PEN

Plano da Operação Energética
2026

# PEN
# Sumário Executivo
## 2026



ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

Operador Nacional do Sistema Elétrico

# MENSAGEM DA DIRETORIA

O **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** elabora anualmente o Plano da Operação Energética (PEN) com as avaliações das condições de atendimento energético para o setor elétrico brasileiro num horizonte de cinco anos à frente.

Dentre as novidades desta edição, cabe destacar a incorporação das usinas adjudicadas vencedoras do Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência (LRCap) 2026, trazendo impactos positivos para a avaliação dos critérios de garantia de suprimento de energia e de potência vigentes.

Sob a ótica metodológica, o **PEN 2026** avança na capacidade de desagregar os resultados energéticos do modelo de médio prazo NEWAVE em avaliações horárias, possibilitando análises integradas e robustas dos aspectos associados à gestão dos excedentes energéticos e à flexibilidade operativa.

Apoiada pela inovação metodológica, a Projeção Futura do Corte de Geração (que foi objeto de um relatório específico no âmbito do grupo de trabalho coordenado pelo MME e atualizada no PAR/PEL 2025) ganhou viés probabilístico por meio da análise de múltiplos cenários




Diretor de Planejamento - ONS
Alexandre Nunes Zucarato

de geração eólica e solar centralizada além de diferentes perfis horários de demanda. Os resultados ratificam as conclusões dos estudos anteriores, indicando cortes totais médios anuais da ordem de 1,5 GWmed em 2027, reduzindo para 1 GWmed ao final do horizonte, com cortes máximos da ordem de 40 GW e prevalência de cortes por razão energética. A informação nova é a observação de redução da projeção dos cortes de geração ao longo do horizonte, em função do efeito conjunto do crescimento da demanda, da expansão da rede de transmissão e da redução do ritmo de expansão das fontes eólicas e solares conectadas na Rede Básica.

Mais uma vez atualizamos a avaliação da evolução da flexibilidade operativa requerida pelo SIN para fazer frente ao aumento da participação das fontes não despachadas centralizadamente. Em 2025 a amplitude diária da modulação da geração hidrelétrica atingiu um valor máximo de 44,1 GW, crescimento de 15% frente aos 38,3 GW observados em 2024. Até abril de 2026, o valor máximo de 2025 já foi superado em 8 oportunidades, atingindo uma nova máxima de 46,2 GW.

O requisito de geração flexível para fazer frente às rampas de carga ultrapassa 55 GW ao final do horizonte, com predominância da participação do recurso hidrelétrico na provisão da flexibilidade operativa. Todavia, observou-se uma crescente participação do recurso termelétrico na provisão desta flexibilidade, principalmente nos últimos anos do horizonte avaliado.

Quanto às condições de atendimento, sob a ótica conjuntural todos os cenários indicaram despacho adicional de geração térmica para atendimento do requisito de potência, bem como necessidade de alocação da reserva operativa. Desconsiderando a adoção de medidas operativas que só podem ser avaliadas no curto prazo, os resultados também indicaram a ocorrência de déficit de potência pontuais em sete dos oito cenários avaliados.

Em relação à avaliação estrutural, os índices associados ao critério de suprimento de energia continuaram plenamente atendidos, porém observa-se no final do horizonte valores do $CVaR_{10\%}$ (CMO) aproximando-se do limite vigente (800,00 R$/MWh).

Já os índices associados ao critério de suprimento de potência, $CVaR_{5\%}$ da Potência Não Suprida e LOLP, apresentaram melhoria tendo em vista a contratação de recursos para aumento da oferta do atributo potência por meio do LRCap 2026. Todavia, os índices permanecem acima dos limites oficiais, indicando necessidade adicional a ser contratada via LRCap de 2026 Armazenamento.

Para mitigar os efeitos de desequilíbrios estruturais remanescentes, recomenda-se adicionalmente ao Poder Concedente avaliar a antecipação de contratos do LRCap, ampliar o potencial da resposta da demanda e estabelecer mecanismos que promovam a disponibilidade de recursos não contratados.

Todos os resultados do PEN 2026 estão disponíveis por meio do portal do ONS na forma de painéis dinâmicos, possibilitando ao leitor explorar em detalhe os insumos e resultados de seu interesse.

Boa leitura!



Operador Nacional do Sistema Elétrico

PEN
Plano da Operação Energética 2026

# Sumário


1. Apresentação 05

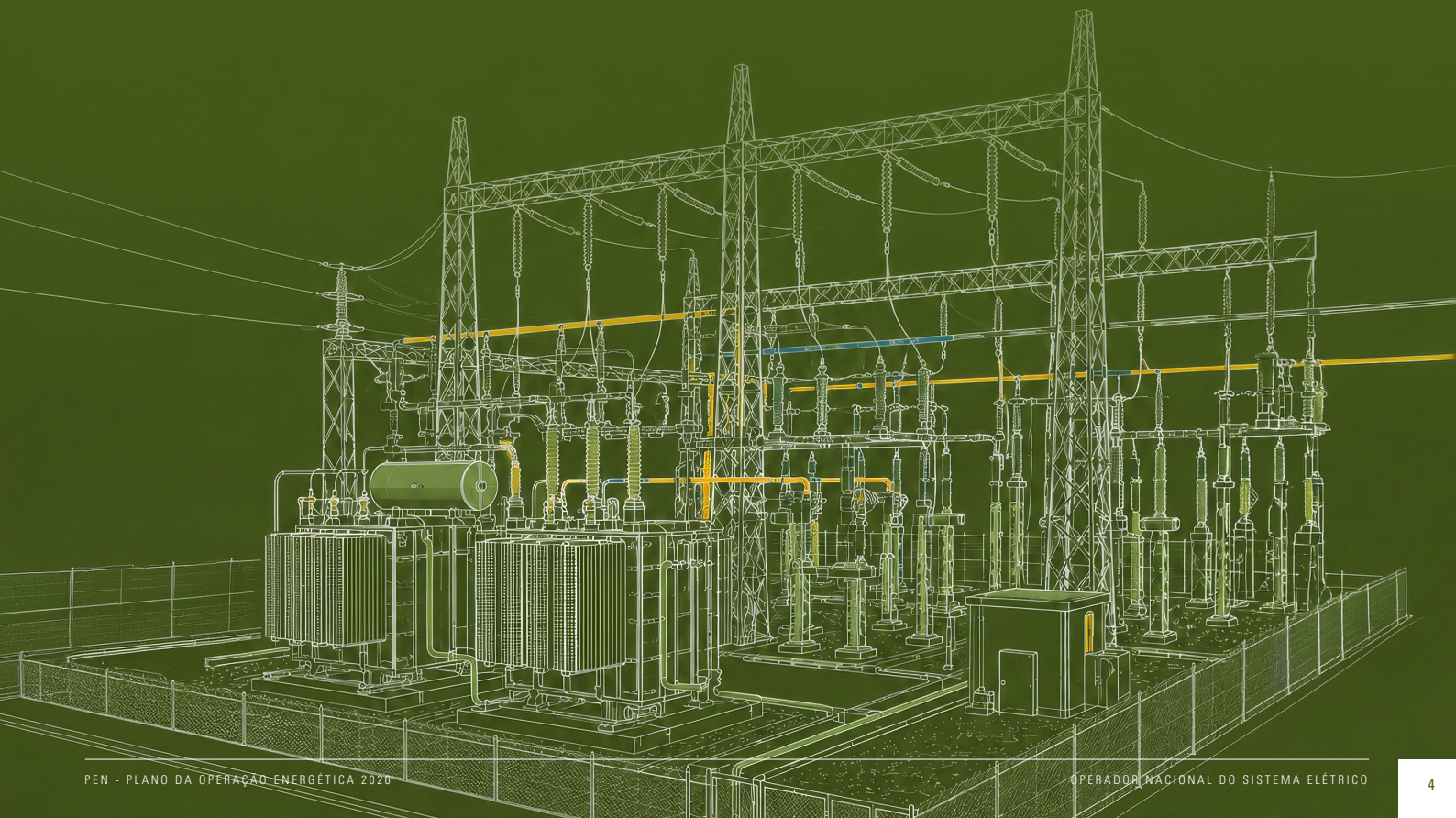
2. Características da Oferta e da Demanda do SIN 08

3. Avaliação de ***Curtailment*** (viés probabilístico) 14

4. Flexibilidade Operativa 21

5. Análise de Desempenho do SIN 27

6. Conclusões e Recomendações 42

PEN

Plano da Operação Energética
2026

# 01.
# Apresentação



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

O **Plano da Operação Energética – PEN** tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente, subsidiando assim o Ministério de Minas e Energia – MME, por meio do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE quanto à eventual necessidade de estudos de planejamento da expansão para adequação da oferta de energia e potência aos critérios de garantia de suprimento preconizados pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. O **PEN** é elaborado com periodicidade anual e está sujeito a revisões sempre que ocorram fatos relevantes que alterem as avaliações nele apresentadas.

As principais diretrizes para a execução das avaliações energéticas estão em consonância com os Procedimentos de Rede, Submódulo 3.3 – Planejamento da operação energética de médio prazo e Submódulo 2.4 – Premissas, critérios e metodologias para estudos energéticos, aprovados pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.104/2024. Adicionalmente, a análise de desempenho do SIN considera os critérios gerais de garantia de suprimento, definidos pelo CNPE através da Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019.

A avaliação das condições de atendimento pode ser dividida em dois períodos. Nos dois primeiros anos do horizonte de estudo, a oferta está definida e, em geral, pode não ser possível a incorporação/antecipação de novos empreendimentos. Neste período, o atendimento ao mercado depende basicamente dos níveis de armazenamento dos reservatórios, das afluências às usinas hidrelétricas, da efetiva contribuição das fontes não despachadas centralizadamente e da disponibilidade de geração térmica complementar. Nos anos restantes a expansão da geração e da transmissão é preponderante para aumentar a segurança do atendimento ao mercado de forma estrutural.

Assim sendo, a avaliação das condições de atendimento no Plano da Operação Energética 2026/2030 – **PEN 2026** abrange:

- Avaliação conjuntural prospectiva (2026/2027), considerando cenários pré-definidos de vazões, construídos a partir de cenários sintéticos de precipitação. Esta avaliação é feita até o final do período seco do segundo ano do estudo. Para cada cenário avaliado, são apresentados resultados tais como evolução dos armazenamentos dos subsistemas, da geração térmica e uso dos recursos para atendimento ao requisito de potência;

- Avaliação com caráter estrutural (2027/2030), observando os critérios de garantia de suprimento de energia e potência vigentes, definidos na Resolução CNPE nº 29/2019, além de outros indicadores pertinentes.

Dessa forma, o segundo ano do horizonte de estudo (2027) será explorado em prospecção detalhada e através de uma avaliação de atendimento aos critérios de suprimento.

Neste ciclo, as análises tomaram como ponto de partida o Cenário de Referência - CR, cuja base de geração é composta pela configuração do Programa Mensal de Operação – PMO de maio de 2026, acrescida da oferta associada ao conjunto de usinas vencedoras nos dois Leilões de Reserva de Capacidade na forma de Potência - LRCap, realizados em março de 2026. Não fazem parte da oferta as UTEs que não foram habilitadas, conforme Despachos ANEEL nº 1.850[1], 1.944 e 1.945/2026.

[1] Embora a UTE Monte Fuji tenha sido posteriormente habilitada através do Despacho ANEEL 2.230/2026, esta não foi incluída na configuração em função de sua não adjudicação quando da elaboração do estudo.

Adicionalmente, em razão da assinatura do Contrato de Energia de Reserva - CER, e respectivo registro na CCEE, a UTE Candiota III também foi considerada na oferta. Por fim, também foi incluída no CR a modelagem da curva de deplecionamento de Tucuruí, durante os cinco anos do estudo, de forma a representar a operação que vem sendo realizada nos últimos anos visando manter disponível a 2ª Casa de Força da UHE Tucuruí para o atendimento de potência nos últimos meses do ano, quando, sazonalmente, são esperadas demandas elevadas, em função da elevação das temperaturas nas principais capitais do país.

Com relação à carga de energia, limites de intercâmbios entre os subsistemas e outros insumos, foram utilizadas as informações da 1ª Revisão Quadrimestral, que compõem a base do PMO de maio de 2026.

Neste ciclo do **PEN 2026** foram avaliados quatro Cenários de Sensibilidade - CS, que têm como partida o Cenário de Referência, com as seguintes alterações:

- CS 1 - retirada das usinas vencedoras nos LRCap realizados em março/2026;
- CS 2 - postergação da entrada de usinas novas dos LRCap;
- CS 3 - representação de uma maior evolução da participação das cargas especiais (plantas de datacenters e hidrogênio verde), em função das solicitações de acesso ao SIN;
- CS 4 - inclusão do ano de 2031.

É importante registrar que todos os casos (Referência e Sensibilidades) foram simulados com o número máximo de iterações igual ao mínimo, no valor de 50 iterações.

Para mais detalhes em relação aos Cenários de Sensibilidade deverá ser consultado o Relatório das Condições de Atendimento do **PEN 2026.**

Adicionalmente, esta edição do **PEN 2026** inclui em sua discussão uma novidade, relativa à Avaliação de *Curtailment* (viés probabilístico).

O **PEN 2026** é composto por:

- Este **Sumário Executivo Digital** que apresenta uma visão global das características do SIN, como a carga de energia e potência; a matriz de energia elétrica atual e a sua evolução; os custos de operação das usinas térmicas, bem como uma síntese dos principais resultados, conclusões e recomendações.

- **Relatório das Condições de Atendimento** que aborda, além do conteúdo do Sumário Executivo, análises mais detalhadas dos principais resultados das avaliações energéticas e de potência para o horizonte 2026/2030.

- **Painéis dinâmicos,** que permitem maior flexibilidade na visualização e utilização de insumos e resultados mais relevantes.

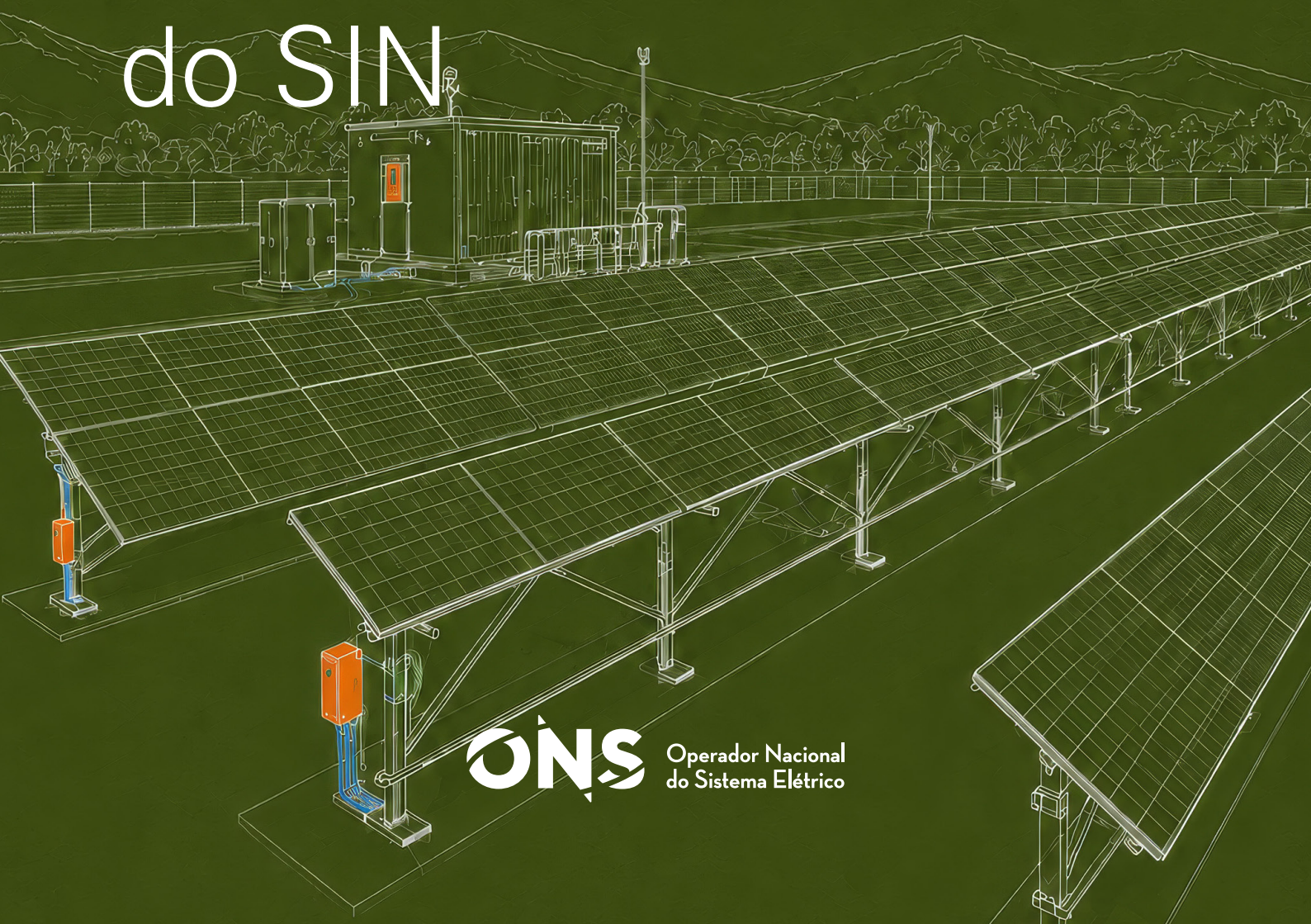
O **PEN 2026,** inclusive os painéis dinâmicos, são acessados no sítio eletrônico no ONS através do link https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-energetico.

PEN

Plano da Operação Energética
2026

# 02.

# Características da Oferta e da Demanda do SIN



ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

# CARGA DE ENERGIA E DE POTÊNCIA

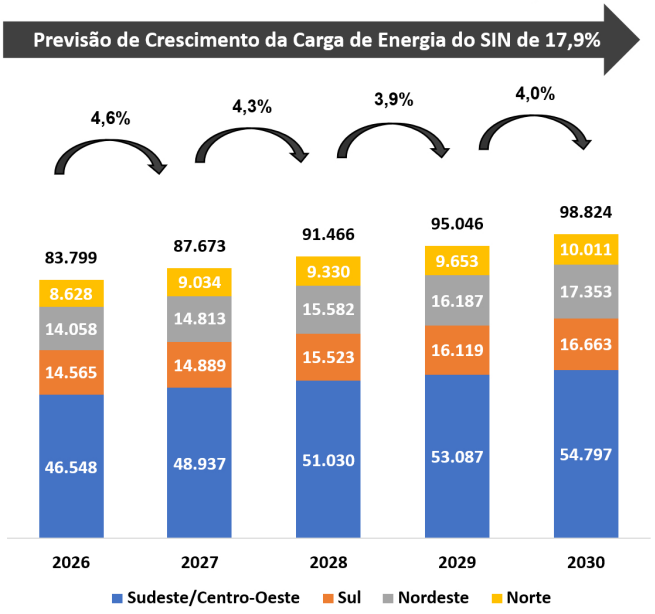


As previsões de carga de energia adotadas no **PEN 2026** foram elaboradas em conjunto por ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e EPE/MME, consubstanciadas na Nota Técnica ONS DPL 0054/2026 – 1ª Revisão Quadrimestral das projeções de demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - 2026-2030, publicada em junho de 2026.

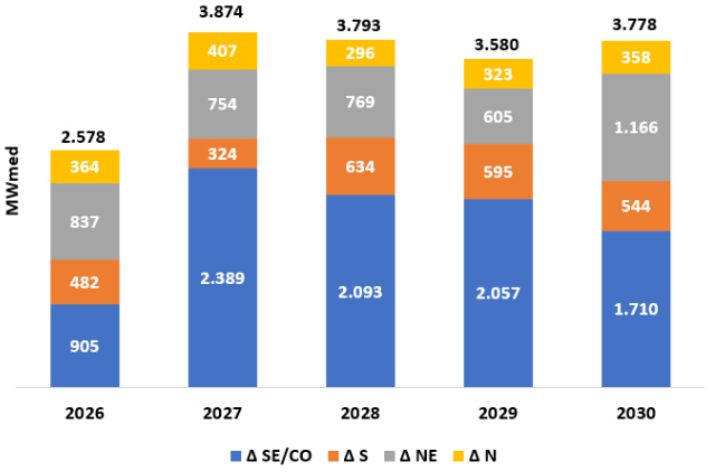
As projeções apresentadas na referida Nota Técnica tomam como base a avaliação da conjuntura econômica e o monitoramento do consumo e da carga, ao longo do ano de 2025 e nos primeiros meses de 2026, através das Resenhas Mensais de Energia Elétrica da EPE, dos Boletins de Carga Mensais do ONS e dos InfoMercados Mensais da CCEE, bem como dos desvios entre os valores observados da carga e suas respectivas projeções elaboradas para o Planejamento Anual da Operação Energética 2026-2030.

No horizonte 2026-2030, prevê-se um crescimento médio anual da carga de energia do SIN de 4,2% ao ano, atingindo em 2030 uma carga de aproximadamente 98,8 GW médios, o que representa um aumento de cerca de 17,9%, ao longo do horizonte do estudo.

**EVOLUÇÃO DA CARGA DE ENERGIA DO SIN E POR SUBSISTEMA (MWmed)**

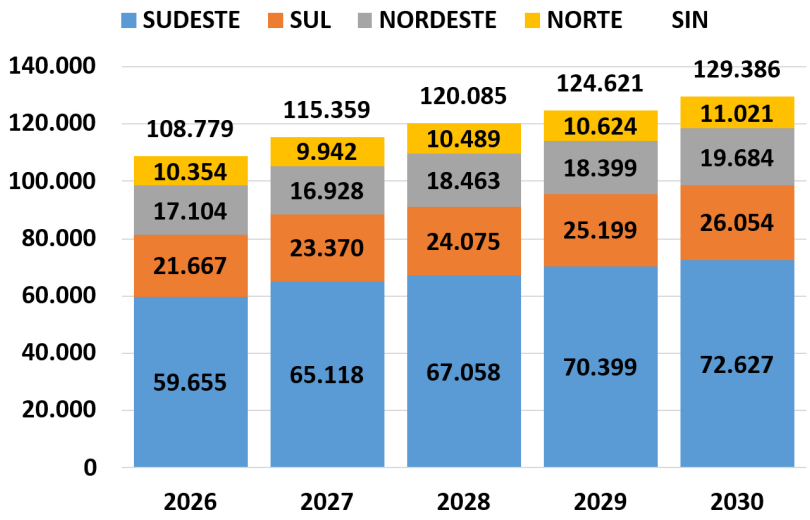



**INCREMENTO ANUAL POR SUBSISTEMA (MWmed)**




As avaliações de atendimento aos requisitos de potência utilizam as demandas máximas previstas coincidentes, que são obtidas a partir da conjugação das demandas máximas instantâneas não coincidentes dos subsistemas com os respectivos perfis típicos das curvas de carga.

