanto mais próximo de um λ estiver, maior a preocupação com os cenários mais críticos de custo – hidrologia desfavorável, explicitando aversão maior ao risco.

Em setembro de 2013, essa metodologia passou a ser aplicada nos modelos de definição do despacho e de formação de preço, com os parâmetros $\lambda = 25\%$ e $\alpha = 50\%$. Ainda assim, a operação em tempo real do ONS considerava uma aversão ao risco superior a retratada nesses parâmetros - prova disso foi o despacho fora da ordem de mérito verificado ao longo de 2015 e 2016. Nesse cenário, a Comissão Permanente Para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) alterou, a partir de maio de 2017, os parâmetros para $\lambda = 40\%$ e $\alpha = 50\%$, aumentando a aversão ao risco ao dar peso maior para o custo operativo (cenários de vazões mais restritas).

1.2 Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

A natureza estocástica do recurso hidrológico e as diferenças entre regimes hidrológicos das regiões de um país de dimensões continentais, associadas ao despacho centralizado pelo ONS, traduz-se em risco de não cumprimento das Garantias Físicas (e, em geral, dos contratos) por parte das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no curto prazo. Esse risco é conhecido como risco hidrológico. No intuito de mitigar o risco hidrológico sofrido pelas usinas, o Art. 20º do Decreto nº 2.655, de 1998, estabeleceu o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), o qual compartilha o risco entre as usinas participantes do mecanismo (obrigatório para hidroelétricas cuja potência instalada supera 50 MW), por meio da realocação contábil do excedente de energia das usinas que geraram acima de suas garantias físicas, àquelas que geraram abaixo.

Para mensurar a relação entre a quantidade de energia produzida e a Garantia Física das usinas integrantes do MRE, foi criado o Fator de Ajuste da Garantia Física, mais conhecido como GSF (*Generation Scaling Factor* = Geração Hidráulica do MRE / Garantia Física do MRE), para o qual existem dois cenários possíveis:

a. Geração sistêmica igual à Garantia Física (GSF = 1): após ajuste do MRE, cada usina tem disponível o montante de energia equivalente a sua Garantia Física; e

b. Déficit sistêmico de geração hidrelétrica (GSF < 1): os montantes de energia efetivamente gerados entre as usinas não são suficientes para cobrir suas respectivas Garantias Físicas. Nesse caso, caso a totalidade da Garantia Física tenha sido vendida por meio de contratos bilaterais, haverá exposição no mercado de curto prazo (CCEE) valorada ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Vale ressaltar que quando da verificação de geração das usinas pertencentes ao MRE em valores superiores a soma das Garantias Físicas, o conceito de GSF não mais se aplica, vigendo então o conceito de Energia Secundária, que reflete um *superávit* sistêmico de geração hidrelétrica que é rateado pelas hidroelétricas na proporção de suas Garantias Físicas, e valorado ao PLD como crédito positivo na CCEE.

1.3 Histórico: Operação do Sistema e GSF

Historicamente o comportamento do sistema evidencia maior ocorrência de energia secundária do que eventos onde o GSF é menor que 100%. Ver Figura 1 a seguir.

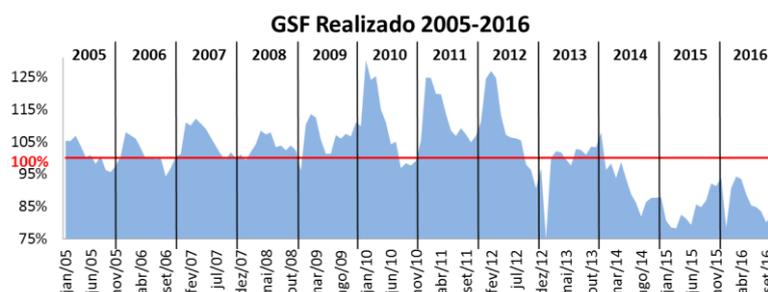


FIGURA 1 – Evolução do GSF realizado entre 2005 e 2016

Entre os anos de 2005 e 2013 houve Energia Secundária para aproximadamente 79% dos meses. A despeito do bom desempenho da geração hidrelétrica observada no período, nota-se uma mudança brusca de comportamento do parâmetro a partir de 2014. Verifica-se a ocorrência de GSF em todos os meses de 2014, ao passo que nos anos de 2015 e 2016 observaram-se as piores médias do histórico (a saber: GSF médio de 2015 = 84,61% e GSF médio de 2016 = 86,88%). A previsão atual para o GSF ao longo de 2017 gira em torno de 82% a 85%, ou seja, a pior média anual desde a criação do MRE.

Pode-se elencar como fatores que explicam os recentes valores observados de GSF: hidrologia abaixo da média; o aumento da participação de usinas termelétricas na matriz energética (9,3% em 2004 para 25,7% em 2015), inclusive com considerável geração térmica fora da ordem de mérito de custo; alteração da matriz energética com a observação de maciça entrada de energia de reserva de fontes eólica, fotovoltaica e termelétrica a biomassa; entre outros.

1.4 A Paralisação do Mercado e a Lei da Repactuação

A severidade do cenário delineado a partir de 2014 se traduziu em prejuízos significativos aos geradores hidráulicos que participam do MRE, uma vez que a geração efetiva das usinas se manteve muito abaixo da soma de suas Garantias Físicas, concomitantemente a altos valores de PLD.

Sob a argumentação de que a significativa exposição financeira decorreu de fatores imprevisíveis e não gerenciáveis pelos geradores hidráulicos, diversas ações judiciais foram impetradas pelos agentes, as quais resultaram na aplicação de liminares ao longo do ano de 2015 limitando a aplicação do GSF aos participantes do MRE. A primeira liminar recebida foi da UHE Santo Antônio, objeto da 796ª reunião do Conselho de Administração (CA) da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE).

No entanto, o número de liminares cresceu sobremaneira, tornando a a liquidação financeira no âmbito da CCEE impraticável, dado o demasiado montante de débito do risco hidrológico (aproximadamente R\$ 2,4 bilhões) que deixou de ser pago pelos agentes com liminares, e passou a ser destinado aos agentes que não dispunham de liminares. Importante destacar que cada liminar determinava uma ação distinta por parte da CCEE, a depender da decisão do juiz, mas em resumo, as liminares obtidas isentavam a aplicação do GSF aos geradores hidroelétricos, ou reduziam o GSF máximo de exposição, até que o mérito do pleito fosse julgado.

Nesse contexto, os agentes que não possuíam liminares contra a cobrança do GSF ingressaram com mandado de segurança para que a CCEE não praticasse a cobrança de valores resultantes de decisões judiciais nas quais não haviam participado. Significa dizer que obtiveram liminares para não arcar com os custos dos geradores que não estavam pagando seus débitos negativos decorrentes do GSF, por força de decisão liminar. Esse cenário de judicialização resultou na paralisação do mercado, uma vez que os recursos recebidos pela CCEE pelos devedores na liquidação não eram suficientes para arcar com os recursos alocados aos credores.

A fim de solucionar o “travamento” do mercado, em agosto de 2015 o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou a Medida Provisória nº 688, posteriormente convertida na Lei nº 13.203/2015, que dispunha sobre a repactuação retroativa a janeiro de 2015 do risco hidrológico entre geradores e consumidores, desde que as ações judiciais que impediam a aplicação do GSF fossem retiradas. Regulamentada pela Resolução Normativa nº 684/2015, a repactuação seria concedida mediante o pagamento de um prêmio de risco pelos geradores. Esse assunto será abordado mais detalhadamente na Seção 2.0 deste artigo.

A maciça maioria dos geradores com contratos no Ambiente de Comercialização Regulada (ACR) repactuaram o seu risco hidrológico com os consumidores e, por consequência, desistiram das liminares que os protegiam do pagamento do risco hidrológico. O débito de 2015 desses geradores foi regularizado por meio de pagamento das parcelas na CCCE não liquidadas, bem como por meio da constituição de um Ativo Regulatório que sanasse o impacto nos resultados de 2015 e, a partir de 2016, o risco hidrológico oriundo desses geradores passou a ser transferido para as distribuidoras por meio da Conta Bandeiras. Importante apontar que os geradores que repactuaram em janeiro de 2016 tiveram o direito de postergar o pagamento do prêmio de risco até o abatimento completo do Ativo Regulatório. Caso o tempo dos contratos no ACR não fosse suficiente para completa amortização do pagamento do Ativo, foi dada extensão da concessão suficiente para amortizar a parcela do Ativo não quitada por meio da postergação do pagamento do Prêmio.

Nesse cenário, verifica-se que a regulamentação da repactuação do risco hidrológico solucionou parte relevante do problema, no sentido em que destravou as operações no ACR. No entanto, diversos geradores (em sua maioria detentores de contratos no Ambiente de Comercialização Live (ACL)) não repactuaram o risco com o consumidor e mantiveram suas decisões liminares, vigentes até os dias de hoje. Isso se explica porque as metodologias de composição do Ativo Tarifário e de valoração do Prêmio pelo Risco são distintas nos dois ambientes (ACR e ACL). Dado que nenhum gerador hidráulico repactuou o risco hidrológico no ACL, pode-se afirmar que as condições de repactuação neste ambiente não trouxeram viabilidade econômica aos geradores.

Conforme mencionado, as liminares dos geradores que vendem energia no ACL continuaram vigentes, o que resultou no cenário de não quitação das despesas relativas ao risco hidrológico até que o mérito da ação judicial

fosse julgado em última instância. Ademais, parte dos geradores restantes ainda possuem proteção liminar contra o pagamento dos ônus financeiros relativos aos efeitos do GSF. Como consequência, parte da receita dos credores do MCP foi destinada para abatimento das despesas protegidas por liminar. O presente artigo trata exclusivamente da proposta de repactuação concedida aos geradores com contratos no ACR.

2.0 - A REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO

A repactuação do risco hidrológico entre consumidor e gerador se dá pelo pagamento de prêmio para cobertura de um determinado nível de risco aceito pelo gerador. O nível de risco é o valor de GSF até o qual o gerador assume os custos de exposição no MCP, e está associado aos produtos oferecidos pela ANEEL para repactuação. Quando o GSF, resultado das operações do MRE, é inferior ao nível de risco, o consumidor ressarcе a exposição adicional do gerador. De modo a evitar potenciais distorções nos níveis de risco repactuados em consequência da sazonalização das Garantias Físicas das usinas do MRE, para efeitos de verificação do ressarcimento aos geradores, calcula-se o GSF equivalente a geração realizada em cada período dividido pela Garantia Física com sazonalização *flat* no MRE.

Por exemplo, no caso do gerador repactuar o risco hidrológico com o consumidor em produtos associados ao nível de risco de 95%, sua exposição fica limitada a 5% da sua Garantia Física. Em contrapartida, o consumidor recebe o prêmio pelo risco e ressarcе o gerador pela diferença entre o GSF e o nível de risco escolhido. Nesse exemplo, se o GSF for de 88%, o consumidor ressarcе o gerador no valor equivalente a 7% (95% - 88%) de sua Garantia Física, enquanto o gerador fica exposto aos 5% (100% - 95%) adicionais. Por outro lado, caso o GSF seja 96%, o gerador fica exposto em 4% (100% - 96%) enquanto o consumidor não tem exposição alguma e recebe o pagamento do Prêmio pelo Risco.

Na regulamentação da repactuação, a ANEEL ofereceu vinte e cinco produtos que relacionam combinações de níveis de risco variando entre 89% e 100%, e seus respectivos Prêmios. Os produtos foram segregados em três classes: P, SP e SPR. Na primeira classe de produtos (classe P), o gerador escolhe seu nível de proteção e mantém propriedade sobre sua Energia Secundária. Na classe de produtos SP, o gerador cede os direitos sobre sua Energia Secundária para o consumidor. Em contrapartida, o prêmio de risco dessa modalidade para o mesmo nível de cobertura é R\$ 3,50 /MWh mais barato que a do produto P (onde a energia secundária verificada no futuro fica com o próprio gerador). Finalmente, na classe SPR o gerador transfere seu risco hidrológico (positivo ou negativo) e de redução de Garantia Física para o consumidor.

A Tabela 1 a seguir exibe os valores dos prêmios de risco atualizados para 2017. Os prêmios foram definidos para janeiro de 2015 e são atualizados anualmente pelo IPCA. Foram oferecidos vários produtos para permitir que cada gerador pudesse escolher o produto mais adequado ao seu nível de aversão ao risco.

TABELA 1 – Produtos Oferecidos: Classe SP e Classe P

Classe SP		Classe P	
Produto	Prêmio	Produto	Prêmio
SP100	11,22	P100	15,06
SP99	10,04	P99	13,87
SP98	8,86	P98	12,69
SP97	7,68	P97	11,81
SP96	6,49	P96	10,63
SP95	5,61	P95	9,74
SP94	4,72	P94	8,86
SP93	3,84	P93	7,97
SP92	2,95	P92	7,08
SP91	2,36	P91	6,49
SP90	1,48	P90	5,61
SP89	0,89	P89	5,02

O prêmio de risco de cada produto foi calculado pela ANEEL baseado no histórico de geração hidrelétrica entre janeiro de 2001 e agosto de 2015. A metodologia utilizada no cálculo dos prêmios de risco considerou o valor esperado do risco hidrológico repassado para o consumidor, que consiste na média dos valores mensais de exposição do histórico, acrescido de uma ocorrência gravosa (aversão ao risco do consumidor) para cada produto.

Foi escolhido como ocorrência gravosa o 2º pior ano do histórico em termos de custo unitário médio do risco hidrológico, correspondente ao ano de 2014. Para inclusão da aversão ao risco no prêmio, calculou-se o valor esperado da ocorrência gravosa considerando que: (i) a ocorrência pode existir com igual probabilidade em cada um dos anos subsequentes; (ii) o prazo médio de exposição (período de avaliação do dano) é equivalente a média aritmética simples dos prazos dos contratos provenientes de leilões de energia nova por fonte hidráulica (equivalente a 25 anos); e (iii) a taxa de desconto do consumidor é de 9,63% a.a.

3.0 - UMA METODOLOGIA DE ANÁLISE DA VIABILIDADE DA REPACTUAÇÃO

Os empreendedores consideram nas suas decisões de investimento os possíveis cenários em que essas decisões vigorarão. Nesse sentido, propõe-se uma metodologia de análise de viabilidade da repactuação do risco hidrológico que considere os possíveis cenários futuros de PLD e GSF. A estratégia de análise consiste na apuração estocástica do Valor Presente Líquido (VPL) da exposição financeira para uma usina no longo do prazo. Para isso, calculamos a exposição que a usina teria mensalmente na CCEE, para cada cenário de afluência do NEWAVE, considerando diferentes situações: com repactuação nos diferentes produtos propostos pela ANEEL e sem repactuação.

Dessa forma, o cálculo da exposição financeira da usina na CCEE é efetuado mensalmente pela diferença entre os recursos (MRE) e os requisitos (Contratos de Venda) do empreendimento, valorada ao PLD. O recurso da usina é sua Garantia Física (ajustada por perdas internas, perdas da Rede Básica e GSF) somada aos seus contratos de compra de energia; já os requisitos são seus contratos de venda de energia. No caso da usina ter a repactuação em dado produto, sua exposição considera o ressarcimento que a usina teria e o pagamento do respectivo prêmio pelo risco.

Para se obter previsões de PLD e GSF de longo prazo (mais de 10 anos a frente), deve-se considerar a projeção do comportamento da oferta e da demanda de energia no sistema. Para tal, sugere-se considerar as premissas do ONS utilizadas no Planejamento Mensal de Operação (PMO) para os primeiros cinco anos. Em seguida, para o horizonte do 6º ao décimo ano, utiliza-se as premissas contidas no Plano Decenal de Expansão de Energia elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Com essas premissas, utiliza-se o NEWAVE para projetar os cenários de GSF e PLD para 10 anos futuros.

Como a maioria dos contratos das usinas hidrelétricas tem duração de 30 anos, caso sejam necessários anos adicionais para análise em relação ao horizonte do Plano Decenal (10 anos a frente), propõe-se a utilização da metodologia de embaralhamento das séries: repetição dos valores das séries dos últimos 5 anos, deslocando os valores de PLD e GSF para a série seguinte em blocos de 5 anos. Ou seja, o 12º ano tem como base o 7º ano e assim por diante. Como a previsão do cenário energético para mais de 10 anos a frente é extremamente incerta, o objetivo da metodologia é evitar que séries demasiadamente otimistas ou pessimistas se perpetuem para os anos subsequentes.

Uma vez definidas as séries de PLD e GSF de longo prazo, calcula-se o Valor Presente Líquido (VPL) da exposição financeira da usina com a repactuação do risco hidrológico em dado produto para cada uma das 2.000 séries de PLD/GSF, obtendo dessa forma uma curva de distribuição de probabilidades da Variável Aleatória (VA) em questão (resultados no curto prazo), de onde extraímos o Valor em Risco (Value at Risk - VaR). Após calcular a curva de distribuição de probabilidades da VA com a repactuação do risco hidrológico em dado produto, compara-se a curva de frequência desta distribuição, para cada produto, com a curva de frequência da distribuição do VPL da usina caso não houvesse repactuação do risco hidrológico com o consumidor. A avaliação das curvas de frequência nos dá a probabilidade de sucesso de se repactuar em cada produto oferecido pela ANEEL.

De posse da distribuição de probabilidades de resultados na CCEE para cada Produto de Repactuação e para cenário onde não se repactua o risco hidrológico, é possível obter (em adição a informação “probabilidade de sucesso” abordada no parágrafo anterior): (i) o risco evitado (equivalente ao Percentil 95%); e (ii) o risco de arrependimento (Percentil 5%). Com base nessas três condições de contorno (chance de êxito, risco evitado e risco de arrependimento), o investidor pode definir se repactua o risco hidrológico com o consumidor ou não, e em caso de repactuação, qual o produto de melhor conveniência. Essa decisão depende do nível de aversão ao risco e da rentabilidade esperada de cada investidor, do nível de contratação da Garantia Física da usina analisada, da expectativa de evolução da matriz energética, entre outros. A metodologia aqui apresentada é uma entre diversas metodologias que poderiam ser utilizadas, a critério das condições de contorno que afetam cada empreendedor.

3.1 Estudo de Caso: Análise de Sensibilidade a Mudanças Regulatórias

Considerando a metodologia descrita acima para obtenção de séries de PLD e GSF de longo prazo, aqui considerado entre janeiro de 2017 e dezembro de 2045, foram obtidas projeções para o Caso Base (parâmetros do CVaR de $\lambda = 25\%$ e $\alpha = 50\%$) e Caso Sensibilidade (parâmetros do CVaR de $\lambda = 40\%$ e $\alpha = 50\%$). Aplicou-se a metodologia para uma usina fictícia localizada eletricamente na Região Sudeste, com Potência Instalada de 185 MW e Garantia Física de 100 MW_{med} (relação correspondente ao fator de capacidade médio de uma usina hidrelétrica no Brasil). Dessa maneira, considerou-se a aversão ao risco dos modelos no momento da repactuação do risco hidrológico da maioria das usinas em 2015 (Caso Base - $\lambda = 25\%$ e $\alpha = 50\%$), e os parâmetros em que esses acordos serão executados a partir de maio de 2017 ($\lambda = 40\%$ e $\alpha = 50\%$), de forma a verificar se haveria alteração da percepção de risco por parte do empreendedor, devido a alteração da aversão ao risco implementada pelo MME e utilizada na operação do sistema e na formação de preços.

Obtiveram-se, então, as curvas de permanência do PLD e do GSF, ilustradas nas Figuras 2 e 3 a seguir.



FIGURA 2 – Curva de Permanência do PLD

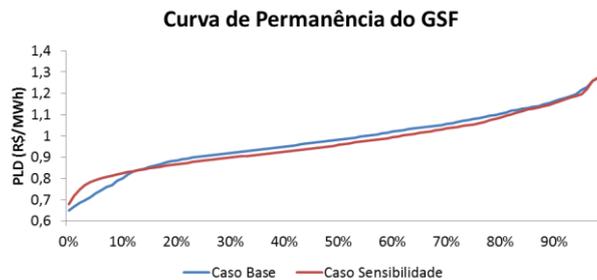


FIGURA 3 – Curva de Permanência do GSF

Necessário comentar que com a mudança dos critérios de aversão ao risco há uma sensível mudança na curva de permanência do PLD, o que indica uma possível alteração da percepção de risco por parte do gerador. Uma vez definidas as séries de PLD e GSF de longo prazo, passa-se agora a avaliar a probabilidade de sucesso de cada Produto de Repactuação, apresentado em percentual, bem como o Risco Evitado e o Risco de Arrependimento, apresentados em MM R\$ e equivalentes ao VPL do período analisado para cada um dos 2.000 cenários hidrológicos futuros, conforme apresentados nas Figuras 4 a 7 a seguir:

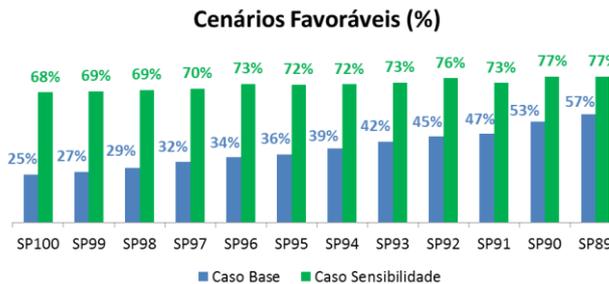


FIGURA 4 – Percentual de cenários favoráveis com parâmetros vigentes e novos para CVaR

Observa-se substancial alteração no percentual de chance de sucesso entre repactuar em cada um dos 11 produtos em relação a não repactuar o Risco Hidrológico com o consumidor. Muito provavelmente quem repactuou o risco hidrológico em 2015, para o caso apresentado, não faria a adesão ao produto SP100, dado que a chance de sucesso em relação a não repactuar era apenas de 25%. Um ano após a repactuação, a decisão de aderir ao produto SP100 teve sua percepção alterada com a mudança dos parâmetros de aversão ao risco implementadas pelo MME, dado que agora, a chance de sucesso de se repactuar neste produto equivale a 68%.

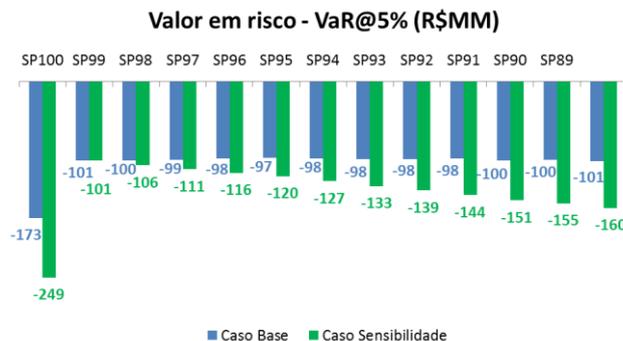


FIGURA 5 – Valor em Risco (VaR @ 5%)

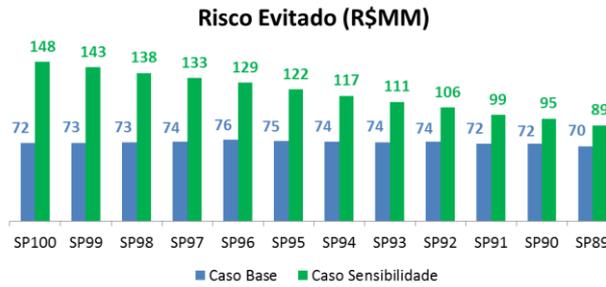


FIGURA 6 – Risco Evitado (P95)

Necessário mencionar a grande diferença de percepção do Risco Evitado nos dois casos. Enquanto que com o CVaR ($\lambda = 25\%$ e $\alpha = 50\%$) o risco evitado para todos os produtos era da mesma ordem de grandeza, com a utilização dos novos parâmetros que estarão vigentes a partir de maio de 2017, o risco evitado no produto SP100 é 60% maior que o risco evitado no produto SP89. Observa-se, assim, grande alteração na percepção de risco entre os produtos devido a mudança dos parâmetros do CVaR. A seguir será avaliado o Risco de Arrependimento.

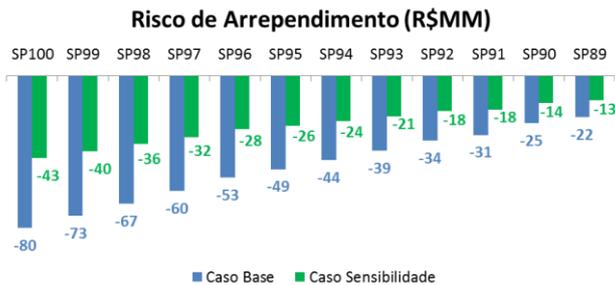


FIGURA 7 – Risco de Arrependimento (P5)

A mesma conclusão levantada para o Risco Evitado aplica-se também quando da análise do Risco de Arrependimento. Ao tempo em que a percepção do risco evitado caso a decisão fosse tomada em dezembro de 2015 era de R\$ 72 MM, um ano após a tomada de decisão, a mesma análise aponta para um Risco Evitado de R\$ 148 MM, o que torna o produto SP100 mais atrativo em relação à análise feita quando da repactuação em 2015. E isso devido apenas a alteração da percepção de risco dos modelos computacionais de cálculo do PLD.

Com base no exposto, pode-se concluir que a mudança dos parâmetros do CVaR provoca alterações significativas nos resultados para os Casos Base e Sensibilidade. No Caso Sensibilidade, a característica mais restritiva dos parâmetros de aversão ao risco acarreta em Valores em Risco substancialmente maiores que o Caso Base, o que ocasiona a diminuição do Risco de Arrependimento e aumento do Risco Evitado para os produtos com maior nível de segurança para o gerador.

Nesse cenário, a tomada de decisão realizada pelos empreendedores de usinas hidroelétricas em dezembro de 2015, com um CVaR ($\lambda = 25\%$ e $\alpha = 50\%$), possivelmente seria diferente caso fosse realizada hoje, dado que a aversão ao risco na operação do sistema aumentará a partir de maio/17. Implica dizer que, caso a tomada de decisão fosse realizada hoje, muito provavelmente alguns geradores decidiriam por uma maior proteção em relação a decisão realizada em dezembro de 2015.

É nesse sentido que defendemos que a cada regulamento que altere a aversão ao risco na Operação do Sistema (por exemplo, aumento da restrição no critério do CVaR, ou implantação de nova metodologia por meio da Superfície de Aversão ao Risco (SaR) a vigorar a partir de 2019), deveria ser dada nova opção ao gerador de repactuação do seu risco hidrológico. Uma vez que a alteração da percepção de risco é sistêmica, de forma a manter a razoabilidade na relação de alocação de risco entre gerador e consumidor, os prêmios pelo risco também deveriam ser recalculados (por exemplo, com a mesma metodologia da Audiência Pública nº 32/2015, agora incorporando-se novos anos passados).

4.0 - CONCLUSÃO

Por meio da Lei nº 13.203/2015, a ANEEL regulamentou a repactuação do risco hidrológico entre consumidores e geradores hidrelétricos. Esse mecanismo oferece aos geradores hidrelétricos a minimização dos seus riscos financeiros no mercado de curto prazo, mediante pagamento de prêmio ao consumidor, pela assunção da sua exposição que exceder o nível de risco associado ao produto repactuado. Como são oferecidos diversos produtos, o gerador pode escolher aquele que melhor se adequa ao seu perfil de risco.

Diversas são as formas de enxergar o problema da repactuação, sendo que este artigo apresentou uma metodologia baseada em algumas variáveis tais como: i) Valor em Risco; ii) Chance de Sucesso da repactuação para cada produto oferecido pela ANEEL; iii) Risco Evitado pela repactuação; e iv) Risco de Arrependimento de se repactuar. Tal metodologia necessita de uma análise estatística e de risco das projeções futuras de PLD e GSF. Para tanto, também foi apresentada metodologia de previsão de longo prazo destas duas variáveis.

Ocorre que, conforme verificado ao longo das simulações realizadas, a alteração do critério de risco utilizado no despacho hidrotérmico pelo ONS e no cálculo dos preços de curto prazo pela CCEE, também altera a percepção dos valores futuros de GSF e de PLD, o que por sua vez altera a percepção do risco por parte dos investidores. Tal mudança de percepção de risco poderia alterar a tomada de decisão passada. Esse fato retrata a atual situação dos geradores que decidiram repactuar o risco hidrológico com os consumidores em dezembro de 2015, já que a partir de maio de 2017 novos parâmetros de aversão ao risco estarão vigentes.

Tal afirmativa fica clara quando da análise da repactuação no produto SP100. Quando a grande parte dos geradores decidiram repactuar o risco hidrológico no ACR, em dezembro de 2015, o CVaR vigente tinha seus parâmetros calibrados em $\lambda = 25\%$ e $\alpha = 50\%$. Ao se desconsiderar o ativo regulatório de 2015, pouco provável que algum gerador aderisse ao produto SP100 com essa configuração de risco. Com a alteração regulatória dos parâmetros $\lambda = 25\%$ e $\alpha = 50\%$ para $\lambda = 40\%$ e $\alpha = 50\%$, a menos de 18 meses da tomada de decisão original, provavelmente o investidor teria tomado outro caminho dadas as mudanças de chance de sucesso, risco evitado e risco de arrependimento. Por exemplo, a chance de sucesso de repactuação no produto SP100 quase dobrou, o risco de arrependimento caiu pela metade e o risco evitado dobrou.

Conclui-se, portanto, que os geradores deveriam ter o direito de reavaliar a repactuação do risco hidrológico com o consumidor quando da alteração dos parâmetros de risco utilizados pelo Operador no despacho do sistema e pela CCEE no cálculo do preço. Dado que o risco é sistêmico, e trata-se aqui de alocação entre o segmento de geração e o segmento de consumo, os Prêmios pelo Risco também deveriam ser recalculados antes da nova avaliação pelos geradores (por exemplo, com a mesma metodologia utilizada anteriormente pela ANEEL, agregando-se novos anos passados).

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) LEI Nº 9.648, DE 27 DE MAIO DE 1998. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasil.
- (2) DECRETO Nº 5.163, DE 30 DE JULHO DE 2004. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasil.
- (3) PORTARIA Nº 303, DE 18 DE NOVEMBRO DE 2004. Ministério de Minas e Energia. Brasil.
- (4) DECRETO Nº 2.655, DE 2 DE JULHO DE 1998. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasil.
- (5) MEDIDA PROVISÓRIA Nº 688, DE 18 DE AGOSTO DE 2015. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasil.
- (6) LEI Nº 13.203, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2015. Presidência da República. Casa Civil. Subchefia para Assuntos Jurídicos. Brasil.
- (7) RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 684, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Brasil.
- (8) NOTA TÉCNICA Nº 238, DE 29 DE OUTUBRO DE 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Brasil.
- (9) VOTO – ITEM 02 DA 41ª REUNIÃO PÚBLICA ORDINÁRIA. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Brasil.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Hugo Renato Anacleto Nunes nasceu em Manchester, Inglaterra, em 1977. Graduou-se em Engenharia Elétrica (ênfase em Eletrotécnica) pela Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) em 1999 e concluiu seu Mestrado com ênfase em Engenharia da Energia em 2007, pela mesma universidade. Possui especialização no ambiente regulatório e institucional do setor elétrico brasileiro pela USP-UNICAMP-UNIFEI, concluído em 2002. Possui também Executive MBA pela Fundação Dom Cabral e Post Executive MBA pela NorthWestern University – Kellogg Scholl of Management, ambos concluídos em 2016. Atuou nas Superintendências de Regulação da Geração e de Regulação da Comercialização da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) entre os anos de 1999 e 2004, ocupando a posição de Superintendente de Regulação do Grupo Neoenergia desde então.



Gustavo Pires de Carvalho nasceu no Rio de Janeiro, Brasil, em 1988. Graduou-se em Engenharia Elétrica (ênfase em Otimização) com extensão em análise de riscos (incluindo Teoria dos Jogos e Teoria de Decisão) pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC Rio) em 2011. Conclui seu MBA Executivo em Finanças pela Fundação Getulio Vargas (FGV) de São Paulo no ano de 2017, bem como iniciou, no mesmo ano, o Mestrado em Engenharia Elétrica (ênfase em Otimização) pela PUC Rio (bolsista CAPES). Foi professor voluntário de física pela PUC Rio e bolsista de iniciação científica pelo CNPq. Profissionalmente, trabalhou em empresas como Light, Siglasul Consultoria, Engenho Pesquisa e Desenvolvimento e CPFL Energia, nas áreas de comercialização de energia, regulação da distribuição e projeção de mercado da distribuição. Atualmente ocupa o cargo de Especialista em Regulação da Geração no Grupo Neoenergia.



Raphael Moreira Pedrosa Pereira de Carvalho nasceu em Recife, Brasil, em 1990. Graduou-se com láurea acadêmica em Engenharia de Energia pela Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) em 2014, tendo sido vinculado a University of Colorado at Boulder em 2012 e pesquisador visitante na Cranfield University entre 2013 e 2014. Profissionalmente, atuou na Queiroz Galvão Energia e atualmente exerce o cargo de Engenheiro de Regulação da Comercialização no Grupo Neoenergia.



Laura Keiko Gunn nasceu em São Paulo, Brasil, em 1977. Graduou-se em Administração de Empresas pela Universidade Presbiteriana Mackenzie em 2001, concluiu seu Mestrado em 2008 e seu Doutorado em 2012, ambos em Planejamento Energético pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Trabalhou em comercializadoras de energia elétrica entre os anos de 2010 e 2015 (Nova Energia e NC Energia) nas áreas de Portfólio e Risco, e atualmente é Especialista em Regulação da Comercialização na Neoenergia.



Pablo Motta Ribeiro nasceu no Rio de Janeiro, Brasil, em 1974. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) em 1999, possui Mestrado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC Rio), concluído em 2005 e Pós-Graduação em Gestão Empresarial pela Fundação Getulio Vargas (FGV), concluída em 2009. Foi Gerente de Regulação da Comercialização na Neoenergia de 2011 a 2016, atualmente ocupando o cargo de Gerente de Regulação da Geração na Brookfield Renewable.