Contribuição da Casa dos Ventos Energias Renováveis à Consulta Pública MME nº 109/2021

Propostas CPAMP de alteração nos modelos para 2022

Julho de 2021

No Brasil, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) tem apresentado significativa volatilidade e imprevisibilidade, tornando o Mercado de Curto Prazo (MCP) um ambiente caracterizado por elevada incerteza e frequentes interferências regulatórias.

Além da volatilidade associada à produção de energia, sobretudo às vazões afluentes às usinas, a incerteza do valor do PLD é acentuada pela metodologia dos próprios modelos matemáticos que o calculam, o que dificulta o acoplamento entre operação e preços.

Isto posto, há mais risco associado ao processo e modelos de formação de preço, incluindo metodologias, parâmetros, procedimentos para montagem da base de dados, atualização das informações que modelam as diversas usinas, projeção de carga, etc, do que relacionado a intensidade de chuvas e das vazões nos rios.

Assim, é de suma importância estabelecer melhor equilíbrio entre a previsibilidade e a aderência à realidade, além de aumentar a transparência no processo, isonomia entre os agentes e a participação ampla e direta dos atuantes no setor. Essas ações são primordiais, por isso o próprio MME instituiu o Grupo de Trabalho "Governança dos Modelos Computacionais", no âmbito da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), com o objetivo de delimitar competências e diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais utilizados pelo setor elétrico, resultando na Resolução n° 7, de 2016, do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (CNPE).

1 - Das diretrizes para alteração dos dados de entrada, dos parâmetros e das metodologias da cadeia de modelos computacionais de suporte ao planejamento e à programação da operação eletroenergética e de formação de preço no setor de energia elétrica

Segundo a normativa do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, transcrita na Resolução CNPE nº07 de 2016, cabe à Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP propor e revisar, com periodicidade não inferior a um ano, a representação do sistema físico, os parâmetros e as metodologias dos modelos computacionais.

Complementa-se a isto, a atribuição proposta pela minuta de Resolução que consta na CP MME Nº99, de 04 de setembro de 2020, cujo teor é a instituição da CPAMP pelo MME com a finalidade de garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela EPE, pelo ONS e pela CCEE.

Parágrafo Único. As metodologias e programas computacionais de que trata o caput incluem, dentre outras, as utilizadas para o(a): I - planejamento da expansão; II -

planejamento e programação da operação; III – definição e cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração; e IV – formação de preço no setor de energia elétrica.

Art. 2º Cabe à CPAMP propor aprimoramentos às metodologias e aos parâmetros associados à representação do sistema físico, bem como à construção da política de operação dos programas computacionais, considerando o escopo e a finalidade definidos no art. 1º.

Art. 3º Por proposição do MME, a CPAMP poderá realizar estudos sobre diretrizes gerais para metodologias e modelos de suporte ao planejamento da expansão, ao cálculo de garantia física, ao planejamento e à programação da operação e formação de preço no setor elétrico que possam afetar a coerência de que trata o caput do art. 1º.

2 - Da governança quanto à proposição e implementação dos aprimoramentos

As proposições e revisões desta Comissão devem entrar em vigor na primeira semana operativa do ano civil subsequente ou em data posterior, desde que aprovadas até o dia 31 de julho do ano em curso. Sendo ainda precedidas de consulta pública e previstas em cronograma anual de trabalhos da CPAMP, divulgado pelo MME até 31 de dezembro de cada ano.

É importante a definição do rito de aprovação dos aprimoramentos metodológicos propostos na Resolução CNPE com seus principais marcos: divulgação pelo MME do cronograma de trabalho proposto pela CPAMP, a data de conclusão dos trabalhos técnicos, a inclusão dos agentes por meio de Forças Tarefas - FT, os períodos e marcos relativos à Consulta Pública, que deve considerar testes e análises adicionais por esta Comissão a partir das contribuições dos agentes, e deliberação final, de modo a dar a devida publicidade às etapas de cada atividade a serem conduzidas nos ciclos de trabalho.

Ressalta-se que as alterações de caráter disruptivo frente à representação e modelagem original nos modelos sejam precedidas da realização de operações sombra. Citam-se paradigmas de representação das usinas, como a modelagem individualizada ou por unidade geradora; de representação do sistema de transmissão, como a nodal; horizonte de simulação e discretização dos períodos para o cálculo da política operativa dos modelos computacionais; representação dos processos estocásticos dos recursos renováveis, como a geração de cenários de energia natural afluente e representação da intermitência da geração não despachável; paradigma da representação da demanda de energia elétrica e a eventual explicitação de sua incerteza, entre outros.

3 - Dos temas do ciclo 2019-2020-2021 recomendados para consulta pública em 2021

No que se refere aos temas tratados no ciclo 2019-2020-2021 e recomendados à Consulta Pública MME de 2021 são a consideração da metodologia do PAR(p)-A nos modelos NEWAVE e GEVAZP, do VminOp (RHE) no DECOMP e, em relação à elevação de armazenamentos (EArm), alteração dos níveis de armazenamento mínimo (VMinOp) com adoção da curva flat com base nas premissas aprovadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para cálculo dos níveis mínimos da curva de referência do Comitê e recalibração dos parâmetros CVaR para α=50% e λ=50%. Abaixo comenta-se acerca de todos estes temas.

3.1 - Representação Hidrológica PAR(p)-A

O tema relacionado à geração de cenários de vazões naturais em usinas vem sendo avaliado pelo Setor Elétrico nos últimos anos em vista da observação de variações e possíveis alterações de padrões climáticos e hidrológicos, sejam elas conjunturais advindas de ciclos naturais ou estruturais que culminam em mudanças definitivas. Essas variações observadas no passado recente levam à discussão sobre a não estacionariedade das séries históricas e sobre o consequente impacto na modelagem de cenários utilizados no planejamento da operação e expansão.

A continuação e priorização dos estudos de estacionariedade do histórico de vazões é um ponto crucial para continuidade dos aprimoramentos de Representação Hidrológica, visto que os últimos ciclos hidrológicos, principalmente no Nordeste e Sul, podem mostrar indícios de não estacionariedade da série histórica. A depender desta avaliação pode se aprimorar a metodologia de cenarização para (i) considerar o tratamento adequado da não estacionariedade; ou (ii) implementação de técnica de tratamento de séries não representativas da condição hidrológica futura (menor peso de séries antigas ou de padrão climático não compatível) a depender da escala temporal do estudo de planejamento em avaliação.

Atualmente, o modelo GEVAZP, que utiliza a metodologia PAR(p), é responsável pela geração de cenários de vazões naturais afluentes no modelo DECOMP e de Energia Natural Afluente (ENA) no modelo NEWAVE. Analisando as séries sintéticas geradas por este modelo, verifica-se que ele nem sempre consegue reproduzir cenários que considerem essa persistência da tendência hidrológica recente, conforme tem-se observado que a média dos cenários gerados pelo PAR(p) retorna à MLT após alguns poucos períodos.

A proposta da metodologia PAR(p)-A, que permite a geração de cenários de afluências que melhor representam a hidrologia recente para a construção da FCF nos modelos computacionais, tem como motivação as alterações no comportamento hidrológico nos

anos mais recentes e a necessidade de melhor representar a hidrologia nos modelos computacionais.

A modificação é baseada na consideração de uma parcela anual (média das doze últimas afluências) na construção de cenários hidrológicos além da tendência hidrológica dos p meses mais recentes já consideradas pelo modelo PAR(p), de forma a possibilitar a preservação da condição hidrológica recente (passado recente) por um período de tempo maior, no caso 12 meses, com isso espera-se que a reversão à média dos cenários seja desacelerada em vista da tendência do passado recente.

Bacias com regime hidrológico sob forte influência de retenção pluviométrica no subsolo, escoamento de base, tendem a ter significância das vazões observadas nos 12 meses passados mais forte, p.ex. REE Itaipu ou REE Nordeste. Já no caso de usinas com regime hidrológico com resposta das vazões voltadas ao escoamento superficial das precipitações, a significância das vazões de 12 meses é praticamente nula. Há então uma evidência de que a adoção da metodologia PAR(p)-A esteja alinhada com o comportamento físico de algumas bacias. E de fato, usinas localizadas em região de regime de chuvas bem caracterizado entre período úmido e seco devem apresentar tendências de vazões condizentes com o que ocorreu de chuvas na última estação, ou seja, chuvas acumuladas no último período úmido abaixo da média tendem a indicar vazões no período seco subsequente abaixo da média, devido à recarga do escoamento de base ter sido menor que anos com precipitação na média.

Para representação de recessão de vazões, a adoção de um fator de persistência tende a caracterizar melhor o fenômeno físico, entretanto, para a situação oposta, na situação onde a recarga do escoamento de base é positiva este sinal de persistência pode não ser adequado, além do erro intrínseco da cenarização das vazões futuras, uma expectativa mais otimista com uma realidade abaixo da média, pode levar a uma operação dos reservatórios mais relaxada em decorrência de uma política de operação otimista. Neste sentido, é de suma importância a avaliação dos resultados de *backtest* incluindo períodos de excedentes hidroenergéticos.

Há ainda a possibilidade da configuração de fenômenos climáticos El Niño e La Niña, que determinam efeitos climatológicos específicos, que não deveriam impactar na cenarização hidrológica futura uma vez cessada a anomalia.

Entende-se da mesma forma necessários para a consideração do modelo PAR(p)-A: i) aprofundar os estudos de método de definição da significância do coeficiente psi (ψ) para modelagem da persistência hidrológica por meio da consideração da parcela anual na geração de cenários do modelo PAR(p)-A; ii) aprofundar os estudos de agregação dos termos AR Anual vinculado aos fenômenos físicos de persistência de condição hidrológica e iii) avaliar o impacto da inclusão da parcela anual na alteração da ordem (p) do modelo ou na magnitude dos coeficientes.

Como resultado o modelo PAR(p)-A tendendo à hidrologia dos últimos 12 meses adiciona maior volatilidade à formação do preço (anos críticos ou favoráveis), o que denota a necessidade de realização de testes de significância formal que atestem que a proposta esteja aderente ao comportamento físico das bacias previamente à inclusão de componente adicional de volatilidade à modelagem da política operativa.

Ainda na modelagem estocástica clássica, quando se observa na amostra dos dados uma tendência de persistência de valores é usual a utilização de modelos *moving average* (MA), assim sendo, a convergência à média dos últimos 5 anos ao invés dos últimos 12 meses pode melhor representar a tendência hidrológica de médio prazo, de forma a limitar efeitos climatológicos conjunturais e melhor retratar a não estacionariedade da série histórica.

A CPAMP, por meio do Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº02-2021, constatou que o modelo PAR(p)-A, como aperfeiçoamento do modelo GEVAZP, gera cenários sintéticos continuamente mais severos ao longo do horizonte estudado que o PAR(p), devido à maior persistência de cenários críticos (sequência negativa), os custos totais de operação empregando o PAR(p)-A tendem a se elevar. Destaca-se também que testes estatísticos formais indicaram que o PAR(p)-A reproduz as características do histórico de ENAs e que tem ganhos quando comparado com o PAR(p).

Observou-se ainda uma modificação no comportamento das principais variáveis operativas, como tendência a se obter custos totais de operação mais elevados ao se empregar a metodologia PAR(p)-A, quando comparada ao PAR(p). O principal responsável por essa elevação foi o maior despacho de termelétricas, em resposta à geração de cenários de ENA mais pessimistas ao se utilizar a parcela anual.

Nos chama a atenção o fato de, nos casos do PDE para fins de avaliação de critérios de suprimento e garantia física, mesmo ao considerar uma tendência hidrológica de 100% da MLT, tanto entre os casos com PAR(p) quanto aqueles com PAR(p)-A, introduzir o PAR(p)-A eleva significativamente e estruturalmente os custos e altera de maneira semelhante o CMO médio (Figura 3 do Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº02-2021) e o CVaR10% (CMO) (Figura 4 do Relatório Técnico do GT Metodologia da CPAMP – nº02-2021), medidas usadas na convergência da carga crítica. Para cálculo da GF tem-se a convergência entre oferta e carga crítica, de tal forma que o impacto da funcionalidade do PARP(A) seja mais relevante no que se refere à elevação dos preços, com a consequente redução do Bloco Hidráulico, com efeitos em majoração da redução da Garantia Física das hidrelétricas.