**Máxima Demanda Anual Instantânea Coincidente (MW)**




No horizonte 2026-2030, o crescimento médio anual da demanda máxima instantânea do SIN é da ordem de 4,4% ao ano, crescendo de cerca de 109 GW em 2026 para cerca de 129 GW em 2030.

# MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA

A matriz de energia elétrica do PEN 2026 toma como base a configuração do Cenário de Referência, composto pelos dados do PMO de maio de 2026, acrescida da oferta associada ao conjunto de usinas vencedoras nos dois LRCap realizados em março de 2026.

Adicionalmente, em razão da assinatura do Contrato de Energia de Reserva - CER, e respectivo registro na CCEE, a UTE Candiota III também foi considerada na oferta.

A capacidade instalada no SIN em dezembro de 2025 totaliza cerca de 248 GW, dos quais 101,3 GW (40,9%) são de usinas hidrelétricas[2]; 25,3 GW (10,2%) são de usinas termelétricas convencionais e nucleares; 76,5 GW (30,8%) são de PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares; e 44,8 GW (18,1%) de MMGD. Ao final de 2030, a capacidade instalada no SIN totaliza 287 GW, com um acréscimo de aproximadamente 6,8 GW na capacidade instalada das termelétricas, passando a 32,1 GW (11,2%); incremento de cerca de 6,8 GW nas PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares, perfazendo um total de aproximadamente 83,3 GW (29,1%); e incremento de cerca de 22,7 GW em MMGD, totalizando 67,5 GW (23,5%) de capacidade instalada. Com relação às usinas hidrelétricas, houve um acréscimo de 2,5 GW.

A participação conjunta das fontes solar fotovoltaica e MMGD (composta quase que na sua totalidade por painéis solares) em dezembro de 2025 é de 25,8%, evoluindo para cerca de 31,7% ao final de 2030. A fonte solar, incluindo a MMGD, já é atualmente a segunda maior em termos de capacidade instalada do SIN.

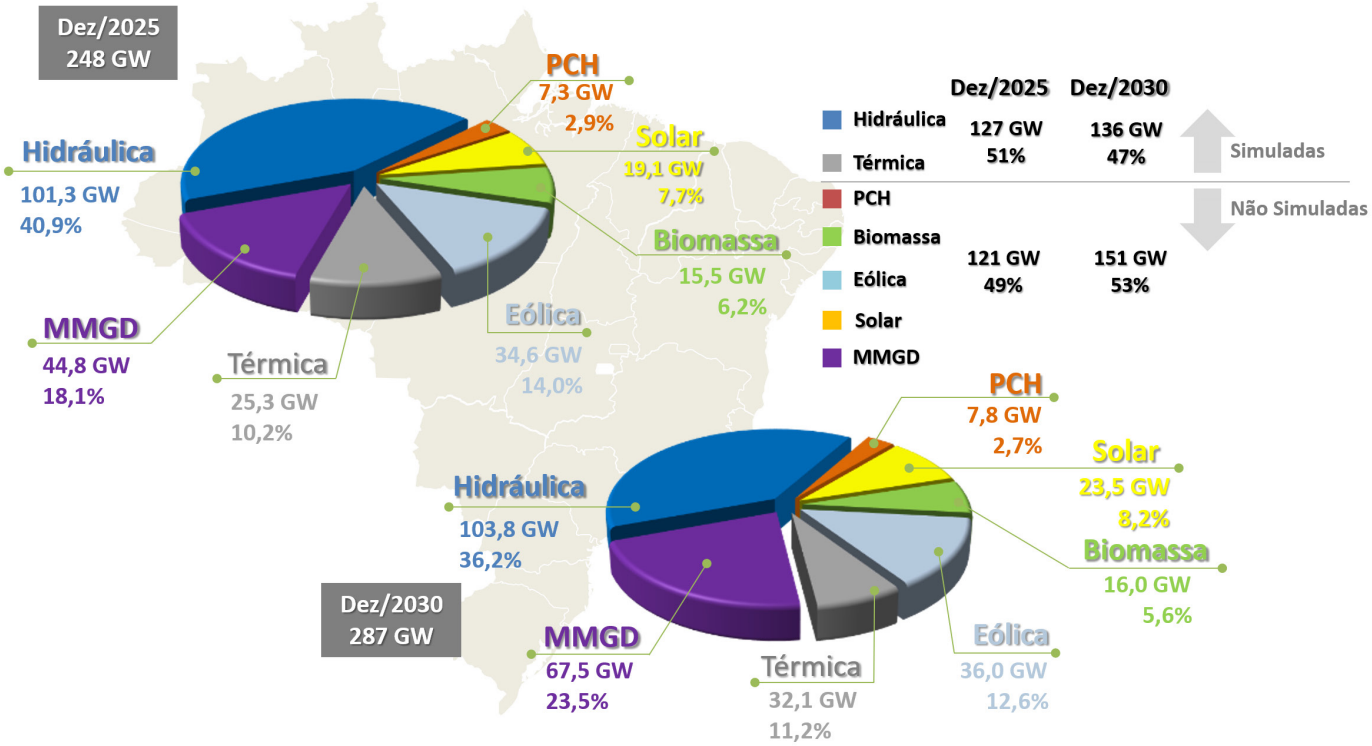
É importante destacar que a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) segue elevando sua participação no atendimento à carga do SIN, notadamente em seu horário de geração máxima, e calcula-se que esta geração tende a ser cada vez maior, com impacto não somente na carga, mas também na mudança de hábito dos consumidores que optam por esse tipo de geração.

A expansão da oferta de geração é definida nas reuniões ordinárias do Grupo de Monitoramento da Expansão da Geração, com participação do MME, ANEEL, ONS, EPE e CCEE. Constam desta definição as datas de tendência das usinas a serem consideradas dentro do horizonte

[2] Incluída geração de Itaipu 60 Hz e desconsideradas compras Itaipu 50 Hz.

de planejamento de médio prazo (2026-2030), tanto para as usinas do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), vencedoras dos leilões, como para aquelas participantes do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

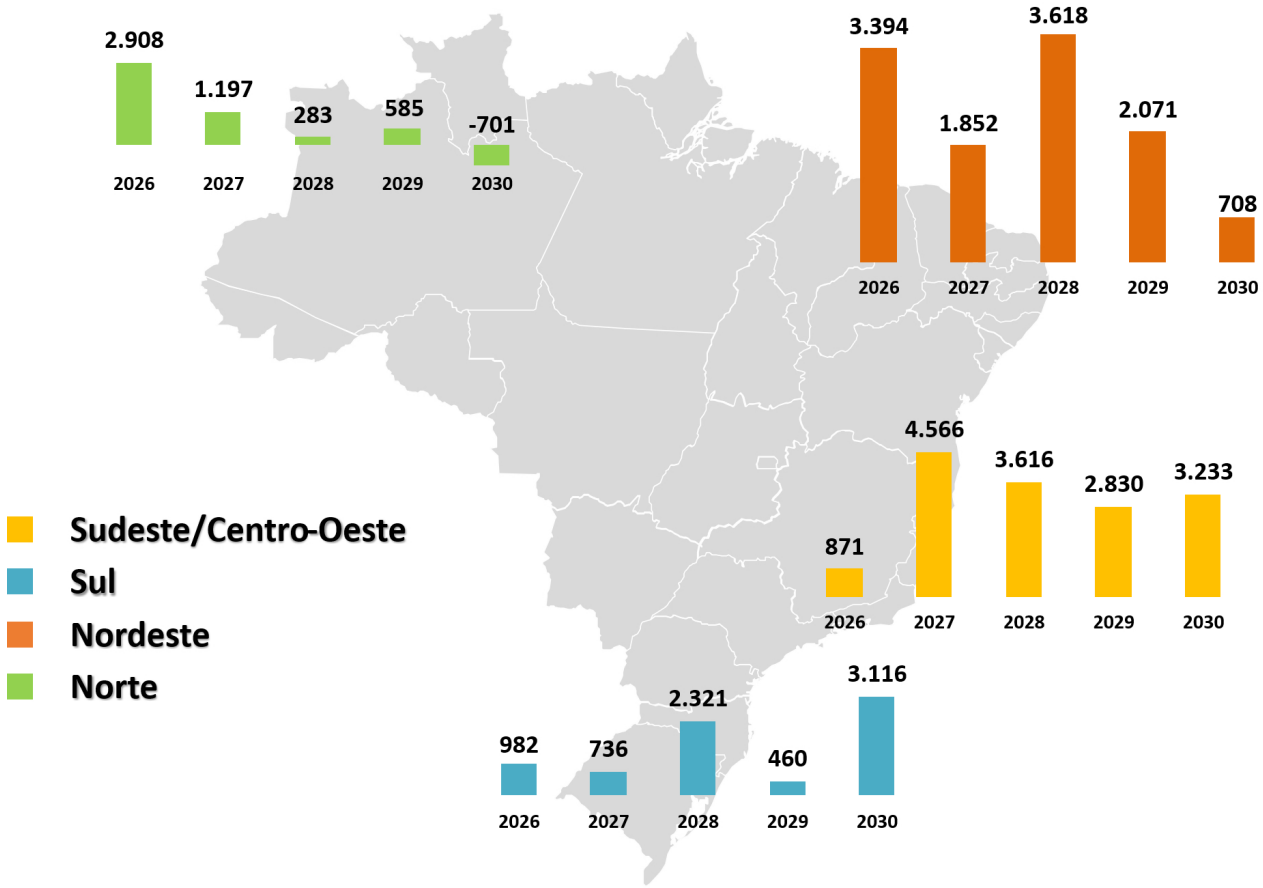
## MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA DE REFERÊNCIA

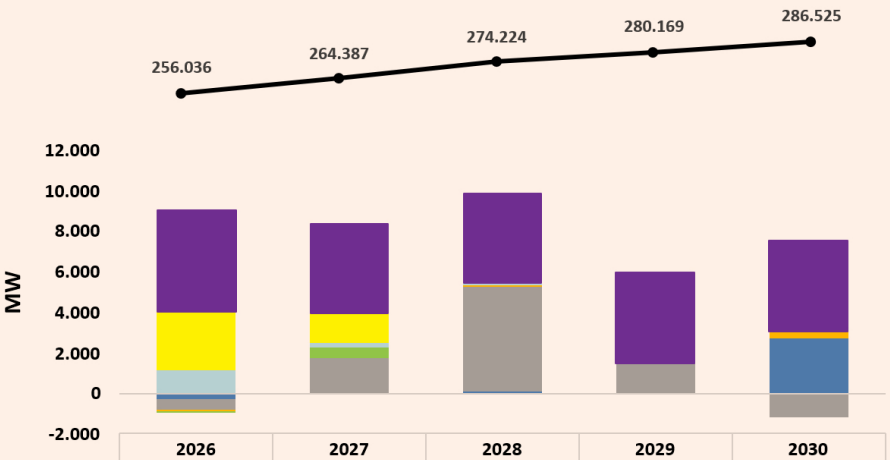



# EXPANSÃO DA OFERTA DA MATRIZ

Os gráficos a seguir ilustram o incremento anual da oferta de geração no SIN, por tipo de fonte e por subsistema, e a evolução da capacidade total instalada no horizonte 2026-2030. É importante ressaltar que as projeções se referem à capacidade instalada ao final de cada ano.

Os incrementos anuais apresentados podem ser alterados em função de mudanças nos cronogramas de obras, ocorrência de leilões de energia nova e/ou de capacidade no mercado regulado, com produtos a serem entregues até 2030, e da expansão do Ambiente de Contratação Livre.



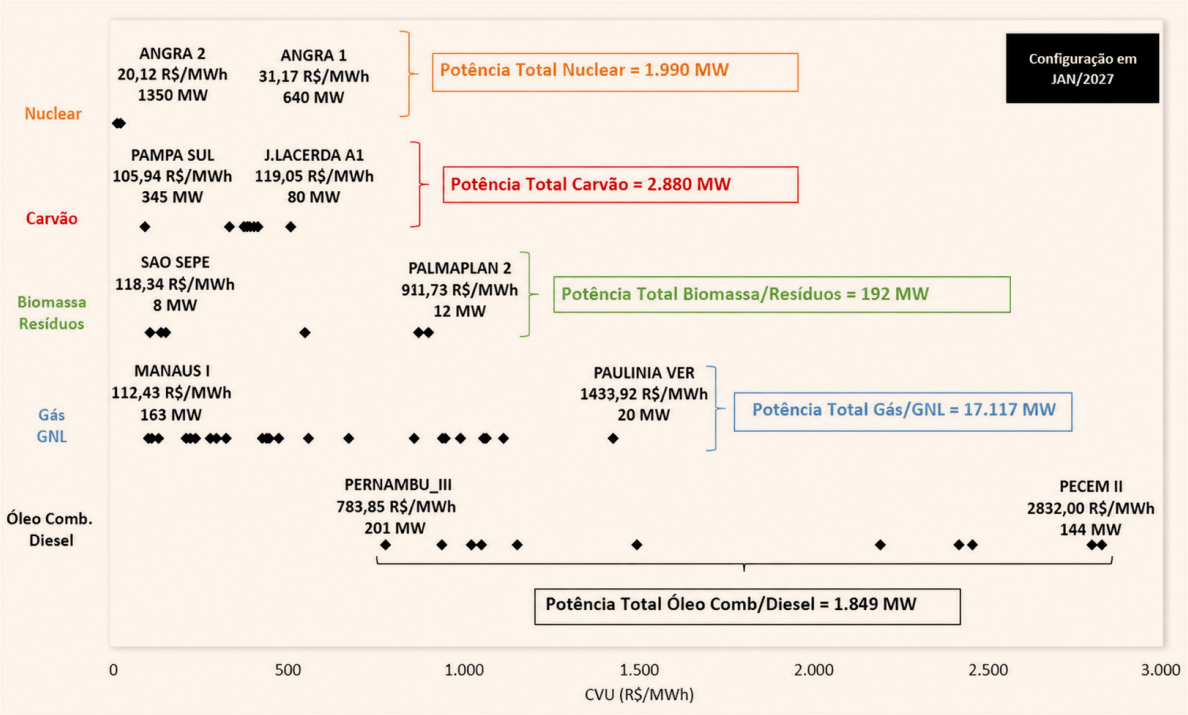

| | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|---|
| MMGD | 4.987 | 4.378 | 4.396 | 4.457 | 4.496 |
| Solar | 2.913 | 1.500 | 0 | 0 | 0 |
| Eólica | 1.134 | 187 | 90 | 0 | 0 |
| Biomassa | -10 | 520 | -5 | 0 | 0 |
| PCH | -43 | 57 | 95 | 5 | 335 |
| Térmica | -501 | 1.710 | 5.213 | 1.483 | -1.191 |
| Hidráulica | -326 | 0 | 48 | 0 | 2.715 |

Ao se observar a evolução da capacidade instalada do conjunto de usinas não simuladas individualmente (PCHs, usinas a biomassa, eólicas e solares) é possível notar que praticamente não há expansão para usinas a biomassa, eólicas e solares nos últimos três anos do horizonte (2028 a 2030). Isso acontece devido a aplicação do critério atualmente em vigor para representação das usinas do ACL sem obras iniciadas nos estudos energéticos, que para serem incluídas precisam ter CUST/CUSD e PPA assinados.

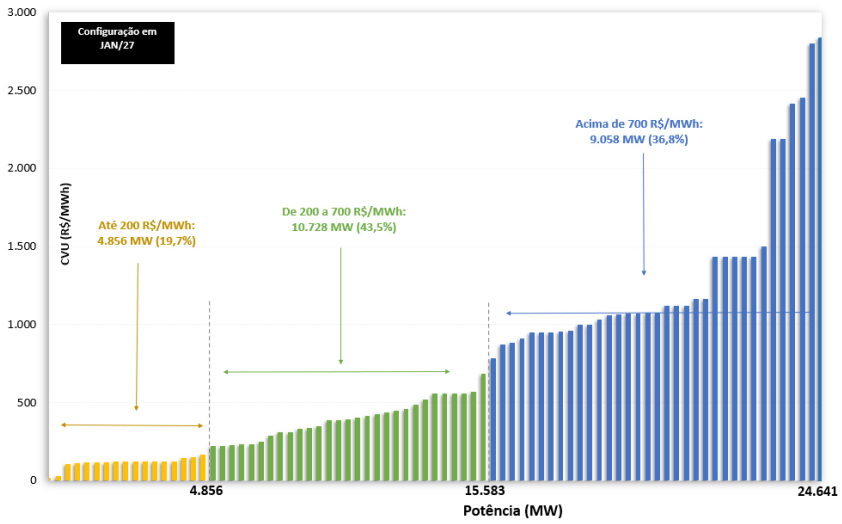
# CUSTOS DA OFERTA TÉRMICA

As usinas termelétricas[3], flexíveis ou não, desempenham um papel importante na segurança do SIN, principalmente em situações hidrológicas adversas e para o atendimento da demanda máxima noturna.

O gráfico a seguir apresenta, para janeiro de 2027, a distribuição dos custos variáveis das usinas térmicas (CVUs), por fonte, para o **PEN 2026.** É possível observar, além da interseção entre os custos das diversas fontes, uma relevante dispersão com CVUs que variam de 20,12 a 2.832,00 R$/MWh.




Para janeiro de 2027, a disponibilidade térmica para CVUs até 700,00 R$/MWh é aproximadamente 15.580 MW. Para CVUs acima dos 700,00 R$/MWh a disponibilidade térmica é de cerca de 9.060 MW. Para CVUs acima dos 1.500 R$/MWh, não há incremento de potência significativo.




[3] Exclui UTEs com CCEAR finalizados e que não possuem CVU válido, e UTEs inflexíveis com CVU nulo.

PEN

Plano da Operação Energética
2026

# 03.

# Avaliação de *Curtailment*

## (viés probabilístico)



ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

A crescente participação de fontes renováveis variáveis, em especial usinas eólicas, fotovoltaicas e a micro e minigeração distribuída fotovoltaica, tem intensificado fenômenos operativos associados à redução de geração, usualmente denominados como ***curtailment.*** Conforme estabelecido na Análise de Impacto Regulatório nº 2022-002/SRG da ANEEL, os termos ***curtailment e constrained-off*** são considerados equivalentes no âmbito regulatório brasileiro, ainda que a terminologia formal utilizada na regulação seja ***constrained-off.*** Assim, para fins deste relatório, adota-se o termo ***curtailment*** como expressão geral, mantendo alinhamento conceitual com a AIR e com a terminologia amplamente empregada pelo setor elétrico, evitando ambiguidades.

Em horários de baixa demanda, identifica-se excedente de geração mesmo após a redução da geração hidráulica e térmica para patamares mínimos. Para garantir o equilíbrio carga-geração, é necessário reduzir a geração das fontes eólicas e fotovoltaicas centralizadas, processo nomeado de ***curtailment*** (energético). O ***curtailment*** também pode ocorrer por restrições de confiabilidade da rede transmissão, tanto na configuração original (curtailment por confiabilidade) quanto na presença de indisponibilidades, externas à usina, de elementos da Rede Básica (***curtailment*** por indisponibilidade externa). Para uma discussão mais abrangente do tema, recomenda-se a leitura do relatório de diagnóstico e perspectiva emitido pelo ONS no âmbito do grupo de trabalho coordenado pelo MME[4], bem como o Sumário Executivo do PAR/PEL 2025.

Este capítulo apresenta uma atualização da prospecção do ***curtailment*** horário e mensal, incorporando um viés probabilístico a partir da consideração de diversos cenários de demanda e geração renovável para o horizonte do **PEN 2026.** As principais premissas consideradas na avaliação são listadas a seguir. Mais detalhes podem ser consultados no Relatório das Condições de Atendimento do **PEN 2026.**

- Geração hidráulica mínima mensal por subsistema, obtida de dados verificados e visando manter a correlação espacial entre os subsistemas;
- Geração térmica inflexível, obtida do deck do Cenário de Referência do **PEN 2026;**
- Cenários de geração eólica e solar centralizada de acordo com a expansão projetada e com perfis horários e mensais de acordo com o verificado recente;
- Geração de usinas do Tipo II-B e Tipo III (PCHs e PCTs) de acordo com valores mensais médios do deck do Cenário de Referência do **PEN 2026;**
- Geração de MMGD horária, de acordo com 1ª Revisão Quadrimestral das projeções de demanda;
- Diferentes perfis horários de demanda, visando emular os diferentes tipos de perfil de dias úteis, sábados e domingos, em acordo com a 1ª Revisão Quadrimestral das projeções de demanda;
- Limites de intercâmbio.

Importante destacar duas questões relevantes consideradas nas avaliações do PEN, que diferem daquelas dos estudos anteriores, que levaram a uma redução dos valores de curtailment projetados: (i) entre o PAR/PEL 2025 e o **PEN 2026** houve um aumento significativo na representação de cargas especiais em função dos CUSTs assinados e pareceres de acesso emitidos no período e (ii) a premissa de geração hidráulica mínima do **PEN 2026** se baseia nos valores mínimos absolutos verificados em cada mês, sem considerar uma participação mínima da geração hidráulica no atendimento da carga, como feito no PAR/PEL 2025. É importante ressaltar que as análises subsequentes visam estimar a evolução de parte do curtailment no SIN, sem a finalidade de fornecer números exatos para o futuro, mas sim oferecer uma base para a identificação de tendências e informações pertinentes sobre o tema.

