



São Paulo, 11 de março de 2022

CONSULTA PÚBLICA MME Nº 121/2022

Aprimoramentos CPAMP

GT Metodologia – Ciclo 2021/2022

A Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP) apresenta suas contribuições no âmbito da Consulta Pública nº 121/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME), cujo objetivo é debater “*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).*”.

Introdução

O constante aperfeiçoamento dos modelos de despacho e formação de preços de energia é fundamental para o aumento da segurança energética e da sustentabilidade dos negócios no setor elétrico. Modelos mal calibrados implicam em uso ineficiente dos recursos energéticos e em transferência de riqueza entre os agentes do setor, com possível deterioração do ambiente de negócios e perda de segurança no suprimento.

Ao menos desde 2013, o setor elétrico brasileiro (SEB) passa por sucessivas crises. Desajustes em série empurraram contas bilionárias para os consumidores, por meio de reajustes tarifários elevados, contratação de empréstimos bancários (Conta-ACR, Conta-Covid e, mais recentemente, Conta Escassez Hídrica) e uma disparada nos encargos tarifários – muitos provenientes de medidas operativas. Dentre os muitos problemas do atual marco regulatório do SEB, diversos deles derivam do modelo de despacho e formação de preços utilizado no Brasil.

Os modelos computacionais aplicados no SEB¹ foram concebidos em um momento no qual a matriz elétrica era significativamente diferente da atual e as próprias condições climáticas eram outras. Não por acaso, estes modelos são periodicamente revisitados, com o intuito de adequá-los às novas realidades. Porém, como veremos adiante, tais revisões têm-se demonstrado insuficientes para o tamanho do desafio em questão.

A operação centralizada, por meio de modelos de otimização, foi uma opção feita no país, em virtude das características do Sistema Interligado Nacional (SIN), que apresenta importantes complementariedades entre as regiões. Daí também derivou a criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), cujo objetivo é o compartilhamento de riscos entre os agentes hidrelétricos, que poderiam explorar complementariedades hidrológicas, para se protegerem de eventos extremos localizados.

Com o tempo, todavia, não apenas o propósito do MRE foi desvirtuado – com a transferência de quase todo risco hidrológico para os consumidores –, como a própria operação centralizada passou a ser desafiada pelos avanços tecnológicos. O advento das

¹ A saber, NEWAVE, DECOMP e, mais recentemente, o DESSEM, além dos demais modelos satélites, utilizados na operação e no planejamento do sistema eletroenergético.

fontes não-despacháveis (esp., eólica e solar) e a descentralização da oferta (por meio da geração distribuída) aumentou significativamente as incertezas no comportamento da geração e da carga. Além disso, mudanças nos padrões hidrológicos (que serão explorados adiante) colocaram em xeque a assertividade dos modelos de previsão de vazões e Energia Natural Afluenta (ENA) – objeto de discussão na presente Consulta Pública.

Exemplo típico da falta de credibilidade dos modelos computacionais é o uso indiscriminado da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM). Prevista indiretamente na Lei 10.848/2004, a GFOM foi regulamentada pela Resolução CNPE nº 8, de 20/12/2007. De forma muito simplificada, a GFOM é utilizada quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) verifica condições *mais adversas* de atendimento à carga do que aquelas sinalizadas pelos modelos computacionais utilizados na operação do sistema elétrico.

Desde que foi criada, a GFOM passou por alguns “aprimoramentos”, sempre com a expectativa de que haveria cada vez menos necessidade de despachos fora da ordem de mérito. Instituiu-se, por exemplo, uma “curva de referência”, que é seguida pelo CMSE para modular a GFOM. Isso, por si só, deveria chamar a atenção. Afinal, os modelos de otimização utilizados para operar o sistema contam com seus próprios critérios de aversão ao risco. Ao estabelecer as “curvas de referência” fora dos modelos computacionais, o governo evidencia a baixa confiança que deposita em seus próprios modelos, o que é um sinal de problemas fundamentais, não admitidos explicitamente. A prática, porém, cria uma situação bastante peculiar: geração *extraordinária* a partir de *parâmetros pré-estabelecidos*.

Ou seja, qual é o verdadeiro grau de aversão ao risco do sistema eletroenergético: aquele interno aos modelos computacionais utilizados na operação e planejamento, ou aquele das curvas de referência utilizadas para definir o despacho fora da ordem de mérito?

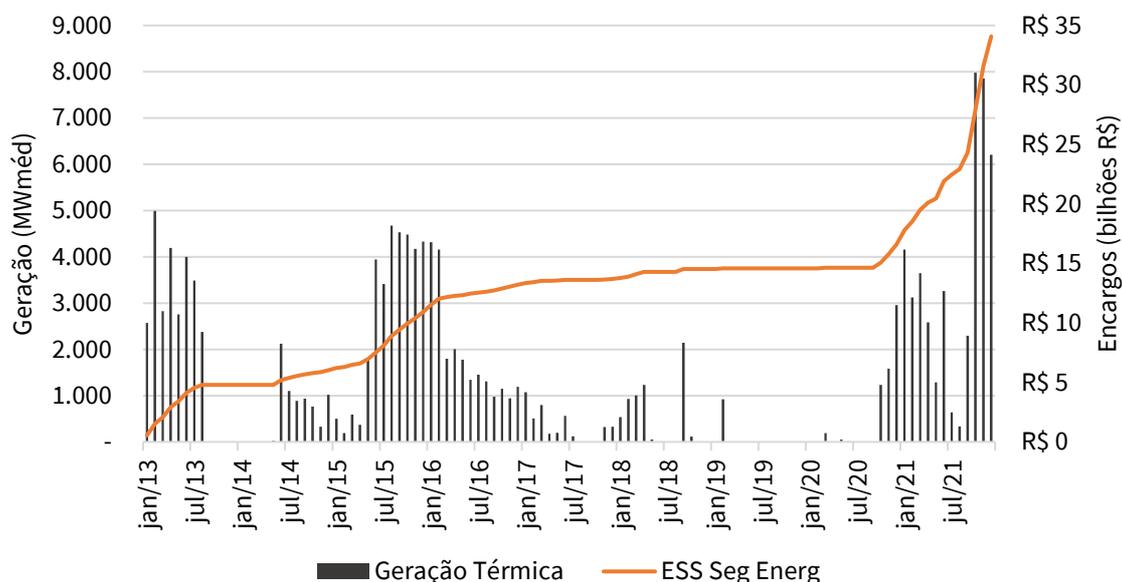
Além dessa distorção, destaca-se que as expectativas de redução da GFOM não se confirmaram. O CMSE segue aprovando elevados montantes de despacho fora da ordem de mérito, sempre que o país é acometido por períodos hidrológicos adversos, com impactos significativos para os consumidores.

Com a crise de 2021, a GFOM alcançou patamares históricos (ver Figura 1). Entre os meses de outubro e dezembro, foram gerados 7,4 GW_{méd} de térmicas fora do mérito – equivalente a quase 50% da geração térmica total no período. Os encargos associados à GFOM somaram R\$ 17,5 bilhões, em 2021 – sendo R\$ 15,6 bilhões por segurança energética e R\$ 1,9 bilhão em virtude do deslocamento hidráulico.

Além de implicar em uma pesada conta de encargos, a GFOM também prejudica o sinal de preços. A térmica despachada fora de mérito não forma preços, porém reduz a necessidade de geração de outras fontes. E, dado que um sistema com base hidrotérmica tem “memória” – i.e., as decisões operativas do presente impactam as futuras – o modelo, como um todo, fica viciado. Sem sinal de preços, enfrentar crises torna-se mais complexo.

A Figura 1 apresenta a geração fora do mérito, de 2013 a 2021, assim como o valor acumulado de Encargos de Serviço do Sistema (ESS) pagos por segurança energética e por deslocamento hidráulico – este último, em vigor desde jan/2018.

Figura 1. GFOM x ESS (2013-2021)



Fonte: elaboração FIESP com dados da CCEE

Assim, o uso indiscriminado da GFOM demonstra que os modelos computacionais já não são confiáveis, pois nem as principais instituições do setor elétrico, como o ONS, a CCEE e o CMSE, acreditam nos seus resultados.

