

CONSULTA PÚBLICA Nº 109/2021

CONTRIBUIÇÃO DA ABIAPE

A Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE) apresenta suas contribuições à Consulta Pública (CP) do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 109/2021. A CP visa obter contribuições sobre a proposta do GT Metodologia da CPAMP (ciclo 2020-2021) contemplando aprimoramentos nos modelos.

1. Considerações iniciais

O descasamento entre o preço e o recurso marginal foi o principal prejuízo observado pela ABIAPE na atual crise hidrológica, do ponto de vista metodológico. No que diz respeito à precificação da *commodity* energia, nem o PLD nem o CMO refletem a realidade do sistema. Na Figura 1, comparam-se os índices utilizados como PLD e CMO com o real recurso marginal despachado pelo ONS.

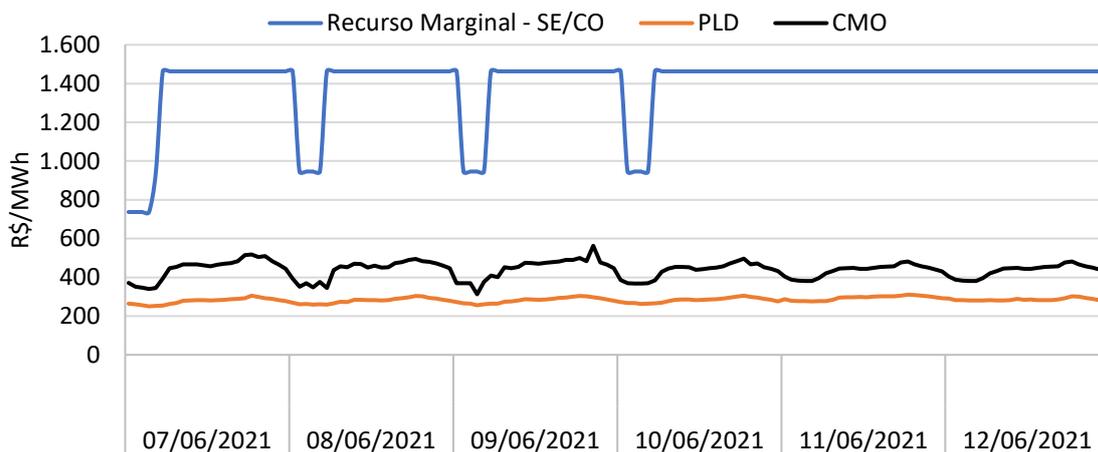


Figura 1 – Valores verificados de PLD, CMO e do recurso marginal disponível no SE/CO.

A sinalização imprecisa de preço pode ocasionar relevantes distorções no mercado de energia:

- no cenário da Figura 1, observa-se que o valor pago por um consumidor é o PLD, porém o custo para o sistema pode ser até sete vezes maior;
- os geradores são desincentivados a entrar no mercado diante da frustração da expectativa da receita inframarginal; e
- desestimula a racionalidade do uso da energia.

De forma a avaliar a atual condição da precificação da oferta do SIN, bem como contribuir para o aprimoramento dos modelos, proposta nesta CP, a ABIAPE apresenta suas considerações nas seções a seguir.

2. Determinação do custo da água

Em análise realizada nos arquivos do modelo Dessem, de 22 de março de 2021, constatou-se que 72,4% da carga foi atendida pelo despacho compulsório de usinas. A Tabela 1 apresenta a geração média indicada pelo modelo por tipo de usina.

Tabela 1 – Geração média indicada pelo modelo Dessem para 22/03/2021.

Tipo de usina	Classificação (decisão de despacho)	Geração média no dia		Formam preço?
		MWmed	%	
Usinas não simuladas	Não despachável	10.736	14,23	
UTE – Inflex	Despacho compulsório	1.554	2,06	Não
UHE – Inflex	Despacho compulsório	13.336	17,67	72,40%
UHE – Free	Custo d'água nulo	29.002	38,44	
UHE – OM	Usinas com custo d'água	18.363	23,34	Sim
UTE – OM	CVU regulado	2.549	3,26	27,60%
Total		75.449	100	-

No que diz respeito ao custo da água das UHEs, calculado pelos modelos Newave e Decomp, destacam-se:

- UHEs – Free: usinas com custo d'água nulo ou negativo. Nesse caso, o despacho não é otimizável pelo modelo;
- UHEs – Inflex: usinas cujo custo da água supera o valor do PLD, porém, devido a restrições na vazão defluente¹, é necessário realizar o despacho de forma compulsória; e
- UHEs – OM: usinas em que o despacho do Dessem respeitou o custo d'água. Porém, na operação real, verifica-se a frustração da geração de parte dessas usinas por conta de deliberações do CMSE.

