

**Contribuição da Santo Antônio Energia S.A. à**  
**Consulta Pública MME nº 034/2017**  
**PDE 2026**

18/08/17

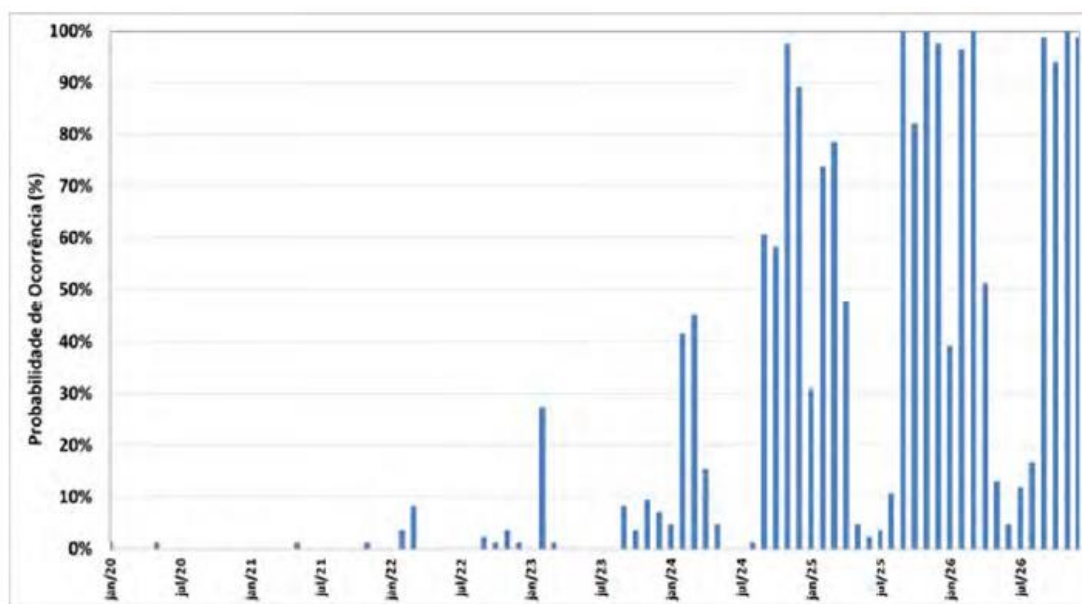
## Contextualização

A Santo Antônio Energia S.A. (“SAESA”), com o intuito de contribuir para o aprimoramento e o desenvolvimento do Setor Elétrico na proposta do Plano Decenal de Energia 2026, objeto da Consulta Pública MME nº 34/2017 (“CP34”), apresenta abaixo e em maior detalhe os pontos que julga merecer maior atenção.

### 1. Expansão da oferta predominantemente por fontes intermitentes, efeitos e riscos para as usinas hidráulicas

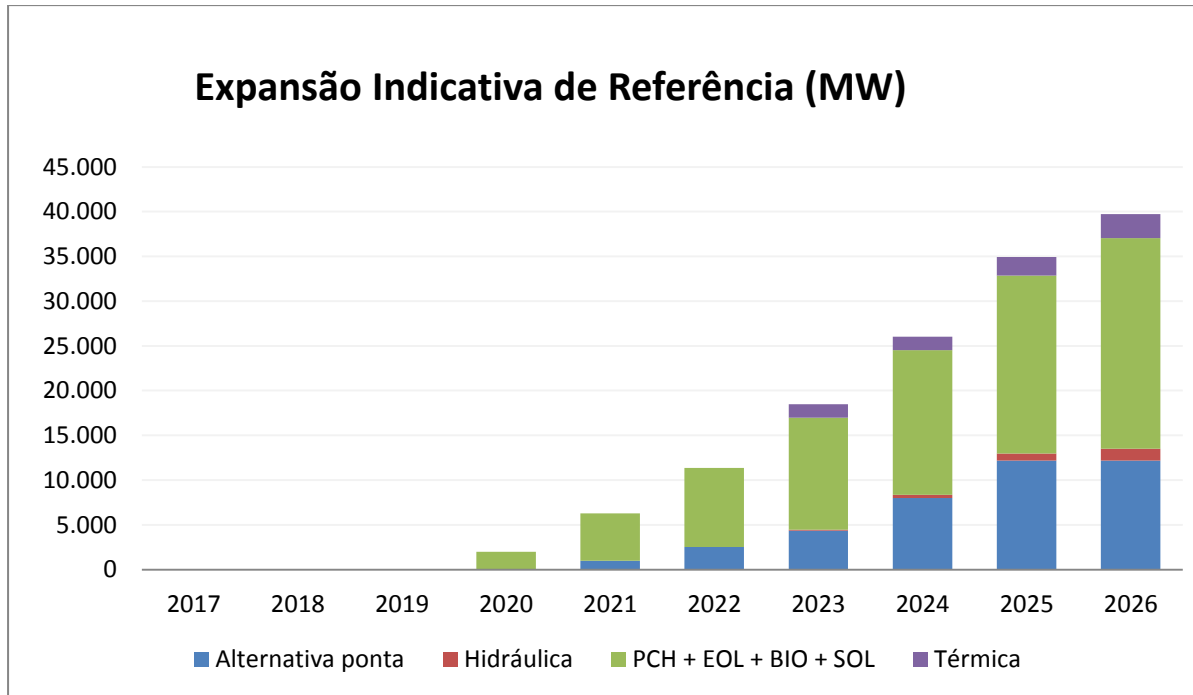
Nos preocupa muito saber que a expansão indicada por essa EPE está baseada em fontes intermitentes, visto que tais fontes reconhecidamente não são capazes de fornecer a robustez que o sistema necessita.