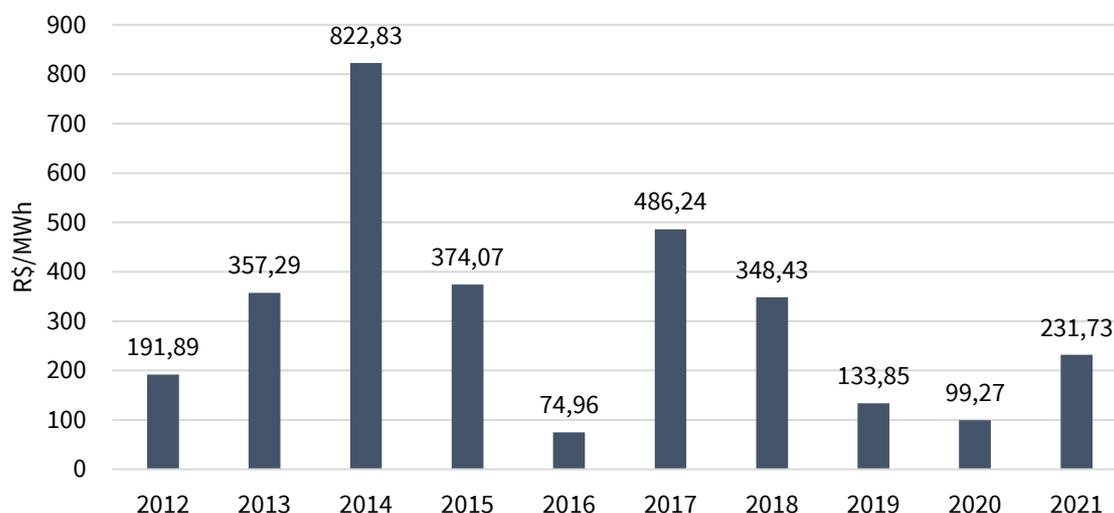
Portanto, apesar da importância dos aprimoramentos propostos nesta Consulta Pública, destacamos que os problemas que afligem a operação do sistema e a formação de preços são ainda mais profundos. Enquanto o uso da GFOM for rota de escape para as instituições do SEB, poucos avanços mais significativos devem ser alcançados.

Lições (preliminares) da crise hídrica de 2021

Além dos apontamentos feitos acima, a crise de 2021 ainda trouxe algumas lições particulares, sobre a formação de preços no setor. Após enfrentar o pior período seco da histórica, no final do mês de maio, o armazenamento no subsistema Sudeste/Centro-Oeste – que detém 70% da capacidade de armazenamento do SIN – alcançou o pior patamar desde maio de 2001 – ano do “apagão” do setor elétrico.

Porém, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) médio, na última semana de maio, foi melhor do que em 5 dos últimos 10 anos do histórico até então (ver Figura 2). Ou seja, apesar da hidrologia adversa e do armazenamento historicamente baixo, os modelos ainda “rodavam” preços razoavelmente favoráveis.

Figura 2. PLD SE/CO - última semana de maio (R\$/MWh)

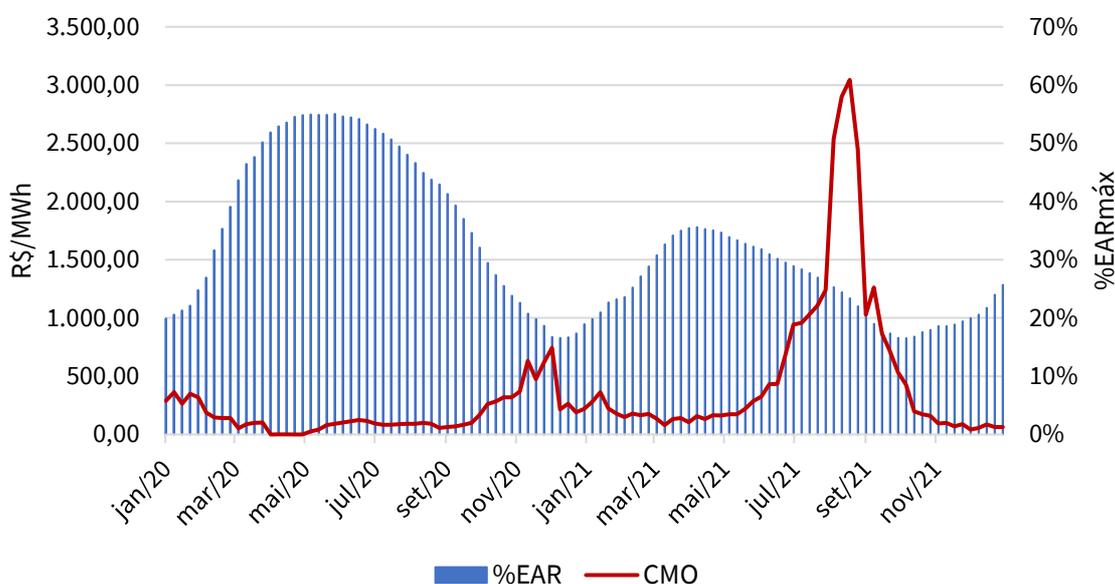


Fonte: elaboração FIESP com dados da CCEE

Conforme ficará mais evidente adiante, um dos principais fatores responsáveis pela “lentidão” do modelo em dar o sinal de escassez é o grau de inflexibilidade da geração hidráulica. A manutenção de vazões defluentes mínimas, por restrições ambientais ou por usos consuntivos das águas, faz com que os modelos demorem a responder ao baixo nível dos reservatórios e às baixas afluências.

A Figura 3 apresenta o comportamento do Custo Marginal de Operação (CMO), comparado ao armazenamento dos reservatórios, para o subsistema SE/CO. Como o ano de 2020 foi marcado por consumo baixo, especialmente até o mês de junho, o CMO manteve-se próximo ao piso. Em 2021, já com a carga em recuperação e reservatórios mais baixos, o CMO começou a responder de forma mais intensa apenas em meados de junho. E a resposta mais significativa – reagindo ao risco iminente de déficit – apareceu apenas no mês de agosto, quando restrições hidráulicas foram flexibilizadas e as vazões mínimas bastante reduzidas.

Figura 3. CMO x EAR - SE/CO



Fonte: elaboração FIESP com dados do ONS

Ou seja, mais até do que algumas variáveis do modelo, ou alguns dados de entrada, as restrições impostas pelos usos múltiplos da água exercem papel fundamental na formação de preços de energia. Tendência, esta, que deve se intensificar ao longo das próximas décadas, com o aumento do uso da água para outros fins – como irrigação, navegação e lazer – e com as alterações nos padrões hidrológicos, consequência das mudanças climáticas.

Assim, tão importante quanto a constante avaliação dos parâmetros dos modelos computacionais, é a reavaliação da governança das águas no país e os contornos regulatórios do uso das águas.

Propostas de aprimoramento do GT Metodologia da CPAMP

O Relatório Técnico do GT-Metodologia 01-2022 traz, basicamente, três propostas de aprimoramento nos modelos computacionais:

- i. Representação hidrológica: substituição do modelo PAR(p) pelo PAR(p)-A na geração dos cenários de vazões (Decomp) e ENA (Newave);
- ii. Parametrização da Aversão ao Risco CVaR: substituição do par ($\alpha=50$; $\lambda=35$) pelo par ($\alpha=25$; $\lambda=40$);
- iii. Atualização nos critérios de convergência do Newave.

Os aprimoramentos propostos entrarão em vigor em janeiro de 2023, especificamente para o planejamento da operação e a formação de preços. No caso do planejamento da expansão e do cálculo da Garantia Física (GF), os novos parâmetros podem ser utilizados assim que aprovados pela CPAMP.

De forma geral, as propostas tornam a operação do sistema mais avessa ao risco, com aumento da geração termelétrica, aumento na energia armazenada nos reservatórios e, conseqüentemente, aumento do CMO médio. Por outro lado, espera-se uma redução no despacho fora da ordem de mérito, reduzindo os encargos por segurança energética. Além disso, as alterações também impactarão a GF das usinas hidrelétricas, diminuindo a sobrecontratação das distribuidoras, e aumentando espaço no planejamento da expansão.

Diante disso, julgamos que as alterações propostas são positivas e podem diminuir o *gap* existente entre a operação “ótima” projetada pelos modelos e aquela efetivamente praticada. Porém, são necessárias observações a respeito de duas das três alterações propostas.

a. Geração de cenários: PAR(p)-A

Atualmente, o setor elétrico conta com uma série histórica de vazões de 90 anos – 1931 a 2020. Esta série histórica é utilizada como dado de entrada para o modelo GEVAZP, utilizado para a geração de séries sintéticas de vazões e ENAs. O GEVAZP é um modelo do tipo Periódico Autorregressivo de Ordem p – PAR(p). De acordo com relatório da CPAMP:

O PAR(p) é um modelo autorregressivo cujos parâmetros apresentam um comportamento periódico. É utilizado para representar séries hidrológicas mensais, as quais apresentam média, variância, assimetria e estrutura de autocorrelação de comportamento periódico. A ordem p refere-se à quantidade de estágios passados que o modelo leva em consideração ao prever as ENAs de um dado estágio m (no caso, mês).

Ao longo do tempo, constatou-se que o modelo PAR(p) incorria no problema de reversão à média. Ou seja, mesmo após um longo período de escassez hídrica, após as primeiras chuvas o modelo rapidamente voltava a projetar cenários de hidrologia próximos à Média de Longo Termo (MLT). Dado que a série histórica é relativamente longa (90 anos), e marcada por diversos ciclos de chuvas, mais recentemente os cenários médios tornaram-se razoavelmente otimistas, quando comparados à realidade.

E este é um ponto que merece atenção – antes de avaliarmos a proposta feita pela CPAMP, de alteração do modelo PAR(p).

A partir de uma análise mais detalhada das séries históricas de vazões, verificamos um padrão de degradação consistente da MLT nas principais bacias hidrográficas do SIN. Juntas, as bacias dos rios Paranaíba, Grande, São Francisco e Tocantins, respondem por 80% da capacidade de armazenamento do SIN. Ou seja, analisar o comportamento das vazões nestas bacias é fundamental para a avaliação da real condição dos reservatórios do SIN.

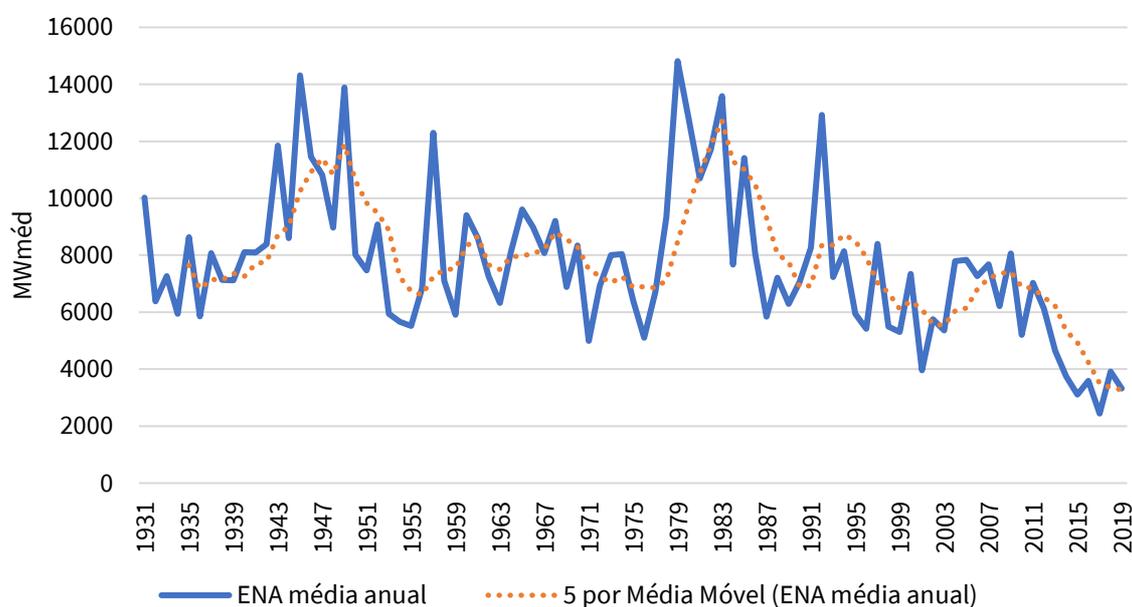
A Tabela 1 apresenta uma análise para estas quatro bacias, comparando a média de ENAs realizadas em cinco períodos diferentes: (i) histórico completo, de 1931 a 2019²; (ii) últimos 30 anos; (iii) últimos 20 anos); (iv) últimos 10 anos); (v) últimos 5 anos.

	Paranaíba	Grande	São Francisco	Tocantins
1931-2019	100%	100%	100%	100%
1990-2019	93%	91%	80%	91%
2000-2019	91%	86%	72%	88%
2010-2019	76%	75%	56%	79%
2015-2019	70%	70%	53%	71%

Fonte: elaboração FIESP com dados do ONS

Observa-se pelo quadro acima que a MLT, dos 89 anos anteriores, já não representa mais adequadamente a ENA média destas bacias hidrográficas. Ou seja, quando o modelo PAR(p) reverte à média, encontra valores bastante descolados da realidade do período mais recente. O caso mais significativo é o do rio São Francisco. O comportamento da ENA pode ser observado no gráfico da Figura 4, assim como uma média móvel de 5 anos.

Figura 4. ENA anual São Francisco (MWméd)



Fonte: elaboração FIESP com dados do ONS

² Base utilizada no ano de 2021 para operação do sistema. O ano de 2020 foi incluído à série histórica apenas a partir de 2022.

Assim, a discussão sobre o modelo de geração de cenários precisa ser acompanhada por uma reavaliação das séries históricas utilizadas. Ainda que a substituição do modelo PAR(p) pelo PAR(p)-A possa trazer resultados positivos, ela também pode implicar em situações indesejadas, conforme argumentaremos na sequência. Porém, se os dados de entrada não forem suficientemente robustos, por melhor que seja o modelo, os resultados poderão não ser aderentes à realidade.

Por definição, o modelo PAR(p)-A consiste numa ampliação da memória do modelo PAR(p), por meio da inclusão de um novo termo na equação de auto-regressão de cada período sazonal. Em outras palavras, o modelo PAR(p)-A dá um peso maior ao passado recente – no caso proposto, últimos 12 meses – do que o modelo PAR(p) dava.

De acordo com o Relatório Técnico do GT-Metodologia 01-2022:

*a metodologia de aperfeiçoamento do modelo GEVAZP (modelo de geração de séries sintéticas de energias e vazões), denominada PAR(p)-A, traz melhorias importantes para a representação da hidrologia recente na geração de cenários de vazões e de Energias Naturais Afluentes (ENAs). Constatou-se, ainda, que **o modelo proposto tende a gerar cenários continuamente mais extremos (positivos e negativos) ao longo do horizonte estudado**, em comparação ao modelo vigente (PAR(p)). 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)**. Nesse sentido, é importante frisar que os decks sem tendência hidrológica reproduzem as características do histórico desde o início do estudo e, portanto o PAR(p)-A traz benefícios tanto em casos com tendência hidrológica, quanto casos sem tendência hidrológica, como o de garantia física. (grifo nosso)*

A avaliação feita pelo CPAMP constatou que os resultados do modelo PAR(p)-A são promissores. Por meio de testes estatísticos verificou-se que o modelo PAR(p)-A reproduz melhor o histórico de ENAs do que o modelo PAR(p). Porém, a primeira afirmação em destaque chama atenção: o modelo PAR(p)-A “*tende a gerar cenários continuamente mais extremos (positivos e negativos) ao longo do horizonte estudado*”. Isso é preocupante, especialmente considerando os cenários extremos que temos observado no passado mais recente do SEB.

O ano de 2021 ficou marcado pela pior crise hídrica dos últimos 91 anos. Este período, todavia, foi sucedido por um período úmido, a partir de outubro, significativamente melhor – especialmente nas regiões Norte e Nordeste. Ou seja, um modelo que privilegie o passado recente, num contexto de alterações extremas, pode tornar a formação de preços ainda mais suscetível a variações abruptas de tendência. Este é um ponto que não foi endereçado no Relatório Técnico e deveria ser objeto de análise mais aprofundada no texto final.

Assim, entendemos que a adoção do modelo PAR(p)-A pode ser positiva, mas não é suficiente. Uma reavaliação dos dados de entrada é fundamental e urgente. Sugerimos que seja estudada a aplicação de uma janela móvel de dados históricos, a fim de diminuir a possibilidade de distorção da MLT. Além disso, solicitamos análises mais detidas de situações com reversão de tendência de curto prazo – por exemplo, uma alteração do padrão de vazões de muito abaixo da média para chuvas acima da média, num curto período (como ocorrido no final de 2021).

b. Calibração do CVaR

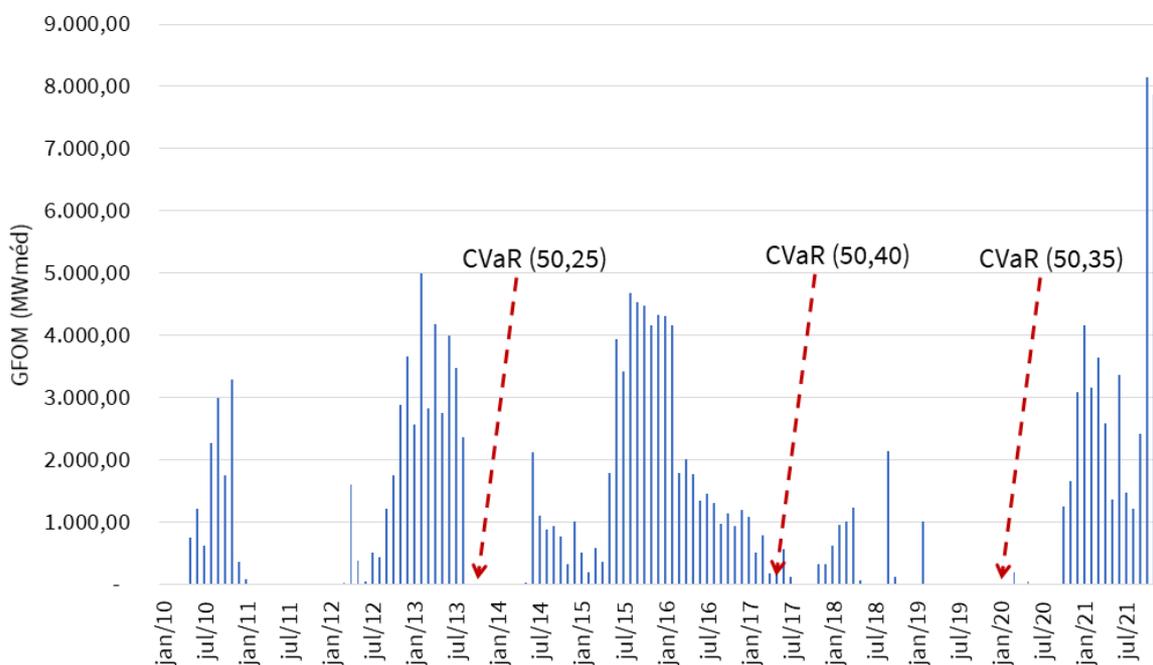
Neste ponto, importante ressaltar que não se trata da primeira revisão dos parâmetros de CVaR. Outras três alterações já foram realizadas, desde 2013, sempre com o objetivo de aumentar a aversão ao risco do sistema e reduzir a geração fora de mérito. Na realidade, a própria internalização da metodologia de aversão ao risco nos modelos computacionais foi feita com este objetivo.

De acordo com apresentação feita no Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em 17 de dezembro de 2013, a utilização do CVaR nos modelos teria como benefícios:

- *um aumento da segurança energética e uma sinalização econômica mais realista com relação à formação do preço de liquidação no mercado de curto prazo, além de maior coerência entre as atividades de planejamento e operação; e*
- *o despacho de usinas termelétricas acionadas fora da ordem de mérito será reduzido a eventos muito raros e, conseqüentemente, o custo adicional com esse despacho será muito baixo.*

Ocorre, todavia, que tais objetivos não apenas não foram alcançados, como a GFOM vem sendo cada vez mais utilizada. O gráfico da Figura 5 apresenta a relação entre as revisões feitas nos parâmetros do CVaR e o despacho fora de mérito. Nota-se que, até o momento, os resultados têm ficado bem distante do esperado.

Figura 5. GFOM x alterações no CVaR (2013-2021)



Fonte: elaboração FIESP com dados do ONS

O objetivo dessa observação não é contrapor a proposta feita pela CPAMP, mas serve como alerta. É possível que as alterações feitas das outras vezes tenham sido demasiadamente tímidas (em todos, manteve-se o parâmetro α e fez-se alterações mínimas no λ). Desta feita, a alteração proposta é mais significativa, aumentando consideravelmente a aversão ao risco do modelo. Dada a relevância desta alteração para o comportamento dos preços, far-se-á necessário um acompanhamento bastante rigoroso dos seus impactos, sob risco de perturbação no ambiente de negócios do setor elétrico.

Assim, a FIESP apoia a alteração proposta nos parâmetros do CVaR, todavia solicitamos a máxima transparência na sua implantação e nas consequências para o setor.

Por fim, salientamos a importância de todas essas alterações serem imediatamente consideradas nos cálculos de GF, especialmente na próxima revisão ordinária, que deve ser realizada ao longo do ano de 2022, com vigência a partir de 01/01/2023.

Atenciosamente,

Departamento de Infraestrutura

Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP