

Consulta Pública MME nº 121/2022

Aprimoramentos propostos pela CPAMP para 2023

Par(p)-A e Recalibração do CVaR

Contribuição da Norte Energia S.A.

1. Preliminar

1. Nos termos da Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 01-2022, de fevereiro de 2022, apresentada na CP MME 121/2022 trata dos aprimoramentos propostos pelo GT-Metodologia no Ciclo 2021-2022 que propõe adoção do modelo PAR(p)-A de representação Hidrológica e a Avaliação da Parametrização da Aversão ao Risco (CVaR) com parâmetros $\alpha=25$ e $\lambda=40$, sobre as quais a Norte Energia apresenta considerações e sugestões a seguir.

2. Contribuições da NESA

2.1. Acoplamento do modelo de despacho e preço

2. Desde outubro de 2020 têm sido comandado despachos de termelétricas e importações fora da ordem de mérito, entre outras medidas emergenciais, visando preservar reservatórios com segurança energética adicional aos modelos oficiais. Tal comando resultou em (.) desacoplamento do despacho realizado e despacho ótimo indicado pelo modelo, (.) desvios entre a sinalização pelo modelo de custo marginal do despacho e o maior custo efetivamente despachado pelo ONS e (.) elevados custos arcados pelo Encargo de Serviço do Sistema (ESS).

3. O desacoplamento entre a geração termelétrica verificada e a geração termelétrica indicada pelos modelos é mostrado na Figura 1, cujos desvios médios foram de 2.838 MWm em 2020 e de 7.389 MWm em 2021.

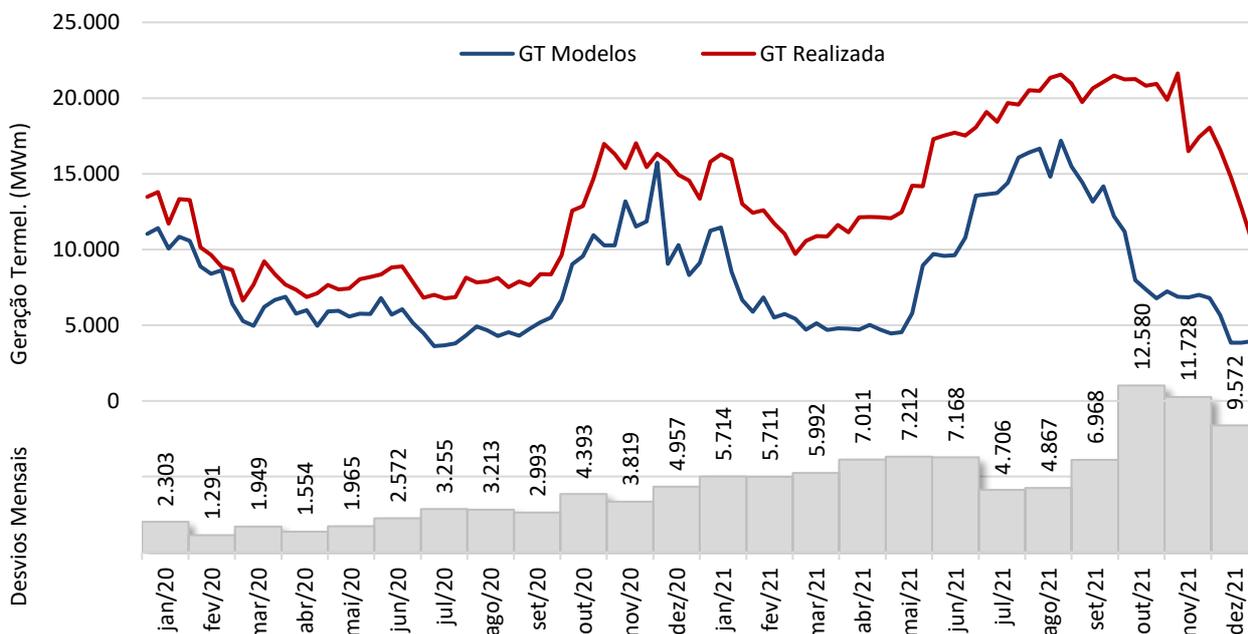


Figura 1 – Despacho termelétrico: Realizado x Modelos (Fonte: IPDO e decks do ONS), em 2020 e 2021.

4. Associado ao despacho apresentado na Figura 1, observa-se desvios do custo marginal indicado pelo modelo em relação ao maior custo do despacho realizado. A título de exemplo, na semana de 30/10/2021 a 05/11/2021 o ONS despachou termelétricas com custo superior a R\$ 2.000/MWh enquanto o CMO máximo observado foi de R\$ 103,42/MWh.

5. O custo do despacho fora da ordem de mérito superou R\$ 5 bilhões mensais em outubro e novembro de 2021. O ESS pago pelos consumidores atingiu cerca R\$ 110/MWh, conforme mostrado na Figura 2, fato que evidencia a distorção no mercado de energia elétrica causada pelo despacho fora da ordem de mérito, inclusive com o ESS superando o PLD em certos meses.

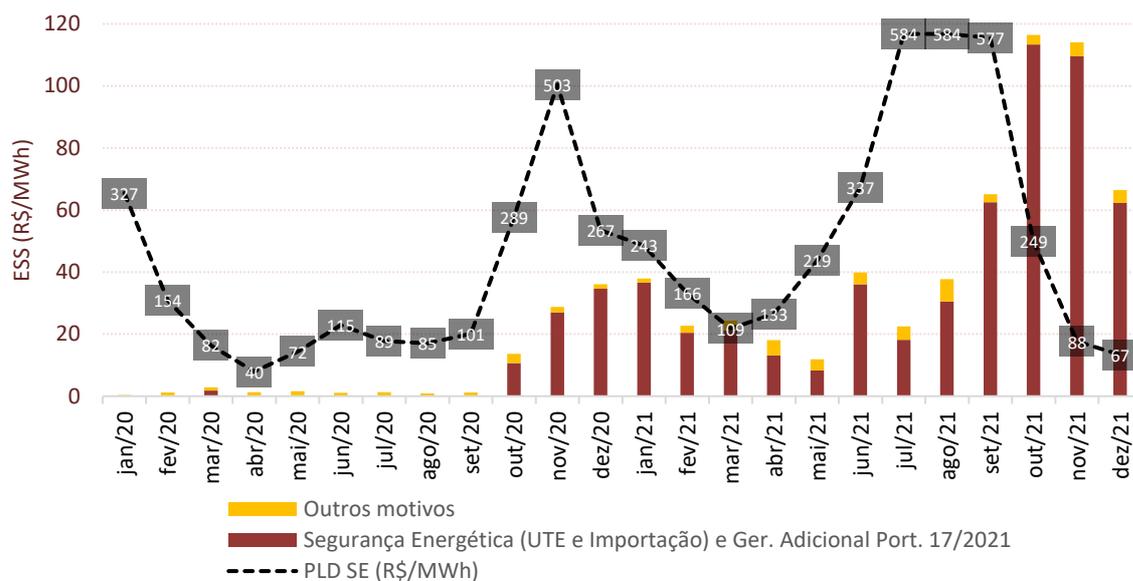


Figura 2 – Custo adicional aos modelos para preservação de reservatórios vs. PLD, em 2020 e 2021.

6. Diante do exposto, fica evidente a necessidade de aprimoramentos nos modelos de despacho e preço em prol da eficiência do mercado de energia elétrica com sinalização aderente ao risco de suprimento percebidos pelo Operador e CMSE. Tal distorção desincentiva a contratação de longo prazo pelos agentes.

2.2. Parâmetros do CVaR

7. Nesta CP, a CPAMP propôs uma metodologia para recalibração do CVaR baseada na comparação dos resultados das execuções dos backtests e prospectivos com a diretriz energética definida pelo CMSE. Para os pares α e λ foi avaliado o atendimento às CRefs estabelecidas conforme NT-ONS DPL 0156/2021. As CRefs, de maneira geral, refletem o despacho realizado pelo ONS, sendo, portanto, uma referência válida para o despacho comandado pelo Operador.

8. Em relação aos impactos, vale mencionar que com os parâmetros escolhidos ($\alpha=25$ e $\lambda=40$) o GSF apresentou valor médio de 79,2% no período de backtest (dez/2015 a nov/2021) realizado pela CPAMP, enquanto o GSF realizado no mesmo período foi de 80,4% (considera o despacho fora da ordem de mérito). Pelo desvio de apenas 1,2pp observa-se coerência do despacho do modelo em relação ao realizado. Para o despacho termelétrico, nota-se uma redução de R\$ 25,9 bilhões no custo desse despacho, conforme indica a Tabela 1 do Relatório da CPAMP.

9. No entendimento da NESAs, a proposta dos parâmetros $\alpha=25$ e $\lambda=40$ vai ao encontro do buscado acoplamento entre o despacho dos modelos e o despacho realizado, dada a metodologia da CPAMP para a escolha do par do CVaR.

2.3. Regulamentação dos vertimentos turbináveis

10. Nos últimos anos a ocorrência de vertimentos turbináveis, notadamente em hidrelétricas localizadas na região Norte, tem sido recorrente. Se considerarmos apenas o CHE Belo Monte, composto pelas casas de força Belo Monte e Pimental, estimamos uma perda energética de 25.394.344 MWh desde 2018 que equivale a um prejuízo de R\$ 1,6 bilhões¹ arcados pelo MRE. Este valor aumentará se considerarmos vertimentos turbináveis em outras hidrelétricas.

11. Observa-se uma incongruência nos últimos anos pois, apesar de ENA abaixo da média histórica no SIN, tem ocorrido relevantes perdas por vertimento turbinável. Tais perdas se intensificam com eólicas e solares (não despacháveis) na região Nordeste disputando com as hidrelétricas do Norte o escoamento da geração pela transmissão até o Sudeste. Ressalta-se que historicamente as hidrelétricas foram preteridas, em relação às eólicas e solares, no despacho realizado pelo ONS.

12. Para a NESAs, a maior aversão a risco nos parâmetros do CVaR deve ser vista com cautela no tocante aos vertimentos turbináveis. Sobre o tema, o relatório da CPAMP faz o seguinte comentário:

¹ Energia do vertimento turbinável valorado ao PLD do Norte.

“Constatou-se um incremento marginal dos níveis de vertimento relacionados ao aumento da aversão ao risco. Com relação ao vertimento turbinável, os aumentos estão relacionados em grande parte aos ganhos de produtividade das usinas hidrelétricas, uma vez que maiores níveis de aversão ao risco apresentam trajetórias mais altas de armazenamentos. Portanto, não se constataram grandes desperdícios de geração termelétrica antecipativa associados a uma maior aversão ao risco.”

13. Entretanto, no nosso entendimento, a referida análise deveria considerar questões operativas não antecipadas nos modelos, tais como: (.) inflexibilidades verificadas no despacho de termelétricas, (.) reduções conjunturais nos limites de transmissão, (.) inflexibilidades da geração hidrelétrica e (.) volatilidades da geração eólica e solar. Em outras palavras, dada a realidade operativa, a flexibilidade do sistema parece superestimada nos estudos da CPAMP que subsidiaram a análise preliminar a respeito dos vertimentos turbináveis.

14. Espera-se reservatórios mais elevados em decorrência da maior aversão a risco no CVaR. Portanto, a tendência é que ocorram mais vertimentos turbináveis no futuro quando comparados com hoje, aumentando a urgência no tratamento da questão.

15. Oportunamente, a NESA observa que o MRE não pode mais servir como meio de socializar prejuízos do sistema se apoiando no fato de os prejuízos serem divididos entre as hidrelétricas participantes do condomínio. A tão aguardada e urgente regulamentação dos vertimentos turbináveis é um aprimoramento relevante para o MRE.

16. Diante do exposto, a NESA reforça a necessidade de que seja regulamentada – em favor das hidrelétricas – a compensação de perdas por vertimento turbinável. No nosso entendimento, a maior aversão a risco nos parâmetros do CVaR deve ser acompanhada da citada regulamentação do vertimento turbinável. Cabe destacar que a regulamentação do tratamento de vertimentos turbináveis de UHEs encontra-se na Agenda Regulatória da ANEEL 2022/23, no item 41 “Regulamentar o ‘Constrained off’ de centrais geradoras hidrelétricas”, com previsão de consulta pública para o 2º semestre de 2022.

2.4. Revisão de Garantias Físicas

17. Nos últimos nove anos a geração hidrelétrica registrou, em média, 84% (GSF médio) da soma das Garantias Físicas. Pelo histórico da Figura 3, identifica-se um déficit da geração hidrelétrica de característica estrutural com repercussões negativas para hidrelétricas e, como um todo, para o Setor Elétrico.

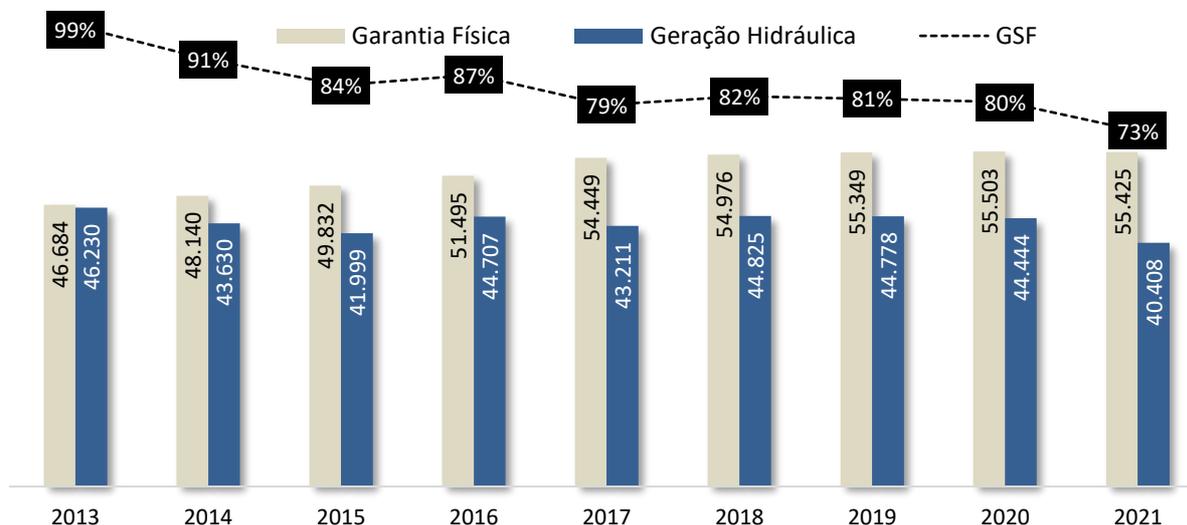


Figura 3 – Geração Hidrelétrica e GFs no MRE no período de 2013 a 2021.

18. O baixo desempenho da geração hidrelétrica comparada com as Garantias Físicas nos últimos anos motivaram discussões regulatórias, até judiciais, nos últimos anos. Reformas regulatórias se mostraram necessárias para expurgar do GSF efeitos não gerenciáveis e externos ao Risco Hidrológico, a exemplo do despacho fora da ordem de mérito. Ainda, o baixo GSF nos últimos anos tem relação com a expansão da matriz, mudanças climáticas, alterações de uso do solo, maior uso consuntivo da água nas bacias hidrográficas, entre outros aspectos que merecem estudos aprofundados. Dessa forma, pode se inferir que as Garantias Físicas hidrelétricas estão sobredimensionadas.

19. A Garantia Física representa o lastro na comercialização das usinas, por isso, o rigor técnico e a estabilidade regulatória no cálculo e revisão das Garantias Físicas são essenciais. Assim, é fundamental que a próxima Revisão Ordinária de GFs das Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente, válidas a partir de janeiro de 2023, respeite os critérios de abrangência adotados na Portaria MME 178/2017 (a revisão ordinária anterior), bem como os limites de variação previstos no Decreto 2.655/1998.

20. Registra-se que a alteração dos parâmetros do CVaR proposta como $\alpha=25$ e $\lambda=40$ reduz, conforme Relatório da CPAMP, em média 3,7% das Garantias Físicas das hidrelétricas.

21. Em função da escassez hídrica dos últimos anos, há indicação de alteração no período crítico hidrológico. Conforme ilustrado na Figura 4, o ONS no PEN 2021-2025 indica que os últimos anos representam o novo período crítico, a saber:

“Em uma simulação para cálculo da energia firme de um sistema hidroelétrico, o período crítico é o intervalo de tempo em que o sistema passa da situação de máximo a mínimo armazenamento, sem reenchimentos intermediários. O período crítico oficial atualmente utilizado no setor elétrico compreende o horizonte de junho de 1949 a novembro de 1956, com duração de 90 meses.

Anualmente, o ONS reavalia o período crítico do SIN para a configuração de mais longo prazo do planejamento energético, atualmente dezembro de 2025. A avaliação realizada neste ciclo do PEN 2021 considerou o histórico de vazões até dezembro de 2020 e o resultado indica que o sistema se encontra em um novo período crítico, que se iniciou em junho de 2012, e cuja duração (103 meses) já supera a do período crítico oficial...” (grifos nossos)

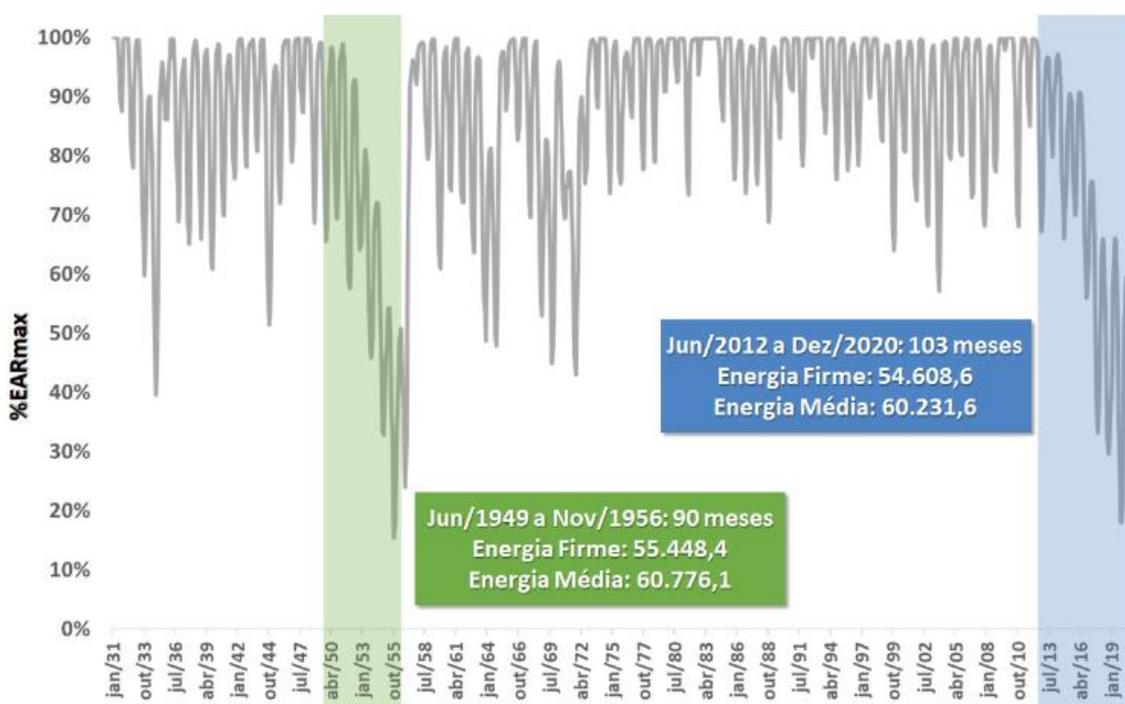


Figura 4 – Atualização do Período Crítico de Aflúencias. Fonte: ONS/PEN 2021/2025.

22. Ressalta-se o impacto das premissas e critérios na revisão de garantias físicas de UHEs. Cálculo recente de revisão da GF de UHEs considerou parâmetros do CVaR com menor aversão a risco, $\alpha=50|\lambda=35$ ao invés dos $\alpha=25|\lambda=40$ indicados nesta CP. Identificamos, em estudo, que a não atualização da aversão a risco resulta adicional de cerca de 700 MWm de GF das usinas revisadas. Ainda, com relação ao período crítico supracitado, identificamos, em estudo, que a não atualização para junho de 2012 a dezembro de 2020 resulta adicional de cerca de 3.000 MWm de GF na citada revisão.

23. Diante do exposto, a NESAs recomenda a revisão ordinária de GF de UHEs, válida a partir de 2023, como passo importante para correção do GSF, haja vista o persistente déficit nos últimos anos.

2.5. Aprimoramentos futuros no despacho e formação de preço

24. A proposta da CPAMP nesta CP de aumentar a aversão a risco no modelo com objetivo de elevar armazenamentos e o despacho termelétrico no SIN, não trata diretamente de deficiências na representação do modelo em representar parâmetros físicos do sistema, que merecem aprimoramentos adicionais.
25. Identificamos que a construção da Função de Custo Futuro (FCF) pelo Newave representa o modelo com maior potencial para melhorias no intuito de representar a realidade. Neste sentido, a NESAs recomenda que se busque, por meio de estratégias factíveis, a individualização de hidrelétricas no Newave, deixando de agrupá-las em Reservatório Equivalente de Energia (REE).
26. Destaca-se a necessidade de compatibilização da representação das fontes intermitentes dos modelos Newave e Decomp com o Dessem.
27. Ademais, entendemos que a previsão da geração de usinas não simuladas individualmente (eólica, solar, PCH e PCT) e a previsão de carga nos modelos deveriam ter um tratamento estocástico e não determinística como feito atualmente.
28. Vale mencionar a alternativa do despacho por oferta pelos agentes, desenho de mercado vigente em outros países. Nesta alternativa os agentes buscam a melhor representação do sistema e outras premissas, não restritos aos modelos oficiais, como subsídio para apresentar suas ofertas. Sugere-se, portanto, que se estude a possibilidade de despacho por oferta avaliando possíveis efeitos colaterais tais como o poder de mercado.
29. Por fim, cabe avaliar a aplicabilidade nos modelos oficiais do ajuste implementado na seção “3.1.1 Metodologia das Restrições Operativas” do Plano Decenal de Energia 2031, no que se refere à representação da restrição da vazão mínima e da meta da geração hidráulica mínima.

Brasília, 11 de março de 2022.