

## Contribuições à Consulta Pública MME nº 109/2021

Jirau Energia

Santo Antonio Energia

Norte Energia

### I. Contextualização

1 - Inicialmente, é necessário reconhecer os esforços empreendidos pela CPAMP no sentido de aprimorar a representação dos modelos da cadeia de planejamento do Setor Elétrico. A solicitação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, de buscar a elevação estrutural dos níveis de armazenamento dos reservatórios das UHES, principalmente nos finais de períodos secos, norteou a maioria das alterações propostas. Contudo, o conjunto de relatórios apresentados no âmbito desta Consulta Pública 109/2021 demonstra questões relevantes ainda não resolvidas em relação às suas propostas de alteração de metodologia, bem como, há insuficiência de análises mais abrangentes dos impactos financeiros sobre os Agentes, como passaremos a discorrer nessa Contribuição.

2 - Importa destacar que a performance de qualquer modelo está intimamente vinculada à estrutura do sistema físico para o qual se pretende estudar. Assim, parâmetros são calibrados para uma determinada condição do sistema que, se alterada, requerem novas avaliações e novos ajustes.

3 - Desde 2007, com a criação da CPAMP, a cadeia de modelos de operação e precificação vem sendo ajustada e, certamente, com a transformação de nossa matriz energética, novos ajustes serão necessários.

4 – No cenário atual, a participação de fontes termelétricas e de renováveis é expressiva, o que naturalmente leva a uma maior utilização de nossos reservatórios. Isto porque, as termelétricas, ao firmarem energia para o SIN, induzem a um uso mais intenso da geração hidrelétrica e de seus reservatórios. É importante reconhecer essa característica sob pena de se onerar desnecessariamente o custo da operação do sistema.

5 - Outro elemento cada vez mais relevante para operação do Sistema refere-se ao uso múltiplo da água. Atualmente, cerca de 75% da demanda é atendida por geração hidrelétrica, que, por sua vez, possui parcela expressiva associada à restrições de inflexibilidade hidráulica. Destacam-se as restrições do uso múltiplo, inclusive aquelas que surgiram após a implantação dos empreendimentos e que passaram a ser objeto de regulação pela Agência Nacional de Águas - ANA. Em tal situação restritiva, ainda que se despache mais termelétricas, pouco mudarão as trajetórias dos reservatórios, em vista da geração correspondente às vazões mínimas obrigatórias. Somente a precipitação atmosférica poderá alterar estas trajetórias, o que torna a operação do Sistema mais desafiadora.

6 - Nessa mesma direção, registra-se também a MP 1031, que se sancionada em sua versão atual, introduzirá restrições relevantes aos reservatórios dos rios Grande e Paranaíba, cujos impactos ao sistema e à formação de preço ainda são desconhecidos. Em resumo, o sistema segue mudando sua estrutura e não se pode desprezar a possibilidade de que os ajustes propostos agora já não surtam os efeitos desejados quando implementados.

## II. Implementação Conjunta do Par-p-A + Alteração dos Parâmetros do CVAR

7 - O material apresentado sobre as mudanças na geração dos cenários de vazões ParP(a) demonstra avanços para a representação dos cenários hidrológicos futuros. Por exemplo, as previsões resultantes se mostraram mais aderentes às secas mais longas observadas em pontos do Sudeste/Nordeste e às chuvas mais abundantes em Itaipu. Esse aprimoramento é desejável. **Contudo adotar o Par-p-A concomitantemente com a alteração dos parâmetros do CVAR sugere fragilidade metodológica, pois distintos mecanismos de aversão a risco são agregados aos modelos de forma acumulada.**

8 - Não se deve introduzir o CVAR com parâmetros de risco mais rigorosos (50-50), sem uma avaliação mais criteriosa, conjuntamente com a nova metodologia de previsão de vazões, pois esse Mecanismo de Aversão ao Risco foi implementado justamente para dar mais peso às séries mais críticas, quando os modelos não eram capazes de gerar séries mais aderentes por questões matemáticas ou por qualquer outra limitação computacional.

9 - Portanto, se hoje a geração de cenários poderá ficar mais aderente, é necessário aferir o desempenho dos modelos com o novo Par-p-A antes da adoção de medidas adicionais de aversão ao risco, no que concerne à geração de séries, ou ainda à implantação de volume mínimo operativo ( $V_{minOp}$ ).

### III. Necessidade de análises complementares de impacto econômico sobre os Agentes

10 - Nesta seção comentamos as análises de impacto de grandezas econômicas feitas pela CPAMP, em especial a comparação entre o cenário realizado e o cenário por ela proposto. São colocados ainda questionamentos que indicam a necessidade de avaliação mais abrangente sobre os impactos econômicos aos agentes de mercado.

**11 - Para tais questionamentos, tenha-se como premissa básica a elevação de PLD apontada pela simulação da CPAMP (backtests jan/20-fev/21) onde o valor realizado passa de R\$ 182,5/MWh para R\$ 516/MWh, aumento de R\$ 333,5/MWh (+ 182%).**

Abaixo, segue o quadro comparativo divulgado pela CPAMP com os resultados das simulações para o período de jan/20 a fev/21 (denominados backtests).

Período 2020-21		REALIZADO	AVALIAÇÃO COM OS MODELOS					Dif. REAL x (50,50)	
			Vigente	(50,25)	(50,35)	(50,50)	(25,50)		
Δ de armazenamento no SIN (p.p.) em relação ao vigente	[p.p.]	<b>11,8</b>	Ref	4,8	8,6	<b>12,4</b>	15,7	<b>-0,6</b>	
Custo de Geração Térmica	[Bi R\$]	<b>19,4</b>	10,6	13,5	16,7	<b>21,6</b>	24,2	<b>-2,2</b>	
CMO/PLD médio do período	[R\$/MWh]	<b>182,5</b>	189,1	292,7	354,9	<b>516,2</b>	792	<b>-333,7</b>	
Impacto nas Distribuidoras	Δ Redução do Encargo GFOM	[Bi R\$]	<b>0,1</b>	Ref	-0,5	-3,57	<b>-3,57</b>	-3,57	<b>3,67</b>
	Δ Aumento Conta Bandeiras	[Bi R\$]	<b>7,46</b>	Ref	5,64	9,92	<b>14,39</b>	17,8	<b>-6,93</b>
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico	[Bi R\$]	<b>0,09</b>	Ref	-0,15	-0,46	<b>-0,46</b>	-0,46	<b>0,55</b>
	TOTAL	[Bi R\$]	<b>7,65</b>	Ref	4,99	5,88	<b>10,36</b>	13,76	<b>-2,71</b>
		[%]	<b>4%</b>	Ref	3%	3%	<b>5%</b>	7%	<b>1%</b>
Impacto no Consumidor do ACL	Δ Redução do Encargo GFOM	[Bi R\$]	<b>0,05</b>	Ref	-0,23	-1,66	<b>-1,66</b>	-1,66	<b>1,71</b>
	Δ Redução do Deslocamento Hidráulico	[Bi R\$]	<b>0,04</b>	Ref	-0,07	-0,21	<b>-0,21</b>	-0,21	<b>0,25</b>
	TOTAL	[Bi R\$]	<b>0,09</b>	Ref	-0,3	-1,87	<b>-1,87</b>	-1,87	<b>1,96</b>
Impacto nas Usinas do MRE	GSF	[%]	<b>79,59</b>	88,18	86,33	84,98	<b>83,68</b>	82,5	<b>-4,09</b>
	Impacto do pagamento no MCP do ACL	[Bi R\$]	<b>-11,7</b>	-7,27	-11,3	-14,56	<b>-18,39</b>	-20,84	<b>6,69</b>

Fonte: CPAMP jun/21

#### 11.a – Variação do armazenamento e custo da geração térmica

A tabela evidencia que a inserção dos aprimoramentos e a elevação da aversão a risco do CVAR 50/50 implicam em pequena variação do nível de armazenamento (0,6%).

Portanto, mostra-se pequena a contribuição energética para a segurança do Sistema com o acionamento mas intenso do parque térmico. Constata-se, por outro lado, um aumento de R\$ 2,2 bilhões de custo de geração térmica. Em resumo, a mudança proposta apenas altera a alocação de custos entre geradores e consumidores e, considerando a magnitude de elevação de preços, esta pode causar insolvência no mercado, com consequências irreparáveis, não descartando-se casos de judicialização.

#### **11.b – Impacto nas distribuidoras e consumidores cativos**

A elevação da aversão a risco do CVAR 50/50 implicaria impacto de R\$ 2,71 bilhões repassáveis aos consumidores cativos, com expressiva elevação da conta bandeiras e incrementos constantes para as tarifas.

#### **11.c – Impacto ao consumidor do ACL**

A redução do encargo conduziria à uma economia de R\$ 1,96 bilhão. Porém, não é feita qualquer estimativa de impacto sobre os consumidores livres pelo pagamento de liquidação na CCEE que são representados pelos contratos de curtíssimo prazo. **Também desconsidera-se que os PLDs mais elevados implicarão aumento dos preços bilaterais para os contratos de médio prazo (mais comuns) desses consumidores. Qual será esse custo para os consumidores livres?**

#### **11.d – Impacto para hidrelétricas**

GSF – A elevação do GSF de 79,6% para 83,7% evidenciaria maior geração hidrelétrica, porém, o resultado é incompatível com o ligeiro aumento do nível de armazenamento (+0,6 %), **objetivo primeiro dos estudos realizados, sem a garantia de que os modelos estejam adequados ao ponto de o sistema não necessitar de ajustes e geração térmica fora da ordem de mérito quando da operação real pelo ONS neste novo cenário.**

Impacto no MCP para as hidrelétricas – aumento de R\$ 6,39 bilhões (de R\$ 11,7 para R\$ 18,4 bilhões).

Constata-se a elevação substancial dos valores de liquidação das exposições das hidrelétricas na CCEE. Ademais, assim como para os consumidores livres, a análise desconsidera os impactos inevitáveis sobre os contratos bilaterais de compra necessários para a formação de hedge contratual pelas hidrelétricas. Há hidrelétricas, a exemplo de Jirau e Santo Antônio, que possuem estrutura financeira-contratual com 100% da GF vendida, que terão expressivo aumento de custo para a manutenção do hedge contratual necessário para proteção contra o PLD, tornando o projeto ainda mais desequilibrado. Já no caso da Norte Energia, à guisa de exemplo, que tem parcela de energia reservada para o ACL, a sustentabilidade econômico-financeira da empresa depende da receita de seus contratos tanto no ACR quanto no ACL. A degradação do GSF reduz seu montante disponível para comercialização e/ou demanda compra de energia a preços elevadíssimos para honrar contratos de venda já celebrados. De uma forma geral, tais custos, incomensuráveis, de formação de hedge (seja com lastro próprio ou com compra de contratos) serão imputados a todos os geradores

hidroelétricos, em geral. **Qual o real custo para essas hidrelétricas com a elevação substancial do PLD?**

12. Como exemplo, caso se adote os mecanismos propostos nesta Consulta Pública, uma usina de 2.000 MW médios de garantia física sujeita a um GSF médio de 84% (previsto pela CCEE no decorrer do *Workshop GT Metodologia/CPAMP – Backtest- 2020/21*), teria uma exposição de 320 MW médios aproximadamente. Considerando o PLD médio de R\$ 516,22/MWh, durante o ano todo (8.760 horas), haveria uma liquidação anual no MCP de aproximadamente R\$ 1,45 bilhões. Considerando ainda um preço médio de venda dos contratos de médio e longo prazo de R\$ 165,00/MWh, a receita anual seria de R\$ 2,89 Bi. Logo, a exposição deste agente no MCP será de aproximadamente a metade de sua receita anual, tornando insustentável a viabilidade do negócio, principalmente para usinas estruturantes, dadas as obrigações de: financiamento com altos desembolsos da amortização de suas dívidas; despesas com encargos de transmissão e setoriais; e despesas operacionais.

13. Considerando o exposto, para que qualquer aprimoramento de sinal econômico atinja o objetivo esperado que concilia segurança energética com custos adequados, o mercado precisa inicialmente estar em equilíbrio de riscos e oportunidades, o que não se verifica no atual cenário do Setor. Ademais, antes de qualquer mudança com tamanho impacto é necessário um período de contabilização sombra com aplicação proposta de forma a identificar eventuais adequações dos modelos computacionais para operacionalização, de forma que os agentes possam avaliar os potenciais impactos e se adequarem às exposições de riscos adicionais.

#### IV. Conclusões e Contribuições/Pedidos

13 - Tendo em vista as diversas questões apontadas acima, é preciso ressaltar que sob as atuais condições de armazenamento e afluência, uma mudança metodológica trará uma elevação expressiva e duradoura dos preços, tanto do PLD, como dos preços bilaterais. Essa elevação **estrutural do preço incentivará os geradores hidrelétricos a se reposicionarem no mercado, deixando mais garantia física de reserva para ser liquidada no mercado de curto prazo**. Tal cenário tem profundo impacto econômico sobre os consumidores, comercializadores e geradores com exposições, podendo provocar transferências de renda não justificadas entre os agentes do Setor, com alta possibilidade de falências e insolvência do mercado.

14 - Os resultados preliminares da CPAMP demonstram que o expressivo aumento do sinal de preço não cumpre o papel de estímulo da oferta física ou retração da demanda, não ocorrendo melhora da segurança energética. Outrossim, há especialmente transferências de renda entre Agentes, com alteração significativa do já fragilizado equilíbrio econômico setorial.

15 - Dessa forma, apresentamos abaixo nossas conclusões e contribuições para o aprimoramento dos modelos e sua implementação:

- i) Observar, antecipadamente, o comportamento dos modelos com o aprimoramento da representação de séries hidrológicas via aplicação e implementação apenas do Par-p-A, no mínimo até dezembro de 2022. Analisar a necessidade de implantar critérios de aversão a risco adicionais.
- ii) Avaliar a oportunidade de evolução metodológica para a representação de forma individualizada das usinas hidrelétricas no modelo NEWAVE.
- iii) A superposição de mecanismos de aversão ao risco no Setor se mostra incoerente por não possibilitar que sejam analisados de forma individualizada os impactos físicos e comerciais de cada mecanismo disponível, tais como: custo de déficit; diferentes taxas de desconto entre operação e expansão; CVaR; e VMinOp.
- iv) Há necessidade de avaliação em período de comparação mais extenso. Recomenda-se o monitoramento do sistema, no mínimo até dezembro de 2022, com os aprimoramentos da representação do Sistema e de seus critérios operativos (incluindo as restrições de uso múltiplo dos rios Grande e Paranaíba) – operação sombra, a exemplo do processo de implantação do PLD horário.
- v) Há necessidade de quantificar/estimar os impactos sobre os consumidores livres e os geradores hidrelétricos em função da elevação do PLD e dos preços bilaterais no ACL.
- vi) Após avaliação e monitoramento do Sistema com os aprimoramentos concluídos, se a aplicação de novo critério de aversão a risco demonstrar-se necessária, que haja uma implementação transitória (2-3 anos), de forma que a elevação estrutural dos níveis de reservatórios almejada ocorra a um custo suportável para os Agentes impactados.
- vii) O MME deve cuidar para que eventual aumento de custo de geração térmica deve ser acompanhado de reais melhorias na segurança do Sistema, devendo refletir em justa onerosidade alocada entre os agentes. Não deve haver transferências de renda injustificadas entre os agentes do setor.