Conforme indicado pela própria EPE na minuta do Plano, através do gráfico abaixo, é de conhecimento que teremos sérios problemas para atendimento da demanda de potência a partir do 2º semestre de 2024.



Tais problemas deverão ser agravados se não for feito um redirecionamento dos investimentos. Um país com tamanho potencial hídrico como o brasileiro não deveria prescindir desse privilégio, expondo-se a riscos de confiabilidade e de elevação da volatilidade dos preços.

Conforme podemos observar no gráfico exposto na página seguinte, dos quase 40 GW previstos para a expansão neste plano apenas 1,3 GW são de UHEs. Estamos falando de menos de 5% da oferta total projetada, o que indica uma involução em termos de confiabilidade.



Na mesma linha da contribuição ofertada à Consulta Pública MME nº 33/2017, cabe também destacar os problemas que as usinas hidráulicas vêm enfrentando nos últimos anos.

Por exemplo, o reconhecimento apenas da GFOM como parcela do deslocamento hidrelétrico não é correto. **Deve ser considerado o deslocamento provocado pelas fontes renováveis intermitentes não controláveis (solar, eólica, biomassa, etc.)**, que tem contribuído para o acentuamento do GSF nos últimos tempos devido ao tratamento inadequado por parte do Poder Concedente.

Adicionalmente, a política operativa do ONS, onde a geração hidráulica não gera prioritariamente na base, introduziu uma distorção relevante na percepção de risco dos empreendedores em geração hidráulica, demandando uma correção estrutural do MRE (**saneamento de tudo que não seja risco hidrológico**), sob pena de inviabilidade dos atuais e futuros empreendimentos.

Aliado a isso, fatores como (i) elevado número de Leilões de Energia Reserva dos últimos anos basicamente com fontes intermitentes (fonte eólica e solar) na modalidade de contratação por disponibilidade; (ii) restrições na transmissão em que muitas vezes existem condições plenas de geração de energia hidráulica, mas que não ocorrem devido aos limites de escoamento; (iii) o papel do submercado SE/CO como provedor da reserva operativa da região Nordeste, dado que isto atualmente causa enorme prejuízo aos geradores hidráulicos; não atrelados à hidrologia impactam severamente o GSF.

Outro ponto que foi levantado na minuta no Plano foi a necessidade de compatibilização dos modelos atualmente empregados para formação de preço. Temos hoje os preços dados ex-ante, base semanal, e a EPE entende que o desejável é que as ferramentas consigam ter maior granularidade temporal, se possível horária.

Aproveitando esta mesma discussão, não seria pertinente questionarmos a viabilidade da manutenção do modelo de formação de preços marginalista?

Tal pergunta é posta pelo fato de o Brasil ter uma matriz ainda predominantemente hidráulica, ou seja, geração fortemente baseada em custos fixos. No entanto, o que vemos atualmente são usinas térmicas que contribuem incrementalmente para o suprimento, porém afetam drasticamente o custo de operação do sistema. Talvez seria apropriado realizar um estudo quantitativo e qualitativo visando identificar os benefícios de um sistema baseado em custo médio e com menor volatilidade, fator este que afugenta investimentos de longo prazo e diminui a atratividade do Setor Elétrico Brasileiro.

## **2. Reserva operativa do sistema**

Conforme manifestações da SAE junto à ANEEL e ao ONS quanto as políticas que vem sendo adotadas para Reserva de Potência Operativa – RPO, cabe destacar os impactos decorrentes da metodologia que se propõe para a Reserva de Potência Operativa – RPO.

Pontua-se os seguintes itens que impactam comercialmente os geradores hidráulicos:

- A SAE entende o desafio do Operador relacionado ao dimensionamento e à alocação da Reserva de Potência Operativa para garantia da segurança sistêmica face à expansão da fonte eólica na matriz energética brasileira.
- Destaca-se que a metodologia proposta com aumento para 5% de RPO acentuará ainda mais o deslocamento hidráulico, aprofundando ainda mais o GSF. Este fato ocorre principalmente devido a alocação de folga e reserva de geração para suprir a alta variabilidade das eólicas como RPO, diminuindo assim a geração hidráulica, visto que são justamente essas usinas hidráulicas que atuam na estabilidade do sistema com Controle Automático da Geração (CAG), ocasionado pela intermitência da fonte eólica e oscilações na carga. Assim, o Operador preserva a geração hidráulica com o intuito de que numa

eventual necessidade de CAG haverá disponibilidade para atuação dessas usinas.

- Além disso, ocorre redução das sobras do Excedente Financeiro, que nas Regras de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é denominada TAJ, conforme explicado em detalhes pela APINE junto a ANEEL. Com as usinas hidráulicas reservadas para a operação do CAG não há sobras financeiras suficientes para cobertura das possíveis exposições residuais. As regras estabelecem que na ocorrência dessa situação, mesmo que o objetivo dessa RPO seja a garantia da estabilidade da rede, os custos vinculados são arcados pelos geradores pertencentes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), mesmo estes atuando quase que exclusivamente para alcançar o objetivo proposto da RPO. Os valores de TAJ de Janeiro de 2016 à Junho 2017 causaram um impacto financeiro de aproximadamente R\$ 32 milhões somente para a UHE Santo Antônio.

Considerando o exposto, a SAE solicita que sejam tomadas medidas para expurgar tais impactos comerciais na contabilização e liquidação dos agentes de geração participantes do MRE, uma vez que se tratam de riscos não gerenciáveis pelos geradores e não hidrológicos.