

São Paulo, 10 de abril de 2026

**Assunto: Contribuição COGEN a Consulta Externa 001/2026 do CT PMO/PLD**

A Associação da Indústria de Cogeração de Energia - COGEN, entidade que representa 80 associados, atuando desde 2003 no desenvolvimento da cogeração de energia, através das biomassas, do biogás e do gás natural, vem manifestar algumas considerações relevantes sobre o atual processo de formação de preços de energia, que tem a coordenação do Operador Nacional do Sistema – ONS e da Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, as quais seguem as diretrizes emanadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

Com a aproximação do final do período úmido no Submercado Sudeste / Centro Oeste constata-se, conforme informações oficiais do ONS, que os níveis de reservatório neste submercado superaram a marca de 66% de armazenamento. Para os Submercados Nordeste e Norte observa-se níveis de armazenamento acima de 90%. Todos ainda em processo de replecionamento, antes do final efetivo do período úmido. O Submercado Sul, apesar de corresponder a uma parte menor do armazenamento de água nos reservatórios do Sistema Interligado Nacional – SIN (cerca de 5%), é o único que apresenta valores reduzidos de armazenamento no entorno de 30%.

Em que pese os números acima não implicarem em qualquer ambiente de crise energética no SIN, preocupa e causa estranheza o nível elevado que tem sido observado nos valores do Custo Marginal de Operação – CMO publicados pelo ONS, e do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD publicados pela CCEE para este período do ano.

Nosso entendimento é que tal efeito possa estar diretamente relacionado com os atuais parâmetros de aversão ao risco inseridos nos modelos de formação de preços utilizados pelo ONS e CCEE a partir de janeiro de 2025.

O Relatório Técnico do CT PMOPLD (“CT”), mostra que o atendimento à CRef, associado ao despacho termelétrico, produz excesso de geração térmica mesmo com armazenamento acima da curva, o que indica que as políticas de operação estão sendo mais conservadoras do que o indicado na CRef (em outras palavras, os parâmetros de aversão ao risco estão acima do necessário para os requisitos de segurança energética).

É bastante questionável a sinalização de despacho térmico além do exigido pela CRef, mesmo em cenários de hidrologia favorável. Propõe-se, então, que a calibração do CVaR

considere, complementarmente, a trajetória de armazenamento em relação à curva de referência no cenário crítico de atendimento, aplicando-se testes de consistência em contextos de hidrologia favorável, evitando que o excesso de segurança resulte em custos adicionais ao sistema e conseqüentemente a todos os consumidores de energia, o que nos parece está ocorrendo especialmente neste período úmido de 2026.

A utilização do CVAR com os pares de parâmetros de aversão ao risco (15,40) a partir de 2025, aumentou o custo de operação do SIN, com o despacho de maior volume de fontes termelétricas, sendo que não está claro o suficiente se o custo / benefício proveniente da adoção destes pares tiveram a contrapartida correspondente nos ganhos de reservatórios obtidos ao longo de sua aplicação, quando comparado com outros parâmetros menos restritivos.

Mostramos na Tabela a seguir as análises operativas e financeiras em relação aos diferentes pares de CVaR no pior cenário hidrológico analisado pelo CT. Os dados demonstram que o par (15,30) atende à CRef mesmo no cenário de maior estresse hidrológico (E60A21), levando a um armazenamento dentro da faixa verde da CRef ao final do período. Em comparação ao caso vigente (15,40), este parâmetro apresenta uma redução marginal de armazenamento de 2,6 p.p., em contrapartida a uma economia expressiva de R\$ 5,4 bilhões no custo de geração termelétrica, o que possibilita uma redução tarifária estimada em 0,98%.

Em uma realidade brasileira de tarifas elevadas e com viés crescente para os próximos anos, diminuir em 1% as tarifas e proporcionar redução de custos para o consumidor e setor produtivo sem afetar o nível de segurança, certamente é muito bem-vindo para o bolso dos brasileiros.

Dimensão - Caso E060A21	1530	1535	1540	1545	1550
<b>Aderência à CRef (%)</b>	96,3%	100,9%	110,9%	124,1%	135,1%
<i>Distância a CRef = 100%</i>	-3,7%	0,9%	10,9%	24,1%	35,1%
<b>Armazenamento Novembro (%)</b>	24,9	25,8	27,5	29,4	31,5
<i>Distância à EAR29%</i>	-4,1	-3,2	-1,5	0,4	2,5
<b>Custo da Geração Termoeletrica (R\$bi)</b>	51,6	53,4	57,0	61,3	64,3
<i>Sobrecusto em relação ao par vigente 1540</i>	-5,4	-3,6	0,0	4,3	7,3
<b>CMO médio SE/CO (R\$/MWh)</b>	838	903	1.014	1.132	1.409
<i>Varição em relação ao par vigente 1540</i>	-176	-111	0	118	395
<b>PLD médio SE/CO (R\$/MWh)</b>	718	749	778	785	785
<i>Varição em relação ao par vigente 1540</i>	-60	-30	0	7	7
<b>Volatilidade CMO SE/CO (%)</b>	30%	28%	24%	30%	39%
<i>Varição em relação ao par vigente 1540</i>	5,8%	3,3%	0,0%	5,1%	14,7%
<b>ESS (R\$ bi)</b>	2,1	1,9	1,2	0,8	0
<i>Varição em relação ao par vigente 1540</i>	0,9	0,7	0	-0,4	-1,2
<b>Impacto Tarifário (pp)</b>	-0,98	-0,47	0	0,34	0,69
<i>Varição em relação ao par vigente 1540</i>	-0,98	-0,47	0	0,34	0,69

Face aos fatos expostos acima, é natural a percepção de um estranhamento do setor em relação ao comportamento de preços, em especial a partir de 2025, e com maior relevância neste período úmido de 2026, que indicam custos adicionais de operação com maior ênfase em cenários hidrológicos com menor probabilidade de ocorrência, penalizando parte majoritária dos agentes e os consumidores, com grandes incertezas no resultado efetivo de aumento na segurança do atendimento face aos custos incorridos pela sua aplicação.

Dessa forma, sugere-se a adoção do par de CVaR (15,30) nos modelos computacionais a partir de 2027, por assegurar o atendimento do sistema com segurança a um menor custo aos consumidores brasileiros.

Outro fator que nos preocupa é que fatores endógenos aos modelos, como diferenças no número de iterações entre o modelo NEWAVE e o DECOMP, influenciam nos preços e trazem imprevisibilidade ao mercado. Número de iterações diferentes mudam o despacho, alteram o PLD e trazem insegurança e imprevisibilidade. A **Consulta Externa 002/2026** traz a correção destas diferenças de iterações para 2027, mas poderia já ser utilizada como parâmetro em 2026, uma vez reconhecido pelo próprio CT a necessidade de igualar o número de iterações nos modelos.

É crucial haver aumento da segurança energética em consonância com sinalização econômica realista na formação do preço de liquidação no mercado de curto prazo, e em relação ao encadeamento dos modelos e os respectivos preços calculados. São observadas no momento diferenças significativas entre os preços semanais do modelo DECOMP e os diários calculados pelo modelo DESSEM e, ainda, deste para a operação em tempo real.

Informações de preço tem papel central e decisivo em uma economia de mercado, influencia decisões de investimentos e, portanto, não há espaço para insegurança ou imprevisibilidade percebidas por agentes de mercado neste processo.

Modelos atuais de formação de preços são robustos e concebidos com a maior competência e a excelência reconhecida internacionalmente dos profissionais que os desenvolveram. No entanto utilizam como parâmetro principal as incertezas hidrológicas, que já não são adequadas para um modelo que perde participação hidrelétrica de forma célere. Isso explica em grande medida as preocupações atuais com os mecanismos de aversão ao risco que, se não forem bem dimensionados, podem causar custo desnecessário à sociedade sem os ganhos energéticos à altura destes custos.

Em 2026, conforme informações do ONS, a capacidade instalada das usinas hidrelétricas corresponde a 44%, o que escancara a alteração radical na composição da matriz de energia elétrica brasileira nos últimos 30 anos, quando a capacidade instalada hidrelétrica era superior a 90%.

Entendemos estar muito clara a posição da COGEN em relação à Consulta Externa 001/2026 do CT PMO/PLD, com base nos argumentos expressos nesta Contribuição.

Aproveitando a oportunidade da Consulta, a COGEN toma a liberdade de, adicionalmente, propor algumas medidas operativas para avaliação do CT, que tem a capacidade de aumentar os níveis de armazenamento nas usinas hidrelétricas com menor custo operativo.

Tais sugestões estão relatadas abaixo:

- (i) postergar qualquer manutenção programada de Usinas de quaisquer fontes, com prazo final deste período definido pelo ONS, conforme avaliação eletroenergética do Operador;

- (ii) que o ONS realize estudos para ampliar o limite de intercâmbio entre os submercados Sudeste e Sul, adotando critério N-1 como foi adotado na crise hídrica, o que aumentará a velocidade de recuperação dos reservatórios do Sul;
- (iii) que indisponibilidades de transmissão, as quais tenham causado redução de geração de média duração, possam ser compensadas temporariamente com o despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito (GFOM), que permita a reposição de armazenamento advindo desta redução na capacidade de geração por razões elétricas, conforme análise do Operador.

Sendo estas as considerações sobre o assunto em referência, renovamos nossos protestos de elevada e estima e consideração, e nos colocamos à disposição para quaisquer esclarecimentos ou ações julgadas necessárias por parte da COGEN.

Cordialmente,



**Newton Duarte**

Presidente Executivo