A classificação das UHEs tem como objetivo apontar os desafios que devem ser enfrentados no aprimoramento dos modelos.

Quanto às usinas denominadas de UHE – Inflex, a geração hidrelétrica é definida independentemente da precificação da água realizada pelo setor elétrico. Já no grupo UHE – OM, o preço da água não reflete a política de aversão a risco adotada pelo CMSE, visto a necessidade de despacho fora da ordem de mérito para preservar os reservatórios do SIN.

Especificamente nesse dia de análise, constata-se que o uso dos modelos Newave e Decomp podem ser facilmente dispensados para a definição da oferta do sistema.

As restrições impostas pela ANA e IBAMA foram as principais barreiras para operação das usinas hidrelétricas do SIN, isto é, um entrave para a preservação dos reservatórios nesse atual cenário. Dessa maneira, é importante concentrar esforços para identificar soluções estruturais para essa nova característica operacional do SIN.

¹ Restrições de utilização dos reservatórios impostas por órgãos ambientais e ANA.

2.1. MP 1.031/2021

A Medida Provisória (MP) 1.031/2021, aprovada recentemente – que trata da desestatização da Eletrobras – dispõe, em seu artigo nº 28, sobre o estabelecimento de regras operativas para reservatórios situados nos rios Grande e Paranaíba. A ANA passará a limitar a geração hidrelétrica nesses rios com base na definição de faixas de operação. A Agência terá até 30 de novembro de 2021 para propor regras de transição.

Art. 28. A ANA estabelecerá **as regras operativas dos reservatórios de usinas hidrelétricas do SIN, situados no Rio Grande e no Rio Paranaíba**, a começar pelos reservatórios de cabeceira com capacidade de regularização sazonal, anual e plurianual, observado o disposto no § 3º do art. 4º da Lei 9.984, de 17 de julho de 2000.

[...]

§ 4º A ANA, em articulação com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), estabelecerá **até 30 de novembro de 2021 as regras de transição para a recuperação dos níveis dos reservatórios de que trata o caput deste artigo**, em período não superior a 2 (dois) anos, a ser revista anualmente em função das aflúências.

§ 5º O prazo para a implementação das regras operativas de que trata o caput deste artigo será de 2 (dois) anos a partir da vigência desta Lei. **(grifos nossos)**

Já o artigo nº 30 determina a criação de um plano, em até 12 meses, para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização do país ao longo de 10 anos (sem prejuízo para as disposições do artigo nº 28). As diretrizes para elaboração do plano consideram medidas como a elaboração anual de curva de armazenamento de cada reservatório de acumulação, com o efeito prático de atribuir ao Poder Executivo a definição da operação hidrelétrica.

Art. 30. Sem prejuízo das regras desta Lei aplicáveis ao Rio Grande e ao Rio Paranaíba, **o Poder Executivo deverá elaborar, em até 12 (doze) meses a contar da data de vigência desta Lei, plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização do País, ao longo de até 10 (dez) anos.**

§ 1º Para elaboração do plano de que trata o caput deste artigo deverão ser consideradas as seguintes diretrizes:

- I – priorização para a dessedentação humana e animal;
- II – garantia da segurança energética do SIN;
- III – segurança dos usos múltiplos da água;
- IV – curva de armazenamento de cada reservatório de acumulação a ser definida anualmente; e**
- V – flexibilização da curva de armazenamento dos reservatórios em condições de escassez definida pela ANA, em articulação com o ONS.

§ 2º Para a execução do plano de que trata o caput deste artigo, poderão ser utilizados os recursos previstos nos arts. 6º e 8º desta Lei para as bacias hidrográficas alcançadas pelos respectivos dispositivos. **(grifos nossos)**

Para o atendimento às deliberações da MP, são exigidas ações pontuais para cada bacia. Vale registrar que tais medidas são incompatíveis com o tratamento generalista dos modelos.

