

Contribuições da Apine

Consulta Externa CT PMO/PLD nº 01/2026

A Apine cumprimenta o CT PMO/PLD pela condução dos estudos e do processo participativo no âmbito da Consulta Externa nº 01/2026, que trata da avaliação do nível de aversão ao risco nos modelos computacionais do setor elétrico. A iniciativa está alinhada às diretrizes estabelecidas pela Resolução CNPE nº 01/2024 e à competência atribuída ao CMSE para definição dos parâmetros de aversão ao risco, com vigência a partir de janeiro de 2027, reforçando a importância da participação dos agentes e da coerência entre a política operativa e os modelos de planejamento e formação de preço.

1. Estabilidade dos parâmetros de aversão a risco

Considerando que o par CVaR (15,40) é atualmente o parâmetro vigente, sua avaliação deve ser realizada em comparação direta com alternativas que atendam aos critérios estabelecidos de forma eficiente, sem comprometer a segurança energética, estabilidade regulatória e a plena aderência ao critério de segurança energética definido pelo CMSE, conforme "Proposta de Aprimoramento do Processo de Calibração dos Parâmetros de Aversão ao Risco (CVaR)" aprovada em 03/12/2025.

Nesse contexto, sob a ótica do atendimento à Curva Referencial de Armazenamento (CRef), tanto o par (15,35) quanto o par (15,40) cumprem o critério estabelecido. No entanto, observa-se que o par (15,40) o faz com margem adicional, o que reflete um nível de prudência compatível com as incertezas inerentes à operação do sistema elétrico brasileiro.

Por fim, destaca-se que o CMSE já indicou pela manutenção do nível de aversão ao risco atualmente adotado.

2. Dinâmica da expansão do SIN

A estabilidade do CVaR é especialmente relevante tendo em vista que o Setor Elétrico Brasileiro passou por uma mudança estrutural na última década: a expansão da capacidade de geração, antes conduzida através de leilões centralizados, passou a se dar através do mercado livre. Esta mudança é resultado do amadurecimento institucional e do próprio mercado, demonstrando que houve um aumento de confiança dos agentes setoriais em relação ao SEB. Os benefícios da expansão conduzida pelo mercado são amplamente explorados na literatura especializada em

desenho de mercados de eletricidade, que indica que este desenho tem o potencial de maximizar o bem-estar social.

Entretanto, um aspecto que não pode passar despercebido nesta nova configuração é que o preço passa a ter um papel que não possuía antes: agora, ele fornece os sinais para a expansão do sistema – não apenas acerca da simples necessidade de expansão, mas também sobre (i) qual o mix ótimo de expansão e (ii) onde esta expansão deve ocorrer.

Neste sentido, o processo e os modelos de formação de preços devem ser tratados com grande atenção, já que as consequências da precificação spot não se limitam aos efeitos de curto prazo, mas também sobre a expansão e, conseqüentemente, sobre o risco de suprimento futuro de energia. O preço é, portanto, o meio de comunicação que vincula o curto prazo com a expansão de longo prazo.

3. Desafios de atendimento de ponta

Sob a ótica operativa, a manutenção do par (15,40) contribui para a preservação dos níveis de armazenamento e para a mitigação de riscos associados a períodos secos mais severos, reduzindo a necessidade de grandes medidas corretivas. Nesse contexto, o parâmetro vigente tem se mostrado adequado para atravessar cenários hidrológicos desafiadores com maior segurança.

Desde 2025, o ONS se manifestou diversas vezes indicando os desafios para o atendimento da ponta do SIN, em especial no período de transição do período seco para o período úmido onde, naturalmente, espera-se que os reservatórios estejam em seus menores valores no ano.

Neste sentido, o CMSE deliberou em sua 305ª reunião, em maio de 2025, pela recomendação da antecipação do início de suprimento de empreendimentos termelétricos contratados no Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2021, para reforçar a segurança do atendimento eletroenergético nacional já naquele ano¹.

Na reunião do Programa Mensal da Operação de julho/25, o ONS destacou os desafios para atendimento a ponta, com previsão de uso intensivo da capacidade termelétrica e com risco inclusive de invasão da reserva operativa².

