

Aversão ao risco no setor elétrico e controle da inflação: diferentes parâmetros, mesma lógica¹

Franklin Miguel²

Desde 1999, o regime de metas de inflação tem sido bem-sucedido no Brasil. A meta, seu intervalo de tolerância e o índice de preços de referência (IPCA) são definidos pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), cabendo ao Banco Central (BC) adotar as medidas necessárias para assegurar seu cumprimento. Qualquer alteração na meta ou em seu intervalo deve ser anunciada com pelo menos 36 meses de antecedência — o que garante previsibilidade aos agentes econômicos e estabilidade na condução da política monetária.

No setor elétrico, existe um mecanismo análogo: a aversão ao risco dos modelos computacionais de formação de preço, cujo equilíbrio é garantido por dois parâmetros técnicos da função objetivo de despacho hidrotérmico: α (nível de proteção) e λ (peso do nível de proteção). Na essência, tais mecanismos são muito semelhantes à taxa de juros no controle da inflação.

Com a adoção do modelo de otimização NW Híbrido a partir de 2025, a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) identificou, no ano passado, que o par então vigente (25,35) deixava o modelo excessivamente permissivo quanto ao risco, distorcendo o comportamento frente ao modelo anterior (NW Reservatório Equivalente). Como resposta, foi adotado o par (15,40), mais conservador, que restabeleceu a percepção de risco compatível com a política anterior — um ajuste comparável à elevação da taxa de juros para reconduzir a inflação à meta.

Contudo, desde então o setor térmico passou por transformações estruturais relevantes. De um lado, mudanças regulatórias alteraram a forma de atualização do CVU Estrutural, que passou a considerar o preço futuro do combustível das usinas térmicas. De outro, encerraram-se os contratos desse tipo de usinas de leilões regulados de energia (CCEARs) e do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), levando a uma elevação substancial dos custos variáveis unitários das usinas (CVUs) — tanto conjuntural como estrutural.

¹ Artigo publicado pela Agência CanalEnergia. Disponível em:

<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53317209/aversao-ao-risco-no-setor-eletrico-e-controle-da-inflacao-diferentes-parametros-mesma-logica> Acesso em: 21.07.2025

² Franklin Miguel é CEO da Electra Energy

Esse novo patamar de CVU induz os modelos de despacho hidrotérmico a um comportamento naturalmente mais conservador, com maior despacho térmico e maior economia de água nos reservatórios. Na prática, isso equivale a aumentar o grau de aversão ao risco, mesmo sem alterar os parâmetros α e λ . Ou seja: a política de risco foi apertada sem que os reguladores percebessem — e, pior, sem necessidade.

Manter o par (15,40) nesse novo contexto representa um excesso de conservadorismo, com consequências diretas: maior custo de operação e impacto tarifário relevante. Reduzir o peso do nível de proteção (λ) de 40 para 30 permite restaurar o equilíbrio da função objetivo dos modelos, preservando a mesma meta de aversão ao risco adotada pelo setor pós-crise hídrica. Trata-se, portanto, de uma recalibração técnica e coerente, que considera a nova realidade estrutural do parque térmico sem comprometer a segurança do sistema elétrico.

Os estudos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apresentados na Consulta Pública MME nº 186/2025 recomendaram a manutenção do par (15,40) para 2026. No entanto, na base desses estudos foram considerados cenários críticos, como o de 2021, quando os reservatórios estavam com apenas 23,1% da capacidade de armazenamento. Hoje, esse valor está em torno de 69%. É como se, para decidir a Selic, o BC utilizasse como referência a maior inflação da história recente, em vez da situação atual da economia. Isso gera decisões descoladas da realidade e, no caso do setor elétrico, onera desnecessariamente o consumidor.

A prova disso está nos dados: conforme informações do Operador, a manutenção do par atual pode gerar um custo operativo adicional de até R\$ 5,5 bilhões e um impacto tarifário de 3%. Além disso, um simples comparativo de preços da energia do produto A+1 revela o custo do excesso de aversão ao risco: em 2024, foi negociada a R\$ 169/MWh, e em 2025, a R\$ 237/MWh, conforme dados da DCIDE — com os reservatórios igualmente em cerca de 70%. Isso representa um sobrecusto de aproximadamente R\$ 18 bilhões já contratado pelos consumidores do mercado livre, segundo nossas estimativas.

Assim como o Banco Central precisa ajustar a taxa de juros de acordo com o momento econômico, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) deve calibrar os parâmetros de aversão ao risco com base nas condições atuais do sistema — como o nível dos reservatórios e o real custo das térmicas. A insistência em manter parâmetros defasados, herdados de um cenário anterior, compromete a eficiência econômica, penaliza o consumidor e pode, paradoxalmente, alimentar pressões inflacionárias que o próprio Banco Central terá de combater com juros mais altos. Uma política de risco mal calibrada no setor elétrico tem o mesmo efeito de uma política monetária equivocada: custa caro, desorganiza o mercado e ameaça o equilíbrio econômico do país.