



## **Contribuições de FURNAS à Consulta Pública MME nº 109/2021**

### **1 *Introdução***

O objetivo deste documento é apresentar as contribuições de FURNAS à Consulta Pública 109/2021 do MME, que divulgou a documentação técnica do Grupo de Trabalho - GT de Metodologia da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico - CPAMP, com o objetivo de colher subsídios da sociedade sobre os aprimoramentos propostos, a serem aplicados a partir de 2022, abordando os seguintes temas: Representação Hidrológica, Elevação de Armazenamento, Consideração do Volume Mínimo Operativo no Modelo DECOMP, Avaliação da Parametrização do CVaR, Representação da Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas Hidráulicas no Planejamento da Operação Energética de Curto Prazo, e Taxa de Desconto.

Na ocasião da CP MME 103/2021 Furnas teve a oportunidade de contribuir sobre os temas Representação hidrológica e Representação da Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas Hidráulicas no Planejamento da Operação Energética de Curto Prazo, além de ter sugerido revisão dos volumes mínimos operativos da metodologia de aversão ao risco VMINOP.

A contribuição de FURNAS se concentra na preocupação do bom desenvolvimento dos modelos e metodologias utilizadas no despacho das usinas e na formação de preço da energia no SIN, uma vez que entendemos ser saudável ao setor elétrico que os modelos energéticos reflitam o melhor possível a operação do SIN. Isso diminui os Encargos de Serviço de Sistema, fornece sinal correto do preço da energia no Mercado de Curto Prazo e aumenta a previsibilidade por parte dos agentes, que passam a depender menos da



realização de estimativas sobre as operações heterodoxas do ONS, que dificulta o gerenciamento de riscos por parte dos agentes.

## **2 Contribuições de FURNAS**

### **2.1 – Representação Hidrológica**

A alteração proposta é baseada na preservação da condição hidrológica recente (passado recente) por um período de tempo maior, no caso 12 meses. Isso é feito pela introdução de um novo termo na equação auto regressiva periódica, que representa a média das doze últimas afluições, acrescentando ao modelo auto regressivo uma parcela relativa a vazão anual. Essa nova versão do PAR(p) foi denominada pelo Cepel de PAR(p)-A.

Os testes apresentados no relatório constataram que os cenários gerados passaram a ficar de fato mais correlacionados com o histórico.

Percebe-se dos testes que o modelo proposto tende a gerar cenários mais severos ao longo do horizonte estudado, em comparação ao modelo vigente PAR(p), o que resulta, diretamente, na elevação dos custos totais de operação, principalmente em decorrência do maior despacho termelétrico indicado pelos modelos de despacho, dada a melhor representatividade hidrológica dos cenários gerados pelo PAR(p)-A. Cabe lembrar que nos modelos a maior parcela do custo de operação vem da geração termelétrica.

Portanto, pelo fato do PAR(p)-A representar melhor a hidrologia, ou seja, ter maior abrangência do espaço amostral do histórico de vazões, é trazido aos modelos energéticos o efeito correto de proporcionar melhor percepção da necessidade de



garantir maior nível de armazenamento nas usinas hidrelétricas, via aumento da geração térmica de forma preventiva.

Entendemos que essa mudança no modelo PAR(p)-A de fato é um aperfeiçoamento metodológico, e se faz necessário.

## ***2.2 – Elevação de Armazenamento e VMINOP no modelo DECOMP***

Conforme descrito nos próprios relatórios, durante os últimos anos do histórico observou-se sucessivas reduções do nível de armazenamento do Sistema Interligado Nacional sem o movimento de recuperação estrutural nos períodos nos quais, normalmente, ocorre o replecionamento dos reservatórios (período úmido).

O CMSE vem periodicamente comandando decisões de despacho fora da ordem de mérito, uma vez que os despachos indicados pelos modelos de otimização são insuficientes. Essas decisões são respaldadas com base em simulações apresentadas pelo ONS, onde foram estimadas curvas de referência de armazenamento para os subsistemas Sudeste, Sul, Norte e Nordeste.

Quanto ao estudo de Elevação de Armazenamento dessa CP, a proposta de mudança é basicamente a de aumentar os valores de armazenamento mínimo utilizados na metodologia de Aversão ao Risco VMINOP já incorporada ao modelo NEWAVE. Além disso, é indicada a proposta de representar esses níveis diretamente no modelo DECOMP também.

Sobre a proposta de que as restrições VMINOP no DECOMP sejam do tipo “hard” nas semanas operativas, período determinístico, ela irá demandar do ONS e da CCEE a flexibilização dos níveis mínimos de armazenamento quando as



restrições não forem atendidas. Isso se fará necessário para que os casos DECOMP sejam considerados viáveis, conforme explica a própria documentação dessa CP. A questão é que os resultados de CMO/PLD podem ser bem sensíveis aos ajustes finos nas flexibilizações citadas. Nesse sentido, entendemos que o ONS e/ou CCEE passassem a compartilhar com os agentes a metodologia e a ferramenta de flexibilização das restrições do modelo DECOMP, para fins de reprodutibilidade e previsibilidade por parte dos agentes.

Entendemos que o resultado dessas propostas vêm de encontro ao objetivo de diminuir a necessidade de adoção de medidas heterodoxas quanto ao despacho das usinas, além de aumentar a compatibilidade e acoplamento entre os modelos DECOMP e NEWAVE, o que favorece a representação de requisito de segurança energética, requisito individual de controlabilidade, e requisito de disponibilidade de potência ao longo da cascata ao final do período seco.

Assim, apoiamos as mudanças propostas e entendemos que os testes de desempenho dos modelos devem continuar quanto ao uso dos novos níveis de armazenamento mínimo. Conforme ilustrado no item 3 desse documento, entendemos que esses novos níveis de armazenamento mínimo podem ainda ser insuficientes.

Nesse sentido, apoiamos as sugestões de estudos futuros apresentadas nos relatórios, quais sejam, continuidade dos estudos no uso de uma representação com curvas sazonais de VMINOP; elaboração de metodologia para cálculo de curvas sazonais de VMINOP; representação de volume mínimo operativo por subsistema no modelo NEWAVE ou a adoção de diferentes níveis de VMINOP por REE para o mesmo subsistema.



### **2.3 – Avaliação da Parametrização do CVaR**

A metodologia de Aversão ao Risco CVaR foi validada no modelo NEWAVE antes da metodologia de Aversão ao Risco VMINOP, sendo essa última uma metodologia mais intuitiva, mais próxima do viés operativo, e que portanto permite maior discussão de premissas.

Entretanto, conforme apresentado nos relatórios dessa CP, ainda se faz necessário o uso concomitante dessas duas metodologias de Aversão ao Risco.

Conforme relatório de reparametrização do CVaR dessa CP, o CMSE deliberou para que a CPAMP avaliasse mecanismos visando elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, sobretudo aos finais dos períodos secos, bem como que propusesse transição capaz de minimizar os impactos no GSF e na tarifa do consumidor de energia elétrica.

Sobre o impacto na geração térmica dos modelos, nas tabelas comparativas dos resultados de Back Testes do relatório dessa CP de reparametrização do CVaR foram colocados os custos da geração térmica, mas seria interessante também que fossem indicados nas tabelas os valores, em MWmed, do montante despachado pelos modelos e pelo ONS. A comparação da geração, em MWmed, é mais intuitiva. Gostaríamos de sugerir essa comparação para os próximos ciclos da CPAMP.

Finalmente, conforme estudo de sensibilidade que será apresentado no item 3 desse documento, a proposta de aumentar o nível de Aversão ao Risco do CVaR, passando de 50x35 para 50x50, parece ainda insuficiente, pelo menos nos exemplos apresentados no item 3.



Portanto, ainda que não seja suficiente a combinação CVaR 50x50 para que o modelo dê sinal operativo adequado, entendemos que essa nova combinação aproxima mais esse sinal, sendo que a manutenção, e principalmente a redução, do nível de aversão ao risco do CVaR iria no sentido contrário ao que se busca nessa CP.

Do exposto, concordamos com a proposta de mudança dos parâmetros CVaR de 50x35 para 50x50.

#### ***2.4 – Taxa de Desconto***

Nos modelos energéticos do setor a taxa de desconto é uma variável externa à formulação matemática, que objetiva promover o equilíbrio entre os custos imediatos e os custos futuros calculados no processo de otimização estocástica.

Como a taxa de desconto é um valor externo, entendemos que seu valor adequado é desconhecido e deve ser oriundo de estudos baseados em teoria econômica, a exemplo do valor do custo de déficit, também usado nos modelos.

Atualmente o valor dessa taxa nos decks NEWAVE do ONS e CCEE é de 12%, que são de médio prazo, e nos estudos da EPE de 8%, que são de longo prazo.

Conforme conclusões do relatório dessa CP sobre a Taxa de Desconto, sabe-se que a redução da taxa de desconto implica na antecipação da geração térmica, com aumento do valor da água no curto prazo. Ou seja, a taxa de desconto acaba por ter uma influência indireta na aversão ao risco nos modelos de operação.

Nesse sentido, e considerando que a exemplo do exercício que será apresentado no item 3 desse documento as propostas dessa CP podem não ser suficientes



para que os modelos atinjam o nível de despacho das usinas termelétricas, surge a reflexão se não seria adequado que os casos NEWAVE de médio prazo do ONS e da CCEE passassem a utilizar mesma taxa de desconto dos casos de longo prazo da EPE, ou seja, se não seria apropriado mudar a taxa de desconto de 12% para 8%. A princípio nos parece ser uma alteração adequada ao propósito dessa Consulta Pública.

### ***2.5 – Representação da Produtibilidade Hidroelétrica e Perdas Hidráulicas no Planejamento da Operação Energética de Curto Prazo***

Cabe elogiar o trabalho realizado pelo Grupo de Trabalho para Avaliação dos Dados Cadastrais – GTDP, coordenado pelo ONS e com a participação ativa dos agentes de geração.

O relatório avaliou a proposta de, dadas as características naturais de ambos os parâmetros, representar as perdas hidráulicas em função da vazão turbinada e a produtividade específica em função tanto da vazão turbinada, quanto da altura de queda líquida.

Essa nova representação seria incorporada ao DECOMP, especificamente no cálculo da Função de Produção Hidrelétrica Exata, e na modelagem da função de produção realizada pelo modelo.

De acordo com o relatório, a proposta revela que na maioria das situações existe ganho significativo quanto à representatividade operativa. Porém, relata que existe um conjunto menor de condições operativas onde há degradação significativa do ponto de vista qualitativo.



Assim, o relatório conclui que ainda há necessidade de maior aprofundamento para sua adoção oficial nos processos de programação e formação de preço. Deve ser analisado mais profundamente o conjunto de pontos onde foi observado aumento significativo dos desvios de geração ao utilizar a metodologia produtividade e perdas variáveis, com avaliação dos possíveis efeitos na operação do sistema.

FURNAS entende não ser adequada a utilização de produtividade específica variável no modelo DECOMP, e considera que a linearização das perdas de carga, quando utilizada neste modelo, limita a representatividade desta grandeza, e evidencia a necessidade de incorporar processos de otimização não linear na cadeia de modelos.

Consideramos importante mencionar que essas implementações devem nortear apenas estudos de planejamento da operação pelo ONS. Estudos relacionados ao cálculo de Garantia Física, conforme largamente anunciado no GTDP, pertencem a outro escopo de utilização das informações, de modo que os dados apurados não são adequados para essa e demais utilizações.

## ***2.6 – Demais contribuições***

Novamente, aproveitamos a oportunidade para explicitar nosso apoio a qualquer estudo que possa ser feito para o uso dos modelos de despacho e formação do preço da energia, ainda que no primeiro momento possam não parecer promissores.





Sobre temas não abordados diretamente nos três relatórios publicados nessa Consulta Pública, a seguir gostaríamos de destacar alguns que merecem ser considerados em próximos ciclos:

1. Participação dos agentes: Nos últimos anos, quando uma versão “nova” de um modelo entra em validação na sua respectiva Força-Tarefa, onde finalmente os agentes podem ganhar experiência e contribuir, muitas das vezes os prazos de testes são curtos e com mudanças metodológicas importantes já pré-definidas pela CPAMP. Um exemplo é a recalibragem do CVaR, que tem vindo pré-definida, acompanhada da evolução ou criação de outras metodologias. Entendemos que os agentes deveriam participar dos estudos de definição de parâmetros dessa importância
2. Newave Híbrido: permite que o modelo NEWAVE represente as usinas hidrelétricas de forma individualizada em pelo menos parte do horizonte de planejamento, levando a uma maior “equivalência” em toda a cadeia de modelos.
3. Melhora na modelagem das fontes intermitentes e sazonais nos modelos: sem dúvida muito importante, dada a crescente representatividade dessas fontes no atendimento energético. A tendência é que a participação relativa desse bloco de usinas aumente com o tempo, prejudicando a qualidade da otimização de despacho dos modelos energéticos, uma vez que a oferta dessas usinas é simplesmente abatida da carga do modelo, numa etapa anterior à otimização, ou seja, resta ao modelo apenas otimizar o atendimento de uma carga líquida, que tem se tornado cada vez mais distante da carga real, por conta do abatimento mencionado. É necessário



que os modelos possam otimizar o despacho das fontes intermitentes (eólicas e solares) e sazonais (PCH, biomassa) também.

4. DESSEM: aprimorar as restrições e a operação das usinas hidroelétricas de forma a representar melhor a realidade física do sistema.
5. Horizonte de simulação do modelo DECOMP: O modelo tem capacidade de otimizar até 11 meses à frente, e atualmente só é usado para dois meses. A extensão desse horizonte deixaria o modelo DECOMP menos dependente do sinal de custo futuro dado modelo NEWAVE. Isso seria bem-vindo na medida em que o modelo DECOMP detalha melhor a operação das usinas do que o modelo NEWAVE, além de ser o DECOMP o modelo diretamente acoplado ao modelo DESSEM.

### **3 Exercício de sensibilidade**

Nesse item compartilhamos testes de sensibilidade aos resultados de CMO – Custo Marginal de Operação (R\$/MWh) e Despacho Termelétrico do SIN (MWmed) do modelo DECOMP para as semanas operativas 01, 02, 03 e 04 do PMO – Programa Mensal da Operação do mês de junho de 2021.

A motivação desse teste foi a de buscar respostas às seguintes perguntas: “Qual seria o custo marginal de operação e o despacho termelétrico indicado pelo modelo caso as propostas metodológicas indicadas nessa CP MME tivessem começado sua vigência no PMO de junho de 2021?” e “Quão distante esse despacho ainda estaria daquele necessário?”



O teste foi feito tanto para os decks publicados pelo ONS quanto aqueles publicados pela CCEE.

Como para se obter os resultados do modelo DECOMP se faz necessário primeiro ter-se a função de custo futuro do modelo NEWAVE, esse último foi reexecutado em sua versão 27.04.07, considerando uso do PAR(p)-A, novos níveis de VMINOP e nova parametrização do CVaR (50x50).