OONS enviou, em 2025, cartas aos agentes termelétricos, solicitando a maximização da disponibilidade de geração e prontidão das usinas para garantir o atendimento eletroenergético caso seja necessário o despacho para atendimento da demanda³.

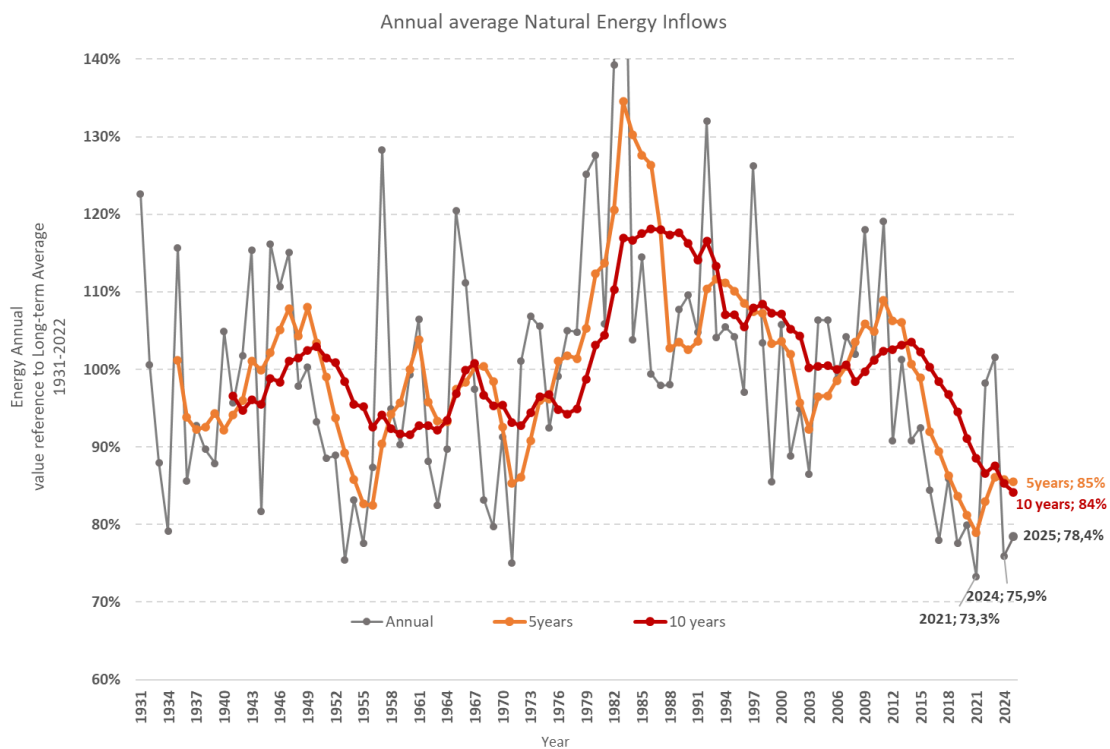
¹ [CMSE delibera pela antecipação de térmicas do LRCAP 2021 para reforçar o atendimento de ponta em 2025 — Ministério de Minas e Energia](#)

² [ONS espera uso intenso de térmicas no 2º semestre - MegaWhat](#)

³ [ONS aciona térmicas e pede prontidão total para enfrentar risco de déficit - MegaWhat](#)

Todas as reuniões ordinárias do CMSE desde junho/2025 reforçado os desafios de atendimento de ponta. A ata da 316ª reunião, de março de 2026, indica que “na análise de atendimento à potência do SIN, considerando um cenário desafiador, com alta demanda, baixa geração eólica e condições hidrológicas desfavoráveis, o ONS prevê o uso complementar de usinas termelétricas a maximização da produção das UHEs do Rio São Francisco e o aproveitamento estratégico do reservatório da UHE de Itaipu”.

O comportamento hidrológico recente tem evidenciado uma acentuada variabilidade climática, com episódios de precipitação severa intercalados por períodos de estiagem extrema. Nos anos de 2025 e 2026, por exemplo, diversos meses têm registrado algumas das piores afluências do histórico, com ausência quase total de chuvas nas regiões Sul e Sudeste simultaneamente — um evento raro e crítico para a segurança energética do SIN. Na análise de longo prazo as médias móveis de 5 e 10 anos da ENA anual continuam próximas aos 85% MLT, com clara tendência decrescente.

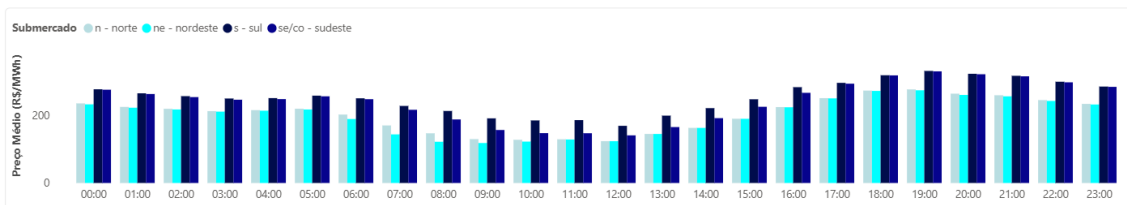


Esta situação desafiadora de atendimento de ponta, causada pela expansão massiva de fontes não controláveis, em especial a MMGD, está ocorrendo com um CVaR de (15,40). Desta forma, é natural concluir que um CVaR mais relaxado causaria deplecionamento mais acelerado dos reservatórios, trazendo desafios ainda maiores para o atendimento de ponta.

De fato, durante a vigência do CVaR 15,40 (01/01/25 a 08/04/26) o PLD médio foi de R\$ 223/MWh, o que permitiu um despacho de energia termelétrica na ordem de mérito no período,

em especial durante a ponta, contribuindo com a manutenção dos níveis dos reservatórios e, portanto, com o atendimento de ponta no final do período seco.

Destaque deve ser dado ao fato de que esta geração se dá principalmente devido à necessidade de atendimento à ponta, o que é evidenciado pelo perfil horário dos preços neste período. Em especial, observa-se preços estruturalmente mais baixos nas horas e submercados de elevada geração solar.



A minuta do PDE 2035 indica um custo marginal de expansão do sistema em patamar próximo a R\$ 220/MWh, referência relevante para a avaliação da aderência entre a formação de preços e as condições econômicas de expansão.

Nesse contexto, a redução do nível de aversão ao risco tende a resultar em preços mais baixos nos modelos, o que pode enfraquecer a correspondência entre os sinais econômicos e as necessidades futuras de expansão do sistema.

Assim, a calibragem dos parâmetros de aversão ao risco deve buscar preservar a coerência entre os modelos de formação de preço e os custos de expansão, evitando desalinhamentos que possam afetar, no médio e longo prazo, as condições de suprimento.

Dessa forma, não se mostra oportuna, neste momento, a adoção de parâmetros menos avessos ao risco

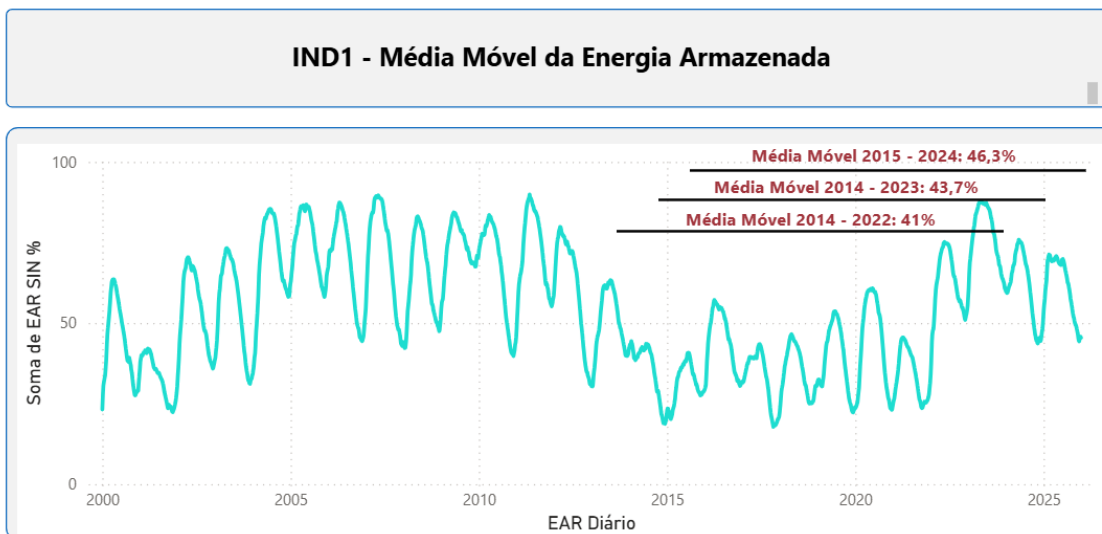
4. Plano de Recuperação dos Reservatórios

A preocupação acerca dos níveis de energia armazenada nos reservatórios do é um anseio da sociedade brasileira já há alguns anos. Tanto é verdade que o legislador determinou, através da Lei nº 14.182/21, a elaboração de um plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização do país em um prazo de até 10 anos.

O diagnóstico do plano foi de que a modelagem matemática utilizada para o despacho e formação de preços carecia de detalhamentos necessários para determinar o uso otimizado dos reservatórios, aderentes à realidade operativa. Neste sentido, uma das diretrizes do plano era explicitamente de aumentar o nível de energia armazenada: “Revisão e avaliação da necessidade

de recalibrar parâmetros de aversão a riscos com objetivo de manter mais energia armazenada nos reservatórios.”

Esta atividade culminou no aumento da aversão ao risco a partir de 2023, com a aplicação do par (25,35). Posteriormente, em 2025, o par (15,40) foi selecionado com a implementação do Newave Híbrido por ter desempenho semelhante ao (25,35) REE. O sucesso dessas medidas pode ser acompanhado através do indicador IND1 do PRR, que indica uma melhora estrutural do nível de armazenamento no período.



Desta forma, considerando o objetivo explícito de “manter mais energia armazenada nos reservatórios”, eventual alteração do par do CVaR deve considerar os impactos frente às diretrizes e indicadores do PRR.

5. Nova configuração do parque termelétrico (LRCAPs de 2026)

Adicionalmente, ressalta-se que estudos recentes não incorporaram integralmente mudanças relevantes na configuração do sistema, como a contratação de capacidade no âmbito do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP). A ausência dessa representação pode afetar a avaliação dos impactos associados aos diferentes níveis de aversão ao risco, recomendando cautela na interpretação dos resultados e reforçando a importância de evitar alterações no parâmetro até que tais efeitos estejam devidamente capturados nos modelos.

6. Critério de atendimento à geração termelétrica da CRef

Pontua-se inicialmente que a metodologia de cálculo do indicador de atendimento à CRef, aprovada na 313ª reunião do CMSE, não estabelece qual é o percentual mínimo ou máximo que

um determinado par de CVaR deve atender para que seja considerado como adequado. De fato, entendemos que tal critério deva considerar não apenas um percentual fixo de atendimento da geração termelétrica determinada pela CRef, mas sim uma avaliação multicritério que considere o trade-off entre o atendimento da GT e o custo total da geração termelétrica em cada cenário individualmente.

Além disso, a realização de uma média simples entre os 4 cenários estudados pode ser uma medida demasiadamente simplificada para a captura das dinâmicas envolvidas. Esta fragilidade da média simples fica evidente no relatório ao avaliar o cenário E080A25. Nota-se que neste cenário a CRef não indica a necessidade de despacho termelétrico adicional. Significa dizer que o indicador de atendimento à CRef, dado pela razão entre a geração térmica despachada pelo modelo e a geração térmica adicional determinada pela CRef, tenderia ao infinito. A realização da média simples dos 4 cenários perde, portanto, qualquer significado físico e econômico, por ser contagiada por este resultado. Na nota técnica, esta situação é contornada ao fixar em 100% o indicador para este cenário, o que entendemos que é uma artificialidade que carece de embasamento.

Por este motivo, recomendamos que os resultados de cada cenário sejam avaliados individualmente – ou ao menos que o agrupamento dos cenários seja feito apenas naqueles que são relevantes para as análises e que apresentem resultados consistentes.