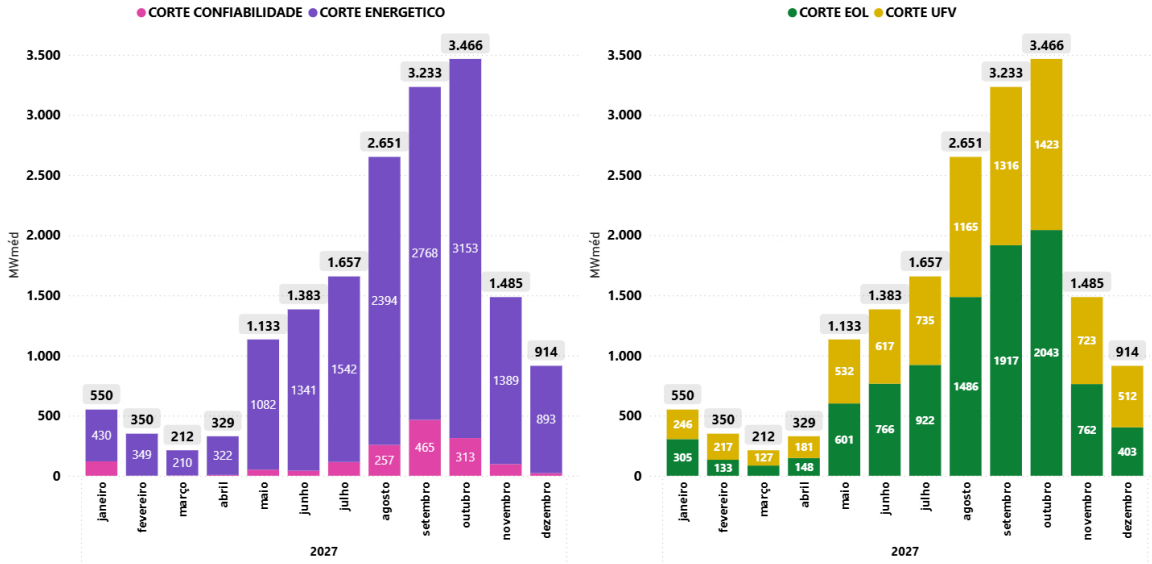
[4] Relatório Técnico RT ONS DGL 0189 / 2025 – Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil, disponível em https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT%20DGL-ONS%200189-2025%20-%20GT%20Curtailment%20rev1.pdf

A avaliação visa categorizar o *curtailment* de acordo com os tipos **energético** e por **confiabilidade,** e será realizada com a premissa de que o *curtailment* energético é prioritário e ocorre apenas nas fontes eólica e fotovoltaica centralizadas.

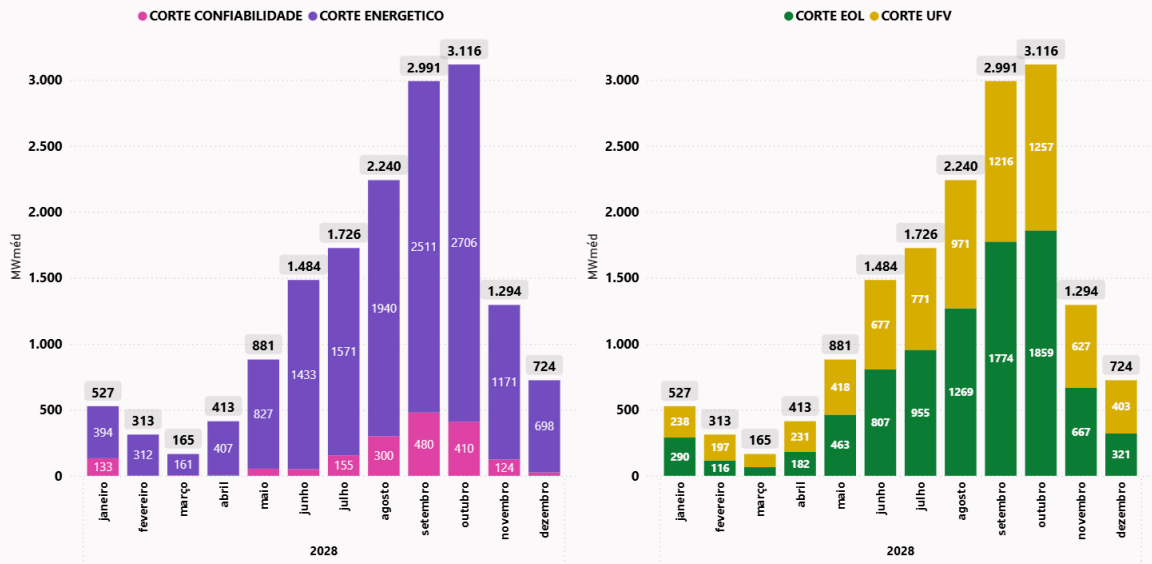
Os resultados ilustrados nas figuras a seguir evidenciam as projeções de curtailment por tipo e por fonte para cada ano do horizonte estrutural (2027/2030) do **PEN 2026.** Essas projeções são médias mensais ponderadas pela probabilidade de ocorrência de cada perfil de geração renovável e de cada perfil de demanda, assumindo que não há correlação entre ambas.

Cabe destacar que esta projeção tem por premissa o despacho termoelétrico inflexível, não levando em consideração as situações de geração térmica mais elevada em função de restrições operativas. Além disso, utiliza as informações de expansão de usinas Não Simuladas Individualmente consideradas no Cenário de Referência do **PEN 2026,** onde praticamente não há expansão para usinas eólicas e solares nos últimos três anos do horizonte (2028 a 2030), conforme comentado ao final do item sobre Expansão da Oferta da Matriz, no Capítulo 2. Assim, a projeção apresentada pode ser entendida como uma visão de limite inferior da projeção de cortes de geração.

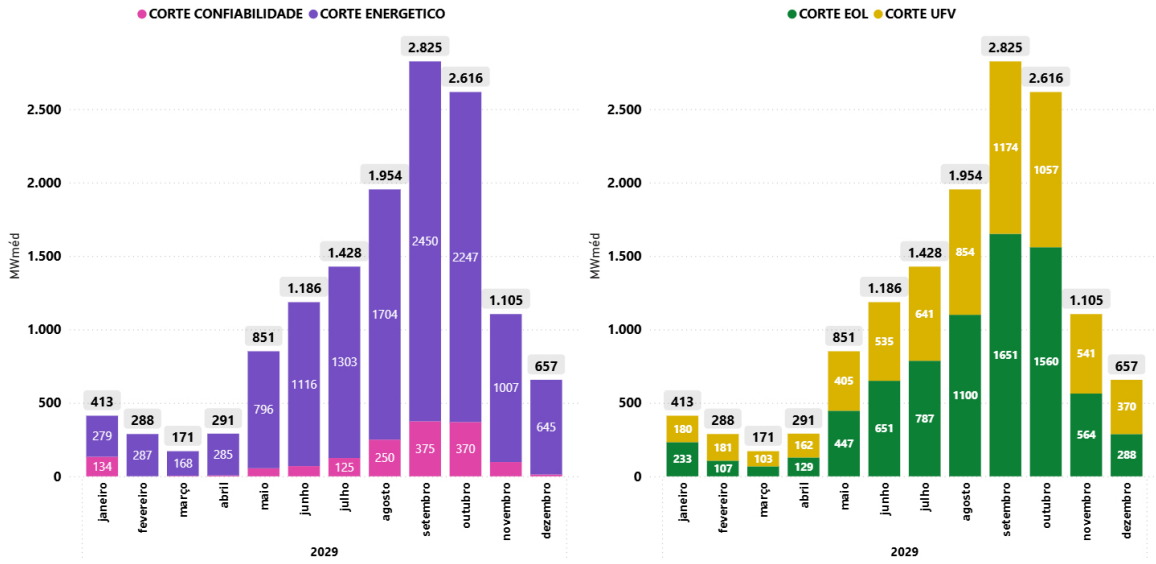
## *Curtailment* mensal médio por tipo e por fonte para o SIN - 2027



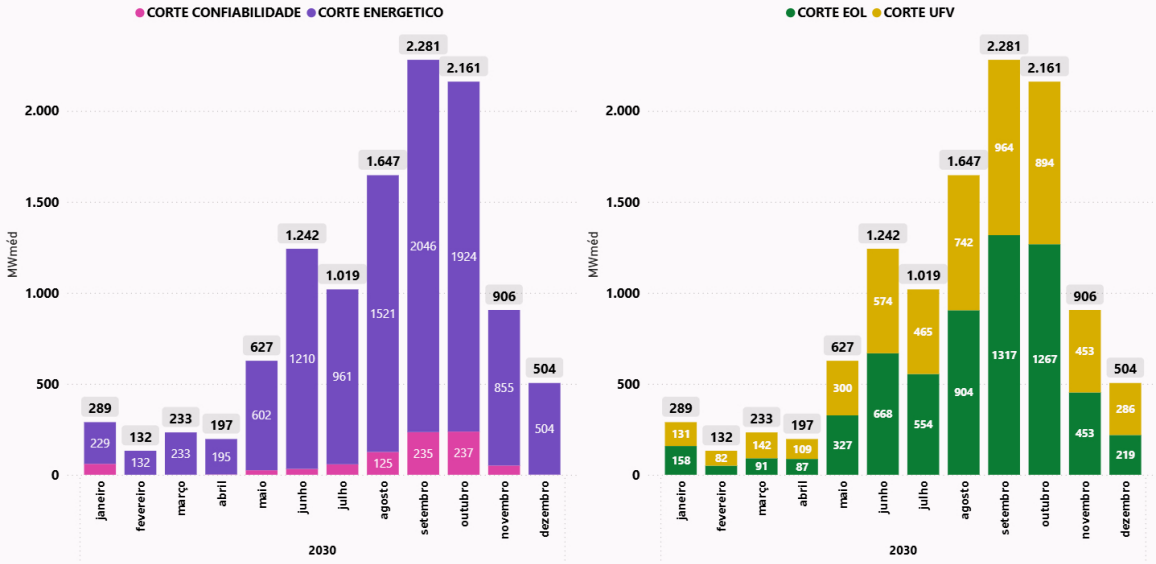

## *Curtailment* mensal médio por tipo e por fonte para o SIN - 2028



## *Curtailment* mensal médio por tipo e por fonte para o SIN - 2029




## *Curtailment* mensal médio por tipo e por fonte para o SIN - 2030

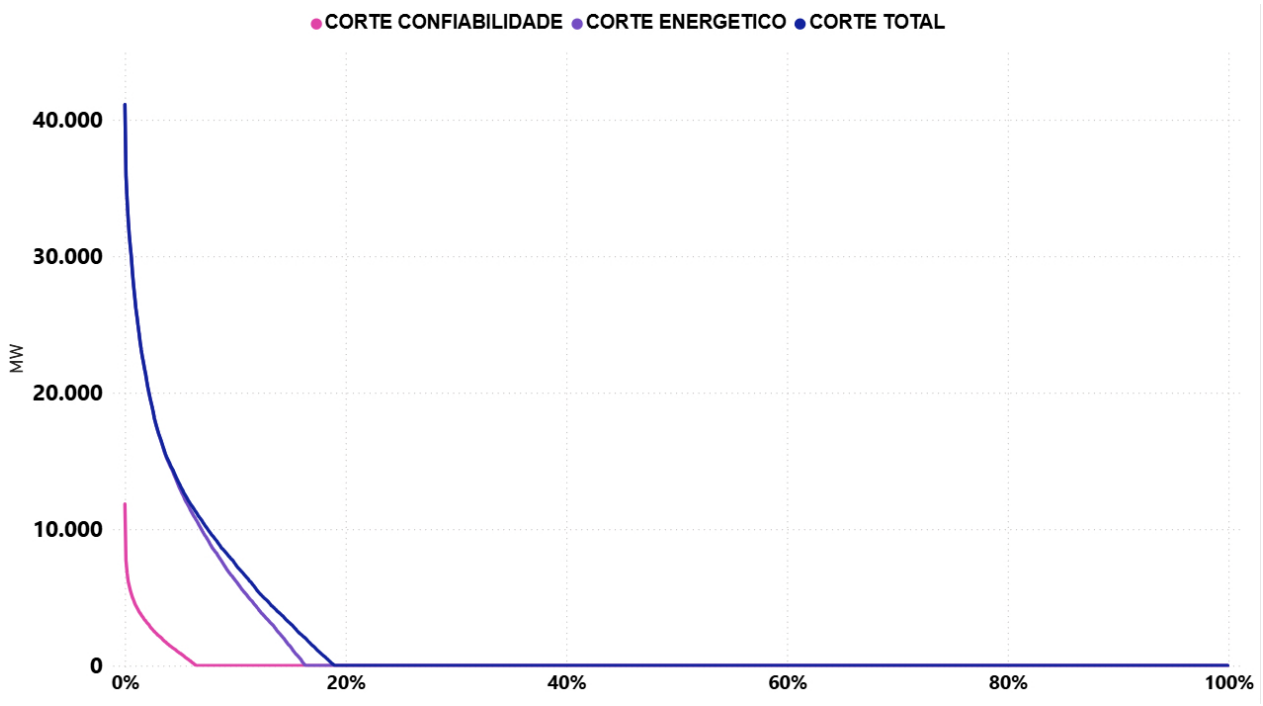



Como pode ser observado, a projeção de ***curtailment*** energético e por confiabilidade reduz ao longo do horizonte avaliado, evidenciando o efeito conjunto do crescimento da demanda, da expansão da rede de transmissão e da redução do ritmo de expansão das fontes eólicas e solares conectadas na Rede Básica.

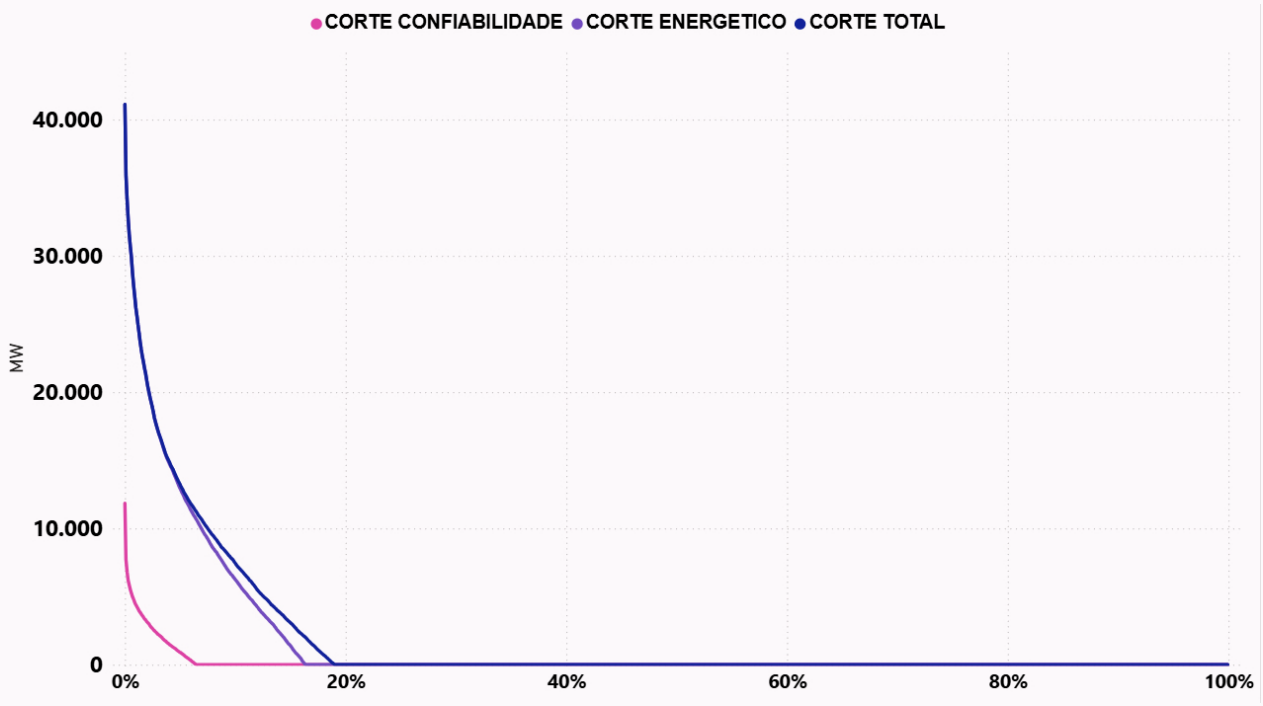
Por outro lado, os valores de cortes médios de geração seguem expressivos, principalmente durante a safra de ventos nos meses de agosto a outubro, com projeção de ***curtailment*** total médio da ordem de 2 GW a 3 GW em todos os anos avaliados.

Em relação à curva de permanência anual (todas as horas) dos cortes totais e por tipo, destaca-se a redução da frequência de cortes totais ao longo do horizonte, de 19% das horas em 2027 para 14% das horas em 2030. O ***curtailment*** energético é o mais frequente e intenso, chegando a cortes da ordem de 40 GW em todos os anos. Já o ***curtailment*** por confiabilidade possui menor frequência, variando de 7% das horas em 2027 a 4% das horas em 2030.

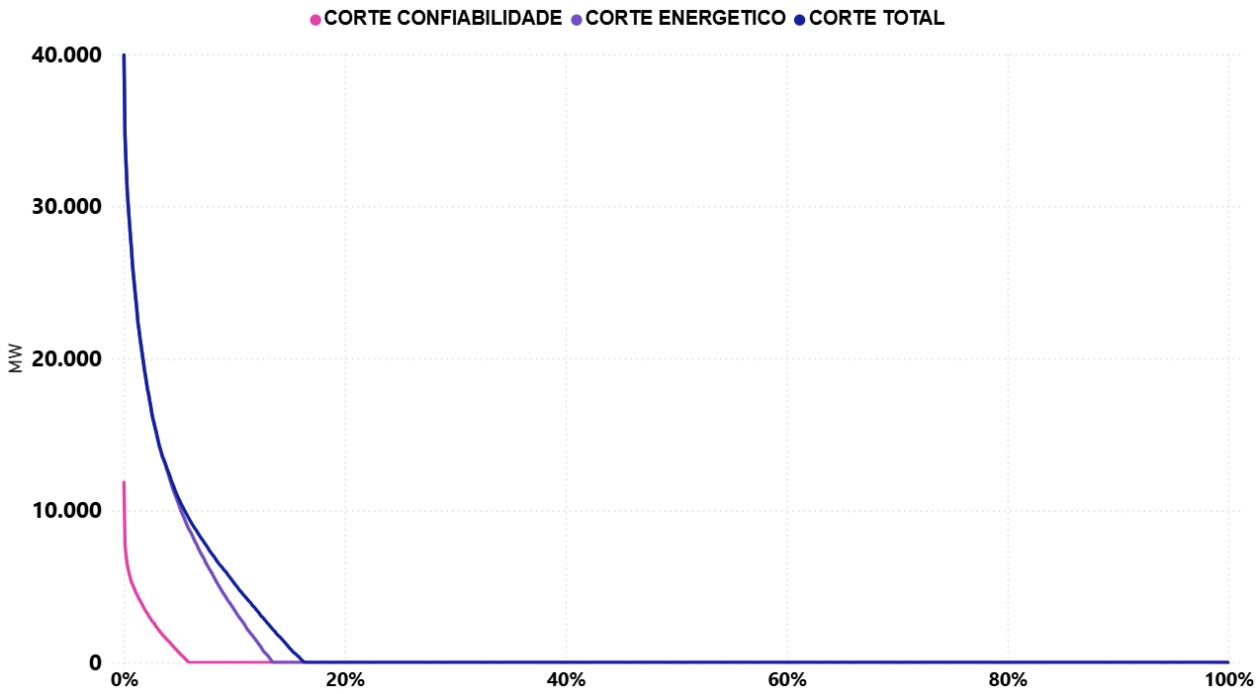
## Curva de Permanência Anual do SIN - 2027