Quanto ao modelo DECOMP, faz-se necessário primeiramente reexecutar o modelo GEVAZP, para o qual foi utilizada a versão 8.1.5, considerando o uso do PAR(p)-A. Posteriormente foi reexecutado o modelo DECOMP, em sua versão 30.11, acoplado à nova função de custo futuro do modelo NEWAVE, conforme descrito no parágrafo anterior, considerando as restrições de armazenamento mínimo por Reservatório Equivalente, conforme proposto nessa CP (tipo hard nas semanas operativas e tipo soft no mês probabilístico).

Não foi reexecutado o modelo DESSEM, mas consideramos que a avaliação até o modelo DECOMP já fornece uma boa sensibilidade no atendimento ao objetivo hora proposto, uma vez que o modelo DECOMP está bem mais próximo do modelo DESSEM do que o modelo NEWAVE.

Foi feita comparação do despacho termelétrico médio semanal do SIN dos casos de DECOMP publicados pelo ONS com o despacho termelétrico médio semanal programado pelo ONS das usinas com despacho centralizado. A nota de rodapé da primeira tabela indica a fonte desses valores.

A seguir são apresentados os resultados de CMO e despacho termelétrico do modelo DECOMP dos decks publicados pelo ONS.

		DECOMP ONS		DECOMP ONS		DECOMP ONS		DECOMP ONS	
		SEMANA 01 (29/05 a 04/06/2021)		SEMANA 02 (05/06 a 11/06/2021)		SEMANA 03 (12/06 a 18/06/2021)		SEMANA 04 (19/06 a 25/06/2021)	
		OFICIAL	Propostas CP MME 109/2021	OFICIAL	Propostas CP MME 109/2021	OFICIAL	Propostas CP MME 109/2021	OFICIAL	Propostas CP MME 109/2021
CMO DECK ONS (R\$/MWh) (Média patamares de carga)	SE/CO	325,11	455,57	431,24	539,54	434,26	567,07	682,22	859,13
	S	325,11	455,57	431,24	539,54	434,26	567,07	682,22	859,13
	NE	280,83	437,37	303,90	483,84	296,14	476,52	440,56	684,01
	N	280,83	437,37	350,26	508,63	426,30	555,07	682,22	859,13
GTERM DECK ONS (MWmed)	SIN	9.704	10.356	9.573	10.126	9.611	9.998	10.777	12.138
GTERM Programado (MWmed) *		13.648		13.955		14.076		14.192	

\* Média dos valores diários da parcela das UTE's com despacho centralizado. Valores do IPDO do ONS (Tabela de Geração Térmica das Usinas Tipo I e Tipo II-A)

OBS: Ocorreu despacho termelétrico do modelo em valor menor, em semana de CMO maior, porque houve redução de disponibilidade termelétrica, no modelo, entre as semanas operativas, em usinas com CVU na faixa dos CMO's obtidos.

Nota-se na primeira semana operativa que as alterações propostas reduziram a diferença entre o despacho do modelo e o despacho do ONS de 29% para 24% (redução da diferença de -3.944 MWmed para -3.291 MWmed).

Na segunda semana operativa as alterações propostas reduziram a diferença entre o despacho do modelo e o despacho do ONS de 31% para 27% (redução da diferença de -4.382 MWmed para -3.829 MWmed).

Na terceira semana operativa as alterações propostas reduziram a diferença entre o despacho do modelo e o despacho do ONS de 32% para 29% (redução da diferença de -4.465 MWmed para -4.078 MWmed).

Finalmente, na quarta semana operativa as alterações propostas reduziram a diferença entre o despacho do modelo e o despacho do ONS de 24% para 14% (redução da diferença de -3.415 MWmed para -2.055 MWmed).

Percebe-se portanto que as propostas apresentadas nessa Consulta Pública melhoram a percepção dos modelos quanto ao despacho termelétrico necessário, na medida em que reduzem a distância com o despacho programado pelo ONS.

Percebe-se também que, embora tenha ocorrido a almejada redução de diferença, as propostas ainda se mostraram insuficientes para as semanas de junho de 2021,



mesmo com a nova parametrização do CVaR indicada nessa CP (50x50), que é mais avessa ao risco do que a parametrização vigente (50x35).

A constatação do parágrafo anterior indica um exemplo onde os modelos ainda assim permanecem insuficientes ao sinal de despacho do ONS, ou seja, mostra a necessidade da contínua busca por aprimoramentos metodológicos. Uma sugestão, por exemplo, é avaliar se os novos níveis de armazenamento mínimo da metodologia VMINOP são suficientes. Acreditamos que ainda não são.

A seguir são apresentados os resultados de CMO do modelo DECOMP dos decks publicados pela CCEE.

		DECOMP CCEE		DECOMP CCEE		DECOMP CCEE		DECOMP CCEE	
		SEMANA 01 (29/05 a 04/06/2021)		SEMANA 02 (05/06 a 11/06/2021)		SEMANA 03 (12/06 a 18/06/2021)		SEMANA 04 (19/06 a 25/06/2021)	
		OFICIAL	Propostas CP MME 109/2021	OFICIAL	Propostas CP MME 109/2021	OFICIAL	Propostas CP MME 109/2021	OFICIAL	Propostas CP MME 109/2021
CMO DECK CCEE (R\$/MWh) (Média patamares de carga)	SE/CO	242,07	337,81	270,45	551,38	273,26	546,89	322,63	564,01
	S	242,07	337,81	270,45	551,38	273,26	546,89	322,63	564,01
	NE	239,61	330,39	260,84	550,78	267,03	546,89	267,87	557,97
	N	239,61	330,39	260,84	550,78	272,83	546,89	322,63	564,01

A elevação do PLD com as mudanças propostas é uma consequência natural da evolução metodológica, uma vez que o mesmo modelo que despacha as usinas é aquele que calcula o Preço da Energia no Mercado de Curto Prazo. Inclusive, considerando a atual conjuntura energética muito desfavorável, espanta-nos que o PLD não esteja em seu valor teto em todas as semanas operativas, inclusive caso as mudanças propostas nessa CP estivessem vigentes, como mostra a tabela.

Ainda que não faça parte das discussões diretas dessa Consulta Pública, a análise conjunta das duas tabelas apresentadas acima explicita um outro problema que tem se agravado no setor elétrico nos últimos tempos, que é a distância entre o Custo Marginal de Operação publicado pelo ONS e o Custo Marginal de Operação publicado pela CCEE (PLD). Essa distância traz aumento dos ESS (Encargos de



Serviços de Sistema) e distorce completamente o sinal de preço da energia no mercado.

Observa-se das tabelas que sem as mudanças metodológicas propostas nessa CP a distância do CMO para o PLD é muito grande em todas as semanas operativas. Já considerando as mudanças metodológicas houve diminuição considerável dessa diferença nas semanas operativas 02 e 03, apesar de continuar ocorrendo uma grande diferença nas semanas operativas 01 e 04.

#### **4 Conclusão Final**

São constantes as críticas de que a geração térmica indicada pelos modelos energéticos são muito aquém daquela necessária, quando se compara os resultados com o despacho térmico efetivamente programado pelo ONS.

A distância entre a operação indicada pelos modelos e aquela praticada pelo ONS não é desejada, uma vez que gera aumento de ESS – Encargos de Serviços de Sistema e dificulta a previsibilidade do preço da energia e despacho das usinas.

FURNAS entende que todos os aprimoramentos propostos nessa Consulta Pública vão ao encontro da redução do problema citado no parágrafo anterior, e dessa forma, apoia a integralidade das propostas apresentadas.

Adicionalmente, sugerimos a atenção desse MME quanto aos aprimoramentos sugeridos no subitem 2.6 e quanto ao problema da distância entre o CMO e o PLD apresentado no item 3 desse documento.