7. Calibração do CVaR

Em princípio, destaca-se que a calibração do CVaR não deve ser vista essencialmente como um trade-off entre custo de geração térmica e segurança energética, mas sim entre o custo total e a geração fora da ordem de mérito. Isto porque a metodologia simula o despacho de GFOM, fazendo com que mesmo nos cenários mais desafiadores de suprimento, os estudos indiquem que os riscos são relativamente baixos. Ou seja, ao impor a geração fora da ordem de mérito, a ocorrência de situações de déficits passa a ser não apenas improvável, mas praticamente impossível.

Naturalmente, os cenários em que há um maior despacho fora da ordem de mérito (CVaR menos avesso ao risco) tendem a ter custos, preços e impactos tarifários menores. Lembra-se, porém, de que ao permitir a geração fora do mérito tem-se uma distorção estrutural nos sinais de preço fornecidos para a expansão do sistema, o que pode levar o SIN para uma situação desafiadora de suprimento no futuro.

Por outro lado, a Resolução CNPE 01/2024 determina que na avaliação, pelo CMSE, dos níveis de aversão ao risco *“deverá ser buscada a aderência [...] ao risco adotado na política operativa, considerando inclusive as medidas adicionais eventualmente utilizadas com vistas à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético”*. Ou seja, o

nível de aversão ao risco refletido nos modelos computacionais deve estar em linha com a forma com que o ONS opera o sistema, o que inclui o GFOM.

Nota-se, portanto, que uma análise que avalie binômio “custo vs. segurança” com a metodologia proposta resultará sempre em uma conclusão favorável ao par de CVaR menos avesso ao risco analisado. Por outro lado, o binômio “custo vs. GFOM” é aquele que, de fato, atende ao que a Resolução CNPE 01/24 determina.

Dos quatro cenários analisados, em dois deles (E80A21 e E80A25) os níveis de armazenamento sequer se aproximam da CRef, de forma que são pouco relevantes para uma análise acerca do GFOM. A análise do binômio custo vs. GFOM indica que a redução do nível de aversão ao risco (de 15,40 para 15,35 ou 15,30) promove ganhos moderados no custo de geração térmica e redução tarifária, porém acompanhados de aumentos no GFOM, especialmente em cenários mais críticos.

No cenário E80A21, no caso do par 15,30, reduções de até 3,85% no custo e implicam elevações de até 21% no GFOM, enquanto no cenário E60A21, reduções de até 11,34% no custo e resultam em aumentos expressivos de até 75% no GFOM. Por outro lado, o par (15,40) apresenta comportamento mais equilibrado, balanceamento mais adequado entre custo e risco, refletindo de forma mais consistente o trade-off entre eficiência econômica e segurança operativa.

8. Consistência entre os modelos do ONS e EPE

É absolutamente primordial garantir que o nível de aversão ao risco utilizado na operação do sistema e na formação de preços esteja compatível com aquele utilizado nas atividades de planejamento pela EPE, sob pena de a expansão ser projetada considerando uma certa construção da política operativa que seja substancialmente diferente daquela observada na prática, o que pode colocar a segurança de suprimento de médio e longo prazos em risco.

Relembra-se da determinação do CMSE de “manutenção da percepção de risco, quando da avaliação de aversão ao risco dos modelos computacionais do setor elétrico no próximo ano, tendo em vista as necessidades atuais do SIN, conforme representado oficialmente considerada na base de dados vigente”. Desta forma, entendemos que não há razão para alterar o par de CVaR utilizado no modelo por REE da EPE, de (25,35).

Neste aspecto, a Nota Técnica é inequívoca ao demonstrar que o par (15,40) é aquele que melhor reflete no modelo de operação e preço aquilo que é visto no modelo da EPE. Os outros pares estudados representam deltas muito significativos de armazenamento e de CMO em todos os casos estudados, o que causaria um descasamento entre o planejamento da expansão e da operação.

Por fim, entendemos que são necessários para viabilização o mais rápido possível para o uso do modelo individualizado pela EPE. Isto importa não apenas para garantir a coerência entre os

modelos utilizados pelas instituições, mas também para que as atividades realizadas pela EPE passem a enxergar os importantes avanços trazidos pelo modelo individualizada.