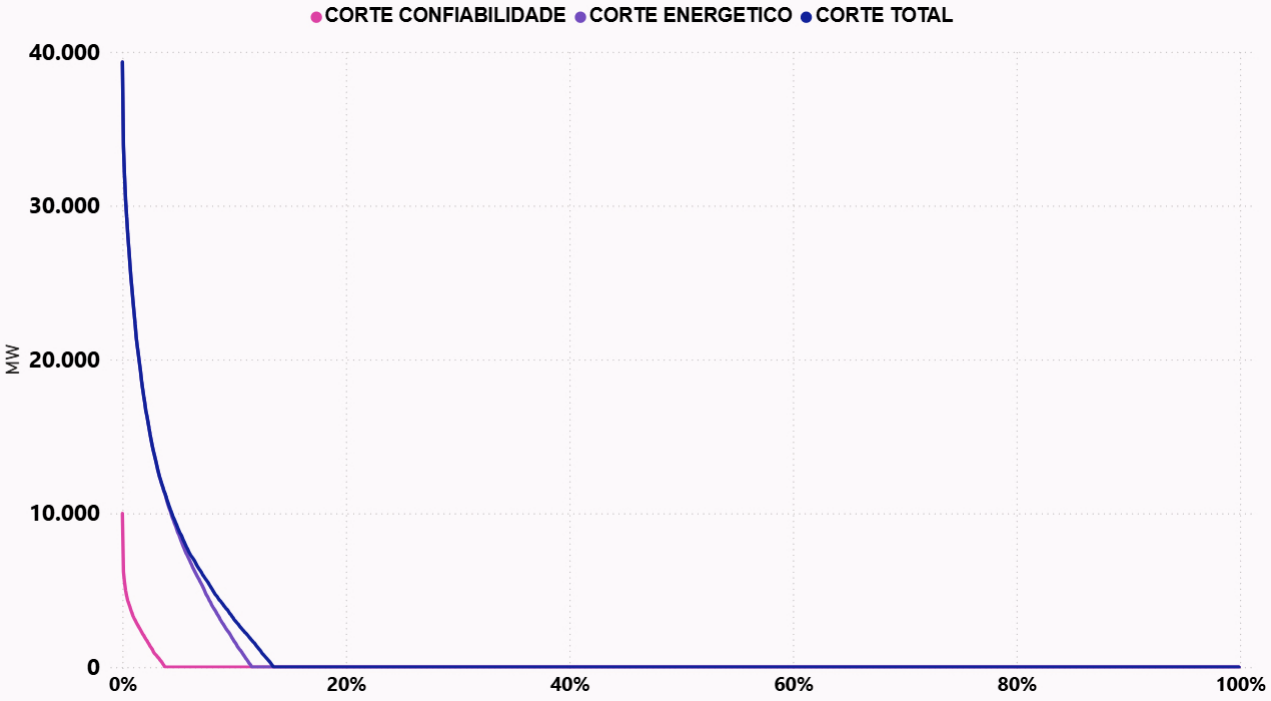

## Curva de Permanência Anual do SIN – 2028



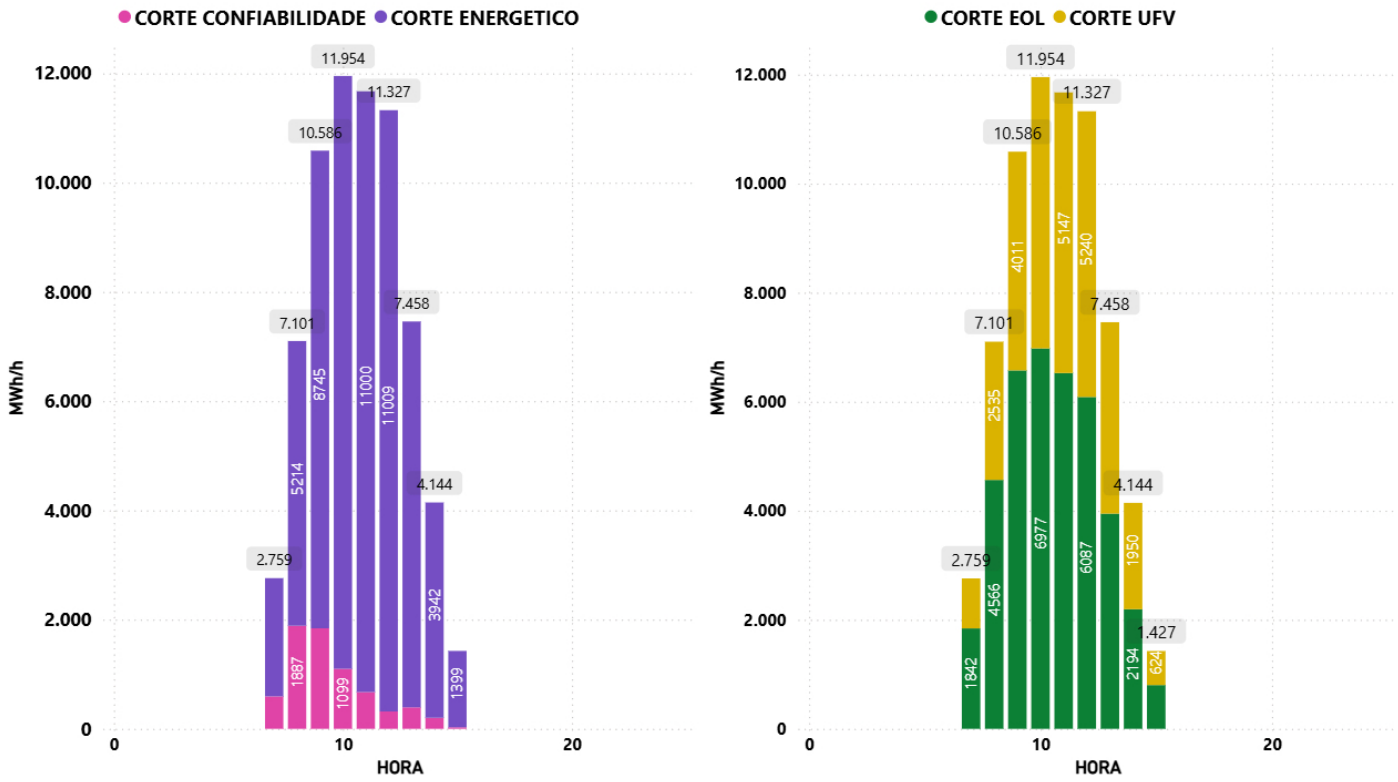
## Curva de Permanência Anual do SIN – 2029




## Curva de Permanência Anual do SIN - 2030



No que tange à faixa horária diária de maior frequência de ***curtailment,*** projetam-se cortes de geração principalmente entre 7h e 15h, com maior intensidade aos domingos. Para as primeiras horas da manhã, o corte é devido à combinação de uma demanda baixa com geração eólica ainda com fatores de capacidade elevados. Já para o período entre o final da manhã e o início da tarde, o corte se justifica por ser um horário de maior fator de capacidade de geração solar, em uma matriz com grande capacidade instalada desse tipo de fonte, seja centralizada ou distribuída. O gráfico a seguir ilustra a distribuição horária dos cortes médios ponderados de setembro de 2030.



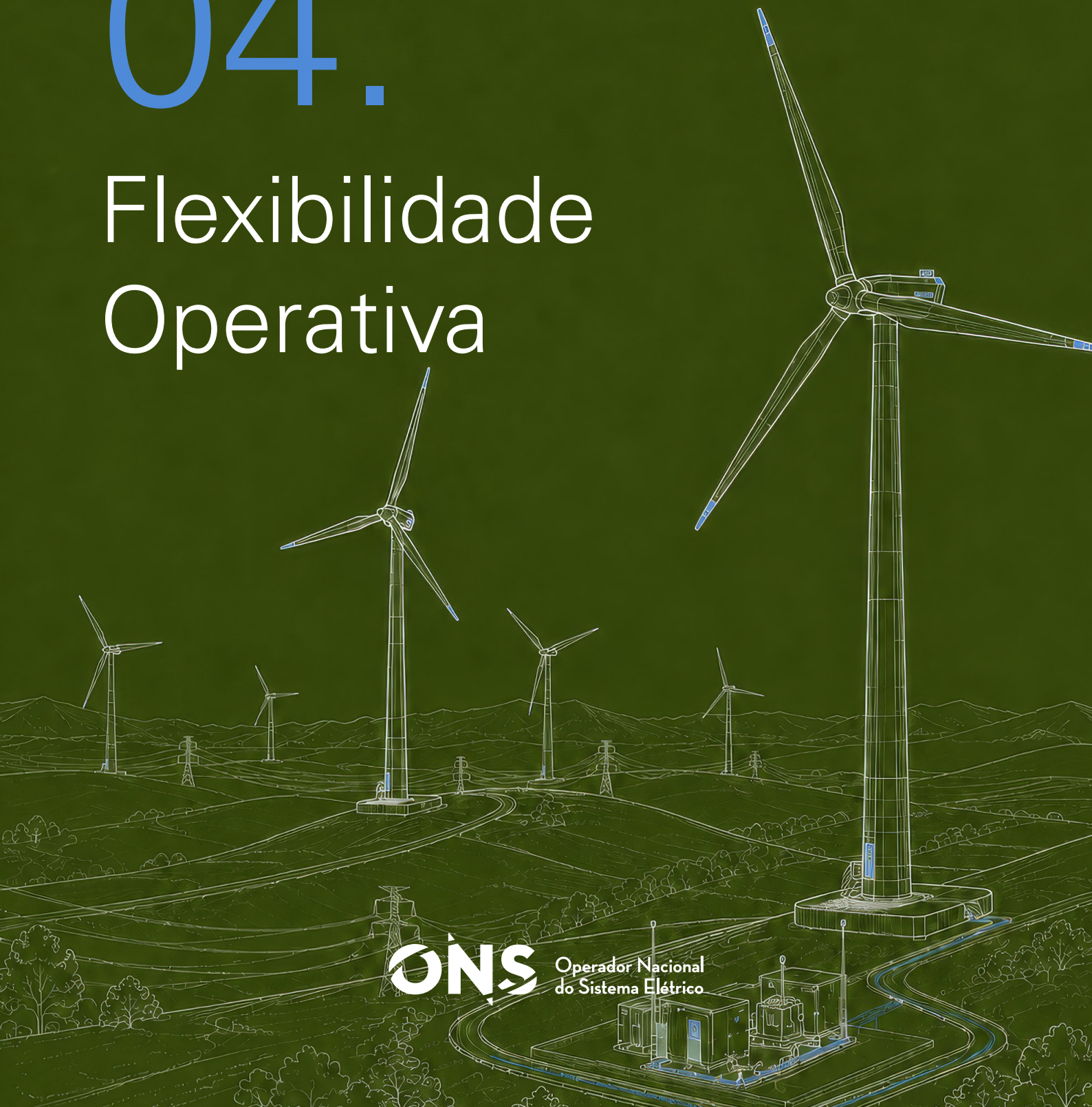

Logo, conclui-se que o ***curtailment,*** principalmente energético, continuará sendo uma situação comum na operação do SIN, ocorrendo com maior frequência nos horários entre 7h e 15h, e com maior intensidade aos domingos. Essa situação poderá ser atenuada a partir tanto do crescimento mais acentuado da demanda, quanto da inserção de soluções de armazenamento que absorvem essa geração excedente e a deslocam para o horário de maior necessidade sistêmica, como baterias (BESS) e Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs).

PEN

Plano da Operação Energética
2026

# 04.

# Flexibilidade Operativa



ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

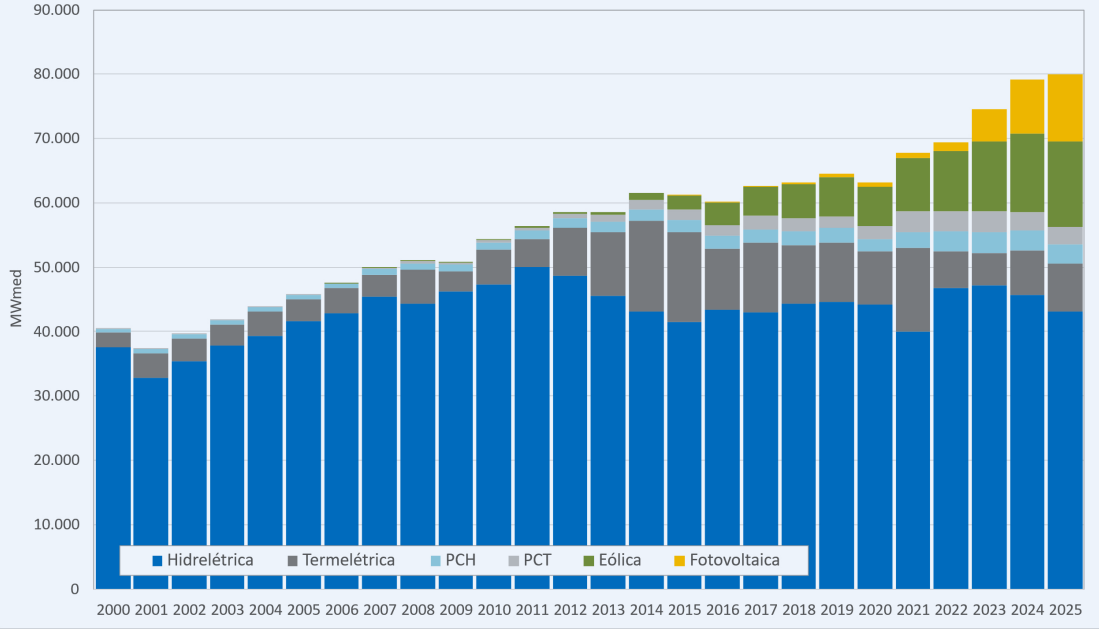
Este capítulo apresenta uma atualização da análise iniciada no PEN 2024, sobre a evolução da flexibilidade operativa demandada pelo SIN a partir do aumento da participação das fontes renováveis variáveis na sua matriz elétrica. Além da atualização dos horizontes de tempo, a prospecção da flexibilidade operativa foi elaborada em conjunto com a de curtailment, abordada no capítulo anterior, de forma a se obter uma análise mais integrada e robusta.

De forma geral, estas atualizações reafirmam a necessidade de ações visando à adequação da flexibilidade operativa provida pelo parque gerador aos requisitos sistêmicos.

A inserção de fontes variáveis no SIN, como a energia eólica e fotovoltaica, vem exigindo maior flexibilidade operativa das fontes despacháveis, especialmente das hidrelétricas, que são controláveis e capazes de regular rapidamente a potência disponível. A expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) também tem contribuído para essa dinâmica, com quase que a totalidade da geração proveniente de fontes fotovoltaicas.

Os dados de geração verificada, entre 2000 e 2025, mostram que, desde 2016, a geração conjunta das fontes hidrelétrica e termelétrica vem se mantendo estável, enquanto as fontes renováveis aumentaram sua participação no atendimento à carga, passando de menos de 7% em 2016 para 29% em 2025.

## GERAÇÃO VERIFICADA NO SIN (MWmed): 2000-2025

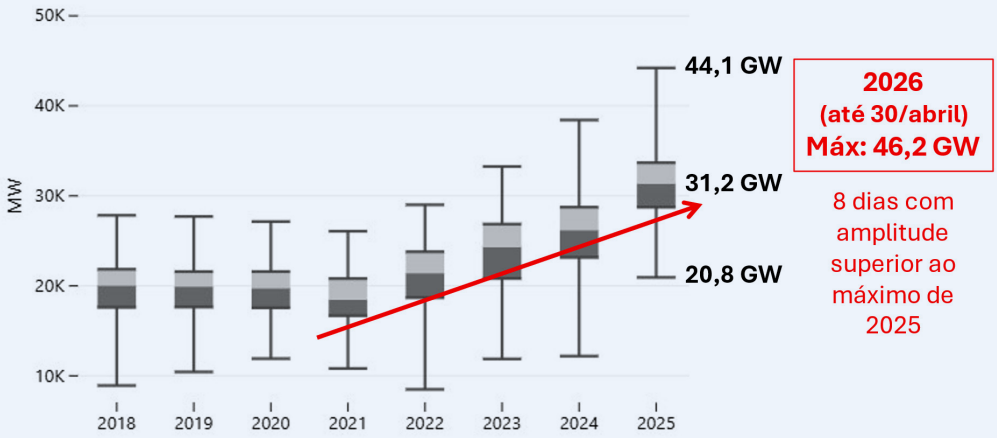



Essa transição para fontes variáveis vem exigindo variação crescente de geração das hidrelétricas e termelétricas em intervalos cada vez mais curtos, que precisam garantir a flexibilidade operativa para equilibrar a geração e a demanda em tempo real. A flexibilidade operativa se refere à capacidade de um recurso de ajustar sua entrega de potência rapidamente, respondendo a variações na carga e na disponibilidade das demais fontes de geração.

Visando um melhor entendimento da evolução do serviço de flexibilidade operativa que vem sendo prestado nos últimos anos, avaliou-se a evolução da amplitude diária verificada de geração hidrelétrica, assim como as variações horárias que vêm sendo demandadas às fontes despacháveis, agregando-se na análise os recursos termelétricos.

Analisando o histórico das amplitudes diárias de geração hidrelétrica para o período de 2018 a 2025, observa-se que, a partir de 2022, vem ocorrendo um aumento significativo nas amplitudes diárias de geração hidrelétrica, coincidente com o crescimento da participação de recursos fotovoltaicos, tanto centralizados quanto distribuídos.

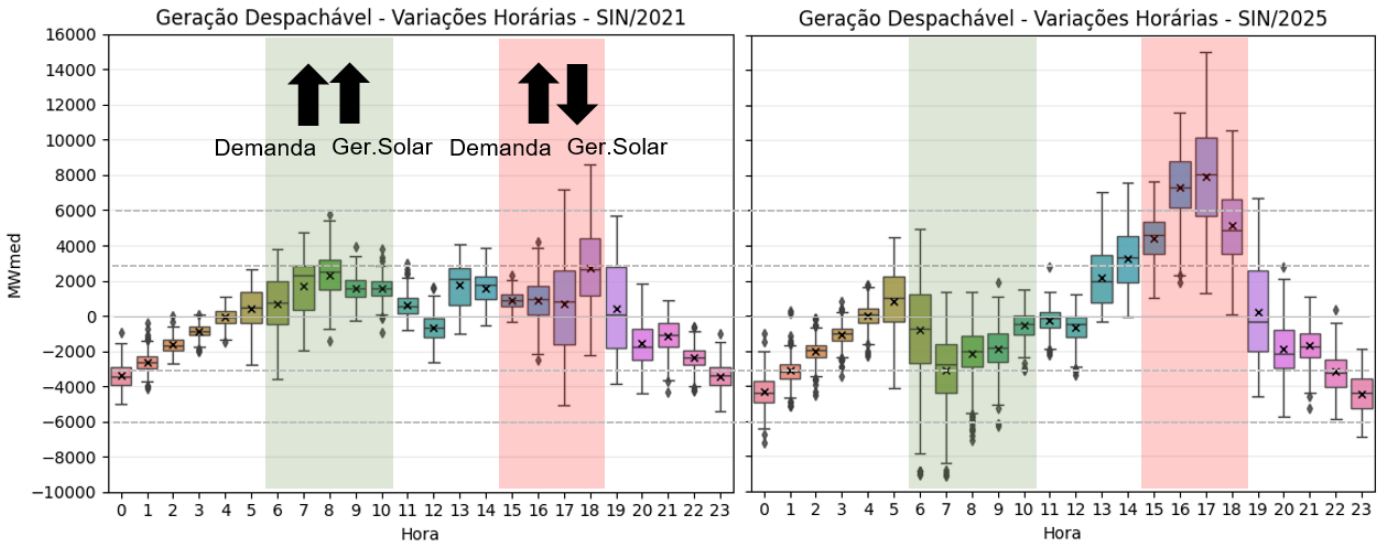
**Distribuição das Amplitudes Diárias de GH 2018-2025**




Em 2025, 75% das amplitudes diárias de geração hidrelétrica foram superiores a 28,6 GW, com amplitude máxima de 44,1 GW. Até abril de 2026, as amplitudes já alcançaram 46,2 GW, superando, em oito dias, o máximo de 2025. Nota-se que, a partir da maior penetração de fontes lastreadas em energia solar, vem se verificando aumento das faixas operativas pelas quais a geração hidrelétrica excursiona ao longo do dia, evidenciando o crescente serviço prestado de regularizar o desequilíbrio entre a demanda e a geração das demais fontes.

Ao analisarmos as variações horárias, agrega-se à discussão a variável de tempo e, dessa forma, pode-se compreender, de forma mais completa, a necessidade crescente de flexibilidade operativa que vem sendo exigida dos recursos despacháveis pelo ONS, em resposta à maior participação dos recursos variáveis, principalmente aqueles lastreados em energia solar.

Neste contexto, e analisando as variações horárias verificadas de geração hidrelétrica e termelétrica, conjuntamente, nos anos de 2018 a 2025, agregadas pela hora do dia em que tais variações ocorreram, observa-se que, no período de 2018 a 2020, anos ainda com menor participação dos recursos lastreados na energia solar, não há evidências de uma mudança de comportamento nas variações horárias ao longo do dia.

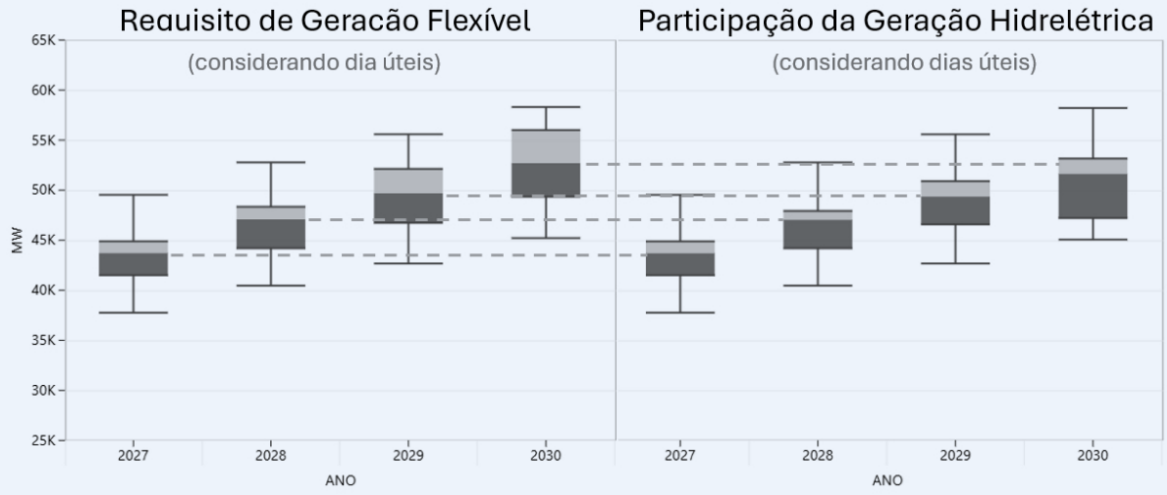


Porém, para o período de 2021 a 2025, é possível observar, entre as 6 e as 11 horas, um deslocamento da concentração das variações horárias em torno de -1 GW por ano, conforme mostrado acima. Ou seja, as variações nessa faixa horária estão ficando menores ao longo do tempo ou mesmo se tornando negativas com amplitudes maiores.

Por sua vez, entre as 13 e as 19 horas, com destaque para o período a partir das 16 horas, as variações horárias vêm apresentando um deslocamento positivo em torno de 1 a 1,5 GW no período de quatro anos. Ou seja, as variações horárias que, em geral são positivas neste período, estão se tornando maiores ao longo do tempo.

Esse comportamento distinto nos diferentes períodos do dia se deve à variação dos dois principais parâmetros que têm influenciado no desequilíbrio atendido pela geração despachável: a própria demanda e a disponibilidade de geração solar.

Visando entender os requisitos de geração flexível para os próximos anos, no que tange às amplitudes diárias e às variações horárias a serem atendidas, buscou-se a prospecção destes parâmetros, através da elaboração de balanços horários de potência futuros a partir dos dados considerados no **PEN 2026,** e seguindo a metodologia adotada no estudo de prospecção dos montantes de ***curtailment,*** já explicada no capítulo anterior.

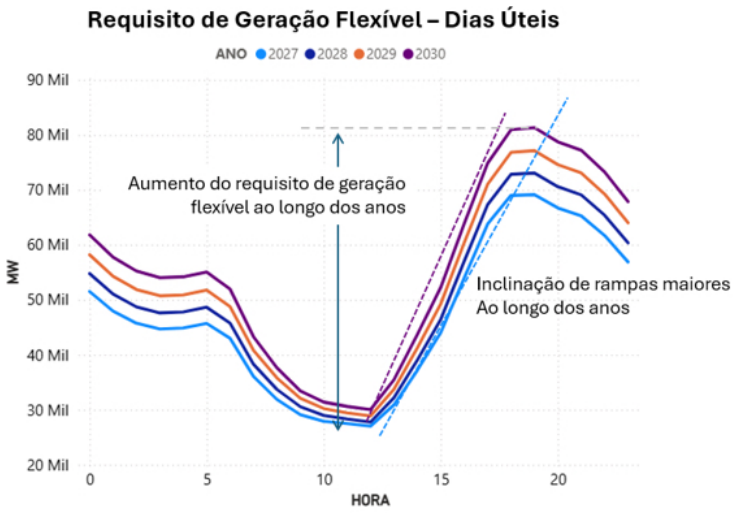


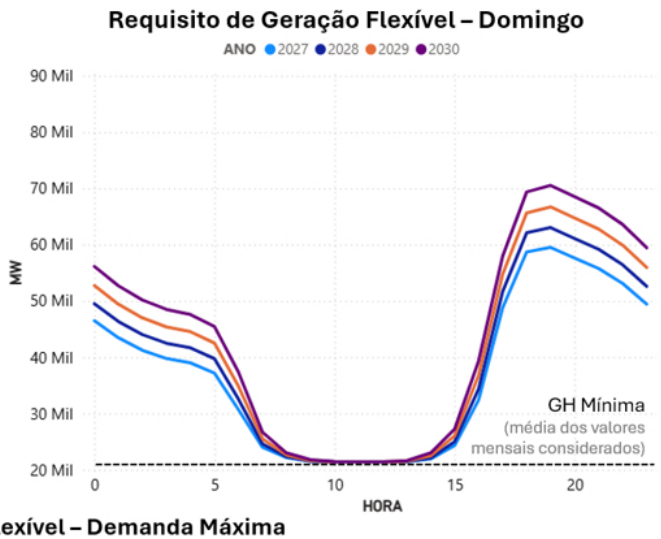

Observa-se que o sistema deverá continuar requerendo amplitudes diárias de geração despachável crescentes nos próximos anos, em função não só da evolução da carga, mas, principalmente, da expansão das fontes fotovoltaicas, centralizadas e distribuídas.

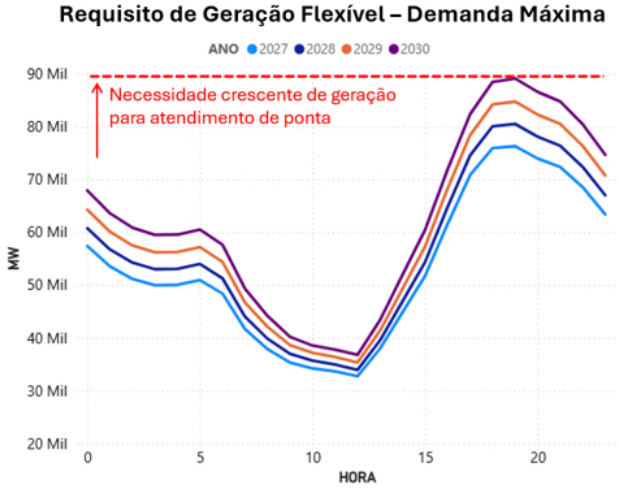
Com o auxílio das linhas pontilhadas horizontais, percebe-se a continuidade da predominância do recurso hidrelétrico na provisão da flexibilidade operativa, mas com crescente participação do recurso termelétrico na necessidade de variar a geração ao longo do dia, principalmente nos últimos anos do horizonte avaliado.

Ressalta-se que esta participação crescente de outros recursos, além das usinas hidrelétricas, na provisão da flexibilidade operativa, está associada a recursos termelétricos, nesta análise, por refletir os recursos considerados na elaboração do **PEN 2026.** Porém, tal serviço poderá ser provido por outras tecnologias, como baterias e usinas reversíveis, conforme sejam inseridas na matriz do SIN.

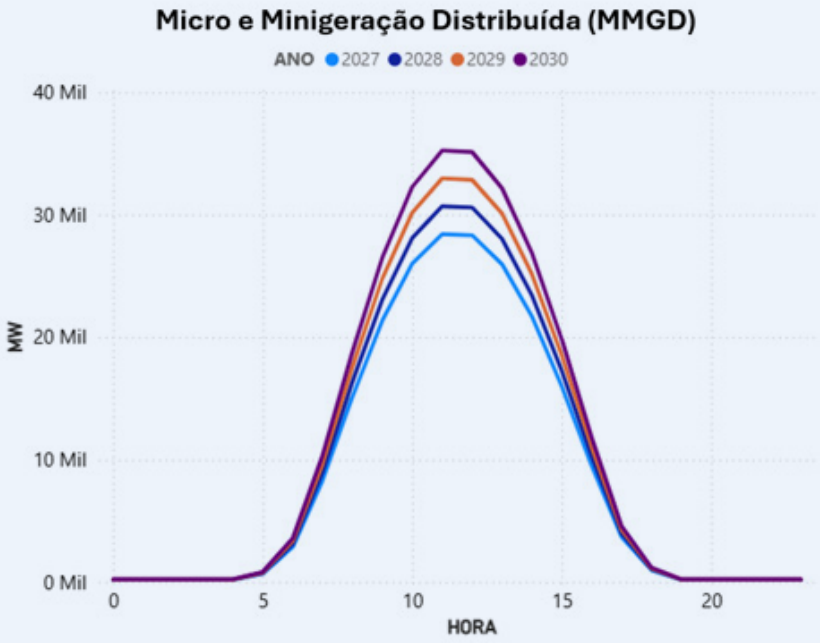
De forma a entender melhor o exposto acima, analisa-se a média anual do requisito de geração flexível, projetada para os anos de 2027 a 2030, agora agregada pelos horários do dia, fazendo distinção entre perfis de dias úteis, de domingos e de demanda máxima. Complementarmente, pode-se analisar o comportamento esperado para as gerações eólica e fotovoltaica, considerando os perfis de domingo e de demanda máxima, assim como para a MMGD para esse mesmo período.

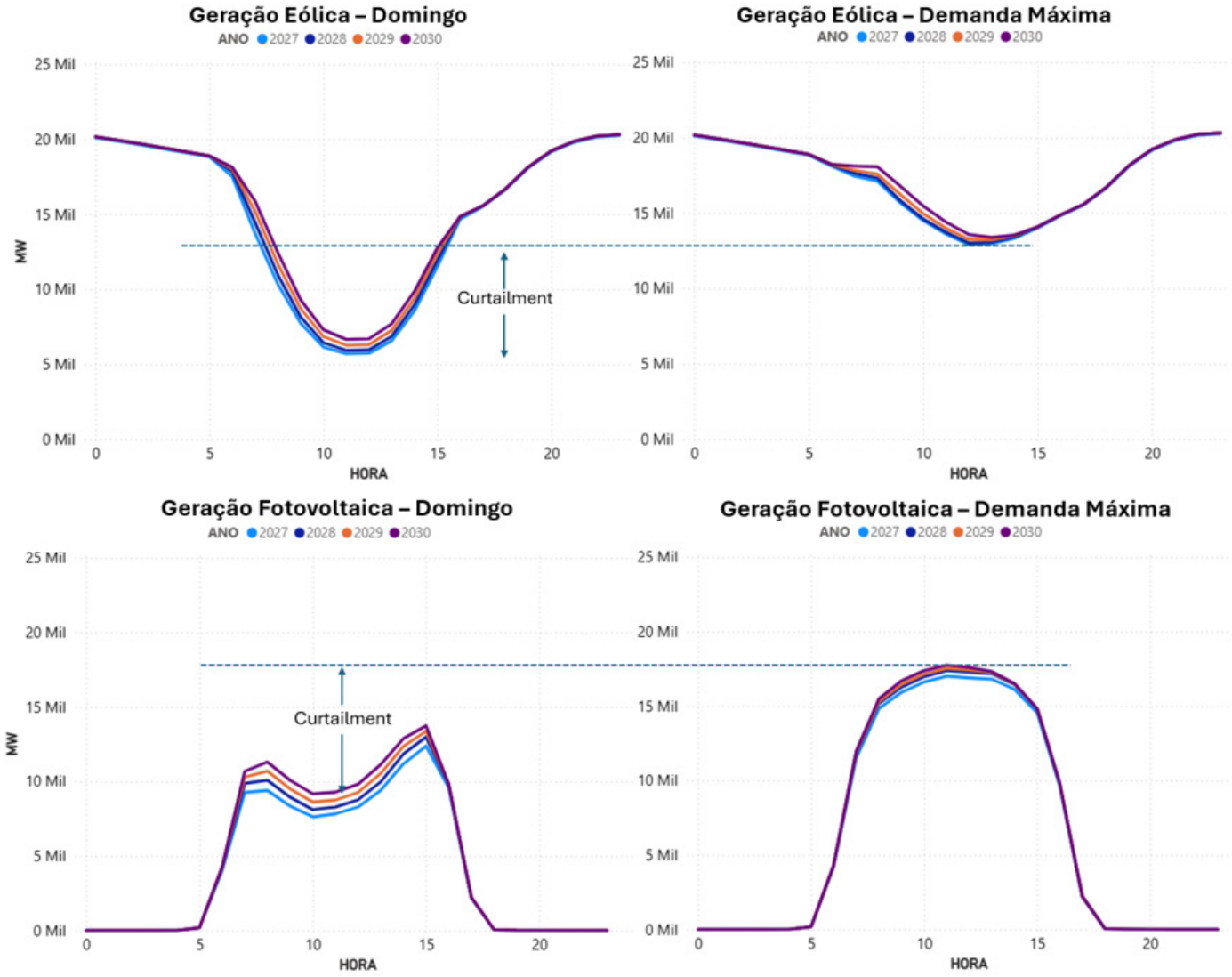



Conforme já mostrado no capítulo anterior, as projeções indicam valores ainda elevados de necessidade de cortes na geração eólica e fotovoltaica, porém em montantes decrescentes ao longo do horizonte.






Ressalta-se aqui que os gráficos acima, ao representarem, de forma didática, comportamentos médios anuais, podem não refletir situações mais críticas, de maior necessidade de corte de geração, que, por sua vez, podem conduzir a condições de sobreoferta, mesmo na minimização de todo o recurso despachável na operação.

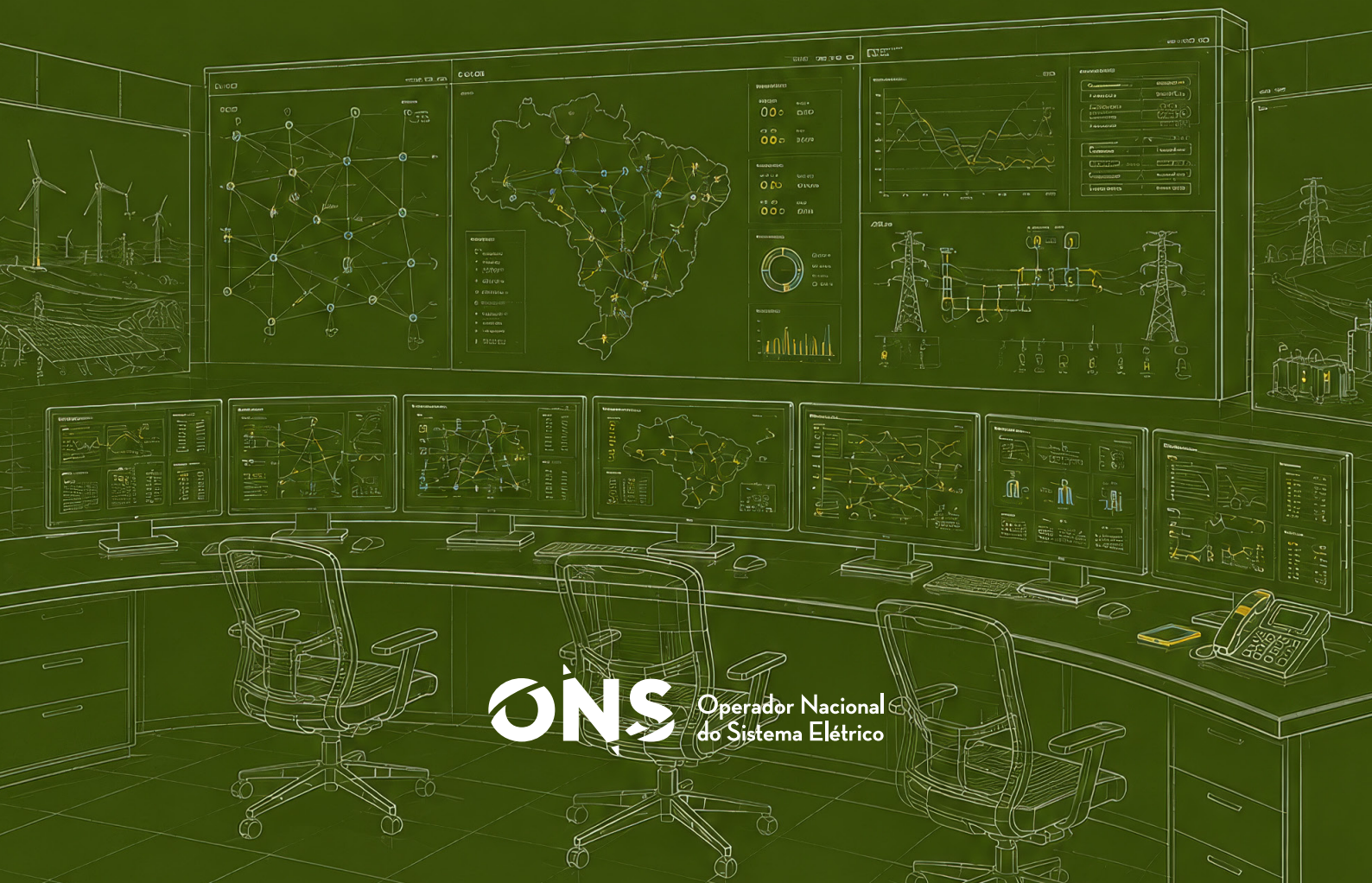
Desta forma, ações devem ser adotadas visando manter a estabilidade e a segurança elétrica nessas condições, por exemplo, por meio de operadores que consigam controlar o despacho dos recursos de geração distribuída conectados às redes de distribuição, de forma coordenada com o ONS.

PEN

Plano da Operação Energética
2026

# 05.

# Análise de Desempenho do SIN



ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

# ANÁLISE CONJUNTURAL (2026/2027)

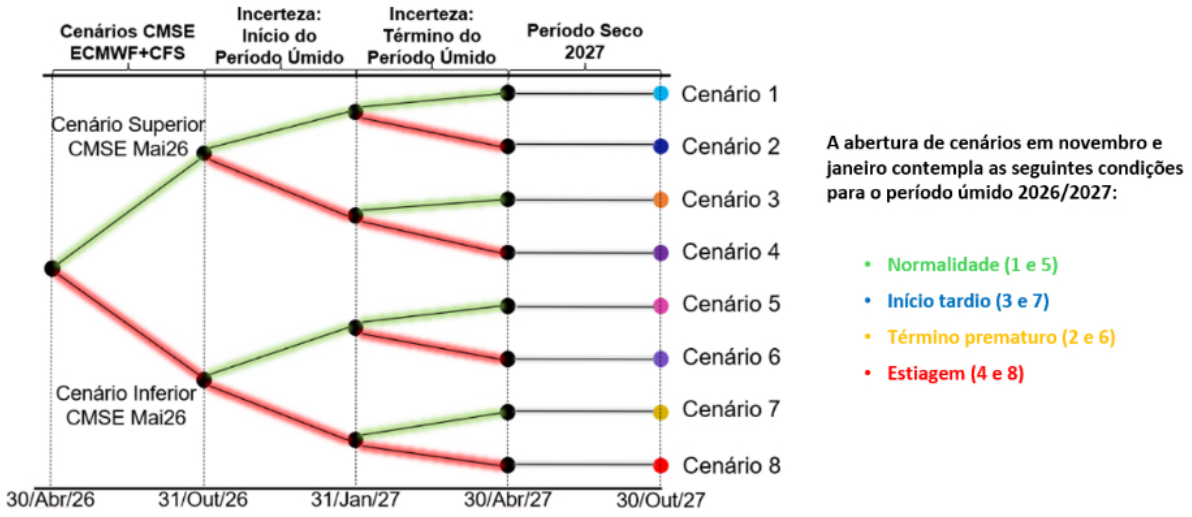


Estudos conjunturais estão associados aos primeiros dois anos das análises das condições de atendimento, horizonte no qual o desempenho do sistema depende, basicamente, das condições hidroenergéticas de curto prazo. Neste horizonte, como qualquer alteração da oferta depende essencialmente da viabilidade da antecipação de obras já em andamento, seja de geração ou transmissão, ações sistêmicas para a segurança do atendimento à carga se limitam a ações operativas de curto prazo.

A avaliação das condições de atendimento, no horizonte de maio de 2026 a outubro de 2027, contempla o Estudo Prospectivo de maio a outubro de 2026 apresentado na 318ª Reunião Ordinária do CMSE, de 13/05/2026, estendendo a análise por mais doze meses, até outubro de 2027. Além disso, foi incorporada a disponibilidade ao SIN das usinas termelétricas vencedoras nos dois LRCap realizados em março de 2026.

Neste estudo foram considerados oito cenários sintéticos representativos de possíveis condições de afluência aos principais aproveitamentos com maior capacidade de armazenamento do SIN, com foco na maior incerteza para o período úmido 2026/2027.

Ressalta-se ainda que, para a análise conjuntural, as simulações computacionais foram realizadas utilizando os modelos NEWAVE, DECOMP e o modelo de avaliação de atendimento à curva horária de demanda, desenvolvido dentro do ONS.



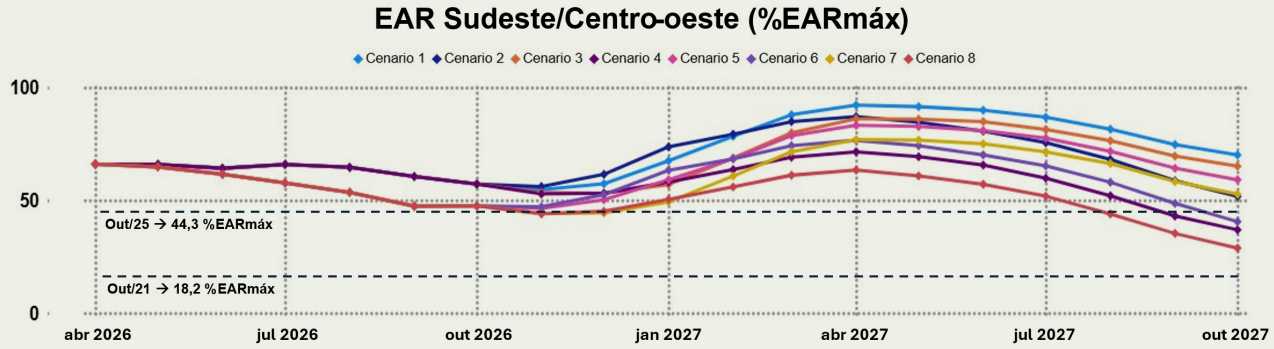

Os itens a seguir apresentam os principais resultados das avaliações conjunturais, sob os aspectos de atendimento energético e de potência.

# ANÁLISE ENERGÉTICA

As avaliações para o período seco de 2026 mostram que o subsistema Sudeste/Centro-Oeste - SE/CO chega ao final de novembro de 2026 em torno de 44% EARmáx no cenário mais desfavorável analisado, e em torno de 56% EARmáx no melhor cenário para este período. Portanto, todos os oito cenários representativos analisados indicam melhora no armazenamento ao final de novembro de 2026, em relação ao mesmo período em 2025, em que se verificou, no subsistema SE/CO, 41,6% EARmáx.

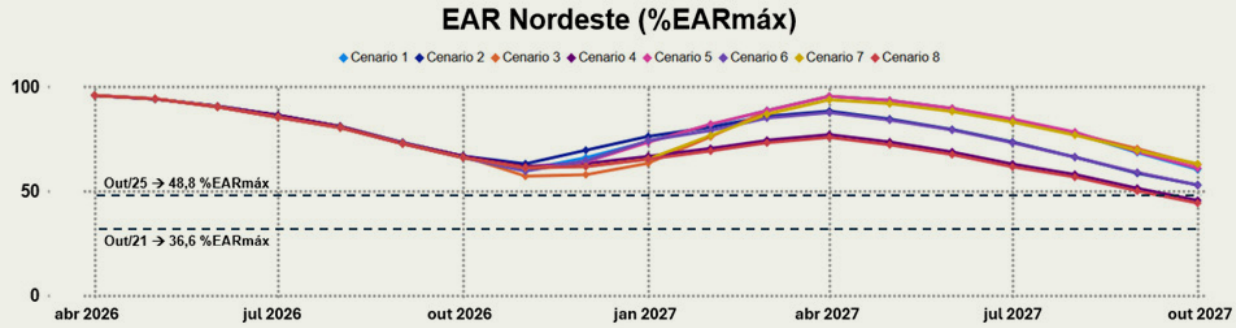
Em relação ao período úmido 2026/2027, mesmo na consideração da condição mais desfavorável estudada para este período, cenários 4 e 8, observa-se replecionamento dos reservatórios de pelo menos 19 p.p. ao longo do período, atingindo 63% EARmáx ao final de abril de 2027 no mais desfavorável destes dois cenários e 71% EARmáx no mais favorável. Os demais cenários, representativos de um período úmido próximo da média em pelo menos metade dos seus meses, conduzem o subsistema SE/CO a valores superiores a 76% EARmáx ao final de abril de 2027. Nesse contexto de regularidade do período úmido, os melhores cenários avaliados, cenários 1 e 5, indicaram a necessidade de operação de controle de cheias ao longo do período.

Em relação ao período seco de 2027, somente os cenários 4 e 8 conduzem o armazenamento a valores inferiores a 40% EARmáx ao final de outubro de 2027. O mais desfavorável deles atinge 29% EARmáx, significando um deplecionamento de cerca de 35 p.p. ao longo do período seco, enquanto o outro atinge 37% EARmáx. Ressalta-se ainda que nenhum dos cenários demandou a flexibilização da defluência mínima nas UHEs Jupiá e Porto Primavera abaixo dos 3.300 m³/s e 3.900 m³/s, respectivamente.




Para o subsistema Nordeste - NE, percebe-se que apenas os cenários representativos de um período úmido 2026/2027 predominantemente abaixo da MLT, cenários 4 e 8, não conduzem à efetiva recuperação do armazenamento ao longo do ano, atingindo 45% e 44% EARmáx, respectivamente, ao final de outubro/2027. Os demais cenários, mesmo aqueles em que a regularidade das vazões ocorre apenas em parte do período úmido, conduzem a armazenamentos superiores a 52% EARmáx no final desse período.

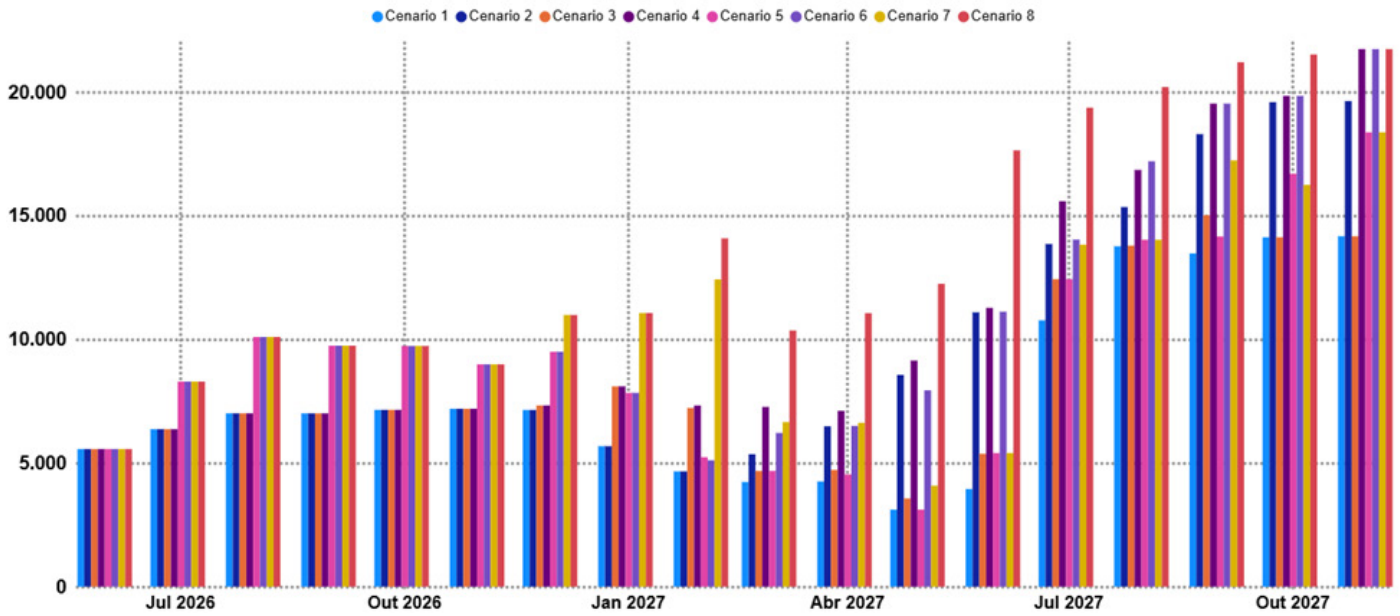
Ressalta-se que, em todos os cenários, o nível de Sobradinho ao final do estudo está pelo menos na faixa de operação de atenção da Curva de Segurança (inclusive, acima de 40%), permitindo prover disponibilidade para atendimento de ponta, sem impactar o atendimento à defluência média mensal necessária.




Em relação ao despacho de geração térmica para o SIN, percebe-se um comportamento esperado deste recurso, de complementariedade em relação ao recurso hidrelétrico previsto. As aberturas de cenários, ou seja, diferenciações entre as ENAs previstas, conduzem a respostas quase que imediatas no despacho térmico, compensando a redução da disponibilidade hidrelétrica nos cenários de vazão mais reduzida.

Neste contexto, percebe-se que, mesmo nos cenários com maior ENA prevista para o SIN, há indicação de geração térmica, além da inflexibilidade considerada, a partir do início de 2027.

Ainda no aspecto da complementariedade termelétrica em relação à disponibilização hidrelétrica, nota-se que, para os períodos representativos de um período úmido 2026/2027 predominante ruim (cenários 4 e 8), e cenários com término antecipado deste período (cenários 2 e 6), há uma elevação da geração termelétrica de forma consistente a partir de março de 2027, atingindo, a partir de agosto, valores próximos à disponibilidade considerada, em torno de 22,7 GW.



# ANÁLISE DE POTÊNCIA

A análise de potência tem por objetivo avaliar o atendimento à demanda do SIN, incluindo a reserva operativa. Nas análises são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN.

No horizonte conjuntural, a avaliação é acoplada ao estudo energético. Neste contexto, para os cenários selecionados, considerou-se:

- Maior perfil de demanda horária, associado às cargas médias mensais consideradas no estudo energético;
- Perfil de geração eólica obtido a partir de um fator correspondente ao percentil 5 de uma distribuição baseada no histórico recente de fatores de capacidade horários verificados, mensal e locacional. Desta forma, considera-se no balanço uma condição deteriorada na disponibilidade eólica, porém associada ao perfil típico de geração eólica ao longo do horizonte;
- Para a geração fotovoltaica, a análise é semelhante à realizada para a geração eólica, porém considera-se o percentil 50 da distribuição.

Com base nos requisitos e recursos descritos anteriormente, são elaborados, para cada mês, os balanços de potência para todas as horas do dia. Vale ressaltar que nos balanços de potência são consideradas as capacidades de intercâmbio entre subsistemas associadas ao patamar correspondente a hora para a qual o problema está sendo resolvido.

Considerando que os resultados se referem à pior condição horária, dentro do perfil escolhido para cada mês, observa-se a necessidade de elevado montante de despacho térmico, adicional ao previsto para atendimento energético, em todo o horizonte conjuntural 2026/2027.

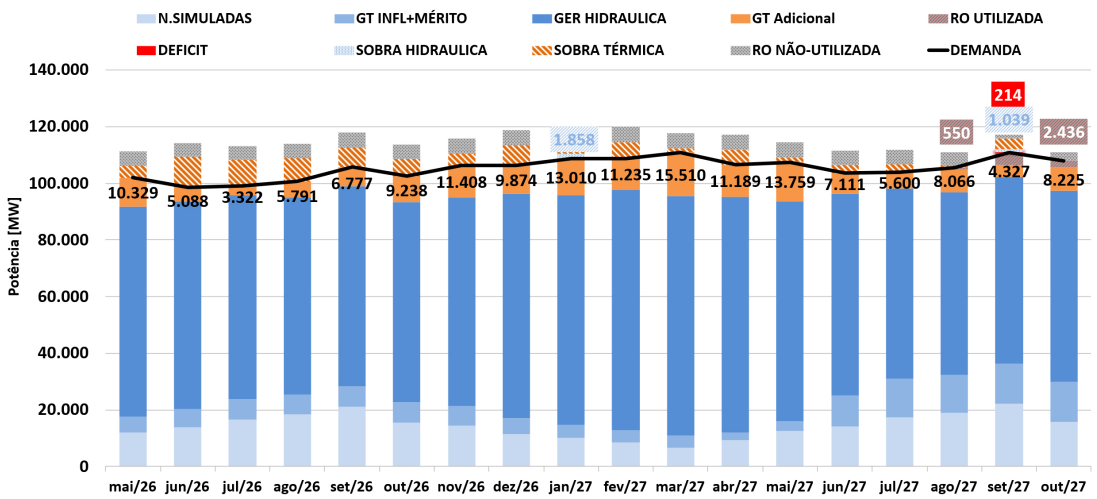
Neste contexto, metade dos oito cenários considerados indica, de forma recorrente, utilização plena do recurso térmico, e consequente alocação da reserva operativa a partir de julho de 2026. Todos os cenários indicam esta plena utilização recorrente em setembro e outubro de 2027. Além disso, alguns cenários mais críticos indicam a utilização plena da reserva de potência, nos meses de setembro e outubro de 2027.

A seguir, são apresentados os resultados associados à situação mais crítica de cada mês, ou seja, entre todas as horas/cenários de disponibilidade eólica e fotovoltaica analisados, considerando o perfil de maior demanda, aquela de menor sobra de potência.

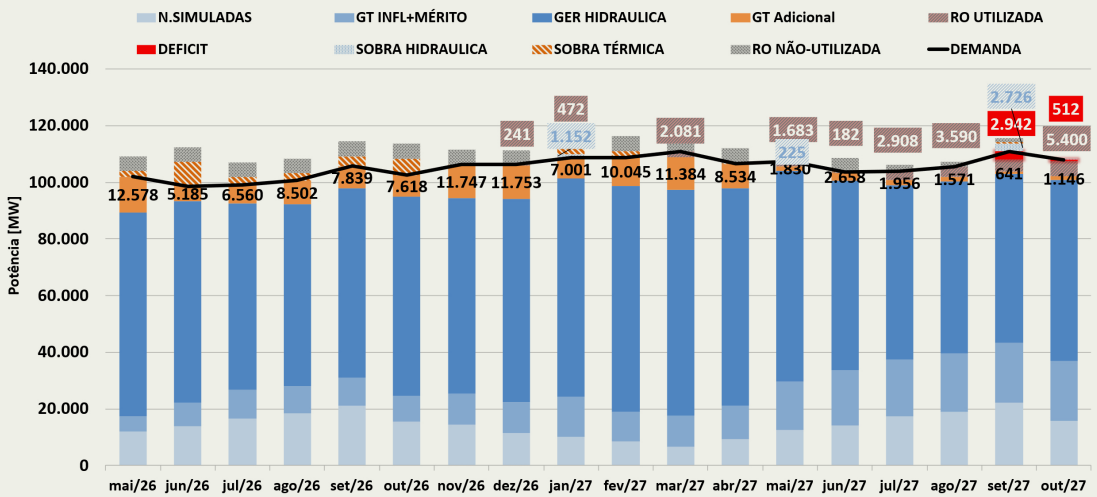
Os gráficos abaixo representam o balanço para o SIN, sendo o somatório dos subsistemas componentes. Períodos em que se verifica tanto déficit de potência como sobra hidráulica e/ou térmica, refletem a impossibilidade de transferência de potência entre os subsistemas.

Portanto, sobras podem ocorrer por exemplo no subsistema Nordeste em setembro de 2027 enquanto há uma necessidade de potência não atendida no subsistema Sudeste/Centro-Oeste neste mesmo período.

## Balanço de Potência para o Cenário 1: cenário superior para o período seco 2026 seguido por período úmido 2026/2027 próximo da normalidade esperada



## Balanço de Potência para o Cenário 8: cenário inferior para o período seco 2026 seguido por estiagem no período úmido 2026/2027




Vale ressaltar que os seguintes recursos de potência não foram considerados na avaliação de potência acima: (1) implementação do Horário de Verão; (2) descaracterização da necessidade de antecipação do despacho de UTEs a GNL; (3) disponibilidade do conjunto de UTEs existentes que, à época deste estudo, se encontram sem CVU válido conforme regulamentação; (4) importação de energia da Argentina e do Uruguai.

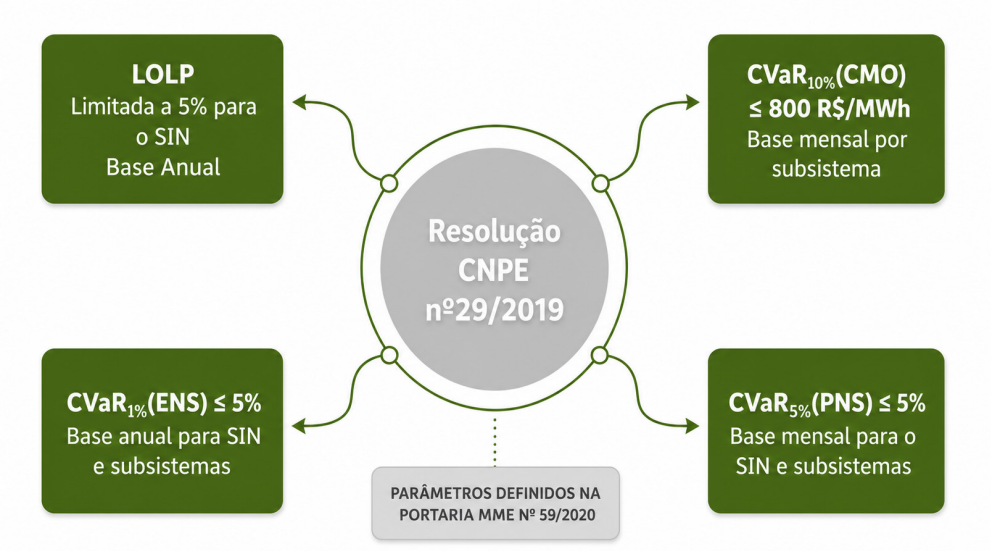
Tais recursos de potência não considerados, porque sua disponibilidade depende de ações dos órgãos concedentes e reguladores do SIN, têm o potencial de agregar, conjuntamente, até cerca de 6 GW, suficientes para eliminar as violações apontadas no mais desfavorável dos cenários de vazões considerados.



# ANÁLISE ESTRUTURAL (2027/2030)

A Análise Estrutural (análise não condicionada) considera a geração dos cenários sintéticos de ENA não condicionados ao passado recente. Além disso, considera-se nas simulações um período de pré-estudo de 10 anos, com o objetivo de eliminar a influência dos níveis iniciais de armazenamentos. O propósito dessa análise é avaliar as condições estruturais de atendimento à carga do SIN, com foco no horizonte 2027/2030, em conformidade com as diretrizes da Resolução CNPE nº 29/2019 e da Portaria MME nº 59/2020.

A Resolução CNPE nº 29/2019, que estabeleceu o critério geral de garantia de suprimento vigente, define que a aferição da adequabilidade do atendimento à energia se baseia no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de energia (CVaR da Energia Não Suprida) e do custo marginal de operação (CVaR do CMO). A aferição da adequabilidade do atendimento à potência tem como base as métricas de risco explícito de insuficiência da oferta de potência (Probabilidade de Perda de Carga - LOLP) e no valor esperado condicionado a determinado nível de confiança de insuficiência da oferta de potência (CVaR da Potência Não Suprida).




Neste ciclo do PEN 2026 foram avaliados quatro Cenários de Sensibilidade - CS, sendo que todos têm como partida o Cenário de Referência, com as seguintes alterações:

- CS 1 - retirada das usinas vencedoras nos LRCap realizados em março/2026;
- CS 2 - postergação da entrada de usinas novas dos LRCap;
- CS 3 - representação de uma maior evolução da participação das cargas especiais (plantas de datacenters e hidrogênio verde), em função das solicitações de acesso ao SIN;
- CS 4 - inclusão do ano de 2031.

No Cenário de Sensibilidade 1 todas as usinas vencedoras nos LRCap realizados em março/2026 foram retiradas da configuração de geração. O objetivo desta sensibilidade é isolar o efeito da oferta adicional provenientes dos LRCaps de qualquer outra atualização do Caso de Referência. Neste contexto são deixados de se considerar cerca de 3.200 MW em 2026 e 2.200 MW em 2027, referentes a recontratação de usinas existentes no LRCap. Em 2028 são deixados de se considerar cerca de 6.700 MW, sendo 4.100 MW referentes a contratação no LRCap de novas usinas e 2.600 MW de usinas existentes. Em 2029 foram deixados de se considerar cerca de 2.100 MW, referentes a contratação de novas usinas no LRCap. Em 2030 foram deixados de se considerar cerca de 2.900 MW, sendo 2.700 MW de nova oferta e 200 MW de oferta existente, contratadas no LRCap.

Para o Cenário de Sensibilidade 2, buscou-se avaliar o impacto de eventual atraso na implantação das novas usinas termelétricas vencedoras nos LRCap ao longo do horizonte, com base numa análise histórica dos leilões realizados nos últimos 15 anos cujo detalhamento encontra-se no Relatório das Condições de Atendimento do **PEN 2026.** Neste contexto há uma redução de oferta de aproximadamente 3.600 MW em outubro/2028 e 1.900 MW em agosto/2029, configurando reduções em montante menor do que aquele verificado no CS 1. Para 2030 não há postergação, uma vez que neste ano não foram contratados no LRCap UTEs a gás natural.

O Cenário de Sensibilidade 3 representa uma maior evolução da participação das cargas especiais (plantas de datacenters e hidrogênio verde), em função das solicitações de acesso ao SIN. A carga utilizada no Cenário de Referência - CR considera os empreendimentos com (i) Contratos Assinados e (ii) 50% das Solicitações de Acesso com Parecer de Acesso Favorável Emitido, enquanto na Sensibilidade é mantida a consideração de (i) Contratos Assinados, com ampliação do item (ii) de 50% para 100% das Solicitações de Acesso com Parecer de Acesso Favorável Emitido. Com isso, considerou-se neste Cenário de Sensibilidade, frente ao Cenário de Referência, acréscimos de carga que para o ano de 2030 atingem montantes em torno de 3.500 MW para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, aproximadamente 600 MW para o subsistema Nordeste, além de 235 MW para o subsistema Sul.

O Cenário de Sensibilidade 4 contempla a inclusão de mais um ano de simulação, com o objetivo de avaliar as condições de atendimento ao SIN no caso de inclusão de mais um ano (2031) no horizonte original do PEN, tendo como uma das principais motivações uma futura compatibilização entre os estudos de planejamento de médio prazo, PEN – energético e PAR/PEL - elétrico. Destaca-se que no ano de 2031 foi incluída uma oferta de aproximadamente 4.300 MW de usinas simuladas individualmente, referente ao conjunto de usinas associadas aos dois LRCap, realizados em março de 2026, mas não houve inclusão de oferta adicional de usinas não simuladas individualmente.



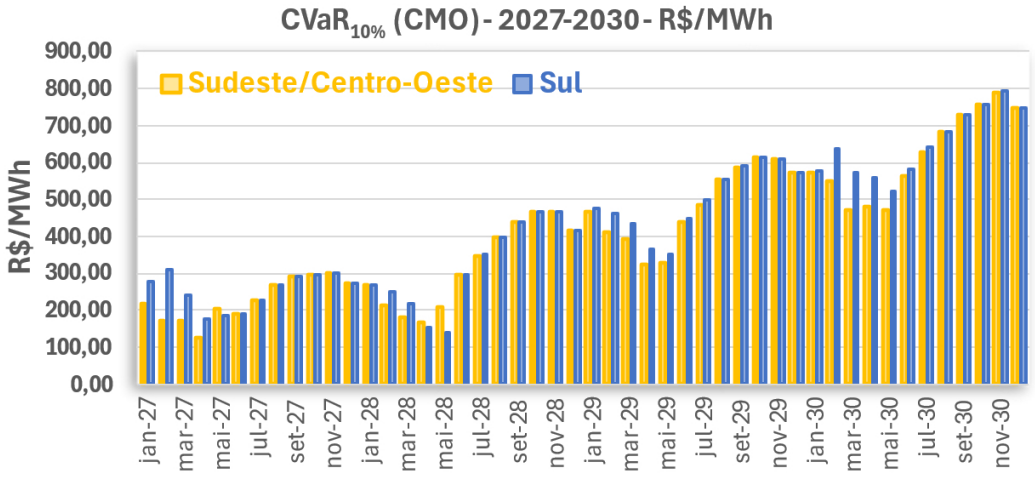
# ANÁLISE ENERGÉTICA

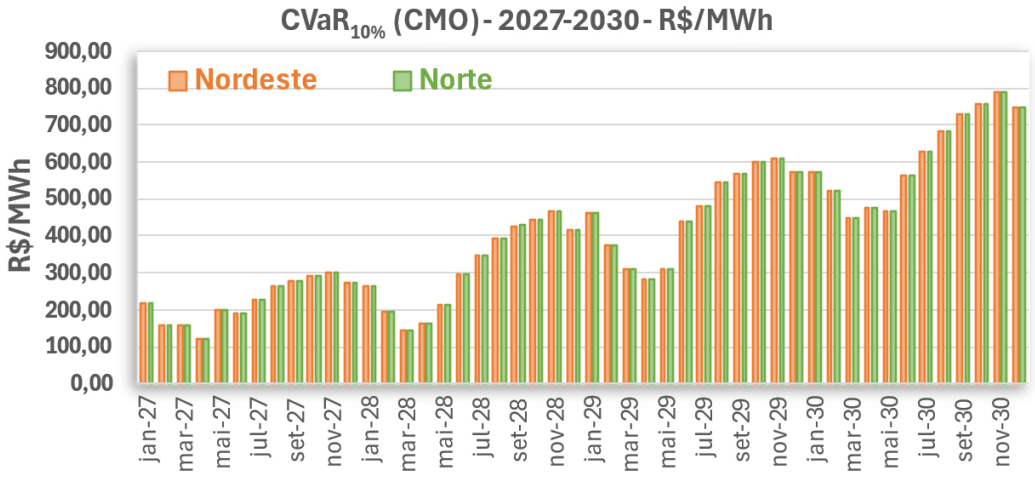
Para todo o horizonte da análise estrutural (2027/2030), seguindo a tendência do PEN 2025, observa-se que o $CVaR_{1\%}$ da energia não suprida (ENS) é inferior ao critério de garantia postulado pelo CNPE ($CVaR_{1\%}$ (ENS) ≤ 5%), para todos os subsistemas e o SIN, conforme indica a tabela a seguir.

**CVaR 1% da Energia não Suprida (% Carga)**

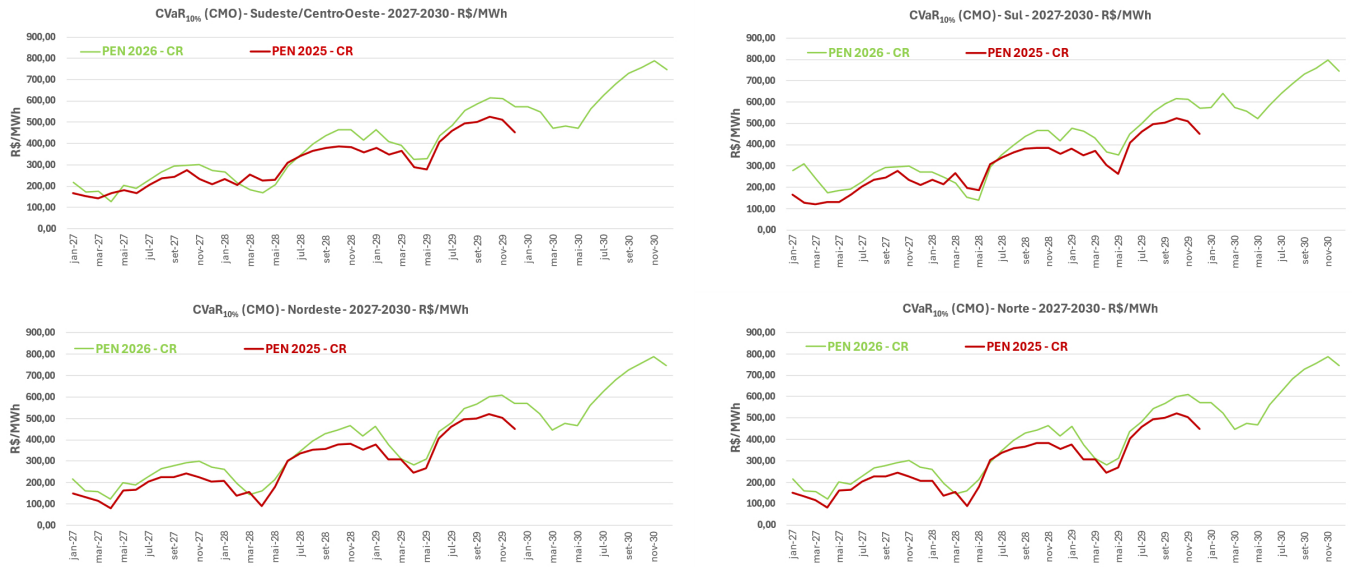
| | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|---|---|---|---|
| Sudeste/CO | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Sul | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Nordeste | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Norte | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| SIN | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

Os valores do $CVaR_{10\%}$ (CMO), em todos os meses do horizonte e em todos os subsistemas, são inferiores a 800,00 R$/MWh, conforme critério de garantia de suprimento definido na Resolução CNPE nº 29/2019. No final do horizonte, de setembro a dezembro de 2030, os valores do $CVaR_{10\%}$ (CMO) são superiores a 700,00 R$/MWh, aproximando-se do limite de 800,00 R$/MWh em novembro de 2030.



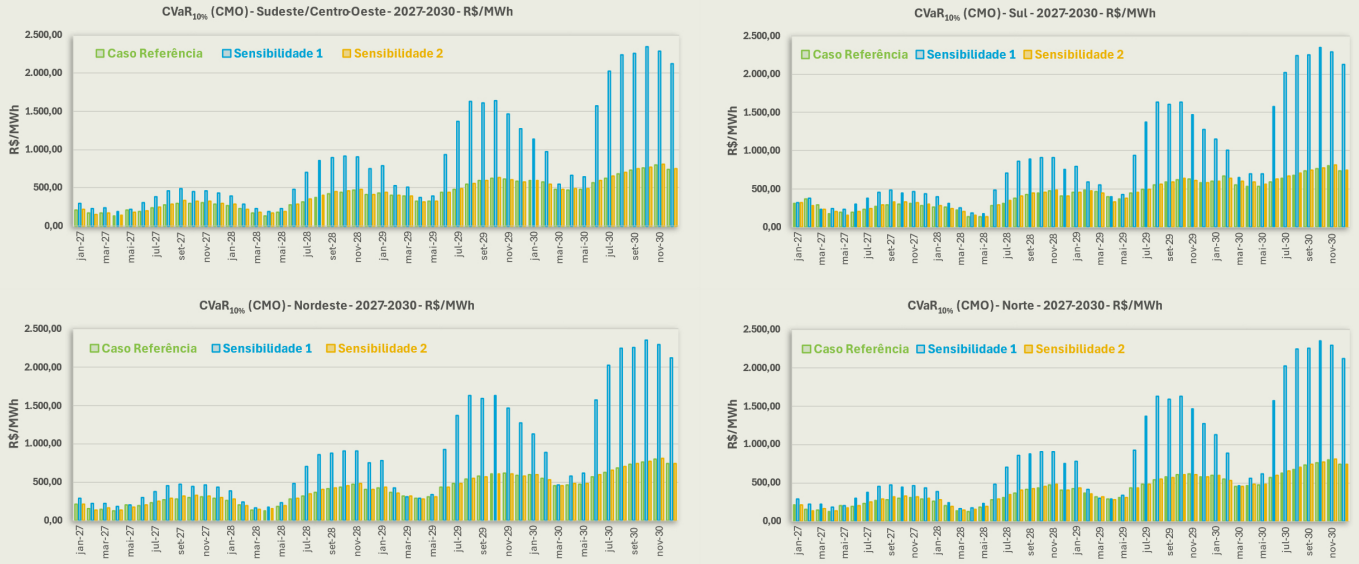



A figura a seguir apresenta uma comparação dos valores de $CVaR_{10\%}$ (CMO) para todos os subsistemas entre o Caso de Referência do **PEN 2026** e o Caso de Referência do PEN 2025, onde é verificada pequena elevação do indicador, mantendo-se perfil similar.

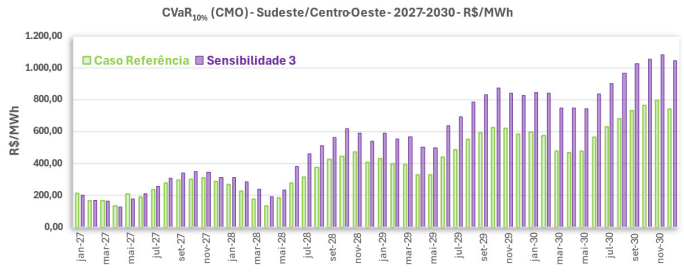


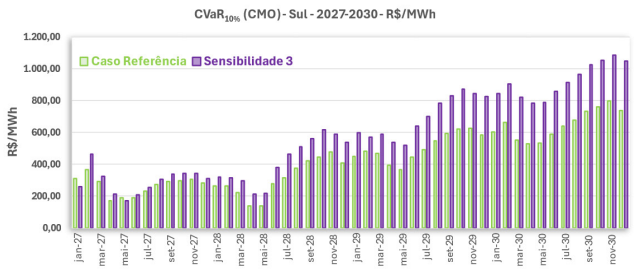

Para o Cenário de Sensibilidade CS 1, onde todas as usinas dos LRCap são retiradas, ocorre a violação de um dos indicadores do critério de suprimento de energia, associado ao $CVaR_{10\%}$ (CMO), em 2028, 2029 e 2030 e em todos os subsistemas.

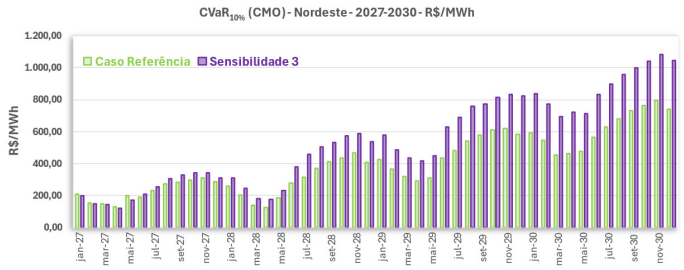
O Cenário de Sensibilidade CS 2, que posterga a disponibilidade das usinas novas dos LRCap, não apresenta alteração significativa nos resultados em relação ao Cenário de Referência, porém surge uma discreta violação do $CVaR_{10\%}$ (CMO) em novembro de 2030, em todos os subsistemas.

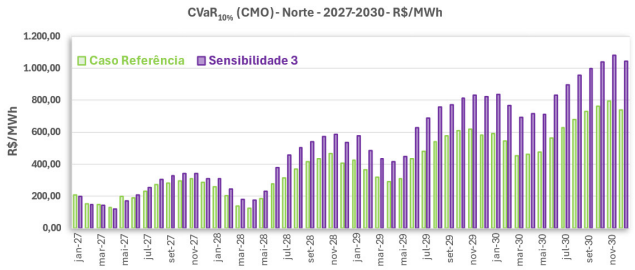


O Cenário de Sensibilidade 3 conduz à violação de um dos indicadores do critério de suprimento de energia, associado ao $CVaR_{10\%}$ (CMO), em 2029 e 2030 em todos os subsistemas.

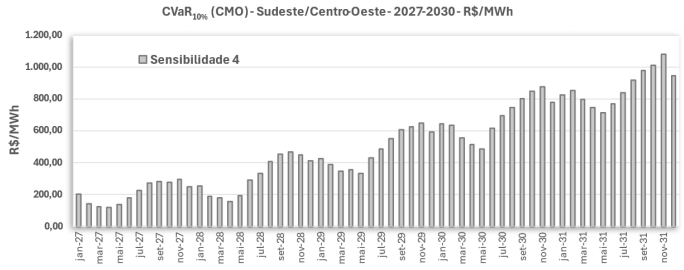


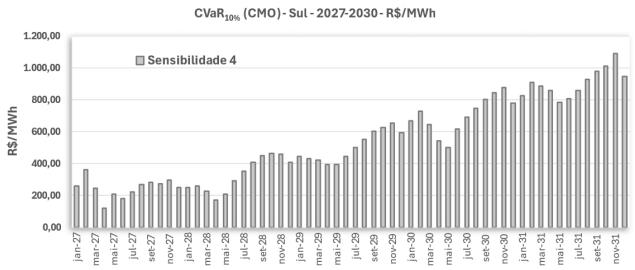



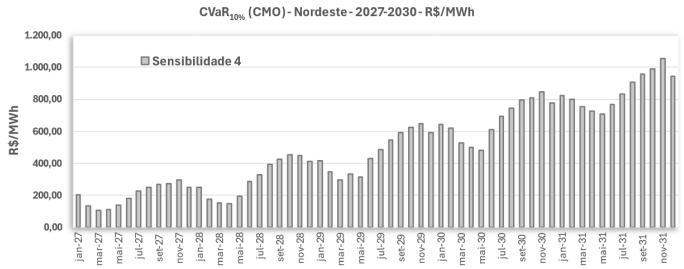



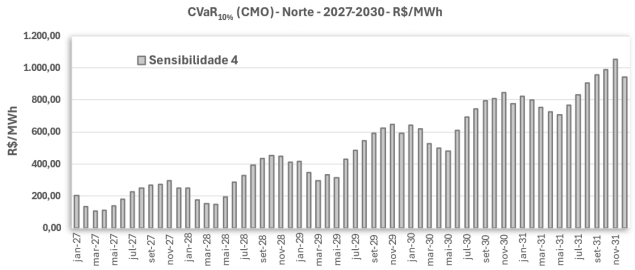




Para o Cenário de Sensibilidade CS4, os resultados indicam violação de um dos indicadores do critério de suprimento de energia, associado ao $CVaR_{10\%}$ (CMO), no final do horizonte em todos os subsistemas, em função da continuidade do crescimento dos valores ao longo do tempo.



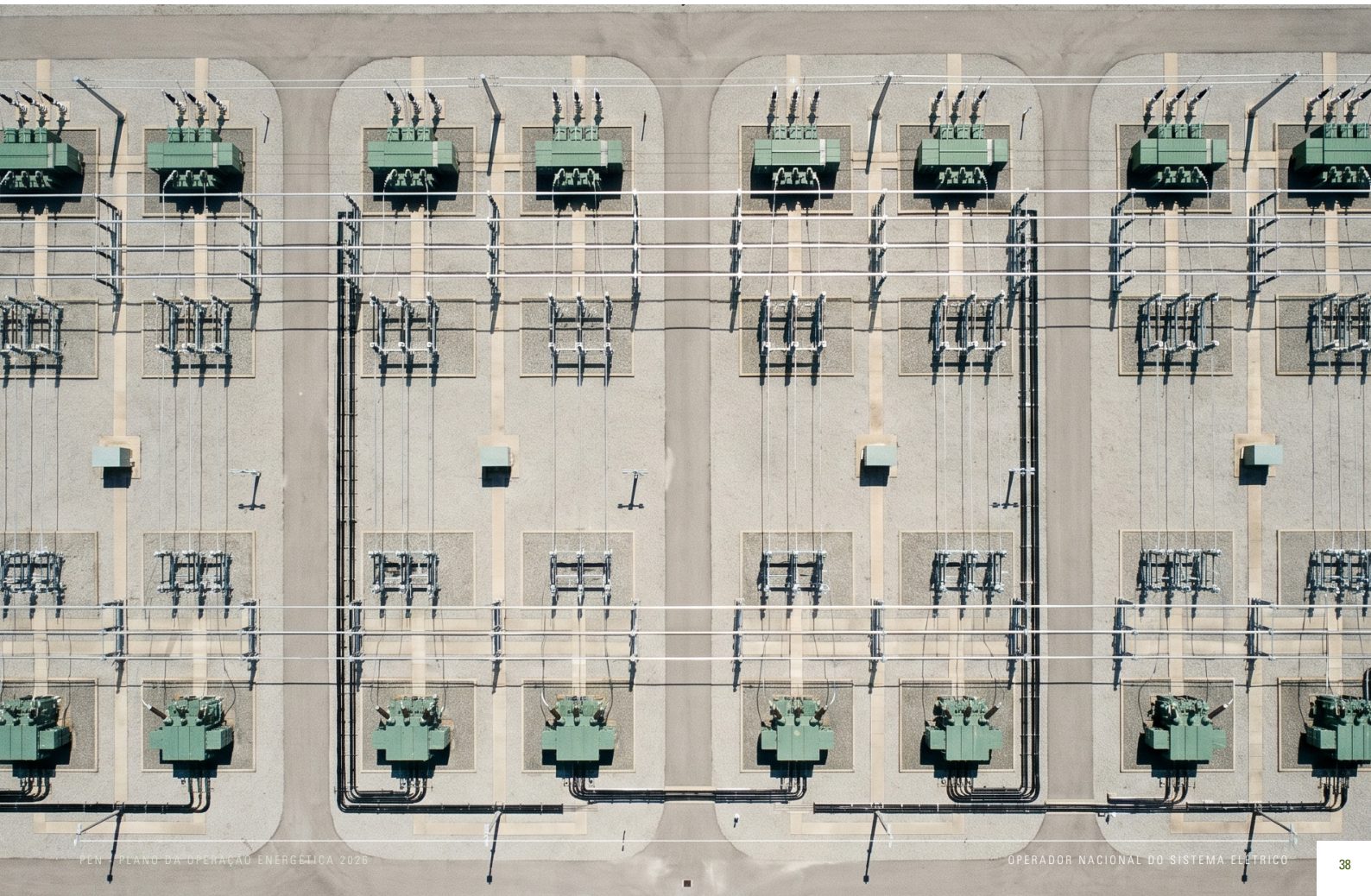



Para mais detalhes em relação aos Cenários de Sensibilidade deverá ser consultado o Relatório das Condições de Atendimento do **PEN 2026.**

Para os Casos de Sensibilidade avaliados neste ciclo, aqueles relativos à retirada da oferta dos LRCap (CS 1) e maior evolução da participação das cargas especiais (CS 3), os índices associados ao critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia, definidos pelo CNPE por meio da Resolução CNPE nº 29/2019, são violados em 2028, 2029 e 2030, considerando os parâmetros definidos na Portaria MME nº 59, de 11 de fevereiro de 2020. Na Sensibilidade referente à inclusão de mais um ano no horizonte de simulação (CS 4) as violações acontecem no final do horizonte. Por fim, na Sensibilidade que posterga a disponibilidade das usinas novas dos LRCap (CS 2) há uma pontual e discreta violação observada apenas em novembro de 2030.

Análises energéticas indicam uma grande proximidade de violação do $CVaR_{10\%}$(CMO) no caso de referência, e violação em casos de sensibilidade. Uma questão importante é que o limite do indicador, 800 R$/MWh, foi estabelecido no final de 2019, sem nenhuma atualização desde então, enquanto outras variáveis econômicas, como o custo do déficit e o CVU das UTEs, são atualizadas periodicamente. Neste sentido, recomenda-se uma reavaliação do critério.



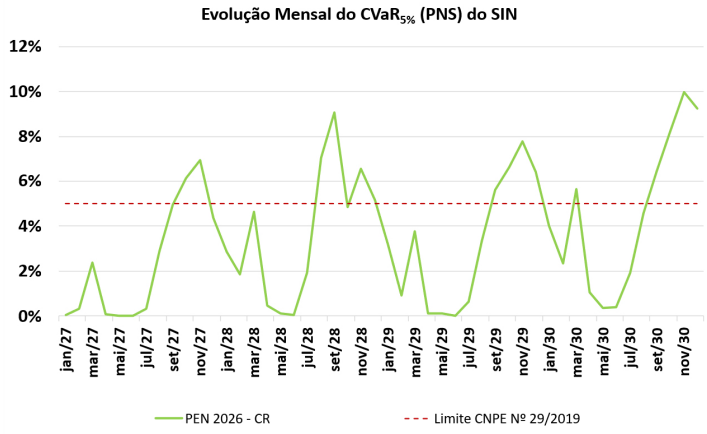
# ANÁLISE DE POTÊNCIA

A análise de potência tem por objetivo avaliar o atendimento à demanda do SIN, incluindo a reserva operativa. Nas análises são confrontados os requisitos de demanda com as disponibilidades de potência das diversas fontes de energia que compõem o SIN.

No horizonte estrutural (2027/2030), o objetivo é avaliar a adequabilidade do atendimento de potência com base nos indicadores associados ao critério geral de suprimento de potência vigentes, definidos pelo CNPE, ou seja, o risco explícito de insuficiência da oferta de potência (LOLP) e o valor esperado condicionado a determinado nível de confiança da insuficiência da oferta de potência (CVaR da Potência Não Suprida).

As avaliações probabilísticas consideraram a estocasticidade da disponibilidade de potência hidrelétrica representada a partir do estudo energético. Com relação à contribuição das fontes eólica e solar fotovoltaica, as variações sazonais e intradiárias foram consideradas por meio de curvas de permanência dos fatores de capacidade horários para cada uma das vinte e quatro horas do dia e mês do ano.

A partir da defluência definida pela análise energética, é calculada a defluência de ponta da UHE em função de restrições operativas e da característica de modulação da usina, construída a partir da observação do comportamento histórico da UHE. A disponibilidade de potência de cada UHE é definida a partir da aplicação nas Curvas Colinas desta defluência de ponta, do volume de montante definido pela análise energética e do nível de jusante. Para mais detalhes sobre a metodologia consultar a NT-ONS DPL 0112/2024 – "Metodologia para Cálculo da Disponibilidade de Potência das Usinas Hidráulicas para o Curto e Médio Prazos".

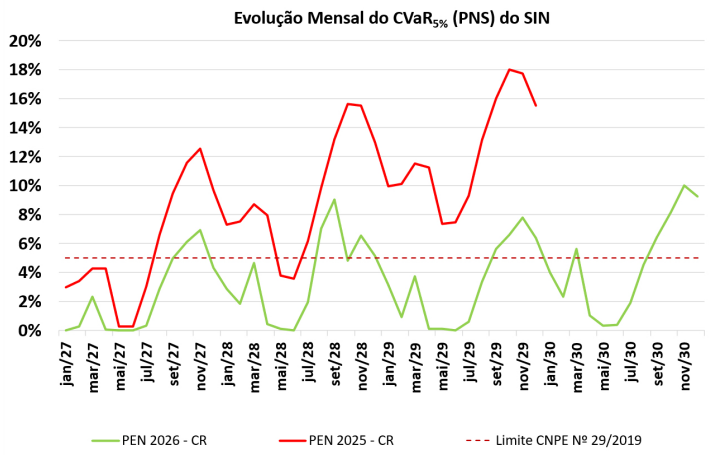


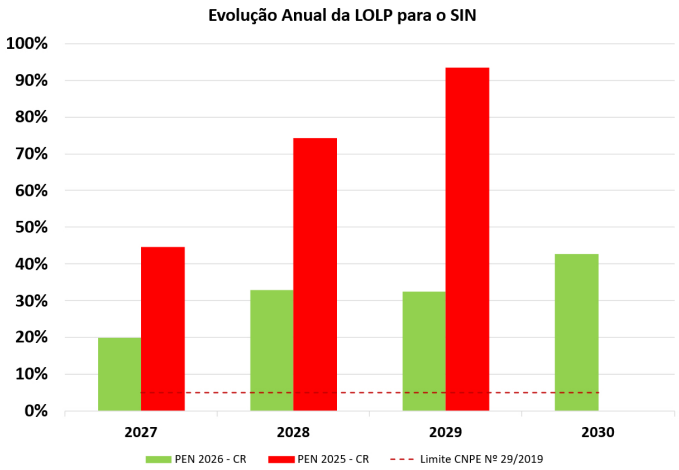




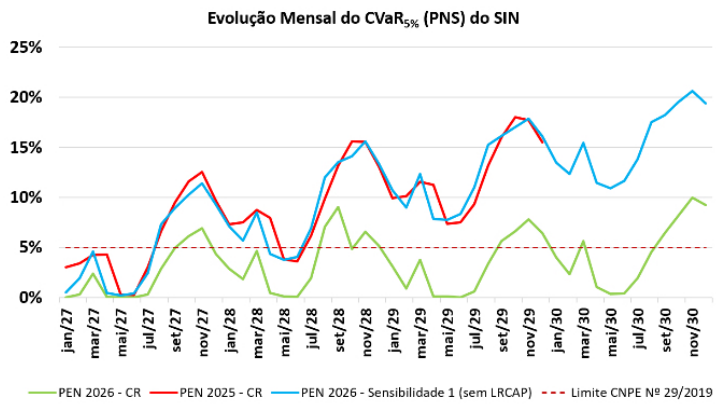
No horizonte estrutural, há a violação dos critérios de garantia de suprimento de potência. O $CVaR_{5\%}$ da Potência não Suprida é violado em outubro e novembro de 2027, em agosto, setembro, novembro e dezembro de 2028, de setembro a dezembro de 2029, em março de 2030, e de setembro a dezembro de 2030. A LOLP é violada em todos os anos da avaliação.

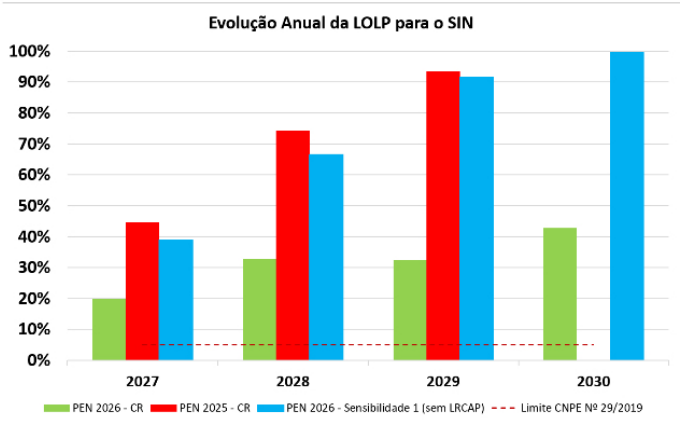
A violação dos critérios de garantia de suprimento de potência reduziu expressivamente em relação ao PEN 2025, conforme ilustrado nos gráficos a seguir, sendo explicada pela contratação de oferta dos dois LRCap realizados em março/2026. No entanto essa contratação se mostrou insuficiente, já que ainda há violação dos critérios.



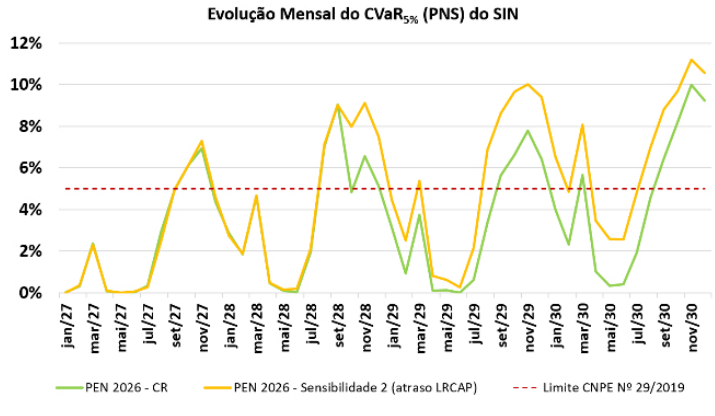



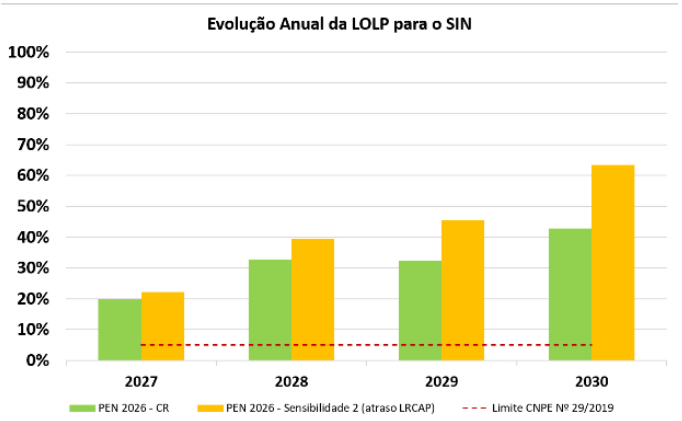

Para o Cenário de Sensibilidade CS 1 que envolve a retirada da expansão da oferta associada às usinas dos LRCap realizados em março de 2026, os índices associados ao critério geral de suprimento de potência são bastante impactados, retornando a violações compatíveis com as observadas no PEN 2025, isolando a contribuição do LRCap das demais atualizações do Caso de Referência.



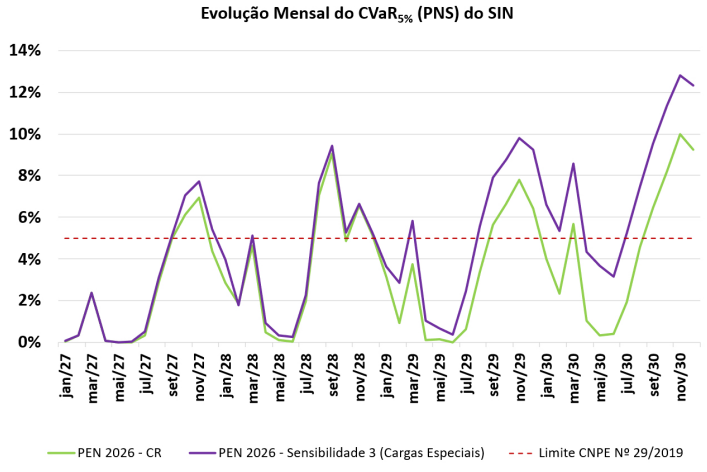



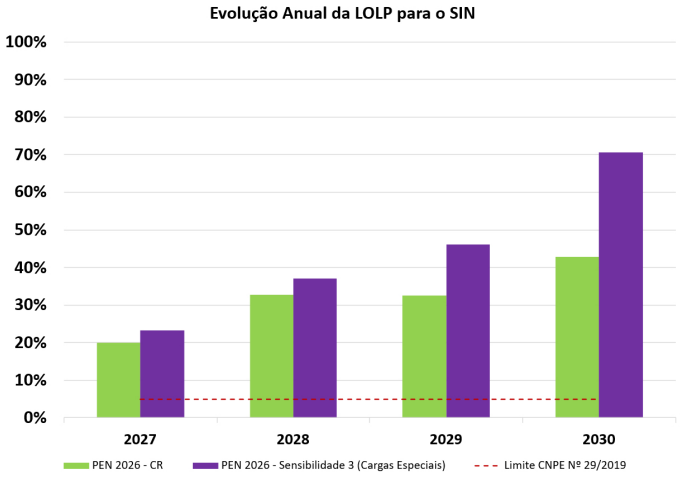

No Cenário de Sensibilidade CS 2 que posterga a disponibilidade das usinas novas dos LRCap com base em análise histórica dos leilões realizados nos últimos 15 anos, os índices associados ao critério geral de suprimento de potência sofrem aprofundamento da violação no horizonte de avaliação e, portanto, recomenda-se acompanhamento contínuo das datas de previsão e efetiva entrada em operação comercial das usinas dos LRCap Março/2026.



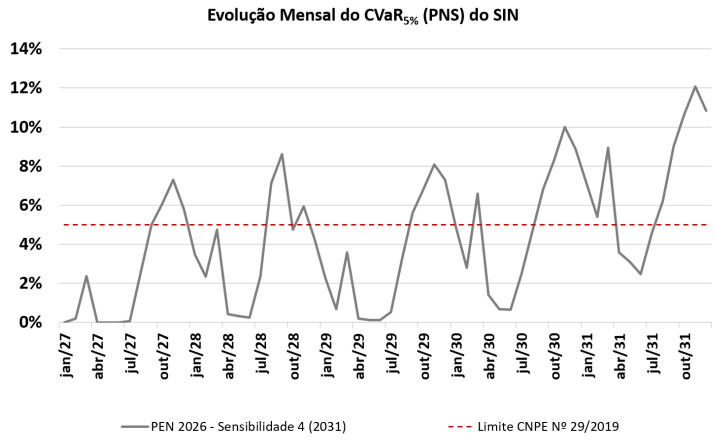



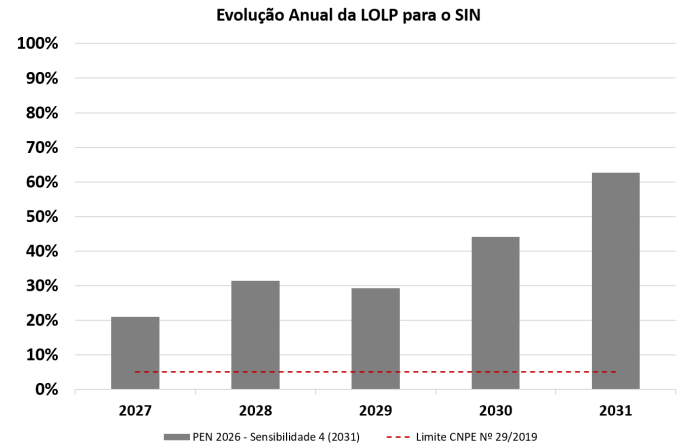
Para o Caso de Sensibilidade que considera uma maior evolução da participação das cargas especiais, CS 3, os índices associados ao critério geral de suprimento de potência sofrem aprofundamento da violação em todo o horizonte de avaliação. Recomenda-se que eventuais políticas públicas de incentivo à conexão de cargas especiais observem os impactos nos índices associados ao critério geral de suprimento de potência.

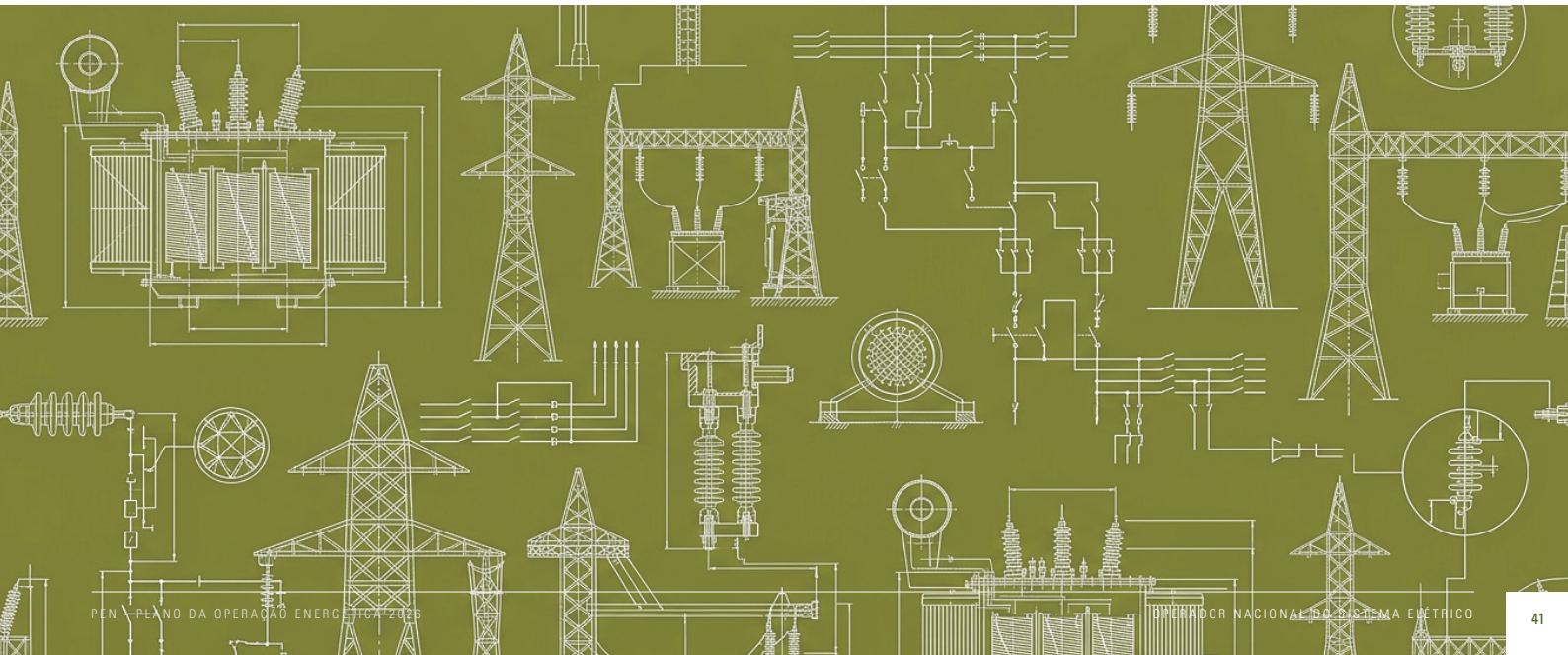



Por fim, para o Caso de Sensibilidade que trata da inclusão de mais um ano de simulação, CS 4, há a violação dos índices associados ao critério geral de suprimento de potência em todo o período avaliado, de 2027 a 2031.



PEN

Plano da Operação Energética
2026

# 06.

# Conclusões e Recomendações



ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

As principais constatações de ordem geral são as seguintes:

- A carga de energia cresce, em média, 4,2% ao ano, no horizonte do PEN 2026, atingindo cerca de 98,8 GW médios em 2030, já contemplando a representação da MMGD na parcela de carga.

- Na oferta do **PEN 2026,** tomando como referência dezembro/2025, há um acréscimo de 39 GW de capacidade instalada, totalizando 287 GW ao final do período de planejamento, já considerando a MMGD existente e a sua expansão.

- A participação conjunta das fontes solar fotovoltaica e MMGD (composta quase que na sua totalidade por painéis solares) em dezembro de 2025 é de 25,8%, evoluindo para cerca de 31,7% ao final de 2030. A fonte solar, incluindo a MMGD, já é atualmente a segunda maior em termos de capacidade instalada do SIN e ao final de 2030 corresponderá a cerca de 88% da capacidade instalada de UHE.

- Usinas térmicas com CVU acima dos 700,00 R$/MWh representam, em janeiro de 2027, cerca de 37% da disponibilidade térmica total. Para CVUs acima dos 1.500,00 R$/MWh, não há incremento significativo de potência.

- Outra característica marcante da matriz de energia elétrica do SIN é o alto grau de geração inflexível que em 2027 é da ordem de 80% da carga global do SIN, e em 2030 é de 75%.

- A capacidade de armazenamento do SIN é da ordem de 292 GWmês. Todavia, o grau de regularização continuará reduzindo nos próximos anos, aumentando tanto a dependência de períodos chuvosos para o replecionamento dos reservatórios a cada ciclo hidrológico anual, quanto a importância das condições de armazenamentos iniciais no final da estação chuvosa (abril) para assegurar o pleno atendimento da carga.

- O monitoramento contínuo das condições meteorológicas e hidroenergéticas, somado às avaliações de curto prazo dos primeiros dois anos do horizonte de análise de desempenho do SIN, são ferramentas imprescindíveis para indicar eventual necessidade de medidas operativas a serem deliberadas pelo CMSE para a garantia da segurança energética do SIN, inclusive avaliando possíveis articulações com agentes do setor, MME, MMA, ANA, Ibama e órgãos ambientais estaduais para flexibilização de restrições operativas de diversas naturezas, tais como uso múltiplo da água e/ou ambientais.

- A eficácia dessas medidas operativas que permitem o pleno atendimento da carga depende fundamentalmente do nível de reserva energética do SIN, na qual se inclui a reserva operativa do sistema para atendimento à demanda máxima e para mitigação dos impactos da variabilidade e intermitência da geração eólica e solar, inclusive MMGD. O dimensionamento adequado dessa reserva energética constitui uma importante avaliação dos estudos de planejamento da operação e subsídio ao planejamento da expansão.

- Em função do alto grau de geração inflexível da matriz de energia elétrica do SIN, e da crescente necessidade de contar com recursos de resposta rápida para o atendimento da carga em tempo real, o ONS continua não recomendando a inclusão de geração térmica com alto nível de inflexibilidade ou com longo tempo de acionamento nos próximos cinco anos. Ao contrário, o SIN tem demandado cada vez mais requisitos de flexibilidade e desta forma o ONS precisa ter à disposição elementos de despachabilidade adequados às rápidas variações de potência requeridas para o atendimento à variação da demanda e das fontes variáveis ao longo do dia.

As principais conclusões referentes à avaliação de *Curtailment* (viés probabilístico) são sumarizadas a seguir:

- A projeção de ***curtailment*** energético e por confiabilidade reduz ao longo do horizonte avaliado, evidenciando o efeito conjunto do crescimento da demanda, da expansão da rede de transmissão e da redução do ritmo de expansão das fontes eólicas e solares conectadas na Rede Básica.

- Os valores de cortes de geração seguem expressivos, principalmente durante a safra de ventos nos meses de agosto a outubro.

- A projeção realizada indica maior frequência de cortes na faixa horária entre 7h e 15h, com destaque para cortes mais intensos aos domingos.

- Apesar da projeção de redução da frequência horária de cortes totais ao longo do horizonte, de 19% das horas em 2027 para 14% das horas em 2030, o curtailment, principalmente energético, continuará sendo uma situação comum na operação do SIN, cuja atenuação pode ser dada tanto a partir do crescimento mais acentuado da demanda, quanto por inserção de soluções de armazenamento.

As principais conclusões referentes à flexibilidade operativa são sumarizadas a seguir:

- A inserção de fontes variáveis no SIN, como a energia eólica e a fotovoltaica, vem exigindo maior flexibilidade operativa das fontes convencionais, especialmente das hidrelétricas, que são mais controláveis e capazes de regular a potência disponível. A expansão da MMGD também tem contribuído para essa dinâmica, com quase que a totalidade da geração proveniente de fontes fotovoltaicas.

- O acompanhamento de métricas como a amplitude diária e variação horária da geração hidrelétrica ajuda a entender o serviço de flexibilidade operativa que vem sendo prestado por esse recurso de geração. Desde 2022, período coincidente com o crescimento da participação de recursos fotovoltaicos, observa-se um aumento significativo nas amplitudes diárias e nas rampas de geração hidrelétrica. Com a continuidade da expansão, predominantemente a partir de fontes variáveis, esse comportamento tende a continuar ocorrendo.

- Neste contexto, ações devem ser discutidas de forma a definir critérios que permitam avaliar a adequação da flexibilidade operativa provida pelo parque gerador aos requisitos sistêmicos, assim como incorporar tais critérios nos estudos de expansão da geração. Adicionalmente, seria de grande importância a adequada precificação deste recurso, valorizando atributos necessários para garantir a segurança operativa do SIN.

- É importante avançar nas discussões relacionadas à controlabilidade dos recursos de geração distribuída conectados às redes de distribuição, de forma coordenada com o ONS, de modo a eliminar sobreofertas no meio do dia.

As principais conclusões referentes à Análise de Desempenho do SIN são sumarizadas a seguir:

- A análise conjuntural para o período seco de 2026 indica que o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste chega ao final de novembro de 2026 com armazenamento acima de 44% do EARmáx, valor superior ao verificado no mesmo período de 2025 (42% do EARmáx), em todos os cenários.

- O Subsistema Nordeste chega ao final de novembro de 2026 com armazenamento acima de 57% do EARmáx, valor superior ao verificado no mesmo período de 2025 (49% do EARmáx), em todos os cenários.

- Ainda em relação ao período seco de 2026, e sob o aspecto energético, há indicação de despacho térmico além da inflexibilidade em todos os cenários considerados, com montantes que chegam em 10 GWmed na metade relativa aos piores cenários de afluência e 7 GWmed para a outra metade.

- Para o atendimento de potência, considerando baixo desempenho de geração eólica e um perfil de carga máxima horária, há a indicação de necessidade de geração térmica adicional, em todos os meses do período seco de 2026, em todos os cenários, sendo os maiores montantes observados em outubro e novembro. Para 2026, não houve a necessidade de utilização de recursos de reserva de potência operativa.

- A análise conjuntural para o ano de 2027 indica, para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que apenas os dois piores cenários conduzem o armazenamento a valores inferiores a 40% EARmáx ao final de outubro de 2027 (28,8% no Cenário 8), mas superior em cerca de 11 p.p. ao verificado em 2021 (18% do EARmáx), ano em que aconteceu a crise hídrica.

- No Subsistema Nordeste, apenas dois cenários apresentaram armazenamento, ao final de outubro de 2027, inferior ao verificado em 2025 (49% do EARmáx), ficando o mais desfavorável deles com armazenamento 7 p.p. superior ao verificado em 2021 (37% do EARmáx).

- Quanto ao despacho térmico, todos os cenários indicaram montantes predominantemente superiores à inflexibilidade no segundo semestre de 2027, e com uma dispersão entre os cenários relacionada à condição de vazão considerada em cada um deles. Neste contexto, os cenários cujo período úmido de 2027 se encerra precocemente (cenários 2, 4, 6 e 8) foram os que atingiram maiores montantes necessários de despacho térmico por mérito, com três deles chegando próximo da disponibilidade térmica total em outubro de 2027.

- Ainda na análise conjuntural para o ano de 2027, observa-se a necessidade de despacho adicional de geração térmica, para atendimento aos requisitos de potência, em todos os cenários considerados, com a utilização plena deste recurso, e consequente necessidade de alocação da reserva operativa em todos os cenários, a partir de agosto de 2027. Neste contexto, quase todos os cenários indicaram a ocorrência de déficit de potência em pelo menos um mês, em alguns casos pela impossibilidade de transferência de potência devido ao atingimento do limite de intercâmbio entre Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

- As análises energéticas do **PEN 2026** indicam um equilíbrio estrutural do SIN durante todo o horizonte (2027/2030), para o Cenário de Referência. Neste caso os critérios de garantia de suprimento de energia preconizados pelo CNPE, através da Resolução CNPE 029/2019, são plenamente atendidos. Destaca-se, entretanto, que o final do horizonte, de setembro a dezembro de 2030, os valores do $CVaR_{10\%}$ (CMO) são superiores a 700,00 R$/MWh, aproximando-se do limite vigente (800,00 R$/MWh) em novembro de 2030.

- Ainda em relação às análises energéticas, na maior parte dos Cenários de Sensibilidade estudados os critérios preconizados pelo CNPE não são plenamente atendidos, entre 2028 e 2030, incluindo também 2031 no caso de inclusão de mais um ano no horizonte de simulação.

- A aproximação do limite vigente de 800,00 R$/MWh para o indicador do $CVaR_{10\%}$ (CMO) deve ser avaliada com cuidado, uma vez que este limite foi definido ao final de 2019, sem nenhuma atualização desde então, enquanto outras variáveis econômicas, como o custo de déficit e o CVU das usinas térmicas são atualizadas periodicamente. Neste sentido, recomenda-se uma reavaliação do critério.

- No horizonte estrutural, os critérios de suprimento de potência preconizados pelo CNPE não são plenamente atendidos no **PEN 2026,** com violação do $CVaR_{5\%}$ da Potência Não Suprida do SIN e da LOLP a partir de 2027, para o Cenário de Referência.

- A violação dos critérios de garantia de suprimento de potência reduziu expressivamente em relação ao PEN 2025, sendo explicada pela contratação de oferta dos LRCap realizados em março/2026. No entanto essa contratação se mostrou insuficiente, já que a violação dos critérios ainda permanece.

- Ainda em relação às análises de potência, em todos os Cenários de Sensibilidade estudados os critérios preconizados pelo CNPE não são plenamente atendidos, ocorrendo degradação em relação ao Cenário de Referência. Destaca-se ainda que, no caso de inclusão de mais um ano no horizonte de simulação, os critérios de suprimento também não são atendidos em 2031.

- O acompanhamento contínuo das datas de previsão e efetiva entrada em operação comercial das usinas vencedoras/habilitadas nos LRCap, realizados em março de 2026, é um elemento relevante e determinante para que as violações ainda verificadas nos índices associados ao critério de suprimento de potência não se tornem maiores ao longo do tempo.

- No sentido de busca do equilíbrio estrutural em termos de atendimento aos requisitos de potência, é premente a continuidade da realização de leilões anuais de reserva de capacidade na forma de potência, uma vez que os estudos do PEN 2026 mostram a permanência das violações com o decorrer dos anos avaliados.

- Para mitigar os efeitos de desequilíbrios estruturais remanescentes, recomenda-se adicionalmente avaliar a antecipação de contratos do LRCap, ampliar o potencial da resposta da demanda e estabelecer mecanismos que promovam a disponibilidade de recursos não contratados.

- Um ponto de atenção está associado a inserção de cargas especiais no SIN, tais como plantas de datacenters e hidrogênio verde. Estas cargas possuem baixa flexibilidade operativa, com impacto tanto nos critérios de garantia de suprimento de energia quanto de potência. Atenção especial deve ser dada na viabilização do atendimento destas cargas no período de ponta noturno, momento no qual o sistema já apresenta uma maior dificuldade no atendimento aos requisitos de carga.

# PEN

## Plano da Operação Energética

2026

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico