

Contribuição da Omega Energia para mudanças nos modelos computacionais proposta pela CPAMP (Consulta Pública nº 109/2021)

INTRODUÇÃO

Em primeiro lugar, gostaríamos de reconhecer o esforço da CPAMP em tornar seus processos mais transparentes e levar em conta as considerações da sociedade para subsidiar suas decisões, disponibilizando não só relatórios técnicos sobre todos os temas em discussão, como também os dados de entrada e saída das simulações realizadas, iniciativa inédita. Neste momento de restrições hidrológicas e crise sanitária é fundamental que o interesse público seja considerado nas decisões setoriais que afetam o uso múltiplo das águas e o preço de energia, insumo tão fundamental para a vida social moderna.

A Omega Energia é a plataforma de energia digital e sustentável com o objetivo de transformar a sociedade por meio de energia limpa, barata e sustentável. Com base nestes princípios, em 10 anos de atuação no setor, a Omega tornou-se a maior empresa de geração renovável do Brasil, com 1.869 MW de capacidade instalada, entre PCHs, usinas eólicas e usinas solares, localizadas em todos os submercados do país. Seguindo sua missão de tornar a energia barata, sustentável e limpa para todos os consumidores brasileiros, a Omega Energia apresenta ao Ministério de Minas e Energia suas contribuições para a Consulta Pública nº 109/2021 sobre os aprimoramentos propostos pela Comissão Permanente de Avaliação dos Metodologias e Programas Computacionais – CPAMP (ciclo 2020-2021).

RESUMO DA CONTRIBUIÇÃO

A NATUREZA ECONÔMICA DO CVAR GERA DISTORÇÕES PARA ATENDER CRITÉRIO DE SUPRIMENTO FÍSICO

- A discussão de **gestão de reservatórios** está associada ao volume armazenado
- O **CVaR** atua indiretamente na elevação de níveis de reservatórios por meio de **aumento do valor da água**
- Métricas de aversão ao risco deveriam ter foco **em parâmetros físicos**, como o VminOp que atua no nível dos reservatórios
- Mudanças de características estruturais do sistema requerem **recalibração frequente de parâmetros do CVaR**

- Mudança de aversão ao risco do CMSE, resultando em maior despacho fora do mérito, está também relacionada ao deplecionamento mais acelerado do reservatório do que previsto no planejamento da operação, por restrições operacionais conjunturais

A METODOLOGIA PARA ESCOLHA DOS PARÂMETROS DEVE SE BASEAR EM ANÁLISES DE CUSTO-BENEFÍCIO

- **Ausência de análise de custo-benefício** detalhadas e métricas que analisem o impacto no **risco de suprimento** - não se deve apenas buscar ganho de armazenamento ou incorporar 100% do GFOM nos preços sem considerar os custos associados
- As métricas de custo-benefício apresentadas **não apontam para a utilização de CVaR (50,50)**
- Preocupação em utilização do **período 2012 a 2015**, devido às diferenças nas características do sistema
- Caso seja este o objetivo, os **parâmetros (50,35) já incorporam integralmente o GFOM** e trazem menor custo para a sociedade para 2020-21
- **CVaR (50,25) traz o melhor resultado do indicador de eficiência** para 2020-21
- Os **parâmetros (50,25) trazem menores impactos** sobre os agentes (consumidores cativos, livre, distribuidoras, geradores hidrelétricos etc.)

RECOMENDAÇÕES

A utilização do VminOP para aumentar a segurança física do sistema e do PAR(p)-A para trazer maior aderência entre expectativa e observação de cenários de afluência representam importantes avanços metodológicos e, portanto, concordamos com a recomendação da CPAMP de sua inclusão no processo de formação de preço e despacho das usinas. Ressaltamos que estes aprimoramentos por si só já resultam em antecipação do despacho termelétrico e aumento da segurança de suprimento.

No entanto, com relação aos parâmetros do CVaR, é necessário ter um objetivo claro para a aversão ao risco da operação do sistema. **Caso o objetivo seja trazer toda a geração termelétrica para o mérito**, as análises quantitativas apresentadas no relatório da CPAMP indicam que **o par de parâmetros (50,35) já seria suficiente**, minimizando o custo operativo total. Por outro lado, **se o objetivo for obter um melhor equilíbrio entre custo para a sociedade e segurança de suprimento, o índice de eficiência apresentado no relatório da CPAMP recomenda a utilização do par**

(50,25). Nesta contribuição apresentamos simulações prospectivas e outras métricas para avaliar o custo/benefício dos diferentes parâmetros que também apontam para esta mesma recomendação. Adicionalmente, dentre os parâmetros avaliados, o par (50,25) implica em menores custos de energia para o consumidor, menor dispersão nos preços de mercado, menor custo operativo e menor custo de expansão do sistema, reiterando a eficiência desta escolha.

Recomenda-se a adoção do par (50,25) visando o melhor benefício para o setor.

Com relação às novas metas de reservatórios, dada a perspectiva de baixos níveis de armazenamento no final de dezembro de 2021, de nada adianta forçar o modelo a ter uma meta inviável em 1 de janeiro de 2022. Incluir restrições no modelo operativo que provavelmente serão violadas irá causar ruído e não um sinal para decisões mais eficientes, uma vez que as penalidades de violação dificultam a solução ótima do problema de despacho hidrotérmico. Para minimizar estas violações, e considerando que o objetivo final é ter segurança operativa no final do período seco, **recomendamos a adoção gradual de novos níveis de VMinOp.**

Entende-se também que há necessidade de compatibilização entre políticas de adoção de mudanças estruturais em modelos setoriais. Neste contexto, **recomenda-se que haja compatibilidade entre a CP MME 109/2021 e a TS ANEEL 009/2021, especialmente relativo ao início de implementação das alterações.**

Por fim, **o processo de calibração de parâmetros do CVaR requer objetividade, transparência e previsibilidade**, itens almejados e que veem de encontro com os esforços atuais da CPAMP e instituições dentro da agenda do setor.

Apresenta-se a seguir o detalhamento de nossa contribuição.

A UTILIZAÇÃO DO CVAR COMO MÉTRICA DE RISCO DE SUPRIMENTO

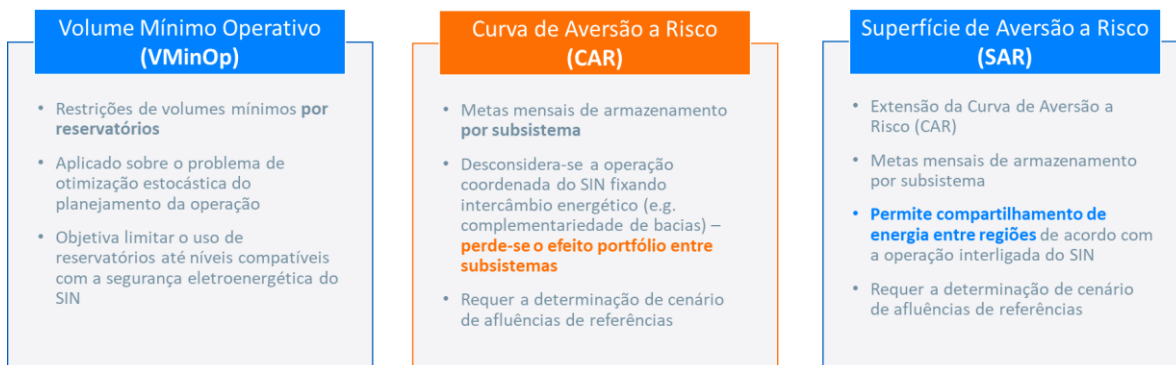
1. AVERSÃO AO RISCO NOS MODELOS DE DESPACHO

É de interesse da sociedade a gestão econômica de água dos reservatórios das hidrelétricas, que, por sua vez, tem uma multiplicidade de usos (industrial, transporte, consumo animal e humano, lazer etc.), além do setor elétrico, sujeita ainda a restrições ambientais. Ocorre que o insumo água é de propriedade da União, ou seja, não tem propriedade atribuída aos agentes que o utilizam, o que dificulta a gestão descentralizada, trocas e sua precificação pelos interessados¹. Outra camada de complexidade são os interesses públicos associados a água, energia elétrica e meio ambiente. Desta maneira, a gestão destes reservatórios utiliza como linguagem comum o volume de água disponível, em particular, o volume dos reservatórios como métrica de escassez, dada sua relevante capacidade de regularização ou armazenamento.

Considerando a predominância de hidrelétricas no setor elétrico brasileiro e sua dependência deste recurso para provisão de energia, convencionou-se também adotar o volume dos reservatórios como métrica para avaliar o risco de suprimento de energia no país. Desta maneira, **seria recomendável que os modelos setoriais de despacho e preço adotassem** a mesma linguagem, ou seja, **parâmetros físicos de volume armazenado, como forma de embutir na gestão dos reservatórios**, conduzida em conjunto pelo ONS e ANA, **a aversão ao risco de escassez de suprimento de energia e água da sociedade.**

Existem várias metodologias, algumas, inclusive, em uso ou já adotadas no passado no país para fazê-lo, como volume mínimo operativo (VMinOp), curva de aversão ao risco (CAR), superfície de aversão ao risco (SAR), entre outras. Um resumo destas metodologias é apresentado na figura abaixo cada uma delas com seus pontos positivos e negativos. **Uma vantagem das metodologias físicas é que uma vez implementados seus parâmetros não necessariamente precisam ser recalibrados quando a configuração do sistema é significativamente alterada.**

¹ Teorema de Coase



2. CARACTERÍSTICAS DA METODOLOGIA CVAR

O CVaR, por outro lado, parte de uma lógica econômica. Ao aumentar o peso dos cenários mais custosos (geralmente associados à amostragem de hidrologias mais críticas) ao longo da definição da política operativa, a metodologia aumenta o valor da água e o despacho termelétrico para, por consequência, preservar o nível dos reservatórios. A antecipação dos despachos termelétricos tem a vantagem de, na média, garantir a maior disponibilidade de reservatórios em períodos futuros, mas por outro lado tem uma série de desvantagens, que aumentam à medida que se eleva a aversão ao risco (por meio de seus parâmetros), como:

- Aumento do custo médio de operação e risco de vertimento em cenários úmidos;
- Aumento da volatilidade dos preços e despacho (tendência de resposta mais incisiva do despacho aos cenários de vazão);
- Resultados operativos (e consequente risco associado) têm forte dependência da configuração sistêmica, o que resulta na necessidade de recalibração frequente dos parâmetros;
 - Dependência causada pela calibração de parâmetros do CVaR a fim de atingir uma determinada meta (ainda não definida no Brasil), podendo ser custo-benefício, nível de armazenamento, risco de suprimento etc., e que depende das configurações sistêmicas (oferta de energia, perfil de consumo etc.);
 - Ausência de uma métrica bem estabelecida resulta em vulnerabilidade do processo a vieses políticos;
 - Ampliação da percepção de riscos de agentes, os quais tenderão a transferi-los aos consumidores por meio de aumento de custo de energia;
 - Redução da eficácia de calibrações com base na operação histórica, considerando a evolução em curso da configuração do sistema com redução o papel das hidrelétricas.

Devido a esses vícios e, como comentado, à natureza das discussões de gestão econômica dos reservatórios estar associada à preservação de níveis de armazenamento, **não se conhece outros países em que métricas econômicas sejam utilizadas como forma de representar aversão ao risco da sociedade.**

3. A AVERSÃO AO RISCO DE SUPRIMENTO ESTÁ ASSOCIADA AO DEPLECIONAMENTO DE RESERVATÓRIOS

O setor elétrico é planejado em diferentes horizontes de longo a curto prazo, para os quais se utilizam diferentes modelos de planejamento da operação, com níveis de detalhamento distintos, privilegiando a representação de parâmetros e variáveis mais relevantes para a garantia do suprimento em cada etapa do processo. Assim, os parâmetros e a modelagem matemática devem representar o mais próximo possível a realidade operativa dos ativos, evitando fatores de fricção, enquanto as variáveis devem representar os principais riscos ao suprimento em cada etapa.

No planejamento da operação para despacho hidrotérmico (médio prazo), a principal incerteza que poderá implicar em riscos de suprimento, as afluições, é tratada de modo estocástico com base em características de afluições históricas. Por consequência, a aversão ao risco da operação deve ser calibrada considerando características estruturais associadas à distribuição de probabilidade desta variável. Caso sua representação não esteja compatível com sua perspectiva de observação, esforços devem ser direcionados para este tipo de estudo – como de fato tem ocorrido na Consulta Pública em questão por meio da adoção do modelo PAR(p)-A.

Ainda, eventuais inconsistências entre o planejamento da operação e a operação real ocasionam em maior utilização de recursos primários, induzindo a um deplecionamento mais elevado de reservatórios. Devido à relevância do nível de armazenamento para a garantia de suprimento energético, **uma taxa mais elevada de deplecionamento de reservatórios acarreta maior percepção de riscos sobre a operação eletroenergética do sistema.** Neste contexto, a divergência da percepção de risco do operador do sistema devido ao aumento do deplecionamento e a trajetória de armazenamento projetada pelos modelos de otimização de cronograma de acionamento de usinas pode acarretar utilização de geração fora da ordem de mérito (GFOM) de maneira a compensar tais inconsistências. Em outras palavras, o maior deplecionamento dos reservatórios resulta em aumento na percepção de risco dos tomadores de decisão, que no setor elétrico, em última análise, é o CMSE.

Sendo assim, é essencial expurgar efeitos conhecidos sobre o deplecionamento de modo que a calibração da aversão a risco não incorpore questões extraordinárias, tendo em vista que a substituição de qualquer GFOM por meio de parametrização da metodologia de aversão a risco seria equivalente a se precaver de qualquer possibilidade de descasamento entre operação e planejamento, implicando em sobrecustos indesejáveis à sociedade. Neste contexto, **diversos eventos recentes não planejados contribuíram para taxas de deplecionamento mais elevadas do que o esperado, resultando em maior percepção de risco por parte do CMSE e, consequentemente, maior GFOM realizado nos últimos meses.** Destaca-se:

1. **Restrições operativas na UHE Belo Monte:** mudanças em restrições de defluência pelo IBAMA retirou entre jan-fev 1,5 GW médios do sistema.
2. **Hidrologia de extrema severidade:** pior hidrologia já observada (dez-abr) em sequência de uma década com 6 dos 10 piores anos do histórico, ou seja, *outlier* frente às características históricas para as quais se planeja o sistema.
3. **Restrições operativas na cascata do São Francisco:** a representação de regras operativas do reservatório de Sobradinho no modelo DECOMP no período de out/20 até dez/20 implicaria em elevação de despacho termelétrico de 734 MW médios durante o período, reduzindo a necessidade de GFOM.
4. **Atraso na entrada em operação da UTE GNA I** de jan/21 para jun/21 (e atualmente para nov/21).
5. Descasamento entre expectativa e observação na **produção de usinas renováveis.**
6. **Fatores de fricção das hidrelétricas.**

Alguns destes efeitos foram detalhados no anexo deste documento.

RECOMENDAÇÃO PARA OS PARÂMETROS DO CVAR

1. SIMULAÇÕES E MÉTRICAS

A calibração de parâmetros de aversão a risco requer métricas que venham a trazer luz ao custo-benefício à sociedade como um todo de cada opção de parametrização, avaliando não apenas a segurança de suprimento (que pode ser mensurada por diversos meios), como também o custo associado. Alinhado a isso, é fundamental avaliar o reflexo desta elevação de custos sobre toda a cadeia de agentes do setor.

Ainda, a calibração por meio de simulações de *backtest*, conforme apresentado no relatório técnico da Consulta Pública, exige a experimentação em distintos períodos e de mais longa duração, permitindo que, no primeiro caso, a definição de parâmetros

seja realizada com base em estatísticas consistentes, não sujeitando o resultado a variáveis contidas em períodos específicos e, em segundo, garantindo à política operativa o tempo necessário para adaptação das condições operativas e avaliação de seus resultados.

Por este motivo, no caso do *CVaR*, **dá-se preferência a configurações sistêmicas próximas a atual** (ou à expectativa), de modo que os efeitos esperados sobre a elevação de custos (e conseqüente elevação de níveis de reservatórios) sejam representativos quando comparados ao planejamento com a oferta de geração e demanda esperadas.

Isto posto, são apresentadas em sequência algumas considerações relativas às análises apresentadas no *Relatório nº 6*, bem como análises adicionais que realizamos.

2. CONSIDERAÇÕES ÀS ANÁLISES REALIZADAS

A. ANÁLISE DA SIMULAÇÃO BACKTEST

I. CONSIDERAÇÕES SOBRE O PERÍODO DO BACKTEST

Conforme mencionado, a calibração de parâmetros de aversão ao risco exige cautela sobre a representação de períodos de simulação, além do fato da necessidade de adequada representação de características sistêmicas estruturais.

A tendência de transição energética em curso no sistema elétrico brasileiro implica em mudança nas decisões de uso de recursos disponíveis. A configuração do sistema foi alterada substancialmente desde o primeiro período considerado nas simulações de *backtests* entre 2012 e 2015 para o segundo período de simulações, compreendido entre 2020 e 2021, com aumento substancial de usinas renováveis (inflexíveis e com características próprias de modulação e sazonalização) e o aumento de participação das usinas movidas a gás natural (menores CVUs). Dada a forte dependência entre a parametrização do *CVaR* e a configuração do sistema, entendemos que **o primeiro período não represente a operação sistêmica esperada nos próximos anos, devendo sua calibração ser baseada sobre o período de 2020-21.**

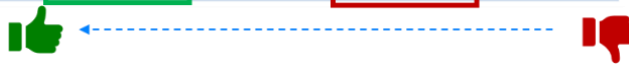
II. RESULTADOS DO INDICADOR DE EFICIÊNCIA

Métricas de custo-benefício para o sistema/sociedade com estatísticas mais elaboradas deveriam ser utilizadas para calibração dos parâmetros, como a probabilidade e profundidade de violação de volumes mínimos operativos, risco de déficit (profundidade e probabilidade) e a consideração do custo do déficit (não só os custos termelétricos),

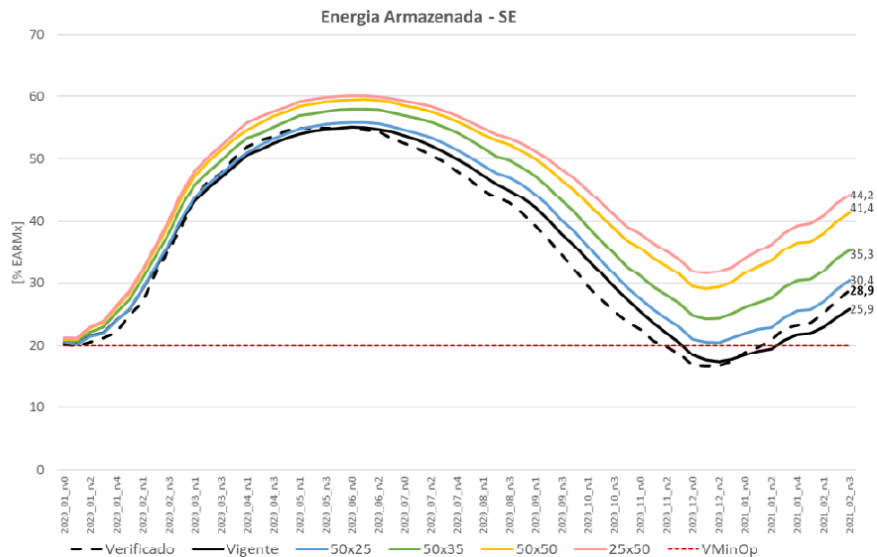
nas métricas de custo consolidada. Ainda assim, **a única métrica de custo-benefício analisada no Relatório nº 6 para o *backtest* de 2020-2021, o indicador de eficiência (razão entre custo operativo termelétrico e ganho de energia armazenada) indica que os parâmetros recomendados na CP (50,50) como os menos eficientes**, como mostra a figura abaixo.

Resultados de *Backtest* 2020-21

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 10 ⁵)	2.921	6.086	11.016	13.590
Indicador eficiência (R\$/MWh)	290	335	420	410



Outra métrica que chama a atenção para o período é a simulação da energia armazenada considerando a implementação de diferentes parâmetros do CVaR associado ao volume mínimo operativo no SE (subsistema mais importante do setor com mais de 70% da energia armazenada do SIN). Analisando apenas o horizonte em tela, **todos os parâmetros apresentados satisfizeram a restrição de volume mínimo de 20% em um mesmo cenário crítico de vazões, sendo, portanto, o parâmetro (50,25) mais adequado por apresentar menores custos** garantindo a segurança de suprimento e atingimento da meta de aversão ao risco.



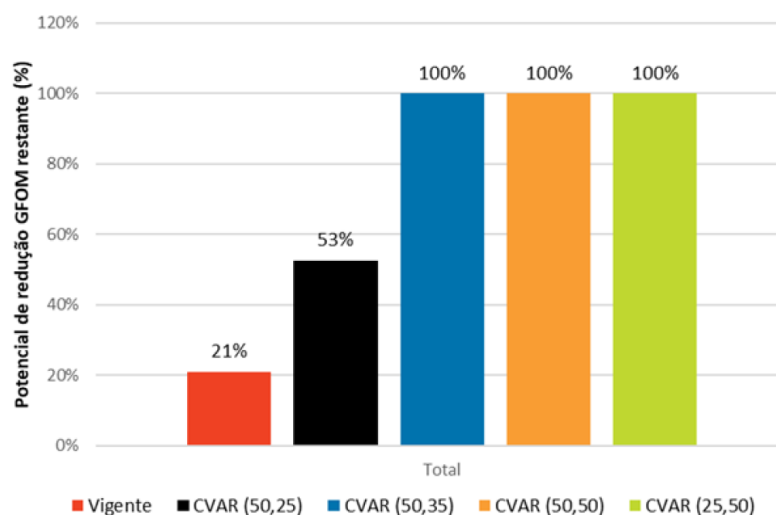
Essa redução de custos pode ser observada diretamente considerando o custo de geração termelétrica no período, conforme figura abaixo, também extraída do relatório.

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

III. MITIGAÇÃO DE GFOM

Ainda que seja fundamental a consideração de métricas de eficiência e impactos financeiros sobre o mercado na calibração de parâmetros de aversão a risco, entende-se que exista o interesse em redução de manipulações de cronogramas de acionamento de usinas que não forneçam sinalização adequada ao mercado, como é o caso de GFOM. Neste sentido, podem ser consideradas métricas que estejam associadas à mitigação do uso desta ferramenta, incorporando a aversão a risco do operador internamente na decisão do modelo de despacho.

Neste sentido, por meio dos próprios resultados apresentados no trabalho realizado pela CPAMP, foi apresentada a seguinte figura para o *backtest* de 2020-21:



Como pode-se observar, os parâmetros (50,35) foram suficientes para mitigar 100% da necessidade de despacho fora da ordem de mérito do sistema. A adoção de parâmetros ainda mais restritivos/avessos implicaria em custos adicionais ao setor, sem justificativas cabíveis com relação ao aumento da aversão ao risco da operação.

Ainda assim, ressalta-se que parte do acionamento extra de usinas termelétricas durante o período de simulação esteve relacionado a questões extraordinárias (listas da seção que relaciona aversão ao risco e deplecionamento dos reservatórios acima e no anexo), as quais deveriam ser descontadas na calibração da aversão a risco.

IV. IMPACTO SOBRE AGENTES DO MERCADO LIVRE

Uma das principais justificativas para a adoção de parâmetros que possam incorporar o acionamento extraordinário de usinas termelétricas no resultado do modelo de despacho é a necessidade de redução dos encargos associados. Embora ocorra de fato

a redução de encargos, a incorporação de níveis de aversão a risco excessivos poderá causar custos extras a agentes, especialmente do segmento de consumo no ACL.

De modo a avaliar os custos de agentes do mercado livre, analisou-se o impacto de cada alternativa sobre o custo de contratos renovados por ano. Esta análise levou em consideração a elevação de PLD de simulações de *backtest* para cada alternativa de parâmetros (em comparação à simulação com parâmetros vigentes) para o horizonte de out/20 e fev/21 – sendo conservador, pois é o período de maior nível de GFOM – e o montante de contratos de consumidores do mercado livre renovados por ano. Esta análise é simplificada, pois considera (i) apenas os efeitos nos contratos no primeiro ano (tempo médio dos contratos é de 4 anos), o que reduz o impacto esperado, e (ii) que o preço dos contratos reflete variações de PLD de mais curto prazo, o que potencialmente aumenta o impacto esperado (a depender da situação do mercado poderia também ter efeito inverso).

$$\text{Custo Adicional ACL} = \frac{\Delta PLD_{backtests}}{\text{Tempo médio dos contratos}}$$

Em paralelo, fez-se o cálculo relativo ao custo de encargos de GFOM por unidade de energia consumida (considerando apenas o mercado pagante deste tipo de encargo, i.e. desconsiderando autoprodutores). Neste caso, considerou-se, sendo conservador, já que o pré-despacho termelétrico poderia evitar necessidade de GFOM em todos os casos, que (50,35), (50,50) e (25,50) zeram o GFOM e (50,25) reduz o GFOM em 50%, conforme simulação do *backtest* para o período 2020-21.

$$\text{Custo de Encargos (ESS SE)} = \frac{\text{Custo GFOM}}{\text{Consumo SIN} - \text{Autoprodução}}$$

A tabela a seguir apresenta os resultados relativos à análise em questão. Notar que o custo do CVaR (50,25) considera, além dos preços do ACL, 50% do custo GFOM.

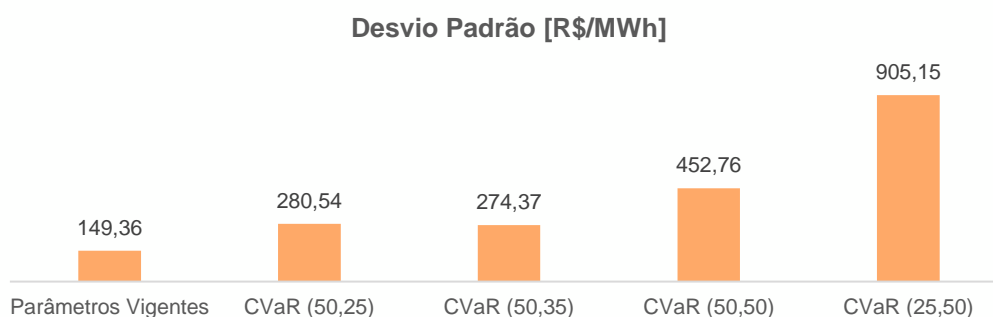
Custo de Encargos por Segurança Energética [R\$/MWh]	Adicional de custo para o ACL [R\$/MWh]			
	CVaR (50,25)	CVaR (50,35)	CVaR (50,50)	CVaR (25,50)
16,28	30,28	36,00	44,20	47,62

Por meio da métrica acima, nota-se que a decisão de incorporar o despacho fora da ordem de mérito com base em justificativa de redução de custos de encargos poderá impactar negativamente consumidores livres através de aumento de custos de energia.

Desta forma, **recomenda-se o uso do par (50,25) com objetivo de redução dos impactos sobre o segmento de consumo no ambiente livre.**

V. ANÁLISE DE DISPERSÃO

Uma questão importante com relação às variáveis é o cálculo de dispersão. Diferentemente de métricas de volatilidade, que são baseadas em valores relativos, há necessidade de avaliar os efeitos sobre a variação absoluta, pois é isso que pesa para os agentes de mercado. Devido à mudança de patamares de custos marginais, a análise absoluta permite comparar variáveis em uma mesma base. Assim, apresenta-se uma métrica clássica de dispersão, o desvio padrão, que indicará a variação em $R\$/MWh$ para cada resultado do *backtest*.



O aumento da aversão a risco, além de elevar os patamares de custos marginais, amplia significativamente sua dispersão (acima do aumento do valor médio de CMO do período para alguns casos). Isto, por consequência, amplia ainda mais a percepção de risco de mercado, o que resultará em prêmios ainda maiores, elevando o custo da energia. Assim, **o par (50,25) apresenta a menor dispersão de custos marginais** satisfazendo as condições de segurança.

B. ANÁLISES PROSPECTIVAS

De modo a avaliar os efeitos futuros sobre a decisão de parâmetros de aversão a risco sobre o setor, foram realizadas simulações com base no ano de 2022. Estas análises consideram simulações por meio do software *Newave* e configuração esperada para o ano de referência. Já os parâmetros das simulações estão em linha com as alterações desta Consulta Pública, sendo o par de parâmetros do *CVaR* alterado de acordo com o caso.

Considerando que a metodologia de aversão a risco visa evitar cenários críticos de níveis de armazenamento (métrica de suprimento em risco), é fundamental adotar uma métrica objetiva que leve em consideração aspectos econômicos (custo médio para

evitar risco de suprimento) e de riscos. Desta forma, sugere-se uma métrica a custo operativo total médio (custo termelétrico + custo de déficit) sobre a média de energia armazenada nos α [%] piores cenários em novembro de 2022 (mês final do período seco do sistema) – $CVaR_{\alpha}$.

$$ICB = \frac{E[Custo Total]}{CVaR_{\alpha}(EArm_{nov/22})}$$

Notadamente, essa métrica permite comparar o custo operativo para diferentes alternativas e o benefício observado ao mitigar o risco de deplecionamento de reservatórios. Desta forma, o par de parâmetros que fornecer o menor custo-benefício seria o mais eficiente financeiramente em termos de mitigação de riscos, sendo este o mais adequado para adoção. A tabela a seguir apresenta os resultados associados a esta métrica para $\alpha = 10\%$ (tomando como referência o mesmo α utilizado no critério econômico de garantia de suprimento relativo ao $CVaR_{10\%}[CMO]$). Destaca-se que para qualquer valor de α representando a cauda da distribuição, a sequência de parâmetros é mantida.

	Parâmetros Vigentes	CVaR (50,25)	CVaR (50,35)	CVaR (50,50)
Custo Operativo (MM R\$)	6.723	7.096	7.691	9.164
CVaR do EARM SE [GWh]	20.598	29.187	30.182	32.856
ICB [R\$/MWh]	326,38	243,12	254,82	278,91

De acordo com essa métrica, **o par de parâmetros de CVaR que proporcionou o melhor custo-benefício para o sistema é o (50,25)**, ao contrário do par (50,50) o pior custo-benefício. Esta métrica reforça os resultados apresentados na simulação *backtest* 2020-21.

Além disso, destaca-se que a energia armazenada para qualquer par de parâmetros de CVaR implica em nível de armazenamento superior ao esperado ao utilizar os parâmetros vigentes, **já indicando aperfeiçoamento da aversão ao risco do modelo**. Com base também em resultados de armazenamento, calcula-se a probabilidade da energia armazenada do Sudeste/Centro-Oeste atingir patamares inferiores a alguns níveis estabelecidos. Ressalta-se que, devido ao descasamento no cálculo de energia por meio de fatores de produção equivalentes ou em determinado ponto de operação, é possível que parte das restrições não satisfaçam exatamente os patamares do volume mínimo operativo, contudo há grande semelhança em resultados quando comparado com níveis críticos levemente inferiores.

Probabilidade de Violação	Param. Vigentes	(50,25)	(50,35)	(50,50)
Meta de 20%	9,3%	5,0%	4,3%	2,6%
Meta de 18%	8,3%	1,6%	1,5%	0,9%
Meta de 15%	6,0%	0,7%	0,8%	0,4%
Meta de 10%	1,8%	0,3%	0,2%	0,1%

C. CUSTO DE EXPANSÃO

Além de impactos sobre a operação sistêmica, a alteração de parâmetros de aversão a risco também implica em mudanças na expectativa de expansão do setor elétrico. Níveis mais apertados de aversão a risco altera patamares de preço de longo prazo e amplia a necessidade de revisão de garantia física de usinas, dois importantes fatores para nova oferta de capacidade.

De modo a avaliar, ainda que de forma simplificada, os custos de expansão do sistema devido à calibração do CVaR, apresenta-se abaixo resultados de custo anual de expansão utilizando como base dados da própria análise da CPAMP, além de resultados provenientes do Plano Decenal de Expansão de Energia de 2030 (PDE 2030). Para isso, foram utilizados os valores de redução de carga crítica (o que representa um indicativo de montantes a serem cobertos por nova capacidade) e o custo marginal de expansão de energia (CME), representando o custo para construir e operar nova capacidade.

	Diferença de Carga Crítica [MW médio]	Diferença de Carga Crítica [MWh / ano]	Custo Total [MM BRL]
Vigente	-	-	-
CVaR (50,25)	2100	18.396.000	3.440
CVaR (50,35)	2100	18.396.000	3.440
CVaR (50,50)	3200	28.032.000	5.242
CVaR (25,50)	7000	61.320.000	11.467

Baseado nestes resultados, há uma expectativa de aumento de custos de investimento crescente de acordo com o aumento da aversão a risco da operação. Assim sendo, **a decisão de pares (50,25) e (50,35) relativa aos custos de expansão do sistema implicarão em resultados similares e menos custosos ao setor.**

D. OUTRAS CONSIDERAÇÕES

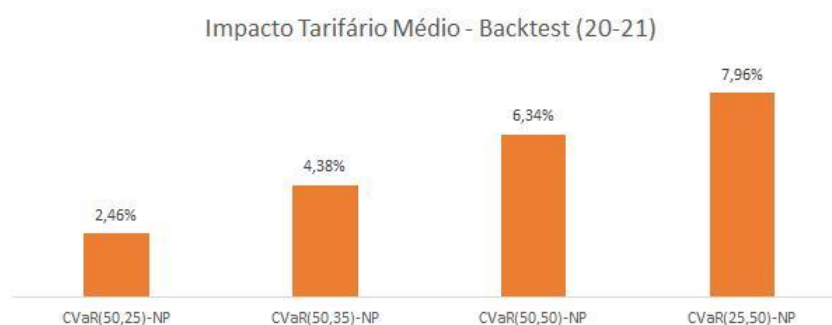
Além de custos associados à definição de parâmetros de aversão a risco da operação, a calibragem também requer cautela nos potenciais impactos financeiros sobre agentes,

especialmente levando em consideração a falta de previsibilidade relacionada a frequência e métricas utilizadas no processo.

A alteração da política operativa (por meio de ajustes na aversão a risco) traz como consequência a alteração no padrão de geração hidrelétrica, intensificando a exposição financeira de agentes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). De maneira ilustrativa, a elevação de níveis de reservatórios por si só implica em maiores chances de desperdício de energia (por meio de vertimento de usinas), reduzindo a performance do mecanismo e consequente redução do valor financeiro de ativos.

Somado a isso, a já frustrante performance do MRE, causada tanto por efeitos internos e externos ao mecanismo, trouxe consigo uma situação frágil aos participantes, os quais atualmente enfrentam exposições já substanciais no mercado de curto prazo (MCP). Portanto, em paralelo à garantia de suprimento energético, há a necessidade de ponderar a exposição de agentes sujeitos às mudanças de regras, as quais foram mencionadas, contudo não consideradas na recomendação. Por meio das próprias análises dos materiais, o ajuste da aversão a risco para níveis excessivos, conforme a recomendação (50,50), acarreta **exposições de até 14.9 bilhões de reais** (quando comparado com os dados realizados no *backtest* 2020-21).

Destaca-se também os impactos relativos aos consumidores regulados. O aumento substancial de custos operativos relativos a excessiva aversão a risco da operação será refletido no portfólio de contratos que compõe as tarifas de energia. Tendo em vista que a segurança de suprimento esteve garantida no *backtest* 2020-21 para quaisquer parâmetros do CVaR (devido à ausência de violação de VMinOp, excetuando situações fisicamente inviáveis), focar em redução dos custos para a sociedade é uma meta a ser almejada. A figura a seguir explicita o efeito sobre o aumento tarifário causado pela definição de parâmetros do CVaR. Nota-se um efeito especialmente negativo no contexto atual, ainda fortemente abalado pela pandemia, o que poderia prejudicar todo o esforço tarifário realizado pela ANEEL nos últimos processos tarifários.



Neste sentido, garantido o suprimento, **deseja-se que os efeitos colaterais da calibragem da aversão a risco impliquem em menores impactos sobre agentes do setor, especialmente devido à ausência de métricas objetivas e transparentes e de um processo previsível, o que permitiria a valoração de riscos regulatórios, hoje só contribuindo para incertezas, além das dinâmicas de mercado.**

3. CONCLUSÃO

Caso o objetivo seja trazer toda a geração termelétrica para o mérito, as análises quantitativas apresentadas no relatório da CPAMP indicam que o par de parâmetros (50,35) é suficiente, minimizando o custo operativo total. Por outro lado, se o objetivo for obter um melhor equilíbrio entre custo para a sociedade e segurança de suprimento, o índice de eficiência apresentado no relatório da CPAMP recomenda a utilização do par (50,25). Nesta contribuição apresentamos simulações prospectivas e outras métricas para avaliar o custo/benefício dos diferentes parâmetros que também apontam para esta mesma recomendação. Adicionalmente, dentre os parâmetros avaliados, **o par (50,25) implica em menores custos de energia para o consumidor, menor dispersão nos preços de mercado, menor custo operativo e menor custo de expansão do sistema, reiterando a eficiência desta escolha.**

RECOMENDAÇÃO PARA O VMINOP

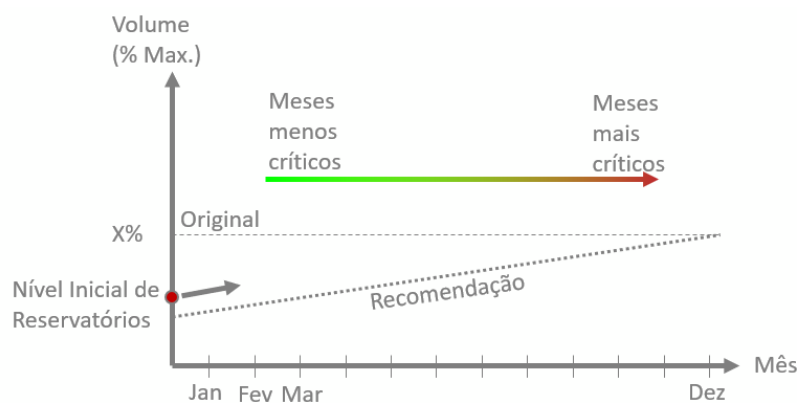
Ao levar em consideração a metodologia por trás de modelos de decisão de otimização de despacho, a inclusão de restrições operativas visa evitar que variáveis de decisão queimem o ponto de operação para condições inseguras/críticas. Neste sentido, caso haja violação de uma dada restrição, insere-se uma sinalização econômica (por meio de penalidades) a fim de guiar outras variáveis de decisão de modo a satisfazer à restrição em questão.

No entanto, devido às questões hidrológicas desfavoráveis, as quais têm gerado diversas discussões relativas à segurança de suprimento, espera-se que os níveis de reservatórios de usinas hidrelétricas atinjam valores relativamente críticos, possivelmente abaixo de novas metas estabelecidas pela CPAMP. Neste sentido, a adição de novas restrições operativas para variáveis diretamente no primeiro mês de nada servirá para elevar a segurança de suprimento, tendo em vista que não haverá tempo hábil e flexibilidade necessária para o modelo adaptar à nova política operativa (ao contrário, dependendo da modelagem matemática por trás, é possível que o próprio modelo computacional indique corte de carga ou qualquer outra operação inadequada).

Visando a eficiência de mercado, **a inserção desta restrição possivelmente já violada implicará em ruídos nos preços**, e não em sinais para a resposta de agentes às condições operativas.

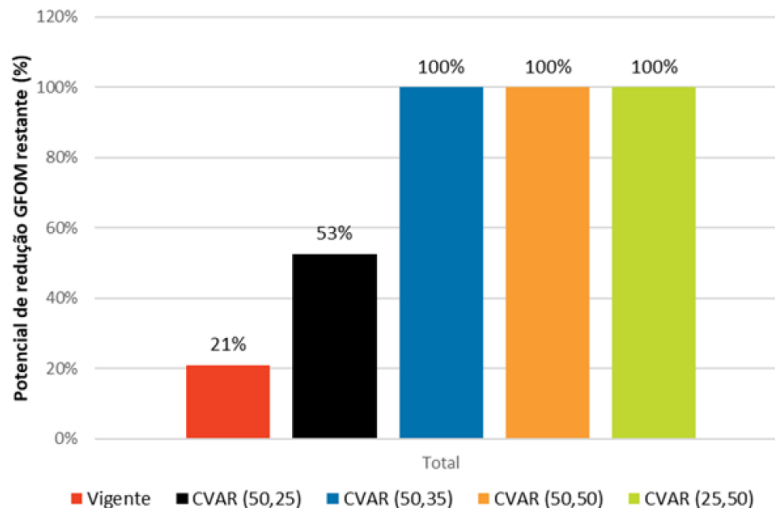
Finalmente, visto que o período de estiagem do Brasil ocorre ao final do ano, a adoção de novas metas ao longo do período úmido será ineficaz, ao passo que sua representação ao final do ano operativo satisfaria a necessidade de ampliação da segurança de suprimento.

Isto posto, sugere-se que a adoção de novos valores de Volumes Mínimos Operativos seja realizada de modo gradual, incorporando metas temporais de modo a permitir a adaptação da operação sistêmica à nova política operativa, o reenchimento de reservatórios ao longo do período úmido e a redução de ruídos sobre o sinal econômico ao mercado. Abaixo apresenta-se um esquemático simplificado desta recomendação.



ANEXO – QUESTÕES RELATIVAS AO AUMENTO DO GFOM

É enfatizada na consulta pública a necessidade de redução das decisões de despacho, além daquelas definidas pelos modelos computacionais, mantendo ao máximo a operação acoplada ao preço de energia. Com base em resultados da própria consulta pública, destaca-se a análise a seguir:

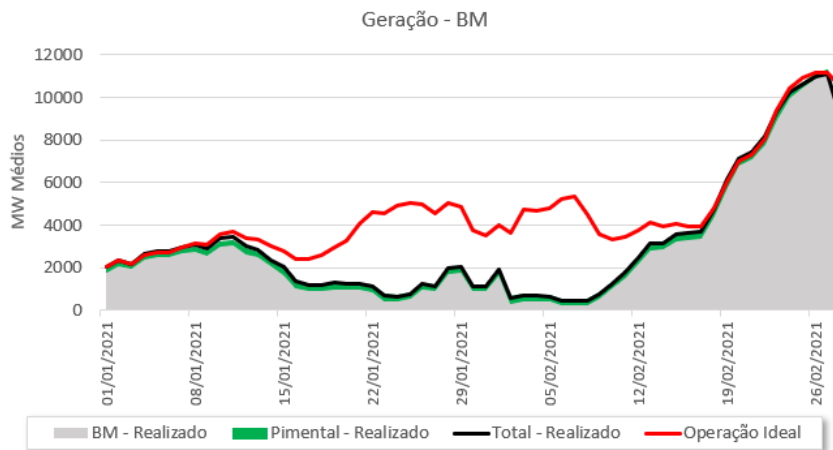


Conforme observado, a **decisão de acionamento de montantes de usinas termelétricas acima daqueles indicados pelo modelo pôde ser integralmente mitigada por meio dos parâmetros (50,35)**, não havendo indicativo para a adoção de parâmetros que apresentem despacho termelétrico acima destes montantes.

Além deste claro resultado, em que os parâmetros (50,35) suprimem a necessidade de despacho termelétrico conforme ocorrido, destaca-se abaixo novamente algumas questões que estão intrinsecamente relacionadas ao GFOM do período.

Restrições Operativas de Belo Monte

O início do ano de 2021 esteve marcado por uma situação operativa inesperada da usina de Belo Monte. Devido a questões ambientais, o desvio d'água ligado à casa de força principal da usina foi reduzido afetando significativamente a produção da hidrelétrica frente ao que era esperado inicialmente. A figura abaixo apresenta a diferença entre o resultado operativo e a operação ideal (caso a restrição ambiental não tivesse sido aplicada).

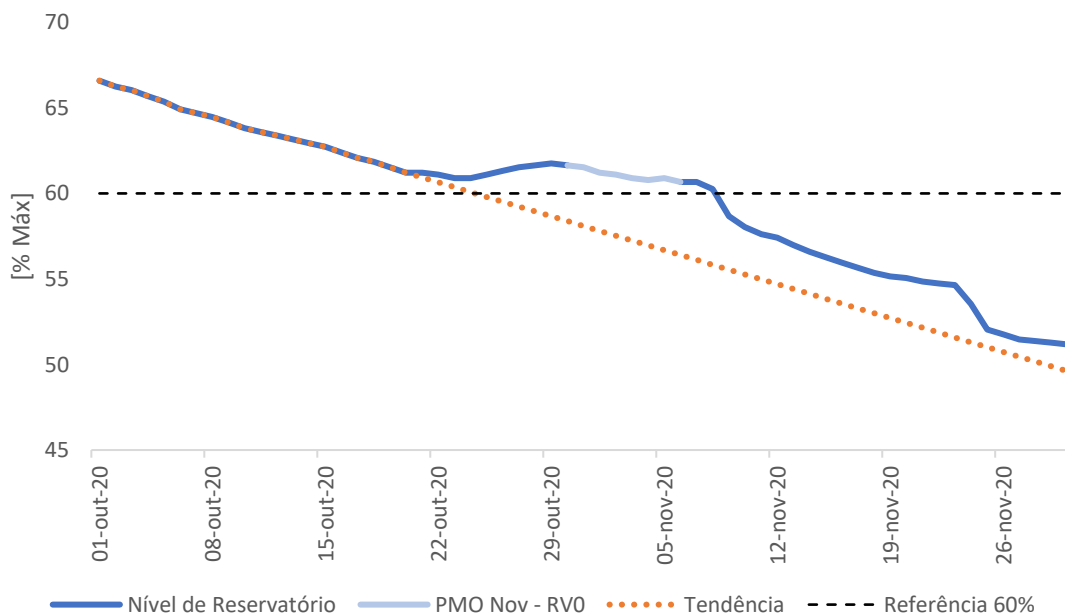


Devido à importância da operação deste empreendimento para o sistema elétrico brasileiro, este descasamento entre planejamento e operação real do sistema acarretou perdas substanciais de energia. Este montante equivale a **1.5 GW médios durante 2 meses** de operação (janeiro e fevereiro).

Neste caso, o desvio de operação da UHE Belo Monte é um claro indicativo para acionamento extra de usinas termelétricas, dada a situação hidrológica atual. Entende-se que este descasamento implica em elevação de despacho termelétrico adicional, por consequência, *CVaR* não deveria necessariamente mitigar este despacho adicional.

Restrições Operativas de São Francisco

Apresenta-se abaixo o nível de reservatório da UHE Sobradinho para os meses de out-20 até dez-20.



Destaca-se junto à trajetória de deplecionamento, o nível de 60% de volume útil de

reservatório. De acordo com a Resolução ANA 2.081/2017, ao atingir este nível operativo no período seco, a defluência máxima da UHE Xingó deverá ser limitada, tornando-se mais restritiva, reduzindo a geração hidráulica de toda a cascata do rio São Francisco. Observando a tendência de deplecionamento do reservatório, nota-se claramente ajustes sobre a operação do reservatório de modo a garantir a manutenção da cota acima dos níveis estipulados pela ANA para situações mais críticas.

Simultaneamente à essa mudança de trajetória, há também o acionamento de usinas termelétricas adicionais à decisão do modelo de despacho, possivelmente ligadas em partes à manutenção destes níveis operativos de reservatórios.

Além do mais, foi observado que restrições hidráulicas ligadas às regras operativas em períodos em situações abaixo da meta não foram representadas no modelo de curto prazo (DECOMP) na RV1 de novembro. Caso estas restrições tivessem sido aplicadas sobre o modelo, de acordo com simulações *backtest* realizadas pela nossa equipe, haveria aumento da geração termelétrica do modelo. O efeito desta modelagem foi avaliado para diferentes parâmetros em estudo.

Geração Termelétrica Adicional [MW médio]

Parâmetros Vigentes **CVaR (50,25)** **CVaR (50,35)** **CVaR (50,50)** **CVaR (25,50)**

31/out/20	351	31	1.730	1.312	819
07/nov/20	1.687	1.682	1.720	2.206	2.196
14/nov/20	289	1.757	1.299	1.711	2.243
21/nov/20	1.404	1.961	1.888	2.588	2.303
28/nov/20	342	0	93	54	0
05/dez/20	511	835	842	2.656	2.031
12/dez/20	696	1.166	1.959	798	1.563
19/dez/20	591	1.007	1.375	1.994	1.622
Média	734	1.055	1.363	1.665	1.597

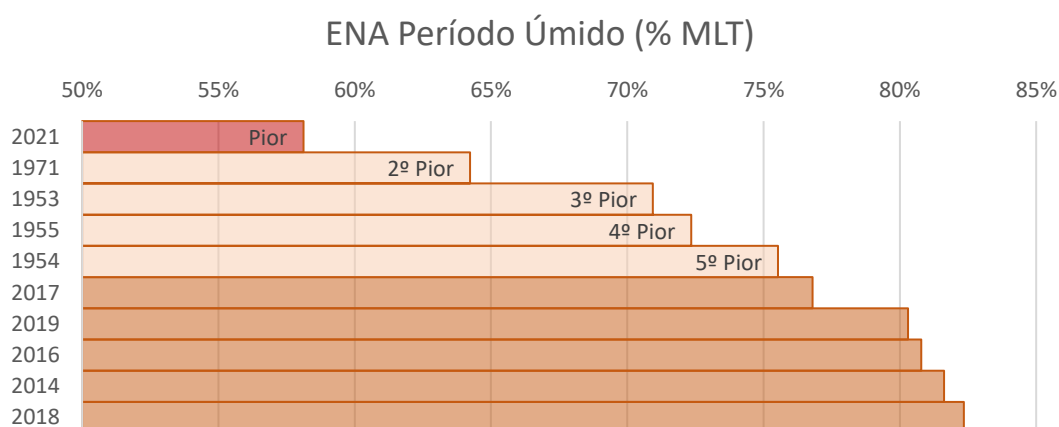
Desta forma, haveria elevação do despacho de usinas termelétricas (com redução de GFOM) em qualquer definição de parâmetro caso as restrições hidráulicas fossem modeladas.

Ainda que não haja relação direta desta operação com a geração fora da ordem de mérito, este é um forte motivador para o acionamento adicional de termelétricas. Entende-se também a importância de manutenção de níveis superiores de modo a

prover flexibilidade operativa. Contudo, a justificativa parametrização de CVaR por meio de mitigação de GFOM deve expurgar este tipo caso.

Hidrologia desfavorável

Com base nas observações de vazões (convertidas em energia natural afluyente – ENA), o período úmido (dez-abr) de 2021 proporcionou a pior observação já registrada em um histórico de 90 anos. Ainda, conforme pode ser observado por meio da figura a seguir, dentre os 10 piores períodos úmidos de todo o histórico, 6 destes estão contidos dentro das observações dos últimos 8 anos.



A combinação de janelas hidrológicas extremamente desfavoráveis (até mesmo improváveis em comparação com observações históricas) e a elevada dependência de reservatórios para a geração de energia resulta em uma frágil situação energética. Ainda que a aversão a risco estivesse bem calibrada, a proteção contra um cenário desta severidade já implicaria em ajustes operativos além daqueles usualmente indicados pelos modelos computacionais.

Por fim, há questões como atraso de nova oferta, como é o caso da UTE GNA I, descasamento de parâmetros reais e modelados de usinas, conhecidos como fatores de fricção, e performance de geração de ativos renováveis intensificam a necessidade de GFOM. **Considerando as questões supracitadas, percebe-se que a parametrização do CVaR não deve se basear na supressão da totalidade do GFOM realizado no período.**