Por fim, para este aprimoramento em específico, julga-se necessários, de forma prévia à sua implementação, a conclusão dos estudos de estacionariedade do histórico de vazões, bem como o aprofundamento das análises de significância formal para modelagem da persistência hidrológica, ainda levando-se em conta um histórico de observações que extrapole os 12 meses estabelecidos, haja vista os efeitos de majoração no custo total da operação. Soma-se a isto a

análise da resposta em momentos de excedentes energéticos que pode conduzir a política de operação otimista.

3.2 - Da Elevação do Armazenamento

Durante a 234ª reunião do CMSE, de 02/set/2020, foi recomendado que a CPAMP avaliasse mecanismos visando a elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, bem como propor uma **transição** capaz de **minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor de energia elétrica**, visando atingir uma maior segurança energética estrutural ao SIN, por meio da representação nos modelos computacionais de um nível de aversão ao risco coerente aos requisitos sistêmicos do sistema.

No contexto atual visualiza-se a média de hidrologia no período de setembro/2020 a junho/2021 como a pior do histórico do SIN desde 1931, a operação do submercado Sul abaixo dos níveis do VminOp (30%) durante grande parte do período, sucessivos níveis baixos de armazenamento do SIN nos últimos anos, sem apresentar uma recuperação estrutural nos períodos em que seria natural o replecionamento (período úmido).

Diante disto, a proposta da Comissão foi a consideração, para cálculo dos níveis mínimos da Curva de Referência (VminOp), de uma curva flat com base nas premissas aprovadas pelo CMSE.

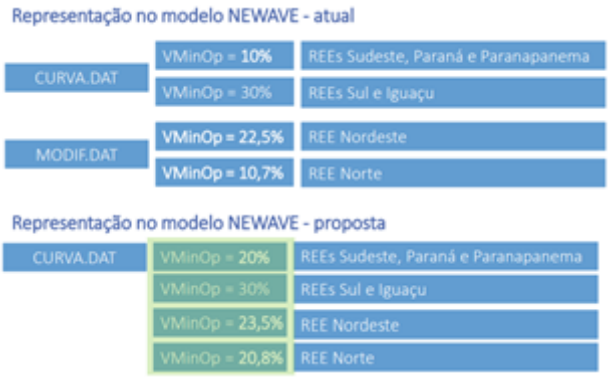


Figura 1 - Alteração dos volumes mínimos operativos dos reservatórios

No âmbito dos aprimoramentos propostos pela CPAMP e consoante ao posicionamento desta Comissão, a consideração da representação hidrológica por meio do modelo PAR(p)-A determina uma modificação no comportamento das principais variáveis operativas, tornando importante reavaliar a percepção de risco do setor frente a este novo comportamento. Deste modo, os aprimoramentos propostos ensejam a reavaliação dos parâmetros do mecanismo de aversão ao risco ora representado nos modelos, explorando-se todas as possibilidades tanto para maior e menor aversão ao risco em relação ao critério atual.

Há que se ponderar quanto aos impactos em:

- Volatilidade nos custos de operação e na formação do preço;
- Armazenamento;
- Vertimento;
- Custo total e incremental da GTerm por unidade adicional de EArm;
- Custo do déficit x Custo do despacho térmico;
- CMO/PLD;
- Impacto em GF (Bloco Hidráulico) e cômputo de Garantia Física;
- Impactos no GSF, encargos e tarifa;
- Descolamentos de preços entre submercados de energia.

3.2.1 Novos valores de volume mínimo operativo

A consideração de uma curva de armazenamento mínimo para cada um dos REE que compõem os subsistemas do SIN tem como objetivo reduzir ao máximo a chance de ocorrência de armazenamentos críticos em qualquer mês do horizonte de estudo.

Atualmente, as restrições de armazenamento mínimo operativo no modelo NEWAVE são representadas por REE, e apenas a máxima violação destes requisitos é penalizada no mês escolhido como final do período de avaliação, em geral, é escolhido o final do período seco (mês de novembro).

A alteração da restrição de volumes mínimos operativos tem como inspiração as curvas referenciais de armazenamento (CRef) utilizadas pelo CMSE para monitoramento das condições de atendimento do SIN. Desta forma, baseou-se nas mesmas premissas adotadas pelo ONS para calcular os níveis de segurança ao final do período seco empregados no cálculo das CRef.

Os níveis de segurança ao final do período seco foram calculados a partir de **níveis mínimos operativos dos reservatórios que compõem os subsistemas**, **estabelecidos com base em condições operativas que assegurem usos múltiplos da água ou para se evitar a perda de controle da produção das usinas hidroelétricas e que de fato retratam a aversão ao risco percebido pelo ONS e CMSE**. A partir dos níveis mínimos de cada reservatório é calculado o volume mínimo operativo para os reservatórios dos subsistemas Sudeste, Sul, Nordeste e Norte. As restrições de volume mínimo operativo são representadas por REE, e todos os REEs de um mesmo subsistema têm o mesmo nível de VMinOp.

Os níveis mínimos de VminOp devem ser representados da mesma forma nos modelos NEWAVE e DECOMP, de forma a garantir a uma maior compatibilidade entre os modelos de médio e curto prazos. As restrições de armazenamento mínimo não foram incorporadas a REEs com baixa capacidade de armazenamento, em geral, compostos praticamente por usinas a fio d´água. Na configuração atual do sistema, não foram representadas restrições de VMinOp nos REEs Belo Monte, Teles Pires, Madeira, Manaus e Itaipu, este último considerado puramente fio d'água no modelo NEWAVE.

Na avaliação dos resultados do backtest, segundo o Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 05-2021, os custos relativos à violação da CAR (curva de aversão ao risco) e violação de geração hidráulica mínima aumentaram no caso que adota as novas premissas mais restritivas propostas para o VMinOp. Todos os subsistemas

apresentaram períodos de elevação e diminuição no armazenamento médio se comparados ao caso vigente. O aprimoramento não se traduz em melhora estrutural de armazenamentos mas principalmente conjuntural ou ao final do período seco (limítrofe ao período em que inicia-se o replecionamento). Como exemplo tem-se o comportamento no Sudeste de elevação consistente no período úmido e deplecionamento maior no período seco.

O CMO médio dos subsistemas aumentou no primeiro ano e se estabilizou nos mesmos patamares do CMO do caso atual nos demais anos. O aumento do custo nos primeiros meses reflete o aumento de despacho térmico ocasionado pela inserção dos níveis mínimos operativos mais restritivos.

Com exceção do NE, os demais armazenamentos apresentaram maior mediana no caso VMinOp, indicando que a consideração dos novos níveis mínimos propostos sinalizou maior armazenamento no término do período seco. Neste caso, vale a investigação se o modelo utiliza-se dos reservatórios do Nordeste para poupar os demais subsistemas ou a não recuperação do Nordeste é em decorrência de suas restrições hidráulicas.

Em síntese, a consideração da RHE no DECOMP e o aumento dos níveis meta contribuem com a elevação do armazenamento no período simulado. No entanto, essa economia de água leva a um despacho termelétrico maior. Consequentemente, causando um aumento do PLD.

Observou-se, a partir do teste com curvas sazonalizadas, que apesar de efetivas no replecionamento dos reservatórios, precisam ser melhor estudadas em ciclos futuros, uma vez que produzem efeitos bastantes incisivos nos preços e na operação geral do sistema.

Faz-se necessária a definição da metodologia utilizada na determinação dos novos níveis meta, por meio de métricas e critérios previsíveis e reprodutíveis por qualquer agente do setor elétrico, bem como a frequência em que estes serão revistos, para cada submercado, e uma uniformização da modelagem com o objetivo de aumentar a compatibilidade e acoplamento entre os modelos DECOMP e NEWAVE. E, como atestado no citado Relatório Técnico, deve-se ainda internalizar nos modelos NEWAVE e DECOMP a reavaliação do valor de VMinOP do Norte, quando a curva de deplecionamento da UHE Tucuruí estiver abaixo do nível mínimo considerado.

3.2.2 Aprimoramento na Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP (SG-VMINop)

Na preocupação de aumentar a segurança energética do Sistema Interligado Nacional (SIN) foram estudados métodos que possibilitam a consideração do Volume Mínimo Operativo tanto no modelo NEWAVE (já considerado) como no modelo de curto prazo DECOMP, com o objetivo de avaliar alternativas para melhorar a sinalização do modelo de curto prazo frente a situações consideradas críticas para a segurança energética do sistema. A primeira avaliação consistiu em tentativa através da Função de Custo Futuro, porém o efeito no valor da água no modelo DECOMP não se mostrou suficiente para elevar os níveis de reservatórios, e aumentar a aversão a risco do modelo. O próximo passo consistiu em metodologia de aprimoramento da sinalização da Função de Custo Futuro (FCF) no que tange ao eixo de violação de Volume Mínimo Operativo, através de

deslocamento da FCF com o valor da máxima violação observada no modelo NEWAVE e, nesta avaliação, foi verificado que o custo total de operação foi impactado, mas não provocou aumento de energia armazenada nos reservatórios, aumento do Custo Marginal da Operação (CMO) e aumento de geração térmica.

Evoluiu-se nas abordagens para representar e tratar o Volume Mínimo Operativo (VMINop) na etapa de curto prazo na programação da operação por meio do modelo DECOMP, aumentando a compatibilidade e acoplamento entre os modelos DECOMP e NEWAVE, por meio da implementação por REE das Restrições Hidráulicas de Energia (RHEs), restrições de energia armazenada mínima. Para o cálculo da energia armazenada em um REE, podem ser empregados os mesmos valores das produtibilidades aplicadas no cálculo da energia de acoplamento com o modelo NEWAVE, no caso a produtibilidade equivalente.

Pode-se elencar três objetivos para o uso do VMINop: 1) Representar requisito de segurança energética; 2) Representar requisito individual de Controlabilidade; e 3) Representar requisito de disponibilidade de potência ao longo da cascata ao final do período seco.

Para a análise da eficiência e qualidade das RHEs no modelo DECOMP é necessário definir alguns parâmetros desta funcionalidade. O primeiro está relacionado ao tratamento a ser dado ao atendimento das RHEs, podendo ser hard ou soft. Na opção Hard, o não atendimento é considerado uma violação, ou seja, estas restrições obrigatoriamente devem ser atendidas e, não sendo possível atendê-las, torna-se necessária a flexibilização dos dados da restrição para que haja a emissão dos relatórios de saída do modelo, assim como ocorre para os demais tipos de restrições. Outra opção é tipo Soft onde, neste caso, o não atendimento é tratado como um uso de recurso do sistema com pagamento de penalidade, não sendo obrigatório o seu atendimento e flexibilização de dados.

O segundo parâmetro consiste na definição da penalidade para o não atendimento da RHE. Na formulação Soft, por ser permitido o não atendimento da RHE, a penalidade aplicada tem um significado prático, é um custo a ser introduzido no problema, assim como o custo de geração térmica ou déficit. Por isso, neste caso, a proposta é a adoção de um valor calculado em função do maior CVU de geração térmica. Na formulação hard a penalidade da inviabilidade também foi definida como o CVU da térmica mais cara. Nos estudos desenvolvidos pela CPAMP, este valor mostrou-se eficiente e capaz de refletir o estado do sistema em situações críticas e de alívio.

Na formulação Hard existe a desvantagem da definição de critério para a flexibilização e adequações do caso para obter o atendimento da RHE definida. Sendo este procedimento para cada intervalo de tempo (semana e meses) e cenários (meses estocásticos). Esta desvantagem não ocorre na formulação Soft pois não há a necessidade de procedimentos de flexibilização para atendimento da RHE. Porém, destaca-se que em ambas as modelagens, o não atendimento da restrição tem um custo associado que é levado em conta durante o processo de convergência do modelo e, por isso, acabam sendo sempre evitados independente da modelagem escolhida.

Para evitar problemas, como por exemplo o acúmulo de penalidades ao longo do horizonte de estudo e aumento excessivo do CMO, foi adotada abordagem mista na qual, os estágios referentes às semanas do primeiro mês são do tipo Hard, ou seja, as

restrições devem ser atendidas ou flexibilizadas para obtenção do resultado final, enquanto no estágio referente ao segundo mês as restrições são tratadas de forma Soft, ou seja, podendo não ser atendidas para obtenção do resultado final.

Nota-se, pelos resultados de *backtest*, segundo o Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 04-2021, que a opção RHE mix, hard nos estágios do primeiro mês e soft no segundo mês, ambas com penalidade menor que o custo de déficit, foi a que se mostrou mais eficiente, por elevar os níveis de armazenamento sem elevar excessivamente o CMO e provocar déficits. Contudo, foi observado principalmente no subsistema Sul um ganho de armazenamento fazendo com que este permanecesse, sempre que possível, acima do nível de armazenamento mínimo operativo. Entretanto, não foi observado um ganho de armazenamento no SIN de forma geral, isto é, o ganho de armazenamento verificado no Sul foi obtido em grande parte pelo deplecionamento do subsistema sudeste/centro-oeste (SE/CO), cujo armazenamento estava acima de seu nível mínimo operativo (10%).

Este resultado mostra a necessidade de combinar as restrições RHEs com níveis mínimos mais adequados, uma vez que o modelo intercambiou energia para o subsistema Sul abaixando os níveis de energia do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, uma vez que a restrição de nível mínimo de energia armazenada do mesmo é muito baixa.

Ainda, no subsistema Sul, nas semanas onde não foi possível manter-se acima do volume mínimo, foi porque o modelo possui inúmeras restrições de múltiplos usos da água, que devido ao valor atribuído para a penalidade de violação das restrições RHEs, valor mais baixo que o de violação das demais restrições do sistema, o modelo prefere violar os níveis de energia mínimos do que as demais restrições.

4 - Da recalibração do CVaR em função do novo paradigma operativo

A avaliação da adequabilidade da parametrização do mecanismo de aversão ao risco – CVaR se faz necessária diante de evoluções da configuração do sistema, de aprimoramentos metodológicos nos modelos energéticos, da inclusão de mecanismos adicionais de segurança, dentre outras questões relevantes que possam afetar a relação oferta × demanda do sistema. Entende-se, assim, que essa **avaliação deve ser feita periodicamente com calendário predefinido, adotando-se métricas objetivas de avaliação de custo-benefício, transparentes e previsíveis para fins de previsibilidade e segurança comercial.**

Para tanto, deve ser observado o problema em todas as suas dimensões, considerando o impacto econômico e o impacto na segurança operativa, avaliando a preferência do Operador com relação à segurança da operação, além das consequências na comercialização e nas tarifas de energia.

Os aprimoramentos propostos pelo GT Metodologia, que incluem o modelo PAR(p)-A e os novos valores de referência das restrições de volume mínimo operativo, incluindo a sua representação no modelo DECOMP, resultam em outro ponto de operação do sistema à

medida em que adicionam aos modelos maior aversão ao risco na definição da política operativa.

A necessidade de avaliar se os parâmetros do mecanismo de aversão ao risco do CVaR atualmente utilizados pelo modelo NEWAVE (α = 50; λ = 35) permanecem adequados para o nível se segurança que se deseja no Sistema Interligado Nacional – SIN é subjetiva, uma vez que inexistem critérios e metodologias estabelecidas para a definição da parametrização do mecanismo CVaR.

Restringir ainda mais os parâmetros do CVaR de (α = 50; λ = 35) para (α = 50; λ = 50) concomitantemente a outros aprimoramentos que já introduzem maior aversão ao risco nos modelos contrariam a diretriz do CMSE de implementação de soluções para o aumento estrutural dos armazenamentos com transição suavizada para não majorar substancialmente as tarifas reguladas e impactos do GSF aos agentes.

Quanto à motivação de elevação estrutural da energia armazenada, conforme determinação do CMSE, entende-se necessário que o problema do esvaziamento dos reservatórios, a ser resolvido a partir dos aprimoramentos propostos, não está caracterizado e este deveria ser o primeiro passo: primeiro deve-se identificar claramente e com profundidade o problema a ser resolvido, para só então iniciar a discussão sobre suas causas raízes e as soluções viáveis.

A discussão de gestão de reservatórios está associada às metas de volume armazenado, condizente com o papel da representação das restrições de VminOp nos modelos.

O CVaR induz elevação de níveis de reservatórios de maneira indireta via aumento do valor da água e antecipação do despacho termelétrico, no entanto este mecanismo visa tratar riscos do planejamento, como a utilização das vazões históricas, no caso do setor elétrico brasileiro dado seu elevado desvio padrão e sua possível não estacionariedade. Tal aspecto foi considerado pela CPAMP na representação hidrológica, por meio do modelo PAR(p)-A.

Este tipo de abordagem utilizada na Consulta Pública tem se repetido ao longo do tempo, sem trazer resultados efetivos. Até há pouco tempo, acreditava-se que o problema dos modelos era a falta de consideração do risco na tomada de decisão. A aversão a risco foi incorporada e estamos novamente discutindo o deplecionamento dos reservatórios. O mesmo ocorreu com as disponibilidades das termelétricas ou com os parâmetros de modelagem das usinas hidroelétricas. Falta, novamente, a caracterização do problema para então se iniciar a discussão das suas causas. Depois, as possíveis soluções...

Em nossa visão, outros fatores podem ter contribuído para chegarmos à situação atual, pois os modelos não conseguem perceber todas as restrições existentes na realidade. Eis alguns exemplos de restrições que podem estar descalibradas:

- As usinas hidroelétricas podem estar com rendimentos reais inferiores aos utilizados nos programas computacionais;
- Algumas termoelétricas têm apresentado disponibilidade muito inferior à representada nas bases de dados;
- As restrições de transmissão podem limitar a operação de forma mais acentuada que a modelada, e assim sucessivamente.

Todos esses fatores e muitos outros precisam ser investigados de forma independente para podermos entender a causa raiz de tamanha diferença entre realidade e os modelos.

Ademais, tem-se o papel da geração fora da ordem de mérito de tratar descasamentos do planejamento e operação real, tais como variações não planejadas de oferta e demanda, restrições operativas como aquela verificada de vazão mínima em Belo Monte (1,5 GWmed ou 1%Earm SIN), hidrologia adversa (pior do histórico ou P0% de ocorrência), atraso da entrada em operação da UTE GNA (de jan/21 para 2º semestre).

4.1 - Da análise do Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP - Avaliação parâmetros CVaR com Sumário Executivo

Seguindo com a análise do Relatório Técnico GT Metodologia CPAMP - Avaliação parâmetros CVaR com Sumário Executivo, tem-se a avaliação do pareto segurança (energia armazenada, custo de déficit) × custo de operação (custo de despacho termelétrico) para determinados estágios do modelo Newave com o propósito de obter uma avaliação exaustiva dos parâmetros do CVaR (α, λ), já incorporando os aprimoramentos metodológicos, de forma a selecionar uma menor amostra destas combinações (pares dominantes) para fins de simulações retrospectivas e encadeadas com os modelos e avaliações de impactos econômicos e comerciais aos agentes.

Tabela 1 - Parâmetros avaliados do CVaR

Parâmetros (α, λ)			
(50,25)	(30,25)	(40,25)	(20,50)
(50,30)	(30,30)	(40,30)	(25,50)
(50,35)	(30,35)	(40,35)	
(50,40)	(30,40)	(40,40)	
(50,45)	(30,45)	(40,45)	
(50,50)			
(50,60)			
(50,70)			

As grandezas analisadas foram: gráfico de Pareto do binômio segurança × custo de operação, energia armazenada × custo de operação, custo total da operação, custo marginal da operação, geração hidráulica, geração térmica e energia armazenada.

Na avaliação do Programa Mensal de Operação - PMO de outubro/2017 e PMO de julho/2014, dado que os dois casos analisados têm uma situação conjuntural crítica, baixos níveis de armazenamento e tendência hidrológica não favorável, foi possível

verificar o impacto dos diferentes níveis de aversão na operação do sistema em situações de escassez, conforme observado na Figura 2.

Na avaliação do trade-off entre o custo do déficit e o custo de geração térmica evidencia que, em relação ao modelo vigente, os aprimoramentos aumentaram significativamente o custo do déficit, mesmo aqueles com maior aversão ao risco, a despeito da maior geração termelétrica com a correspondente majoração do custo total de operação. O relatório não explicita os motivos para estes resultados, resta-nos a dúvida se isto pode ser atribuído à nova metodologia de geração de cenários de afluência PARP-A.

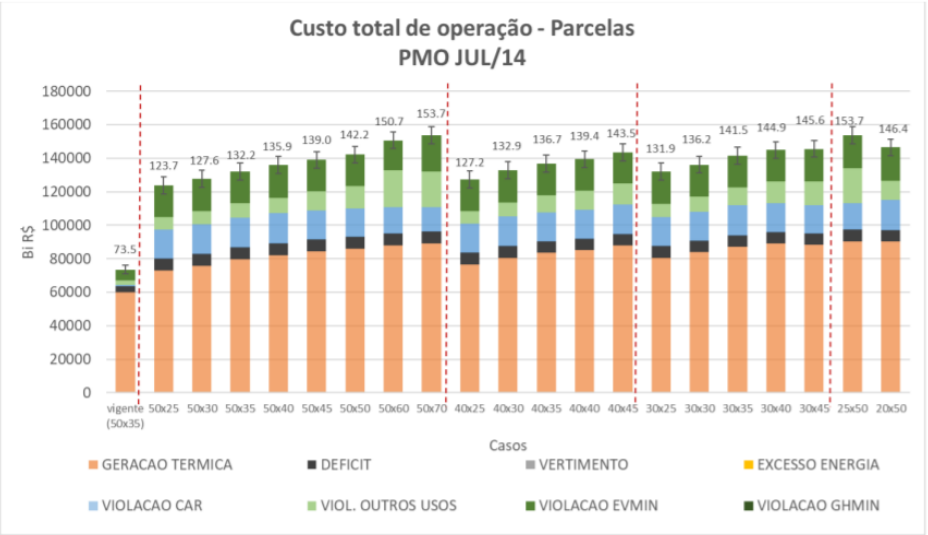


Figura 2 - Custo Total de Operação - PMO de julho/2014 (Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

Não ficou evidente a identificação da similaridade no comportamento entre algumas parametrizações do CVaR, que deve ser feita por meio da avaliação dos pares dominantes e dominados quando se compara o ganho de energia armazenada vs. custo da geração térmica (custo total da operação).

Avaliou-se o custo incremental da geração térmica por unidade de variação do armazenamento (MWh) para cada um dos parâmetros (α, λ). A despeito da intenção de se identificar quais parâmetros (α, λ) são mais eficientes considerando o trade-off custo × energia armazenada, julgamos não ser um bom indicador, uma vez que depende da diferença de custo entre o recurso marginal e o próximo recurso da pilha de oferta. Melhor seria a comparação entre delta custo operativo total e delta armazenamento (R$/MWh do ganho de energia armazenada) entre as diferentes parametrizações.

Pela trajetória do CMO (média das 2000 séries do modelo NEWAVE), para cada um dos parâmetros (α, λ) avaliados ao longo do horizonte de estudo do Newave, é possível observar uma **alteração disruptiva do patamar de operação do sistema, pois apesar das análises partirem de conjuntura desfavorável, o que implica em**

aumento de custos operativos na partida, identifica-se majoração de custos ao longo de todo horizonte, o que não se caracteriza em apenas maior antecipação de despacho térmico a curto prazo para convergência ou redução de custos estruturais ou a longo prazo. Além de maior amplitude nos custos de operação entre os períodos úmidos (menor volatilidade e amplitude) e secos (maior volatilidade e amplitude).

A análise com o Decomp buscou avaliar o despacho térmico indicado pelo modelo quando comparado à geração termelétrica total verificada no SIN, ou seja, o despacho considerando a ordem de mérito e fora da ordem de mérito (GFOM). Destaca-se as seguintes observações:

- no caso de dezembro/20, nota-se que o despacho observado no SIN, que já contém a deliberação do CMSE para despacho fora da ordem de mérito, foi muito próximo ao que seria observado caso as funcionalidades metodológicas propostas já estivessem incorporadas ao modelo à época de definiçãodo despacho;
- para fevereiro/21, caso o modelo precisasse atender uma carga maior, teríamos a indicação de despacho térmico no mérito próximo ao observado (GFOM). Dessa forma, através dessa simulação, verificou-se que o efeito conjunto de entrada no período de gerações hidrelétricas inflexíveis mais altas, levando a uma carga líquida reduzida, fazem com que essa simulação específica não responda ao nível requisitado de geração verificado no SIN.

As simulações realizadas com o modelo DESSEM puderam constatar que as políticas calculadas com novas metodologias propostas pela CPAMP, apenas aos modelos NEWAVE e DECOMP, são refletidas no modelo de curtíssimo prazo.

4.1.1 - Dos estudos retrospectivos e encadeados

Foram realizados estudos retrospectivos e encadeados – *backtest* com os modelos NEWAVE e DECOMP dado o objetivo de emular os processos do PMO e cálculo do PLD de maneira sequencial, acumulando os efeitos das decisões operativas ao longo do tempo.

Com este propósito foi realizada a simulação retrospectiva do período de janeiro de 2012 a dezembro de 2015 e para o período mais recente de janeiro de 2020 a fevereiro de 2021. Estes estudos possibilitam a avaliação do comportamento das principais variáveis do sistema, tais como: CMO/PLD, armazenamento, geração térmica, GSF (fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE) e estimativas de encargos relacionados à geração fora da ordem de mérito (GFOM).

Identifica-se, neste caso, que os períodos de backtest não refletem a configuração do sistema atual. Notadamente, com a simulação retrospectiva de 2012-2015 tem-se a avaliação de um sistema que não contemplava a totalidade da expansão de usinas a fio d'água do Norte, com grande disponibilidade hídrica e sazonalidade bem característica entre os períodos úmidos e secos, aumento da oferta de UTEs a Gás Natural, bem como

a relevante expansão das usinas renováveis não despacháveis como as eólicas e solares, o que demarcou alteração substancial da característica da matriz energética brasileira. No que tange ao período de 2020-2021, observou-se efeito relevante e conjuntural na demanda de energia do sistema em decorrência dos impactos da pandemia da Covid-19.

Backtest 2012-2015

A partir dos resultados da Tabela 2 observa-se a **elevação estrutural dos valores de CMO**, a despeito da antecipação de despacho térmico que culminaria em maior recuperação dos armazenamentos. Conforme constatação do relatório e conforme Figura 3, os casos mais avessos ao risco, como por exemplo CVaR (25,50) e CVaR (50,50) **apresentam picos de preço** (acima de 1000 R$/MWh) em vários momentos durante o horizonte de simulação, sinalizando **maior volatilidade de preços**. Por outro lado, o caso (50,35) indicou níveis e picos de preço menores que os casos CVaR (25,50) e CVaR (50,50) porém superiores ao do caso Vigente. E por fim, o CVaR (50,25) segue uma trajetória de PLD muito semelhante ao do caso Vigente na maioria dos períodos.

Tabela 2 - CMO/PLD médio durante os anos em R$/MWh

	2012	2013	2014	2015	2012-2015	%
Realizado	164,95	264,01	688,19	292,51	352,41	-
Vigente	312,46	265,22	551,81	306,36	358,96	Ref
CVAR5025	295,08	261,79	624,63	339,79	380,32	6%
CVAR5035	395,18	318,48	723,13	324,45	440,31	23%
CVAR5050	603,15	365,46	1150,68	389,15	627,11	75%
CVAR2550	1091,89	427,73	1630,53	616,10	941,56	162%

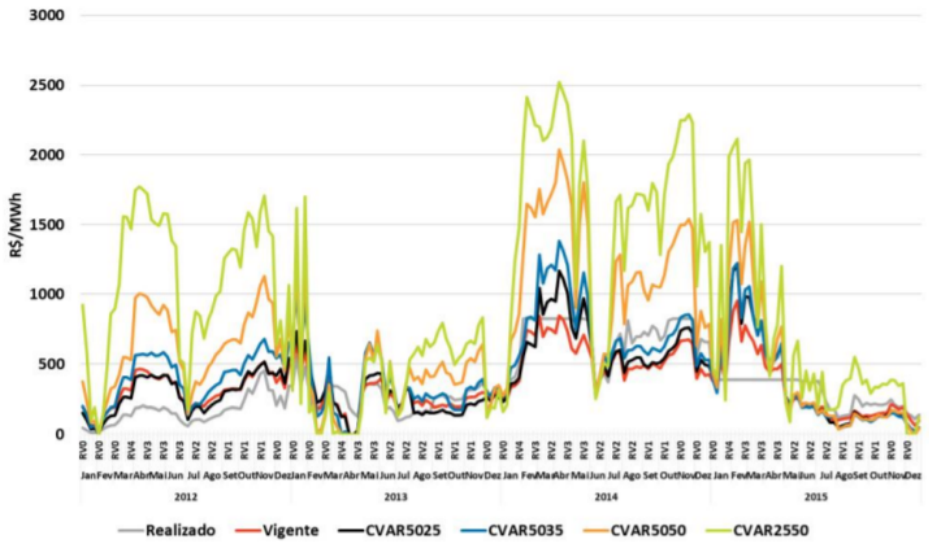


Figura 3 - Backtest 2012 a 2015: PLD Sudeste (Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

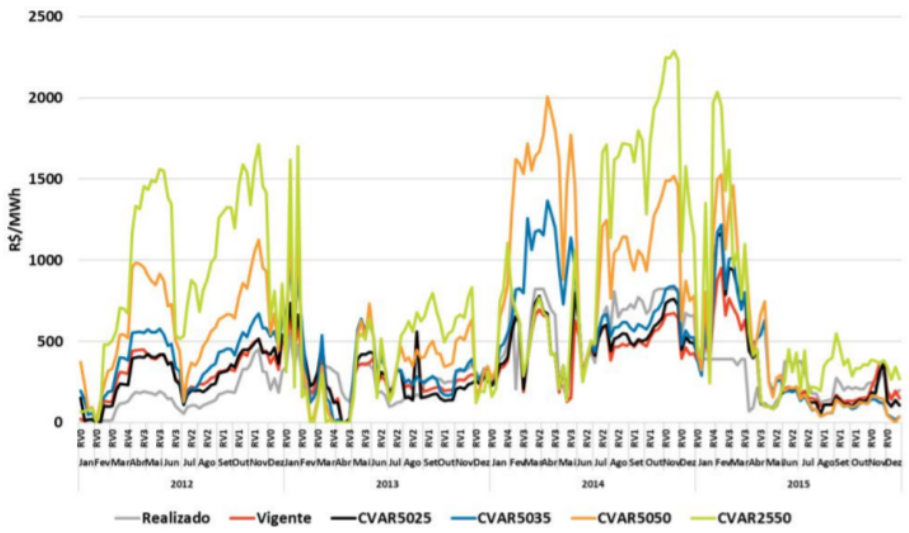


Figura 4 - Backtest 2012 a 2015: PLD Nordeste (Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

Para os submercados Nordeste e Norte, visualizou-se pela Figura 4, entre os meses de fevereiro a junho, que os PLDs nos parâmetros mais avessos CVaR (25,50) se tornam inferiores ao realizado e mesmo dos valores com parâmetros menos avessos, o que pode refletir um comportamento errático diante da menor carga líquida dada a maior geração no Norte, culminando na possibilidade de descolamento elevado.

Backtest 2020-2021

Em parte deste período operou-se o subsistema Sul com níveis de armazenamento abaixo do volume mínimo de 30%. Neste caso, a adoção do VMinOp de 30% no modelo Decomp resulta em armazenamentos na maior parte do período acima deste valor, o replecionamento acima deste nível apenas não foi possível quando as restrições hidráulicas impossibilitaram.

No que se refere ao armazenamento do Nordeste, os resultados do parâmetro 50,50 mais avesso se mostraram inferiores ao parâmetro 50,35. O que é contraintuitivo e crítico haja vista as restrições de uso múltiplo da água que imprimem a necessidade de se manter níveis mais elevados neste subsistema haja vista sua tendência de recessão das afluências.

No subsistema Norte é possível observar que este não consegue se manter acima da curva no final do horizonte. Isso ocorre devido ao tipo de produtibilidade utilizada pelo modelo: a energia armazenada calculada para consulta à restrição de VMinOp utiliza a produtibilidade equivalente, enquanto os níveis de energia armazenada são calculados com a produtibilidade no ponto que os reservatórios estão. Assim, apesar da restrição RHE, que considera a produtibilidade equivalente, ter sido atendida sem violação neste caso, a energia armazenada final calculada com a produtibilidade no ponto de operação

do sistema pode assumir valores minimamente diferentes do nível VMinOp estabelecido. Destaca-se que esta divergência precisa ser endereçada como aprimoramento futuro.

Verifica-se na Figura 5 abaixo a elevação no CMO médio à medida em que se restringe os parâmetros de aversão ao risco. Os efeitos na majoração da volatilidade da formação do preço também são majorados quando se restringe os critérios do CVaR, conforme Figura 6.

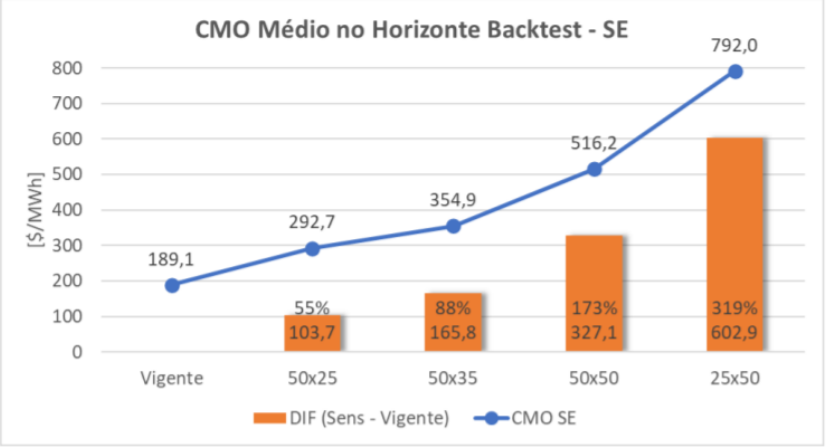


Figura 5 - CMO Médio - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

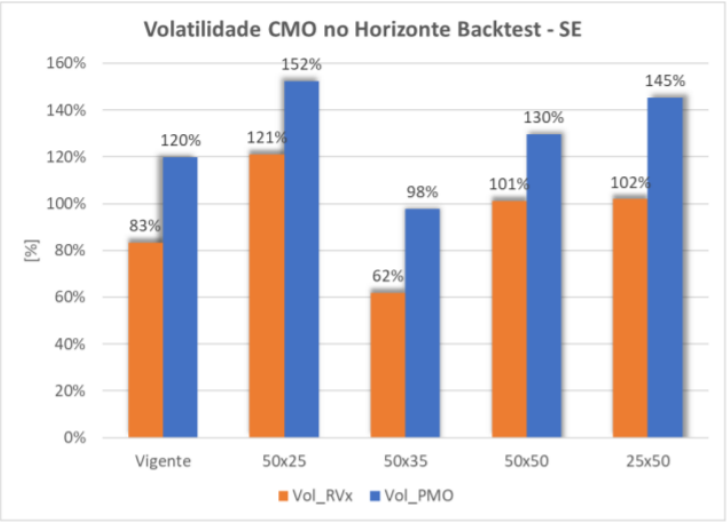


Figura 6 - Volatilidade do CMO - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

4.1.2 - Avaliação de impactos comerciais

Nesta seção analisa-se a avaliação comparativa, para as simulações retrospectivas de *backtest*, do despacho térmico, custo total de geração térmica, custos referentes à

parcela de geração fora da ordem de mérito, GSF (fator de ajuste do MRE) e o impacto financeiro no MRE.

4.1.2.1 - Custo Total de Geração Térmica x Ganhos em Armazenamento

Backtest 2012-2015

Da Figura 7 depreende-se que, para o período de *backtest* de 2012-2015, o custo total de geração termelétrica verificado se aproximaria à política otimizada com parâmetro mais avesso ao risco.

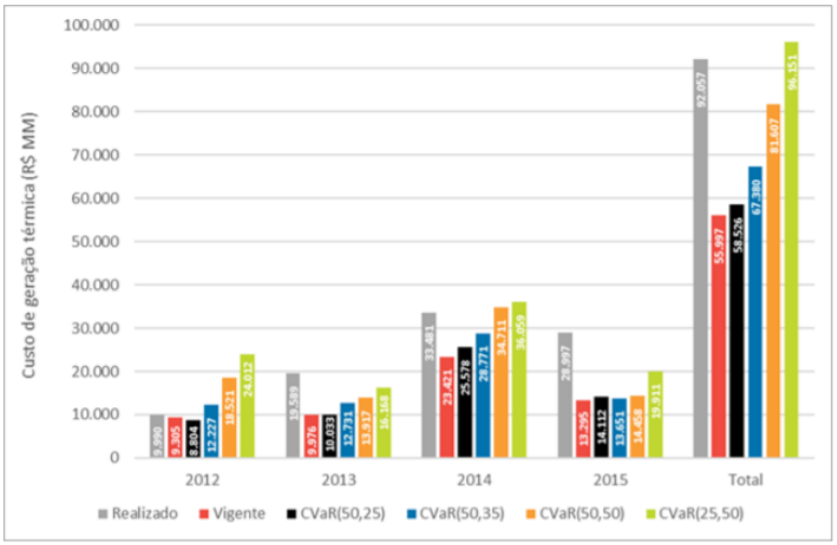


Figura 7 - Custo Geração Térmica obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2015 (Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

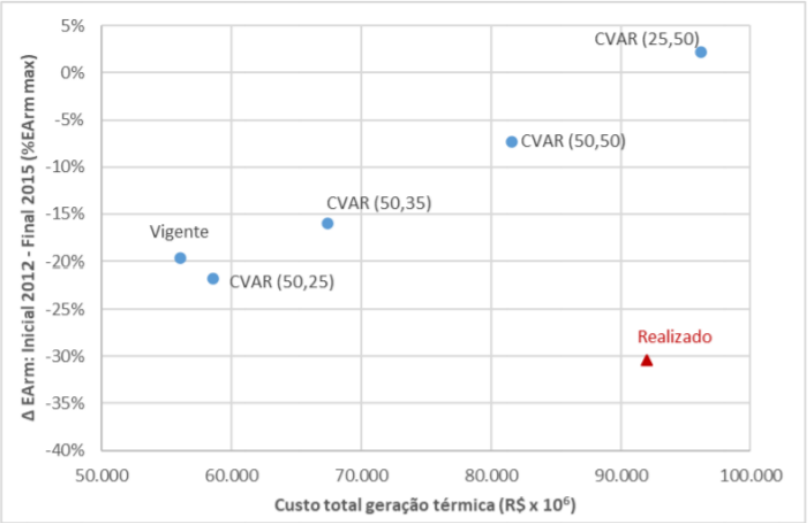


Figura 8 - Gráfico de Pareto: Custo total da geração térmica x Δ EARM (2015 - 2012) no SIN (Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

Da Figura 8, destaca-se ainda, a constatação do relatório quanto ao par de coordenadas realizado (em vermelho), em que se teve um custo total de geração térmica elevado, em torno de R$ 92 bilhões, e um maior deplecionamento ao longo dos 4 anos (cerca de 30% EARM máx), em comparação aos casos simulados, evidenciando a operação menos otimizada à época, quando os modelos ainda não consideravam os atuais mecanismos de aversão ao risco.

No entanto, não é possível comparar ganhos de armazenamento entre resultado do modelo e o de fato verificado, uma vez que não se imprimiu nas simulações retrospectivas os valores verificados de demanda e oferta (disponibilidade das usinas, afluências, restrições de rede, etc), além da representação simplificada do sistema nos modelos no que diz respeito à modelagem das usinas hidrelétricas e restrições da operação real, o que distorce a realidade operativa da política preconizada pelos modelos, implicando em armazenamentos oriundos do modelo em geral superiores aos verificados, mesmo quando se adotam medidas heterodoxas como o despacho fora da ordem de mérito. Neste âmbito, a existência da GFOM visa também suplantar as diferenças entre a operação planejada e a verificada. Conclusões devem ser feitas nas comparações entre resultados com o modelo vigente e proposto para diferentes parâmetros em avaliação.

A fim de melhor embasar a relação custo total de geração térmica x armazenamento entre as simulações de *backtest*, calculou-se o indicador de eficiência da operação. Este indicador consiste na relação entre a diferença do custo total obtida nas simulações, em reais, e a diferença entre os deltas de EARM no período, tendo como referência o caso Vigente. A Tabela abaixo apresenta os valores obtidos, sendo que quanto menor o indicador maior a eficiência do sistema.

Tabela 3 - Indicador de eficiência: Δ Custo de GTerm / Δ EArm no SIN para o período de 2012 a 2015

Sensibilidades - Vigente	CVAR (50,25)	CVAR (50,35)	CVAR (50,50)	CVAR (25,50)
Δ EArm (2015 – 2012) (MWmês)	-6.006	10.750	35.843	63.488
Δ Custo total geração térmica (R$ x 10^6)	2.529	11.383	25.609	40.153
Indicador eficiência (R$/MWh)	-	**1.451**	**979**	**867**

O caso CVaR (50,25) não foi capaz de elevar o armazenamento em relação ao Vigente, se mostrando menos eficiente. A simulação que apresentou maior custo para elevar o armazenamento foi a CVaR(50,35), enquanto o modelo mais eficiente para o quadriênio foi o CVaR(25,50), com custo de R$ 867 / MWh.

Backtest 2020 a 2021

Para o período retrospectivo de 2020-2021, o custo total da operação termelétrica realizada, Figura 9, mostra-se inferior ao custo da operação ditada pelos modelos otimizados segundo parâmetros mais avessos ao risco, comportamento que diverge da avaliação do período de 2012-2015.

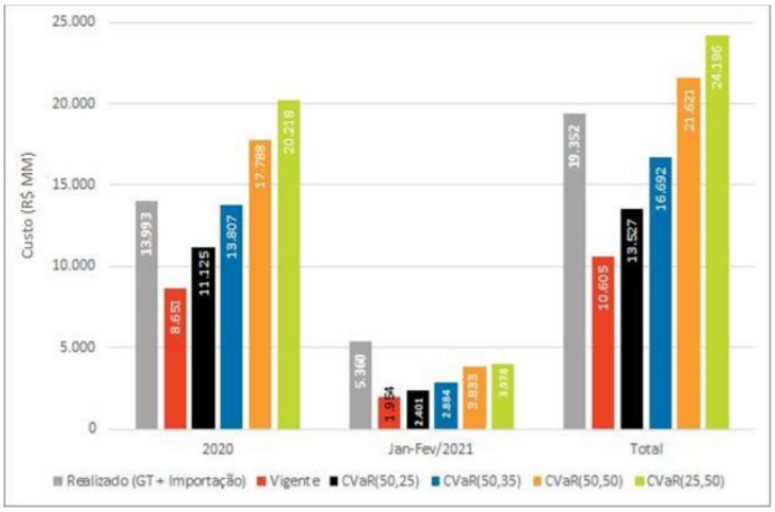


Figura 9 – Custo geração térmica (acrescida da importação para o realizado) obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021
(Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

No entanto, da Figura 10 observa-se que, a despeito de um custo total realizado inferior de geração termelétrica para o período avaliado, inclusive com a adoção de geração fora da ordem de mérito, os níveis de armazenamento verificados no sistema ao final do período foram próximos daqueles obtidos com a simulação nos parâmetros de CVaR 50,50. Isto pode também ser constatado a partir da Figura 11.

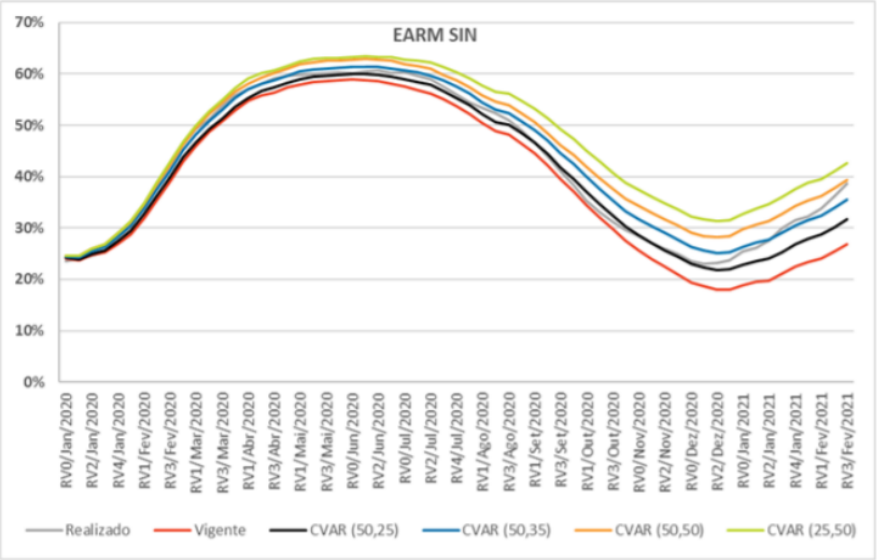


Figura 10 – Energia armazenada do SIN: backtest 2020 a 2021 e realizado
(Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

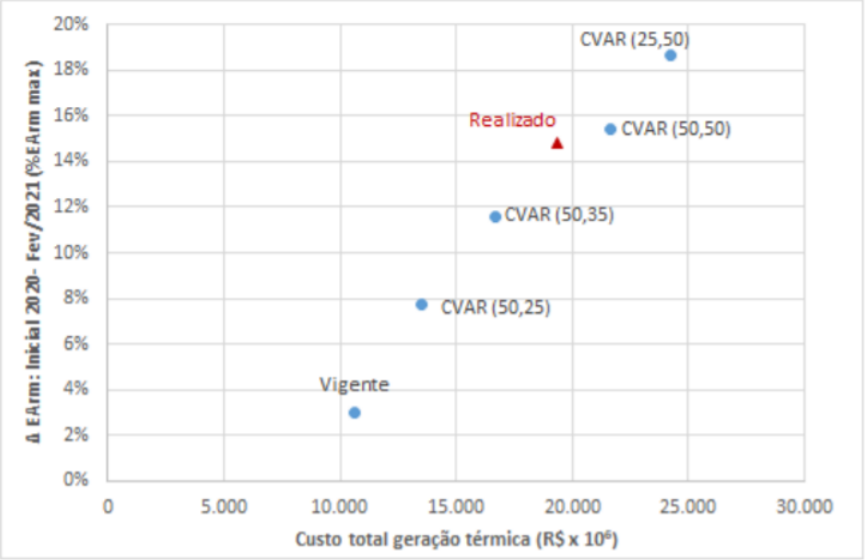


Figura 11 – Gráfico de Pareto: Custo de geração térmica x Δ EARM (2020 - 2021) no SIN
(Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

A Tabela abaixo apresenta o indicador de eficiência de cada caso simulado, indicando o custo por MWh armazenado. Observa-se que, em relação ao Vigente, as simulações apresentaram resultados muito próximos. Ainda assim, ordenando-se os casos, partindo do mais eficiente, tem-se: CVaR (50,25), CVaR (50,35), CVaR (25,50) e CVaR (50,50).

Tabela 4 - Indicador de eficiência: Δ Custo de GTerm / Δ EArm no SIN para o período de 2020 e 2021

Sensibilidades - Vigente	CVAR (50,25)	CVAR (50,35)	CVAR (50,50)	CVAR (25,50)
Δ EArm (Fev/2021 – Jan/2020) (MWmês)	13.826	24.911	35.974	45.458
Δ Custo total geração térmica (R$ x 10⁶)	2.921	6.086	11.016	13.590
Indicador eficiência (R$/MWh)	**290**	**335**	**420**	**410**

Neste caso, o importante indicador de eficiência, Δ Custo Total de Geração Térmica / Δ Energia Armazenada, na avaliação do backtest nos períodos 2012-2015 e 2020-2021 sinalizou grande divergência, uma vez que o parâmetro do CVaR mais avesso (25,50) foi o mais eficiente para 2012-2015, enquanto o parâmetro menos avesso (50,25) apresentou melhor desempenho no período de 2020-2021.

Da avaliação de *backtest* para dois períodos diversos, 2012-2015 e 2020-2021, constatou-se a não convergência de indicadores e variáveis relevantes à análise de custo-benefício para a melhor decisão acerca da parametrização do CVaR, quais sejam a relação ganho total de armazenamento vs custo total do despacho termelétrico adicional em relação à modelagem vigente.

4.1.2.2 - Redução da Geração Fora da Ordem de Mérito Econômico

A avaliação do potencial de redução do GFOM realizado, caso o sistema fosse operado como indicado pelas simulações, deveria indicar o caso Vigente como aquele que determinou todo o despacho fora da ordem de mérito verificado na comparação do real x modelo e não redução de 21% da geração como indicado no relatório da CPAMP. Nesta linha, apontou-se que o CVaR (50,25) tem o potencial de reduzir 53%.

Segundo a CPAMP, para os casos que já em outubro/2020 (quando se iniciaram as deliberações do CMSE), o armazenamento se encontrava superior ao realizado (CVaR 50,35; 50,50 e 25,50), entendeu-se que não haveria a necessidade de gerações fora do mérito e, consequentemente, haveria o potencial de redução de 100% da parcela GFOM. Neste caso, dever-se-ia comparar a projeção de armazenamento com os níveis meta definidos pelo Operador e não concluir que pelo fato do armazenamento evoluir para níveis acima do verificado já seria indício da não necessidade de acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito.

4.1.2.3 - GSF e impacto financeiro no MRE

Foi constatado pela CPAMP, com base nos resultados obtidos das simulações retrospectivas encadeadas do NEWAVE e DECOMP, que caso fosse possível a adoção dessas novas metodologias em janeiro de 2012, quando os reservatórios ainda apresentavam bons níveis de armazenamento, o SIN poderia ter atravessado os anos de 2012 a 2015 em melhores condições energéticas e com menores impactos financeiros aos agentes setoriais. Na hipótese da manutenção dos parâmetros atuais (α = 50% e λ = 35%), com a adição das novas funcionalidades, os níveis de armazenamento ao final do ano de 2015 estariam cerca de 3,7 p.p. mais elevados em relação ao modelo vigente e cerca de 14,7 p.p. em relação ao realizado, obtendo um custo de geração térmica um pouco superior ao caso Vigente no período considerado, porém ainda menor que o realizado e com pequeno impacto financeiro para o MRE.

No entanto, a sinalização dada pelos aprimoramentos nos modelos, nas avaliações de backtest, é de majoração do impacto financeiro do risco hidrológico aos geradores hidrelétricos e aos consumidores cativos que assumem esta rubrica das usinas cotistas, de Itaipu e da parcela repactuada nos CCEARs por quantidade, conforme Figuras 12 e 13. Isto devido, principalmente, à elevação do preço spot, uma vez que a frustração da geração hidrelétrica em decorrência do maior acionamento de termelétricas não representa alteração disruptiva, haja vista os montantes de geração fora da ordem do mérito já verificados. A rubrica de recomposição aos hidrelétricos pelo deslocamento hidráulico seria minorada à medida que os aprimoramentos trazem maior aversão ao risco aos modelos, o que reduz os encargos aos consumidores finais ao retirar dos hidrelétricos uma variável de recomposição parcial dos efeitos negativos do deslocamento de sua geração.

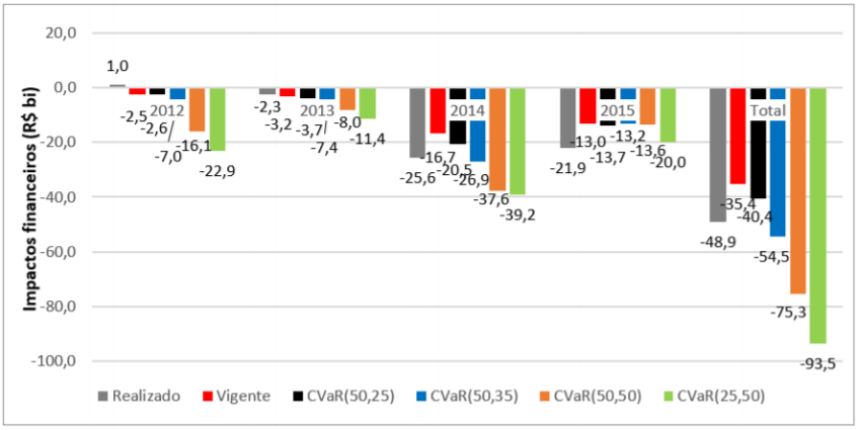


Figura 12 – Impacto financeiro anual e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2012 a 2015
(Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

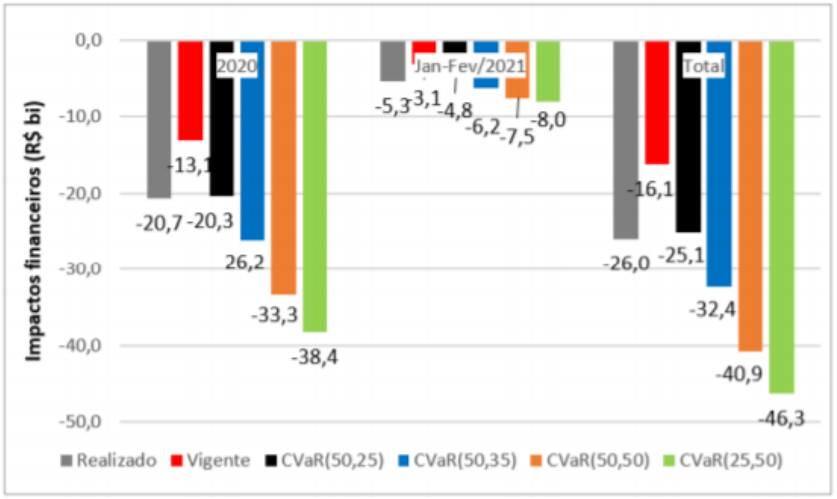


Figura 13 – Impacto financeiro anual e diferenças entre os casos obtido na simulação retrospectiva encadeada de 2020 a 2021
(Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

4.1.2.4 - Avaliação do impacto nas distribuidoras

Foi disponibilizada no relatório da CPAMP a avaliação dos impactos na contratação das distribuidoras, a partir do potencial de redução de garantia física com consequente ajustes dos Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF) no portfólio agregado de todas as distribuidoras do Brasil para cada uma das simulações no ano de referência de 2025. Observa-se que os casos mais avessos ao risco implicam em maior impacto na subcontratação das distribuidoras.

No que tange às tarifas de energia elétrica, variável de atenção para as iniciativas de calibração da aversão ao risco endógena aos modelos computacionais responsáveis pelo

planejamento e programação da operação e pela formação do preço no Mercado de Curto Prazo (MCP), avaliou-se o acionamento dos mecanismos de Bandeira Tarifária.

O recrudescimento da aversão ao risco levou à diminuição do índice de GSF, concomitantemente à elevação do PLD, movimentos que repercutem diretamente sobre a sistemática de acionamento.

Seguindo a mesma tendência das variáveis de controle do acionamento, quanto maior foi a aversão ao risco, maior também foi a frequência de chamadas de Bandeiras Amarelas ou Vermelhas, sendo que a intensidade delas também manteve coerência com a gradação de gerenciamento de risco do algoritmo de otimização.

Todavia, em face da condição estruturalmente mais favorável do MRE nos anos de 2012 e 2013, a intensificação da aversão ao risco per se não foi capaz de reverter a predominância de Bandeiras Verdes no período úmido, sobretudo em função dos excedentes estruturais de produção do parque hidrelétrico à época existentes. Em alguma medida, essa condição refletiu-se ainda nos anos de 2014 e 2015. Outro destaque deve-se ao mês de junho de 2013, quando o cenário (50,35) apresentou acionamento mais intenso do que os de outras vertentes mais avessas ao risco. Trata-se de inversão pontual e circunscrita, influenciada pelas trajetórias das políticas ótimas de operação concebidas em cada qual das vertentes. As mais avessas, ao sistematicamente antecipar decisões de despacho termelétrico, também podem produzir custos de oportunidades inferiores em alguns estágios do horizonte, quando comparadas a opções menos gravosas. Comportamento similar foi observado em junho de 2020, na avaliação do backtest 2021-2021.

Sobre o desempenho financeiro da Conta Bandeiras, novamente, nota-se compatibilidade entre o desempenho financeiro e o grau de aversão ao risco previamente fixado. Quanto maior foi esse último, maior foi o impacto na sistemática tarifária e, consequentemente, o rebatimento na tarifa final de energia elétrica.

Foi advertida na avaliação da CPAMP que a calibração (50,35) foi o que apresentou a trajetória mais superavitária ao longo do horizonte, tanto nos resultados do backtest de 2012-2015 como de 2020-2021. Na outra ponta, a trajetória mais custosa foi a do cenário CVaR (25,50).

Denota-se uma avaliação de impacto nas tarifas simplificado, pois restringiu-se ao acionamento e cobranças das bandeiras tarifárias que tem efeitos de antecipação de caixa à medida em que o preço de curto prazo sinaliza condições de maior escassez. Não foram considerados o custo do risco hidrológico repassado por Itaipu, Cotas e usinas repactuadas, o pagamento de parcela variável dos CCEARs de Disponibilidade, cujos efeitos podem superar substancialmente a valoração da sobrecontratação, da geração da energia reserva a preços mais elevados, além de reduções de ESS.

Tudo isto sem contar com o impacto substancial no Ambiente de Contratação Livre, notadamente aos geradores hidrelétricos, à liquidez do mercado e à segurança comercial aos agentes na readequação dos portfólios diante do novo paradigma operativo.

4.1.2.5 - Sumário de Impactos

A partir da análise dos relatórios técnicos disponibilizados na Consulta Pública MME nº109 de 2021 discorrida ao longo desta contribuição e da Figura 14 não foi possível concluir acerca da escolha do parâmetro de CVaR 50,50, que foi a recomendação da CPAMP. Nos parece que dentre a calibração atual e uma mais avessa ao risco, optou-se por aquela intermediária.

A alternativa CVaR 25,50, cujo resultado produziu custos marginais de operação acima do teto regulatório nas avaliações de *backtest* não deveria ser considerada, dadas as implicações de inviabilização de negociações bilaterais no curto prazo, o que culminaria até com o arrefecimento da abertura de mercado aos consumidores então regulados, além da insegurança comercial aos agentes.

Quanto ao impacto tarifário, no que diz respeito ao acionamento e cobrança das bandeiras tarifárias, a CPAMP sinalizou que a alternativa CVaR 50,50 apresentou impactos similares a superiores ao realizado, além de custo total do despacho térmico próximo ao verificado. No entanto, desprezou-se o impacto de majoração do risco hidrológico que também é arcado pelos consumidores cativos e produz impactos tarifários superiores aos considerados.

Novamente, destacamos aqui que a metodologia de análise do custo-benefício não está clara na escolha dos parâmetros. A calibração considerando a minimização do Encargo de Serviço do Sistema - ESS e a maximização da energia armazenada não se caracteriza como robusta o suficiente sem levar em conta o custo total associado.

Além disso, a classificação de cores em cada uma das tabelas resumo, que indica o maior alinhamento com a deliberação do CMSE, apresentada no relatório mostra que a parametrização CVAR (50,35) está mais aderente do que o CVAR (50,50).

Período 2012-2015		Realizado	Avaliação com os modelos				
			Vigente	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente		-11,0	Ref	-2,1	3,7	12,3	21,9
Custo da geração térmica [Bi R$]		92,05	55,99	58,52	67,38	81,6	96,15
CMO/PLD médio do período [R$/MWh]		352,41	358,96	380,32	440,31	627,11	941,56
Impacto nas distribuidoras	Δ Aumento Conta Bandeiras [Bi R$] [%][1]	-	Ref	0,52 0%	6,68 1%	18,24 2%	34,39 4%
Impacto nas usinas do MRE	GSF [%]	95,12%	96,42%	96,57%	95,28%	93,88%	91,89%
	Impacto MRE [Bi R$]	-48,91	-35,37	-40,41	-54,48	-75,31	-93,52
Consumidores	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R$]	16,6	Ref	0,0	0,0	0,0	0,0

1 – Percentuais relativos à receita total para o segmento de distribuição para 2021

Menor alinhamento com deliberação do CMSE

Período 2020-2021		Realizado	Avaliações com os modelos				
			Vigente	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,50)
Δ de armazenamento no SIN [p.p.] em relação ao vigente		11,8	Ref	4,8	8,6	12,4	15,7
Custo da geração térmica [Bi R$]		19,4	10,6	13,5	16,7	21,6	24,2
CMO/PLD médio do período [R$/MWh]		182,5	189,1	292,7	354,9	516,2	792,0
Impacto nas distribuidoras	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R$]	0,10	Ref	-0,50	-3,57	-3,57	-3,57
	Δ Aumento Conta Bandeiras[1] [Bi R$]	7,46	Ref	5,64	9,92	14,39	17,80
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R$]	0,09	Ref	-0,15	-0,46	-0,46	-0,46
	Total [Bi R$] [%][2]	**7,65** 4%	Ref	**4,99** 3%	**5,88** 3%	**10,36** 5%	**13,76** 7%
Impacto no consumidor do ACL	Δ Redução do encargo GFOM [Bi R$]	0,05	Ref	-0,23	-1,66	-1,66	-1,66
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico [Bi R$]	0,04	Ref	-0,07	-0,21	-0,21	-0,21
	Total [Bi R$]	**0,09**	Ref	**-0,30**	**-1,87**	**-1,87**	**-1,87**
Impacto nas usinas do MRE	GSF [%]	79,59%	88,18%	86,33%	84,98%	83,68%	82,50%
	Impacto do pagamento no MCP do ACL [Bi R$]	-11,70	-7,27	-11,30	-14,56	-18,39	-20,84

Figura 14 – Sumário de impactos das diferentes calibrações do CVaR
(Fonte: Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 06-2021)

5 - Dos impactos conjunturais dos aprimoramentos propostos pela CPAMP

A significativa volatilidade e falta de previsibilidade do PLD traduz-se em incertezas, caracterizando riscos e impactos diretos sobre a liquidez do mercado e sobre os preços da energia elétrica praticados de forma ampla e irrestrita, com desdobramentos para todos os consumidores do país. Com efeito, quanto maior o risco percebido, maior o preço praticado pelos agentes de produção, consequentemente maior a tarifa do consumidor final. Em casos extremos, quando o risco percebido é muito elevado, as negociações contratuais não ocorrem, pois os agentes de produção entendem que realizar a venda pode lhes custar muito caro.

Deste modo, para dar liquidez ao mercado, assegurar a continuidade da prestação de serviço e contribuir para racionalidade econômica das tarifas, é imprescindível que a

formação de preços conte com credibilidade. Ademais, uma pesquisa para relacionar a teoria econômica de Preços ao Setor Elétrico Brasileiro, devido às características de alta inelasticidade do setor, tanto da curva de oferta de energia quanto da curva de demanda de energia, revelou que o preço de mercado em anos de seca tende a disparar, evento que permite lucros extraordinários no mercado de curto prazo, auferidos como Excedente do Produtor. Exemplos recentes foram verificados nos anos de 2013 e 2014, em que o Excedente do Produtor custou aos consumidores valores bilionários e endividamento setorial, sem atrair oferta de energia ou reduzir o consumo.

Neste contexto, a proposição de alteração da representação hidrológica com efeitos na elevação dos custos totais de operação e a alteração dos parâmetros dos mecanismos de aversão ao risco, determinantes para a construção da política de operação, a exemplo do CVaR e do volume mínimo operativo – VminOp, em momento de conjuntura crítica em termos de tendência hidrológica e níveis de armazenamento deteriorados no sistema, impacta sobremaneira na majoração de preços, sobretudo no primeiro ano de sua vigência, período em que os agentes já implementaram suas estratégias de contratação no que diz respeito a seus recursos ou requisitos. Assim a antecedência de 5 meses (aprovação até 31 de julho para vigência a partir da primeira semana operativa do ano subsequente) pode não ser suficiente para restabelecer as posições e níveis de risco dos agentes diante da nova condição operativa do sistema, resultando em insegurança nas operações comerciais e consequências quanto à redução de liquidez e elevação do custo final em toda cadeia de suprimento de energia elétrica.

Vislumbra-se que a calibração dos parâmetros de aversão ao risco visa antever situações adversas, no entanto a criticidade do armazenamento e da tendência hidrológica já instauradas faz com que o modelo responda de forma muito reativa.

O próprio CMSE determinou uma transição capaz de minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor de energia elétrica, o que não seria possível caso a vigência das propostas em tela seja a partir de 2022.

Ademais há de se ponderar os impactos no cômputo do Bloco Hidráulico, o que determinaria em reduções de GF ou lastro comercial dos agentes, com efeitos em seu equilíbrio econômico-financeiro. Vale pontuar ainda que decisões de investimento são tomadas considerando critérios, metodologias e representações do sistema então vigentes. Alterações disruptivas devem ter transição suavizada dado impactos no equilíbrio econômico e financeiro aos agentes atuantes no mercado e à segurança das transações comerciais.

Para tanto, deve ser observado o problema em todas as suas dimensões, considerando o impacto econômico e o impacto na segurança operativa.

O critério de tomada de decisão no âmbito deste Ministério deve ser objetivo de forma a ponderar todos estes efeitos de forma a se convergir a uma solução ótima ao sistema em seus aspectos operativos, de confiabilidade e comerciais.

A ausência de representante dos diversos segmentos de agentes setoriais no processo decisório da CPAMP compromete ponderações quanto aos impactos comerciais de alterações metodológicas e de parâmetros, bem como sua vigência, nos modelos de definição da política operativa e formação de preço. A constante evolução das versões dos modelos de planejamento da operação eletroenergética, nas quais há participação dos agentes do setor, é fundamental para o aperfeiçoamento, amplo debate e previsibilidade do processo de despacho hidrotérmico e formação de preço.

5.1 - Dos efeitos na formação de preço pelos modelos

A Figura 15 destaca a distribuição de probabilidade do CMO para janeiro/2022 a partir de dezembro/2021 (geração de cenários estocásticos do 2º mês do Decomp) e o CMO de janeiro/2022, segundo a premissa de afluência média da árvore de cenários do GEVAZP gerada em dezembro/21 para janeiro/22, incorporando as propostas da CPAMP.

A partir do modelo vigente (CPAMP 2021) com consideração do PAR(p)-A tem-se uma elevação do CMO de janeiro, na premissa de ENA média da geração de cenários de afluência, em 50 R$/MWh. Quando se introduz o VMinOp, novos volumes mínimos e sua representação no Decomp, tem-se elevação de 3 a 4 vezes do valor do CMO de janeiro na mesma premissa de ENA.

Considerar o VminOp no Decomp altera disruptivamente a resposta e percepção do modelo, à medida que inicia-se a avaliação do suprimento energético em janeiro com a restrição de volume mínimo já violada, em decorrência da elevação dos valores de armazenamento mínimo e da consideração destes como restrição do tipo hard no primeiro estágio do Decomp.

Quando todos os aprimoramentos recomendados pela CPAMP para 2022 são incorporados tem-se elevação da ordem de 3 vezes do valor do CMO, porém, inferior ao caso apenas considerando a incorporação do VMinOp. Observa-se aqui possível impacto das flexibilizações no tratamento das inviabilidades do modelo, que neste caso, são obtidas ao relaxar as restrições para possibilitar a convergência da simulação.

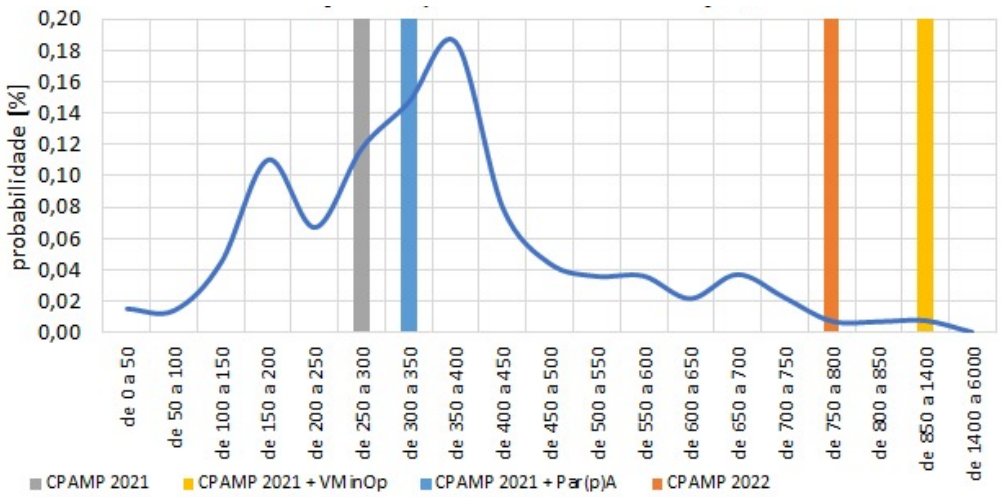


Figura 15 – Distribuição de probabilidade do CMO para janeiro de 2022 a partir de dezembro/21

A partir desse estudo, visualiza-se a disrupção do paradigma operativo a partir de janeiro de 2022 quando se incorporam nos modelos de formação de preço os aprimoramentos e as recomendações propostas pela CPAMP. Isso porque, considerando essas modificações, o preço resultante extrapola o limite superior da curva de distribuição de probabilidade gerados na abertura estocástica do estágio anterior, ou seja, obtemos preços para janeiro em intervalos com baixíssima probabilidade de ocorrência segundo a árvore de cenários geradas pelo Gevazp.

Verificou-se ainda que, no caso contemplando todos os aprimoramentos e a recalibração do CVaR para 50,50, tem-se variações mais abruptas de preço entre as semanas.

5.2 - Dos efeitos no Mercado de Energia

Preços no mercado de energia

A partir da Figura 16 depreende-se que o valor médio do Mercado para o produto 2022 no horizonte de liquidez de A-5 a A-1 (2017-2021) foi cerca de R$ 165/MWh, em valores reais, atingindo R$ 154/MWh no período pós-pandemia e no máximo R$ 190/MWh em decorrência da escassez hídrica verificada desde setembro/2021. Após a divulgação dos possíveis aprimoramentos nos modelos, para início de vigência em 2022, pelo GT Metodologia da CPAMP, os preços praticados pelo mercado evoluíram para R$ 350/MWh, quase o dobro dos patamares anteriores, caracterizando uma disrupção. Além disso, houve impactos relevantes à liquidez do mercado, não há oferta de energia disponível aos agentes restabelecerem seus níveis de risco do portfólio diante do novo paradigma operativo.

Impacto similar é visualizado para 2023, conforme Figura 17.

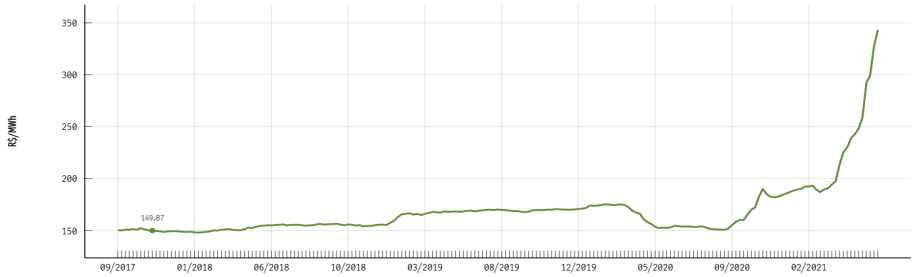


Figura 16 – Evolução histórica da Média na fonte Convencional SE da série anual 2022

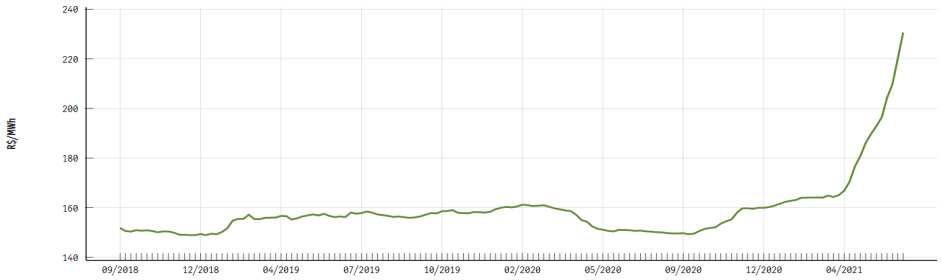


Figura 17 – Evolução histórica da Média na fonte Convencional SE da série anual 2023
Fonte: Dcide (https://pool.denergia.com.br/estatisticas/benchmarks/forward/analises)

5.3 - Dos efeitos nos consumidores do ACR e aos agentes do ACL

Por meio de uma simulação com as vazões verificadas em 2020 na configuração do sistema para 2022, dados os aprimoramentos recomendados pela CPAMP e o modelo vigente, tem-se a estimativa dos seguintes impactos ao mercado no que se refere a preços no mercado de curto prazo, risco hidrológico e Encargo de Serviços do Sistema - ESS de Segurança Energética.

Conforme Tabela 5, estima-se uma majoração dos custos relacionados ao Risco Hidrológico e ESS - Segurança Energética da ordem de 25% para o ACR e 34% para o ACL quando migra-se do modelo vigente para aquele com os aprimoramentos e modificações propostos pela CPAMP para 2022. Isto sem levar em conta a valoração das exposições dos agentes a uma elevação dos preços no mercado de curto prazo de cerca de 70%, culminando em insegurança comercial e riscos econômico-financeiros aos agentes, além de evidente comportamento disruptivo.

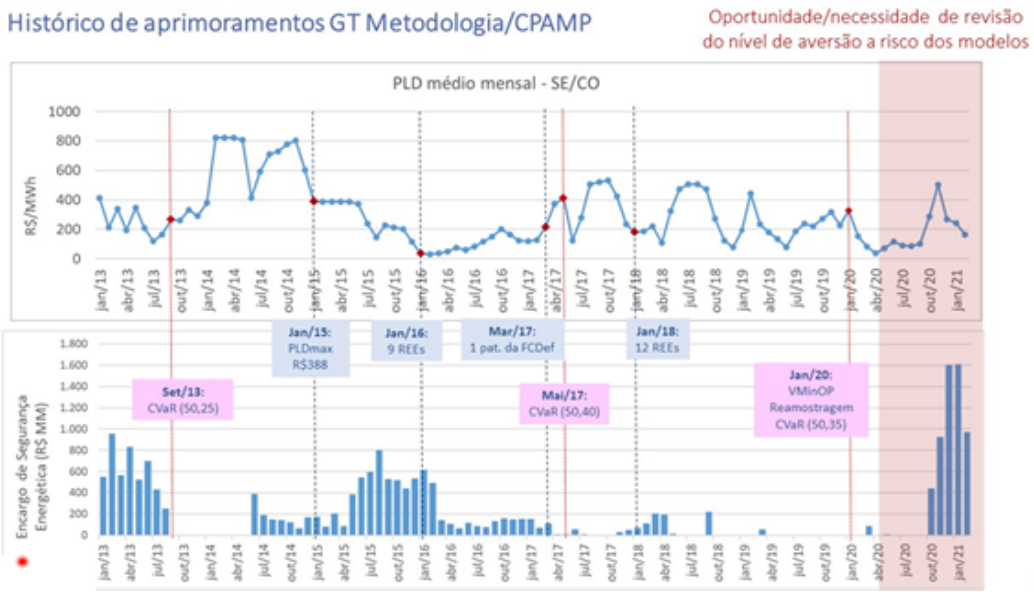
Considerando que os armazenamentos do sistema ficam acima das curvas de referência do Operador, para fins de segurança de suprimento, mesmo que recorrendo-se a despachos fora da ordem de mérito, a alocação dos custos da operação na rubrica do ESS parece ser de menor impacto econômico-financeiro ao mercado do que a consideração destes custos no preço para o ano de 2022.

Tabela 5 - Mensuração de Impactos ao ACR e ACR para 2022 nas rubricas Risco Hidrológico e ESS - Seg.Energ.

		Cenário Vazão2020_CPAMP_CVaR 50,50	Cenário Vazão2020_Modelo vigente	Proposta /Vigente
CMO Médio - SE/CO	R$/MWh	405,58	241,59	68%
CMO Médio - S	R$/MWh	405,58	241,62	68%
CMO Médio - NE	R$/MWh	393,39	227,91	73%
CMO Médio - N	R$/MWh	387,95	223,83	73%
PLD Médio - SE/CO	R$/MWh	338,94	241,59	40%
PLD Médio - S	R$/MWh	338,94	241,62	40%
PLD Médio - NE	R$/MWh	333,41	236,23	41%
PLD Médio - N	R$/MWh	327,98	233,19	41%
ESS - Seg. Energ. ACR	R$ MM	- 261,0	- 2.785,7	-91%
ESS - Seg. Energ. ACL	R$ MM	- 111,9	- 1.193,9	-91%
GSF	%	77%	79%	-2%
Risco Hidrológico - ACR	R$ MM	- 22.402,7	- 15.308,7	46%
Risco Hidrológico - ACL	R$ MM	- 20.776,2	- 14.374,0	45%
Impactos ACR	R$ MM	- 22.663,7	- 18.094,4	25%
Impactos ACL	R$ MM	- 20.888,1	- 15.567,8	34%

Para a mensuração da geração termelétrica fora da ordem de mérito nesta avaliação, considerou-se as Curvas Referenciais de Armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste Sul, Nordeste e Norte conforme NT-ONS DPL 0021-2021 - Metodologia Cref e a evolução dos armazenamentos resultantes da simulação encadeada Newave e Decomp. Quando o armazenamento do Sudeste equivalente, obtido transportando as diferenças entre os níveis dos demais subsistemas e suas respectivas curvas de referência para o Sudeste/Centro-Oeste, situou entre as curvas verde e amarela, acionou-se as termelétricas até o CVU de R$ 268/MWh, entre as curvas amarela e vermelha considerou-se o CVU de R$ 612/MWh e abaixo da curva vermelha obteve-se o despacho pleno de todas as termelétricas do SIN.

6 - Do histórico de aprimoramentos dos mecanismos de aversão ao risco internalizados nos modelos



O mecanismo de aversão a risco CVaR introduzido em setembro de 2013 com os parâmetros associados (α=0,50 e λ=0,25), em substituição à Curva de Aversão ao Risco - CAR quinquenal, respondeu adequadamente o despacho térmico por ordem de mérito até meados de 2015, quando o SIN vivenciou um período de baixas afluências nos principais subsistemas geradores, Sudeste e Nordeste. Quando houve melhora nas afluências e gradativo reenchimento dos reservatórios, os parâmetros do CVaR não corresponderam à percepção de risco do CMSE, nem ao objetivo de atingimento de valores de níveis meta para o final da estação seca.

Assim, a fim de atender à recomendação da CPAMP de aprimorar os mecanismos de aversão a risco, a análise de trade-off com o binômio segurança e custo culminou na reavaliação dos parâmetros do CVaR (α=0,50 e λ=0,40), para serem empregados a partir de maio de 2017 para operação e formação de preço.

As condições hidrológicas desfavoráveis vivenciadas e agravada durante a estação seca de 2018, levaram o CMSE à adoção de medidas heterodoxas aos modelos de otimização para o despacho de usinas termoelétricas, visando a garantia de níveis de reservatórios nas cabeceiras das principais bacias hidrográficas do SIN. Em função do exposto, o CMSE destacou sua preocupação com a inclusão de mecanismos de segurança nos modelos de planejamento da operação energética de médio prazo, adicionais aos mecanismos de aversão ao risco já presentes nos modelos, de forma que a probabilidade de ocorrência de níveis de energia armazenada tão baixos quanto os verificados nos últimos anos seja reduzida e, dessa forma, a chance de se adotar medidas heterodoxas seja mitigada.

Assim, em janeiro de 2020, a consideração no modelo NEWAVE de níveis mínimos de armazenamento definidos pelo ONS (em função da Energia Armazenável máxima), por meio de restrições de níveis mínimos nos reservatórios equivalentes de energia, representou a incorporação de um mecanismo de aversão ao risco adicional. Naquele momento, recomendou-se a reavaliação da parametrização do CVaR e observando-se o problema em todas as suas dimensões, considerando o impacto econômico e o impacto na segurança operativa, além das consequências na comercialização e nas tarifas de energia, afrouxou-se o peso dos 50% piores cenários para 0,35 ante 0,40 ora vigente.

Este aprimoramento motivou uma operação sombra pelo ONS desde a primeira semana operativa de janeiro de 2019.

Para 2022, a intenção da implementação de aprimoramentos que culminam em maior aversão ao risco na política operativa e, por consequência, à formação de preço aliada a recomendação de parâmetros de CVaR mais restritivo vão de encontro com as decisões ponderadas do CMSE quanto aos rebatimentos comerciais e econômicos, como observados em 2020, e confrontam a recomendação do CMSE quanto à suavização da transição.

7 - Das considerações finais

Diante de impactos relevantes e disruptivos, da necessidade de aprofundamento de estudos, testes exaustivos, análise e compilação de resultados, contribuição dos agentes e consideração destas como subsídios à decisão entende-se que o prazo atual é exíguo e insuficiente para que os aprimoramentos ora propostos tenham vigência a partir do início de 2022.

Além disso, alterações na metodologia e parâmetros devem ser feitas com antecedência e envolvendo os agentes setoriais, via Força de Trabalho – FT. Adicionalmente, reforçamos a necessidade de elaboração de operação sombra para as alterações aprovadas pela CPAMP até sua implantação, com o objetivo de se ter uma Análise de Impacto Regulatório antes de sua implementação de fato. Avaliações de *backtest* em períodos que não refletem a configuração do sistema atual não fornecem a sinalização adequada aos agentes sobre o que está por vir.

Os parâmetros que representam a aversão ao risco nos modelos devem ser estruturais e isentos da pressão da conjuntura atual de crise de suprimento. Assim, as mudanças dos parâmetros físicos que visam melhor representar a aversão ao risco (VminOp) e características do sistema (modelo de vazões) são bem-vindas, no entanto a implementação intempestiva das restrições de volume mínimo já violadas culminam sobretudo na resposta reativa do modelo (volatilidade e preço alto – acima do teto regulatório em parte dos casos). Deste modo, uma implementação gradual (incremento linear ao longo de 2022 dos volumes mínimos operativos do Sudeste/Centro-Oeste) deve ser considerada, haja vista os impactos ao equilíbrio econômico e financeiro dos agentes

atuantes no mercado, à segurança das transações comerciais e à elevação do custo final em toda cadeia de suprimento de energia elétrica.

A Casa dos Ventos Energia Renováveis é favorável aos aprimoramentos que induzam eficiência e melhor representem o sistema, no entanto, pleiteia-se a necessária antecedência à sua aplicabilidade diante de impactos majorados e disruptivos em condições sistêmicas críticas. Neste caso, uma operação sombra em 2022 para início de vigência em 2023 atende aos princípios de antecedência e previsibilidade aos agentes afetos à formação de preço, além de ir ao encontro da recomendação de transição suavizada do CMSE.

Alternativamente, pode-se considerar o início de vigência ao final do período úmido de 2022, ou seja maio, como ocorreu em 2017 quando a calibração do CVaR evoluiu para parâmetros mais avessos ao risco. Isto pois, ao término de um período úmido a configuração do sistema pode permitir uma transição mais atenuada e não tão disruptiva.

Ainda a metodologia de escolha dos parâmetros do CVaR deve se basear em critérios objetivos de custo-benefício para o sistema e métricas de risco de suprimento, de modo que os agentes tenham transparência para reproduzi-las, com regras estruturais que não estejam sujeitas à conjuntura, dado o impacto econômico e à segurança operativa, visando uma solução que traga equilíbrio ao mercado.

Uma vez que não foram estabelecidos critérios e metodologias para a definição da parametrização do mecanismo CVaR, considerando que o indicador de eficiência avaliado pela CPAMP não convergiu nas avaliações de backtest para dois períodos diversos, inclusive apontou o critério recomendado de CVaR 50,50 como o de menor eficiência na simulação do período de 2020-2021, e diante dos impactos potenciais à toda cadeia de suprimento de energia elétrica, solicita-se a reavaliação da parametrização do CVaR durante o próximo ciclo de trabalho da CPAMP, mantendo-se os valores ora vigentes.

No que se refere à determinação dos níveis meta do Volume Mínimo Operativo, faz-se necessária a definição de métricas e critérios previsíveis e reprodutíveis por qualquer agente do setor elétrico, bem como a frequência em que estes serão revistos.

Quanto à representação hidrológica, destaca-se a necessária conclusão dos estudos de estacionariedade do histórico de vazões, bem como o aprofundamento das análises de significância formal para modelagem da persistência hidrológica, ainda levando-se em conta um histórico de observações que extrapole os 12 meses estabelecidos.

Destaca-se, sobretudo, como preceito básico a ser perseguido pela CPAMP a responsabilidade de não oscilar a calibragem dos parâmetros e mecanismos dos modelos de planejamento da expansão, planejamento e programação da operação, definição e cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração e formação de preço no setor de energia elétrica no sentido de ora relaxar e ora restringir a aversão do risco ali representada em função de aspectos conjunturais. Isto prejudica significativamente o incentivo à expansão do setor elétrico, uma vez que a decisão de investimento é baseada em metodologias e parâmetros vigentes e carece de previsibilidade para o longo prazo.

Neste âmbito, reconhecemos o esforço constante deste Ministério para a robustez do processo e dos modelos de definição da política de despacho e formação de preços do Setor Elétrico e reforçamos a necessária e adequada governança de metodologias, parâmetros e premissas para garantia dos valores de previsibilidade, isonomia e transparência.