Diante do exposto, a ABIAPe sugere que a CPAMP estude e apresente alternativas destinadas a conciliar a resposta dos modelos com a nova política proposta da MP 1.031 para o uso da água pelas hidrelétricas.

3. Aprimoramentos metodológicos discutidos pela CPAMP

3.1. Taxa de desconto

A taxa de desconto é aplicada para deslocar o valor do custo futuro da água ao presente. Com valor de 12% a.a., desde 2005, a taxa de desconto pode ser um meio de preservar água no futuro – trata-se de um mecanismo básico de aversão ao risco.

No estudo da CPAMP, foi testada a remoção da taxa de desconto associada à recalibração dos parâmetros do CVaR. Em função das controvérsias acerca do tema, a Comissão recomendou a manutenção da taxa em 12% a.a. e a continuidade das discussões nos próximos ciclos de trabalho.

Uma taxa de desconto incompatível com os principais indicadores macroeconômicos, como proposto, pode levar à precificação ineficiente da energia, prejudicando toda a cadeia de agentes do Setor. Quanto melhor for a representação da principal premissa para a tomada de decisão – o custo da água – maior a aproximação entre os modelos computacionais e os reais custos de operação.

Nessa perspectiva, a ABIAPe identifica ser oportuna a revisão da taxa de desconto de capital com início em 2022, buscando maior acoplamento dos modelos com os principais indicadores macroeconômicos.

3.2. Produtibilidade Hidrelétrica e Perda Hidráulicas

Para a ABIAPe, a melhor representação da Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas Hidráulicas é ponto fundamental para o aprimoramento dos modelos. Entretanto, considerando que a nova metodologia ainda precisa ser aprimorada, identifica-se acertada a recomendação da CPAMP de não implementar em 2022 e prosseguir com os estudos para essa atividade.

3.3. Representação Hidrológica - Par(p)-A

A geração de cenários de vazões resultantes do modelo vigente, Par(p), tende à Média de Longo Termo (MLT) alguns meses à frente. Todavia, nos últimos anos, as vazões verificadas têm se mostrado inferiores à MLT na maioria das bacias hidrográficas. Ressalta-se ainda que o viés otimista das vazões projetadas contribuiu para a atual crise energética.

A metodologia Par(p)-A, proposta nesta CP, confere maior peso às vazões dos últimos 12 meses, reduzindo a tendência à MLT. Ressalva-se, contudo, que a maior assertividade do Par(p)-A, em relação ao Par(p), não é garantida de forma estrutural, visto que a janela de 12 meses captura apenas o passado recente observado.

No entendimento da Associação, a implementação do Par(p)-A em 2022 se mostra oportuna dada a crise hidrológica estrutural. No entanto, identifica-se a necessidade de avaliar períodos superior ao proposto como solução estrutural.

3.4. Implantação do VMinOp no Decomp

O Volume Mínimo Operativo (VMinOp) é representado exclusivamente no modelo Newave desde 2020. A metodologia adiciona o custo da termelétrica mais cara quando o projeta-se armazenamento abaixo do VMinOp. Trata-se de um sinal de aumento de custo do despacho no horizonte de médio prazo.

A implementação do VminOp no modelo Decomp mostra-se necessária a fim de garantir a sinalização correta no horizonte de curto prazo. A metodologia proposta, com metas de armazenamento no primeiro mês e aplicação de penalidade no segundo mês do Decomp, apresentou bons resultados na simulação considerando a crise no Sul de 2020.

Nesse sentido, a representação do VMinOp no Decomp é essencial para que os volumes mínimos não sejam violados. A ABIAPPE entende como necessária a implantação em 2022 da metodologia híbrida do VMinOp no modelo Decomp.

4. Elevação do nível dos reservatórios

As propostas elaboradas pela CPAMP nesta CP derivam da deliberação do CMSE para elevação dos níveis dos reservatórios. Apesar de o Setor enfrentar uma crise hídrica, a solução para o problema envolve ações em várias direções, em especial na identificação da melhor representação da oferta observando as restrições de uso múltiplo da água. A ABIAPPE reitera a importância de soluções elaboradas para os desafios de cada bacia, de maneira a aprimorar a representação da oferta no sistema.

A Associação considera que as propostas da CPAMP de elevação do VMinOp e reparametrização do CVaR, detalhadas a seguir, poderão ocasionar a situação indesejável de distorcer o mercado da energia e não alcançar o objetivo proposto de elevação dos reservatórios. A ABIAPPE entende que alterações metodológicas para os modelos devem ter caráter estrutural.

4.1. Elevação do VMinOp

As Curvas de Referência (CRefs) foram elaboradas pelo ONS com o objetivo de subsidiar as decisões do CMSE acerca do despacho termelétrico fora da ordem de mérito.

A realidade, entretanto, mostra que o cumprimento das curvas não tem se concretizado². Por exemplo, em maio de 2021 o CRef determinava despacho de todas as térmicas do SIN (cerca de 18 GW). Porém, verificaram-se valores máximos diários de despacho termelétrico bem abaixo disso, principalmente devido à necessidade de cumprimento das restrições de defluência mínima das UHEs Porto Primavera e Jupia.

A ABIAPE entende que, apesar de estar alinhada com a percepção de risco do Operador, a proposta da CPAMP de aumentar os valores de VMinOp pode não cumprir o objetivo de elevar o nível dos reservatórios, haja vista a existência de compulsoriedades de despacho hidrelétrico.

4.2. Reparametrização do CVaR

Os parâmetros do CVaR subsidiam decisões de investimento e devem estar associados à percepção estrutural de risco no Setor. Desde a implementação do CVaR nos modelos, em setembro de 2013, houve duas alterações de parâmetros, indicando a falta de uniformidade e de regras para ajustes.

A alteração proposta nesta CP para os parâmetros representa significativo aumento na aversão a risco em reflexo da atual crise hidrológica – uma percepção conjuntural.

A atual crise, como já citado, tem como um dos principais entraves as restrições hidráulicas, especialmente em usinas a jusante da bacia do Paraná. O modelo Newave, por agrupar usinas em REE, é indiferente às restrições hidráulicas. Assim, o aumento da aversão a risco proposto para os modelos não necessariamente se reflete em elevação de reservatórios. Em outras palavras, o aumento do λ pode não surtir o efeito desejado.

Por fim, cabe destacar que a medida pode incorrer em elevação de preços, revisão de garantia física, prejuízo aos geradores hidrelétricos participantes do MRE. Efeitos colaterais que não devem ser desconsiderados.

Em face do exposto, a Associação defende que a proposta de aumentar o λ de 35% para 50% não deve ser implementada em 2022.

² As restrições de vazões mínimas estabelecidas pela ANA impedem o cumprimento das CRefs e a preservação dos reservatórios.

5. Considerações finais

Os modelos de médio prazo projetam cenários probabilísticos da oferta hidrelétrica sem compromisso com a realidade. O uso dos modelos se aplica melhor aos estudos de expansão do que à precificação da energia. Para esse propósito, a ABIAPE sugere os seguintes aprimoramentos:

- individualização das usinas no Newave para melhor representação das restrições vigentes no sistema no horizonte de médio prazo;
- melhor representação nos modelos Newave e Decomp das usinas não simuladas individualmente (eólica, solar, PCH, por exemplo); e
- aprimorar a produtibilidade da geração hidrelétrica utilizada nos modelos de médio prazo.

A correção dos sinais de preço, entretanto, dificilmente será alcançada com modelo computacional único. Precificar a água depende das condições em cada reservatório, dos usos múltiplos e das restrições impostas pela ANA e IBAMA, bem como da aversão a risco do CMSE. Dada a especificidade, a solução centralizada pode não alcançar o melhor resultado, ou seja, é importante que cada usina busque a estratégia mais eficiente dada a percepção dos riscos envolvidos.

Como benefício, a descentralização das decisões traz agilidade à solução de problemas. Por exemplo, a redução de reservatório maior que a esperada poderia ser imediatamente resolvida pelo agente, ajustando as premissas de planejamento baseada na observação dos parâmetros físicos verificados. Por vezes, são encontrados resultados dos modelos oficiais incapazes de se ajustar à realidade do sistema: sendo otimistas em situações de escassez ou pessimistas em situações de abundância de recursos.

A Associação vê no flagrante de inadequações dos modelos de médio prazo um problema que pode ser mais bem conduzido por meio da descentralização de decisões de oferta.