

CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 121/2022

**NOME DA INSTITUIÇÃO: ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GRANDES
CONSUMIDORES INDUSTRIAIS DE ENERGIA E DE CONSUMIDORES
LIVRES - ABRACE**

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública nº 121/2022

OBJETO: Consulta Pública sobre proposta do Grupo de Trabalho Metodologia – GT-Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico – CPAMP que trata dos aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia no Ciclo 2021-2022, abordando os seguintes temas: Modelo PAR(p)-A de Representação Hidrológica e a Avaliação da Parametrização da Aversão ao Risco (CVaR).

A ABRACE, associação setorial que representa os grandes consumidores industriais de energia, no viés de contribuir com o processo de aperfeiçoamento regulatório e modernização do setor elétrico brasileiro - SEB, apresenta abaixo suas considerações sobre as propostas de **aprimoramentos dos modelos computacionais**.

Introdução

Desde meados de maio de 2021, o tema de uma possível falta estrutural de energia e potência no segundo semestre se tornou recorrente entre os agentes do setor e a mídia brasileira, com a visualização da recorrente queda nos níveis dos reservatórios das principais bacias do Sistema Interligado Nacional – SIN, decorrente da geração imposta pelos modelos que percebiam afluências futuras melhores do que as que estavam sendo verificadas, precificando a água mais barata do que seu real custo para o sistema.

Somado a esse despacho das Usinas Hidrelétricas – UHEs pelos modelos matemáticos foram observadas restrições hidráulicas relativas à algumas usinas do SIN, que faziam com que elas tivessem que gerar por conta de suas defluências mínimas, ou seja, pelas vazões mínimas de água que devem passar pelas usinas para garantir os usos múltiplos da água.

Para agravar ainda mais a situação, ocorreram chuvas abaixo da média histórica no período úmido e a previsão de não ocorrer precipitações significativas a partir do início do período seco se consolidou. Com o esvaziamento dos reservatórios e as perspectivas de chuvas abaixo da média, foram necessárias medidas para preservar a água e conseguir ter uma geração de energia elétrica no final do período seco compatível com a demanda requerida, quando o sistema mais demanda.

Entre as medidas, houve a necessidade da flexibilização das restrições hidráulicas das Usinas Porto Primavera e Jupia, além da flexibilização da cota mínima de operação da hidrovia Tietê-Paraná. Outros exemplos dessas flexibilizações são as ocorridas nas UHEs Ilha Solteira e Três Irmãos, Furnas e Mascarenhas de Moraes e das usinas do Rio São Francisco.

Tivemos também a flexibilização dos limites de intercâmbio das regiões Nordeste e Norte para o Sudeste, aumentando a possibilidade de envio de energia dessas regiões para um submercado muito afetado pelo baixo volume dos reservatórios de suas principais UHEs, bem como a instituição do programa de Redução Voluntária da Demanda (RVD), tanto para o mercado livre quanto para o mercado cativo, além do mecanismo de oferta de Geração Térmica Adicional.

Além das demais medidas tomadas pela Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG visando o enfrentamento da crise hídrica vivenciada no país em 2021.

Todas essas flexibilizações foram realizadas desde de julho visando preservar a energia nos reservatórios para sua posterior utilização. Porém, mesmo com todas essas flexibilizações, o que se viu foi a constante redução dos níveis dos reservatórios de todos os submercados, em que o Sul atingiu no final de agosto, um nível de 27,4% de energia armazenada ficando então abaixo do nível meta da Curva de Referência - CRef do CMSE/ONS de 30%.

O Sudeste que já vinha abaixo do nível meta desde abril de 2021, chegou ao final de setembro com 16,7% de energia armazenada, ficando abaixo de sua referência relativa à curva vermelha da CRef, a mais preocupante, e cada vez mais próximo do nível mínimo de armazenamento do submercado ainda utilizado nos modelos computacionais de um Volume Mínimo Operativo – VminOp de 10%.

E, em paralelo a todas essas flexibilizações, criação de novos mecanismos para oferta adicional de energia ao sistema e redução de demanda, medidas adicionais também foram, e ainda estão sendo tomadas para garantia de suprimento pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE visando suprir a demanda requerida com despachos fora da ordem de mérito, já que, mesmo com os reservatórios deplecionados e sem afluições significativas, a saída dos modelos computacionais não correspondia e, ainda não corresponde, com a real necessidade de demanda do sistema.

Diante do cenário que chegamos ao final do período seco de 2021, com uma crise hídrica declarada, podemos verificar que uma possível gestão ineficiente dos reservatórios no início do período seco, somado a um modelo que não enxerga as reais afluições do sistema e precifica a água a um valor abaixo da realidade agravou ainda mais a situação. Gerando custos que ultrapassaram a rubrica de R\$ 26 bilhões, chegando a uma cobrança recorde de R\$ 105/MWh em outubro de 2021, devido à combinação de PLDs baixos e despacho por segurança energética altos, maior valor registrado desde a criação do encargo.

Com isso, podemos inferir que, ao ter uma geração tão grande fora da ordem de mérito com custos elevadíssimos, a aversão ao risco do governo, ao despachar por meio do

CMSE uma geração adicional, é maior que aquela inserida nos modelos computacionais. O que faz com que os consumidores sejam responsáveis por suportar uma parcela representativa dos custos do despacho térmico por meio dos encargos, havendo assim uma transferência bilionária de custos e funcionando com um excelente hedge de proteção para os outros agentes da cadeia.

Desse modo, a fim de contribuir para melhorar a qualidade da formação do preço, refletindo a real situação hidrológica do sistema, incluindo no preço a necessidade do despacho térmico, e que seja inserido no modelo a real aversão a risco do Governo, garantindo que os contratos de energia reflitam a previsibilidade necessária aos consumidores e que a cadeia de energia atenda os interesses dos consumidores e não o contrário, seguem as contribuições da ABRACE para esta Consulta Pública.

Deixamos registrado também o relevante empenho da CPAMP em colocar nesta Consulta Pública as propostas de aprimoramentos nos modelos computacionais, que se mostram urgentes e estão sendo bem endereçadas.

Aprimoramentos Propostos

Seguimos em mais um ciclo de aprimoramentos dos modelos matemáticos computacionais buscando que esses reflitam melhor a realidade operativa do sistema, bem como elevar estruturalmente a energia armazenada nos reservatórios, além do adequado sinal econômico do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD para uma correta alocação dos custos para todos os agentes.

No primeiro ciclo, aprovado em julho de 2021, já tivemos importantes aprimoramentos implementados em janeiro de 2022 como a atualização dos Volumes Mínimos Operativos – VminOp nos modelos NEWAVE e DECOMP, além da representação do VminOp no modelo DECOMP.

Porém, outra importante alteração, que não pôde ser realizada, foi o aperfeiçoamento metodológico no modelo de geração de cenários de afluições, por meio da nova metodologia PAR(p)-A, e que pôde enfim ser corretamente implementada nesse ciclo 2021-2022.

Trazemos aqui a importância de tal aprimoramento, ao incluir as últimas 12 afluições no modelo de geração de cenários GEVAZP conseguiremos representar melhor a hidrologia recente e ter uma operação mais aderente à realidade do sistema. Sendo os valores previstos cada vez mais próximos do que foi realmente realizado, atingindo uma melhor representatividade dos cenários de Energia Natural Afluente – ENA.

Outro ponto focal dessa consulta é a reparametrização do mecanismo de aversão ao risco, o CVaR, devido à todas as alterações já inseridas nos modelos energéticos, das evoluções da configuração do sistema e, principalmente, da percepção de risco do setor, na figura do governo.

No tocante ao mecanismo de aversão ao risco, a Associação vê como uma boa métrica a metodologia proposta para escolher, de forma transparente e reproduzível, os parâmetros do CVaR por meio da comparação entre a geração térmica indicada na Curva de Referência do ONS/CMSE de 2022 com os resultados das simulações dos backtests e prospectivos de cada par de CVaR.

Essa métrica se aproxima de forma mais aderente à atual aversão a risco do governo, já que tal curva, a CRef, é utilizada pelo CMSE para indicar aquele despacho adicional à saída do modelo necessário para suprir a demanda.

Assim, o par de CVaR (25,40), escolhido como o melhor candidato, ao apresentar também um menor custo de geração térmica ao sistema, consegue abranger boa parte (94%) da geração térmica necessária dentro do modelo, tendendo assim, a diminuir consideravelmente os custos fora do mérito e consequentemente o ESS pago pelos consumidores.

É importante que o modelo consiga ver não só quando o sistema está no período crítico com necessidade de geração termelétrica, mas também que quando estivermos em um bom momento energético, com boas afluições e reservatórios elevados, que este indique a geração hidrelétrica necessária para suprir a carga, sem ocorrer vertimentos e com preços equilibrados.

Enfim, o modelo deve ser capaz de elevar os preços nos momentos de escassez hídrica, com indicação da correta geração dentro da ordem de mérito, evitando a cobrança de encargo adicional, bem como reduzir os preços e indicar a geração necessária de forma racional e transparente.

E, de forma adicional ao que está sendo discutido de aprimoramentos estruturais nos modelos matemáticos, a ABRACE vê como essencial a melhor representação do sistema por meio dos dados de entrada a serem inseridos mensalmente, no NEWAVE, semanalmente, no DECOMP, e diariamente, no DESSEM.

Tratamos disso pois, no Plano Decenal de Energia – PDE 2031 ficou evidente que ao se representar as reais restrições hidráulicas nos modelos computacionais, há resultados mais aderentes à realidade operativa. Melhorando a previsibilidade do setor e tornando mais eficiente a própria expansão da oferta.

Nesse viés, contribuimos para que sejam inseridos nos modelos a abordagem realizada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE no PDE 2031 para a representação das reais restrições hidráulicas e como elas são incorporadas nos modelos, que podem agregar maior realismo e previsibilidade sobre o gasto energético que ocorre nas Usinas Hidrelétricas – UHEs. Sinalizando então, o quanto as usinas realmente conseguirão gerar e suas reais disponibilidades para o sistema.

Essa abordagem, em suma, visa representar a restrição de vazão mínima para as usinas do SIN tornando-a compatível com o menor valor observado no histórico dos últimos 5 anos. Além de inserir as restrições de variação de defluência, que atualmente não são representadas nos modelos.

Em que tais alterações restringem-se apenas aos dados de entrada, não necessitando de discussões aprofundadas que seguem o rito aplicado nessa CP, de aprovação até julho de 2022 para posterior aplicação em janeiro de 2023. Sendo então, aprimoramentos que já podem ser implementados nos modelos computacionais.

Nessa linha, é importante que haja celeridade nos aprimoramentos de outros dados de entrada que podem contribuir por um melhor resultado dos modelos, como a representação individualizada nas usinas no NEWAVE, da atualização da taxa de desconto considerada pelos modelos, tema esse que já foi discutido no GT Metodologia da CPAMP, com a realização de simulações e com resultados que demonstraram que uma definição mais aderente a realidade econômica do país tende a antecipar o despacho térmico e contribuir para um maior armazenamento dos reservatórios.

Dado que a taxa de desconto utilizada atualmente no modelo é de 12% a.a. para alocar os recursos distribuídos ao longo do tempo devido a escolhas intertemporais, entende-

se que esse valor deve ser revisto para uma taxa que reflita melhor o racional econômico utilizado no mercado. Como contribuição, seria importante alterar para um valor de taxa já amplamente utilizada como balizador para financiamento de projetos, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, a Taxa de Longo Prazo – TLP. Atualmente essa taxa é definida por IPCA + 2,09% a.a.

Também há a necessidade da inclusão de uma carga líquida que considere a evolução mais aderente à realidade das renováveis e da geração distribuída, visando representar no modelo a melhor informação do sistema, já que essa será a real curva de carga que se deve suprir.

Por fim, diante de todas as alterações trazidas ao longo da contribuição, vemos como um importante passo também a avaliação dos possíveis problemas apontados pelos agentes nessa fase da Consulta Pública, e, sendo necessária a abertura de uma 2ª fase desta da CP, de maneira rápida, para dar um melhor endereçamento à tais questões e que a sociedade em geral possa contribuir ativamente para solucioná-los.

Com isso, ter os melhores aprimoramentos, implementados da melhor maneira possível, é imprescindível para que todos tenham confiança, transparência e certeza da qualidade das saídas dos modelos que impactam todo o mercado no curto, médio e longo prazo.

Diante do exposto, congratulamos novamente a CPAMP e o Ministério de Minas e Energia por darem celeridade aos aprimoramentos nos modelos computacionais abordados nesta Consulta, estes devem contribuir para uma melhor formação de preço, operação mais racional e com menos distorções de custos no SEB e na economia brasileira. Ainda, ratificamos a importância e a urgência na aprovação desses aprimoramentos para melhorar a percepção das reais condições do sistema.

Em suma, **apoiamos a aplicação do PAR(p)-A nos modelos matemáticos e a reparametrização do CVaR para o par (25,40). Com abertura de uma segunda fase da CP nº 121/2022 para endereçar quaisquer dúvidas dos agentes.**