



# PEN 2026

DIRETORIA DE PLANEJAMENTO - DPL  
GERÊNCIA EXECUTIVA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO – PE  
GERÊNCIA DE ESTUDOS ENERGÉTICOS – PEE

ONS - 07/07/2026



# AGENDA

- 1. Termo de Referência**
- 2. Contribuições Recebidas**
- 3. Características do SIN**
- 4. Avaliação de *Curtailment* (viés probabilístico)**
- 5. Flexibilidade Operativa**
- 6. Análise de Desempenho do SIN**
  - **Análise Conjuntural**
  - **Análise Estrutural**
- 7. Conclusões e Recomendações**

# 1. Termo de Referência



# CORRESPONDÊNCIA DE ENCAMINHAMENTO DO TERMO DE REFERÊNCIA DO PEN 2026

Aos Senhores  
Diretores

Assunto: Convite para Reunião de Definição das Premissas e Escopo do PEN 2026

Prezados Senhores,

- Dando início ao processo de elaboração do Plano da Operação Energética 2026/2030 – PEN 2026, convidamos representante de sua empresa para participar de reunião virtual que será realizada no dia 29 de abril de 2026, das 10h às 12h. O link será disponibilizado via SINtegre e a reunião terá a seguinte agenda:
  - Abertura da Reunião;
  - Apresentação e Discussão da Proposta de Escopo do Estudo; e
  - Estabelecimento do Cronograma dos Trabalhos.
- Além da apresentação e discussão da proposta inicial de escopo do estudo, conforme item 1.2 acima, teremos grande satisfação de receber suas contribuições e sugestões até o dia 24 de abril de 2026, através do e-mail: [plano.energetico@ons.org.br](mailto:plano.energetico@ons.org.br), visando a construção de uma avaliação mais completa das condições de atendimento eletroenergético para os próximos 5 anos.
- Segue, em anexo, a NT-ONS DPL 0034/2026, contendo o Termo de Referência do PEN 2026.
- Contando com a importante presença de seu representante nessa reunião, subscrevemos.

Atenciosamente,

**Alexandre Nunes Zucarato**  
Diretor de Planejamento

Anexo:

NT-ONS DPL 0034-2026 - Termo de Referência - PEN 2026



# PEN 2026

. Submódulo 3.3 – Planejamento da  
operação energética de médio prazo e  
. Submódulo 2.4 – Premissas, critérios e  
metodologias para estudos energéticos

**PEN 2026**

Avaliar as condições de  
atendimento ao mercado de  
energia elétrica do Sistema  
Interligado Nacional – SIN  
5 anos à frente

Permite ao ONS, quando  
necessário, encaminhar ao  
Ministério de Minas e Energia –  
MME/Empresa de Pesquisa  
Energética – EPE propostas para a  
tomada de decisões estratégicas

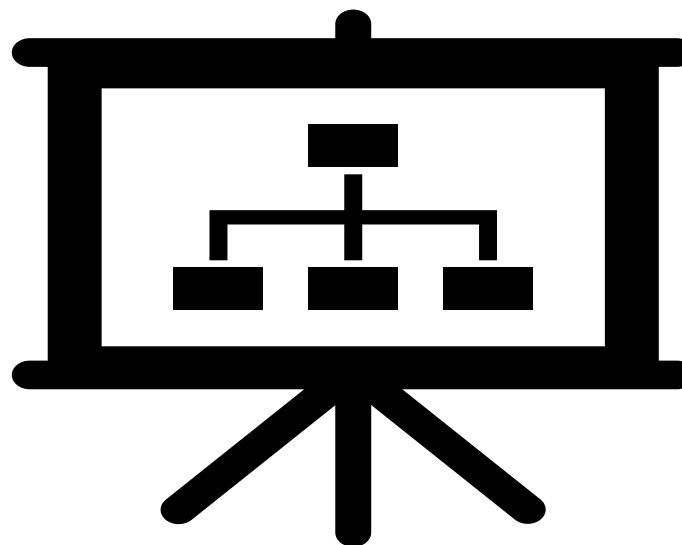
# Responsabilidades

Gerência Executiva de Planejamento Energético – PE  
Gerência de Estudos Energéticos – PEE

Gerência de  
Metodologias e Modelos  
Energéticos – PE/PEM

Gerência de  
Programação Mensal –  
PR/PRM

Gerência de Apuração  
da Geração – AO/AOG



Gerência de Previsão de  
Carga – PE/PEC

Gerência de  
Planejamento Elétrico de  
Médio Prazo – PL/PLM

Gerência de Recursos  
Renováveis - PR/PRR

ANEEL, EPE, CCEE

## 2. Contribuições Recebidas



# Contribuições dos Agentes

**David Ferreira - InovaReg Energia**

Documento em PDF com 16 páginas, enviado para [plano.energetico@ons.org.br](mailto:plano.energetico@ons.org.br) em 23/04/2026

**Assunto: Curtailment com Viés Probabilístico, Flexibilidade Operativa e Eficiência Sistêmica no SIN:  
Integração Metodológica e Sinalização de Investimentos**

## Resumo enviado com o documento

Esta contribuição técnica ao Plano da Operação Energética 2026/2030 – PEN 2026 propõe o aperfeiçoamento metodológico da avaliação de curtailment com viés probabilístico, mediante sua integração explícita com a análise de flexibilidade operativa e com uma camada complementar de eficiência sistêmica. O Termo de Referência do PEN 2026 avança corretamente ao incorporar, de forma expressa, um capítulo dedicado ao curtailment no SIN e ao manter a flexibilidade operativa como tema próprio, em continuidade ao ciclo anterior. Contudo, os dois temas permanecem apresentados como blocos paralelos, sem mecanismo analítico de integração que permita distinguir, de forma estruturada, a contribuição relativa de restrições de transmissão, desequilíbrios localizados de oferta e demanda, insuficiência de flexibilidade e condicionantes conjunturais.

A questão central é: em que medida a ausência de integração metodológica entre curtailment, flexibilidade operativa e sinalização locacional compromete a utilidade do PEN como instrumento de planejamento da operação e de apoio à proposição de investimentos em transmissão, recursos de flexibilidade e expansão da oferta? Para responder a essa questão, a contribuição estrutura um diagnóstico com base em abordagem MECE, Diagrama de Ishikawa e método dos 5 Porquês, e propõe o Framework CEF (Curtailment–Eficiência–Flexibilidade), concebido como camada analítica complementar aos modelos e avaliações já previstos no escopo do ONS.

Como resultado, são sugeridas métricas estruturadas para quantificação, localização e interpretação do curtailment, bem como seu uso na priorização de investimentos e na leitura mais fina dos efeitos sobre custo marginal de operação, despacho térmico complementar e eficiência de aproveitamento da energia renovável disponível. A proposta não exige substituição dos modelos utilizados no PEN, mas sim a incorporação de uma lógica de interpretação integrada, alinhada à evolução da matriz elétrica brasileira e ao papel do PEN como instrumento de suporte à segurança do SIN e à antecipação de obras e medidas estruturais.

# Contribuições dos Agentes

**Nelson Martins (ANE) e Paulo Sehn (ABIAPE)**

Documento PPT com 34 slides, enviado para [plano.energetico@ons.org.br](mailto:plano.energetico@ons.org.br) em 24/04/2026

**Assunto: A Bateria Térmica Síncrona – aplicações**

O trabalho apresenta uma avaliação de aplicações para a Bateria Térmica Síncrona (STB), a partir de alterações em UTEs existente no SIN. O diagnóstico apresentado aborda a Matriz de Geração do SIN e Curva do Pato, evoluindo até a modelagem detalhada nos softwares de planejamento e operação.

O sumário analítico aborda quatro temas: Diagnóstico e Necessidade de Flexibilidade; O Conceito STB (Synchronous Thermal Battery); Modelagem e Operação Sistêmica; Viabilidade Econômica e CVU Dinâmico.

Conclusão Estratégica

O Retrofit STB preserva o gerador síncrono, a subestação e a outorga já existentes, garantindo um payback muito mais curto do que o de plantas construídas do zero. Sua implementação transforma usinas do século XX em âncoras de estabilidade para o Net Zero no século XXI.

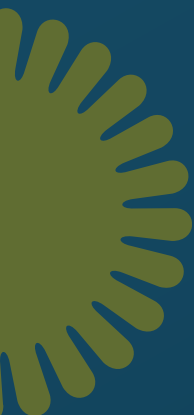
# Contribuições dos Agentes

## Respostas PEE

1) Apesar das avaliações de flexibilidade operativa e *curtailment* estarem em capítulos separados, ambas as avaliações foram realizadas de forma integrada, aproveitando os mesmo inputs. Neste contexto, a metodologia de prospecção dos índices apresentados no capítulo de flexibilidade foi adaptada para garantir esta integração.

2) O PEN faz uma avaliação das condições de atendimento ao SIN, sem aprofundar questões detalhadas de tecnologias específicas que possam ser utilizadas. Estamos avaliando uma reestruturação do PEN, ampliando sua abrangência através de futuros cadernos temáticos.

# 3. Características do SIN



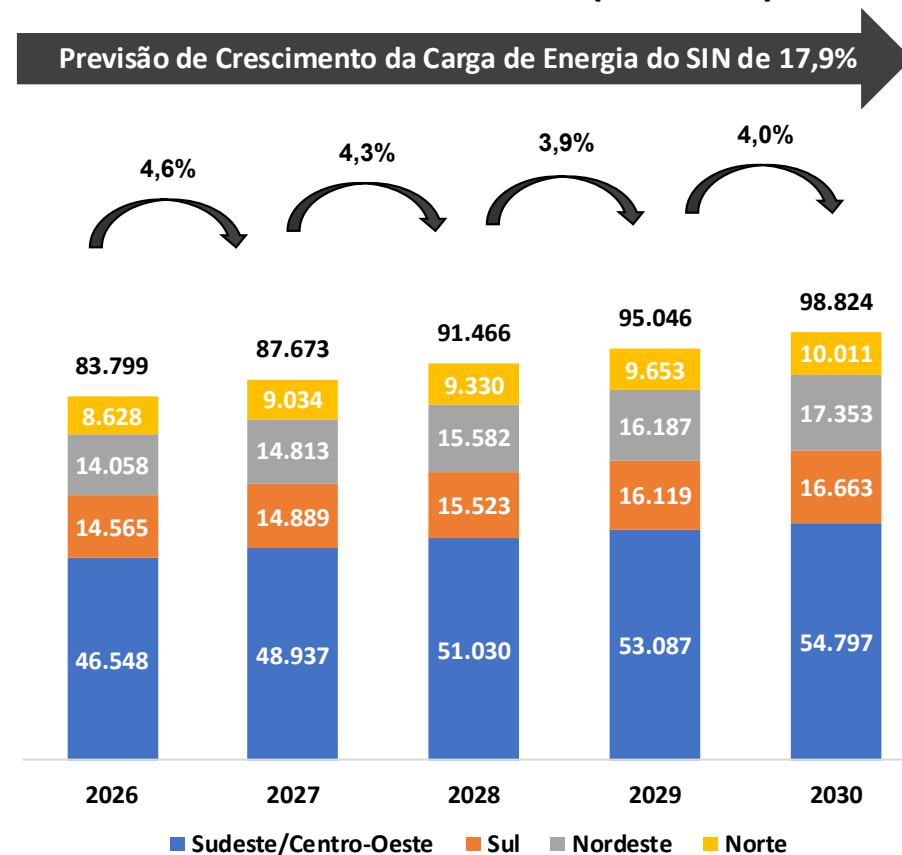
# EVOLUÇÃO DA CARGA GLOBAL DE ENERGIA

## 1ª Revisão Quadrimestral do Ciclo 2026-2030

No horizonte 2026-2030, está previsto 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%, quando comparado a 2026.

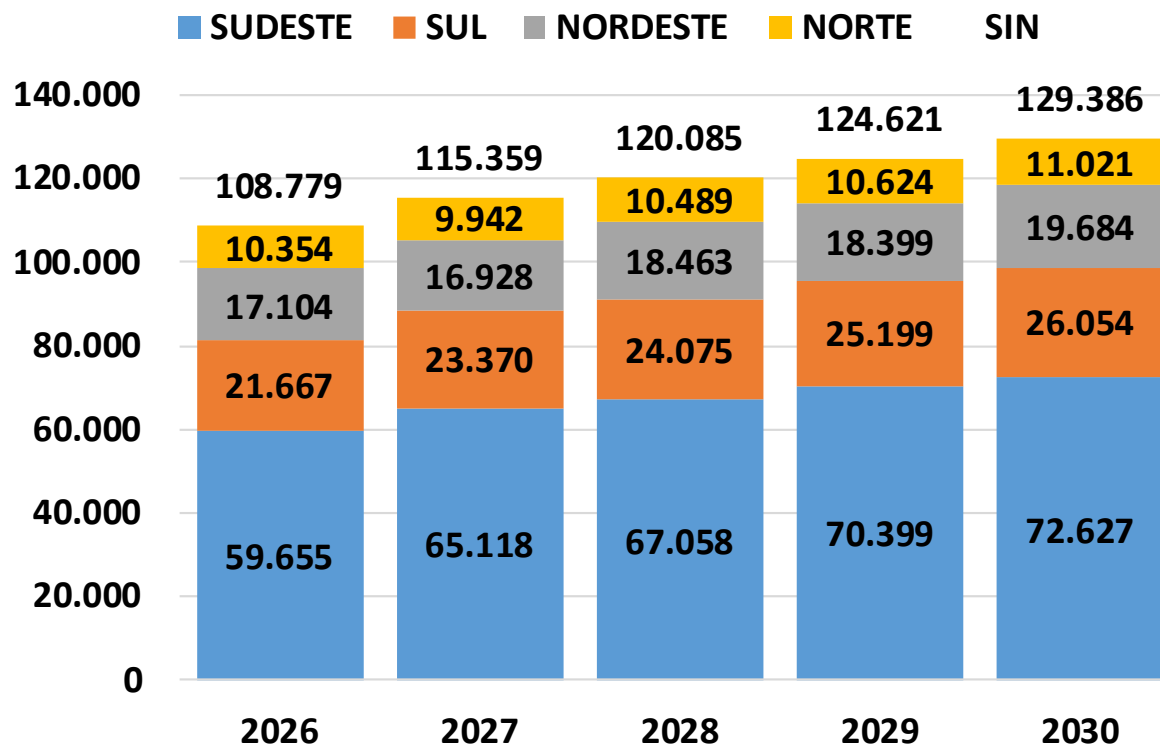
Em relação a carga de energia do PEN 2025, as projeções da 1ª Revisão Quadrimestral do Ciclo 2026-2030 apresentam uma redução em torno de 2,2 GWmed.

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



# EVOLUÇÃO DA CARGA DE POTÊNCIA

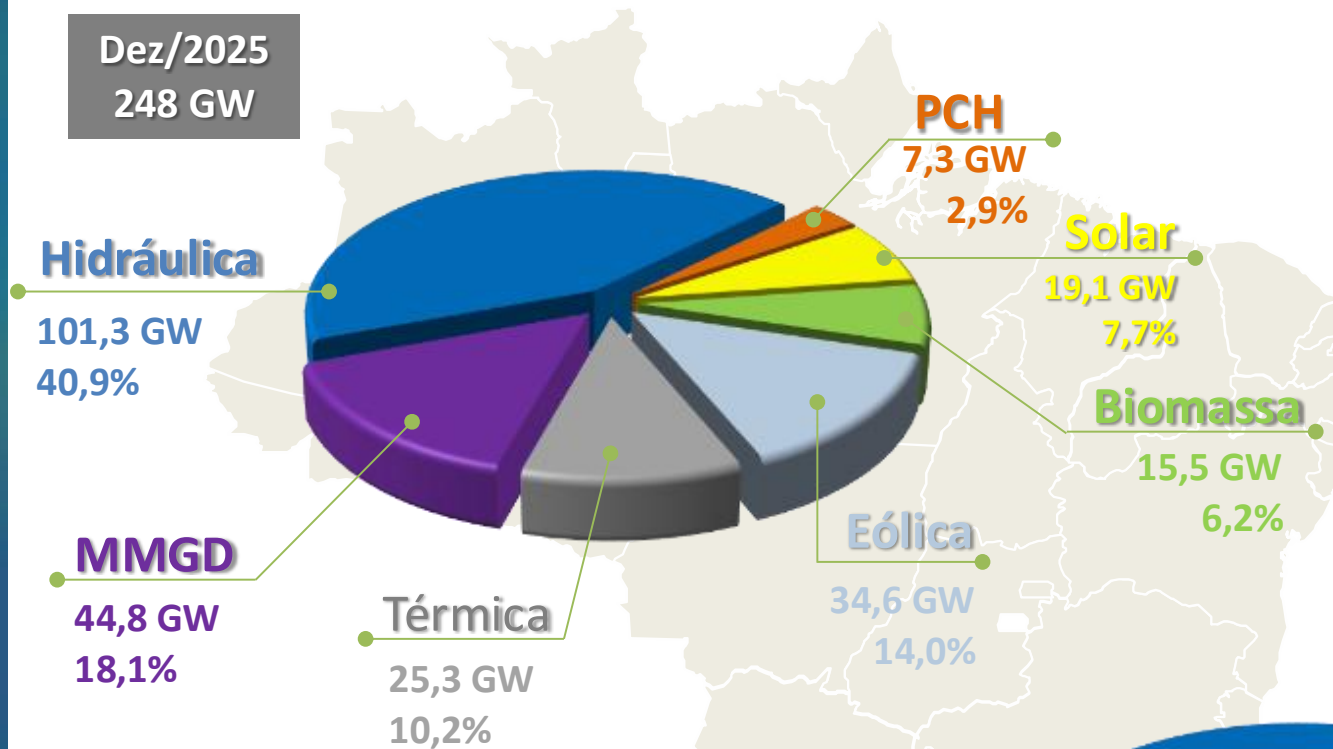
## Máxima Demanda Anual Instantânea Coincidente (MW)



Comparando-se esta projeção de demanda com aquela utilizada no PEN 2025, verifica-se uma redução média de 1,7 GW.

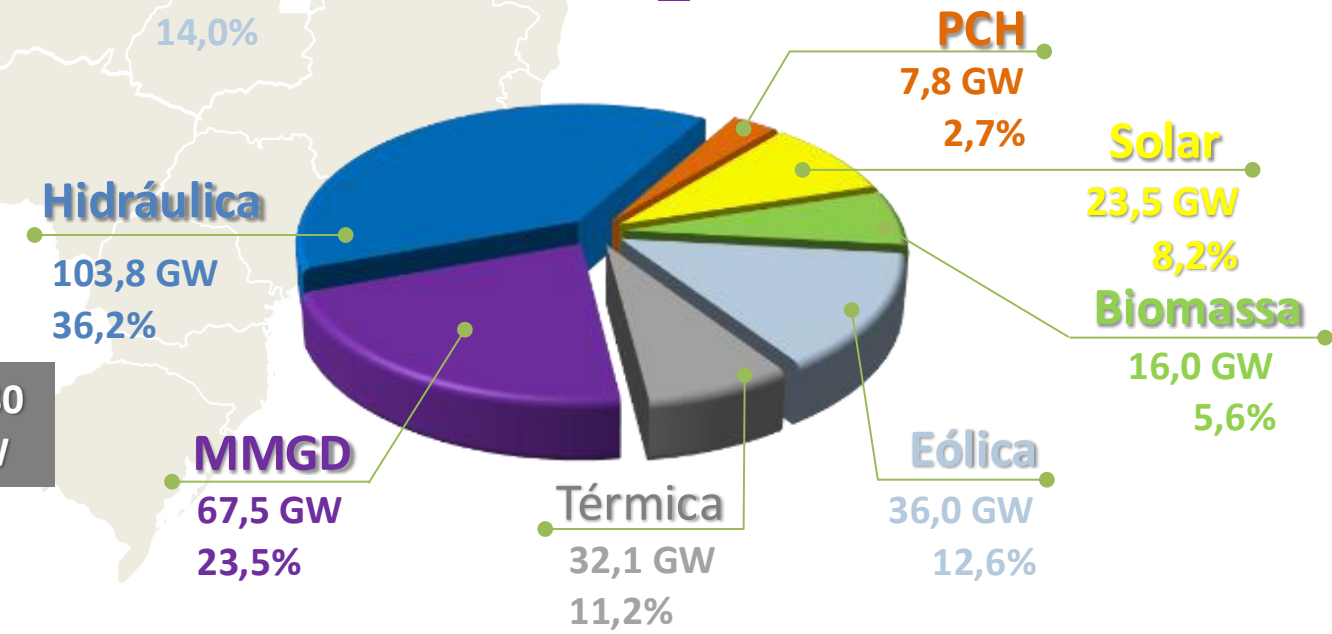
# MATRIZ DE ENERGIA ELÉTRICA DE REFERÊNCIA

Dez/2025  
248 GW



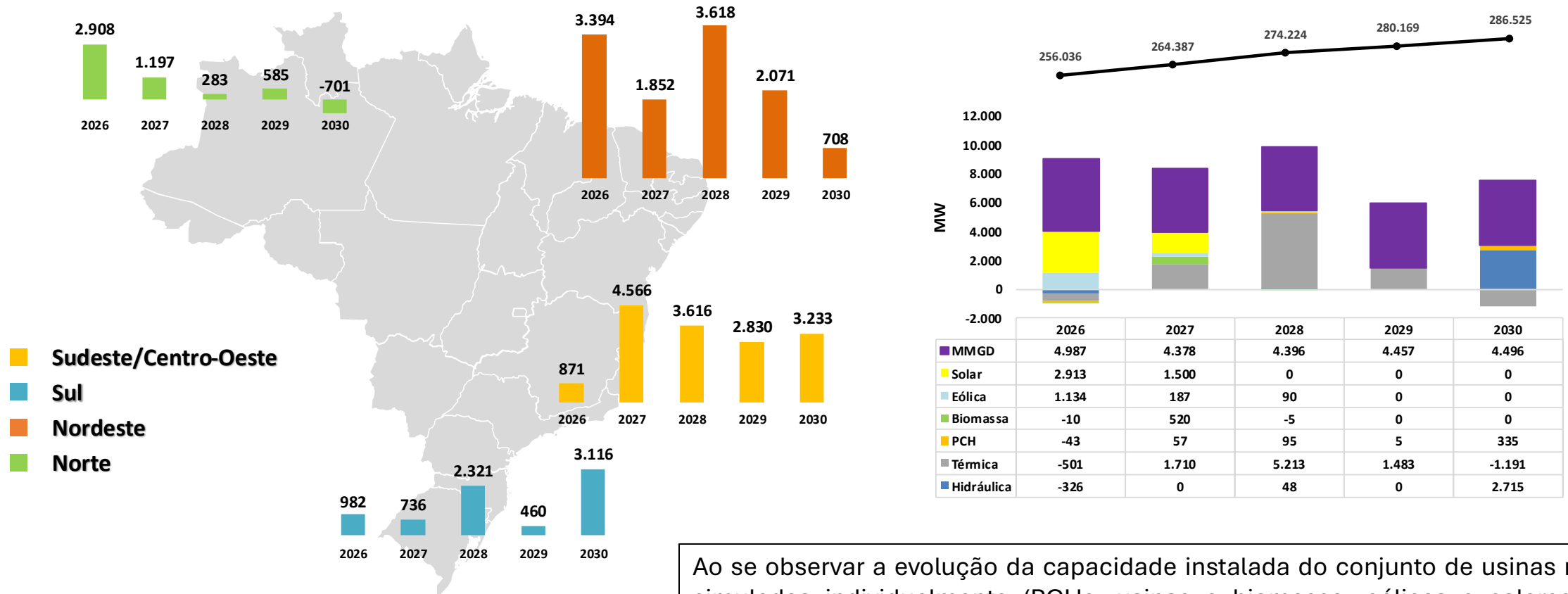
	Dez/2025	Dez/2030	
Hidráulica	127 GW	136 GW	↑ Simuladas
Térmica	51%	47%	
PCH			↓ Não Simuladas
Biomassa	121 GW	151 GW	
Eólica	49%	53%	
Solar			
MMGD			

Dez/2030  
287 GW



Considera as usinas habilitadas/adjudicadas dos LRCap 2026 e o CER da UTE Candiota III

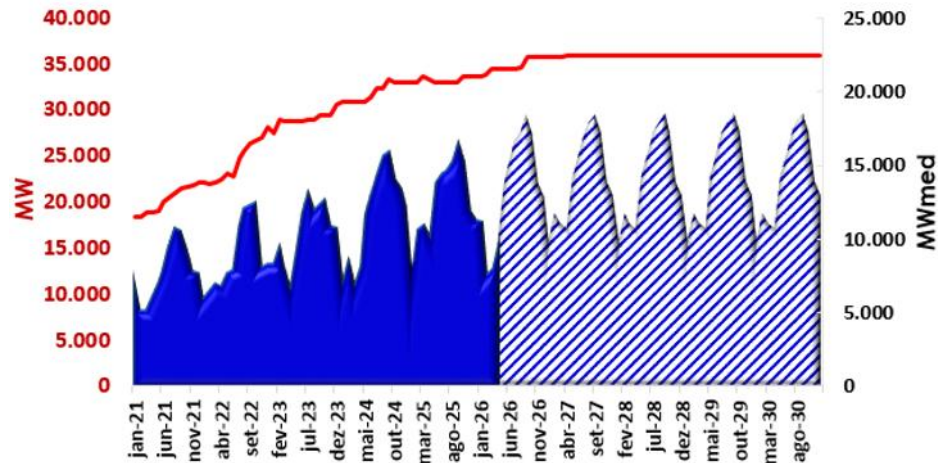
# DESTAQUE DA EXPANSÃO DA OFERTA DE GERAÇÃO DO SIN (MW)



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.

# EXPANSÃO DA GERAÇÃO EÓLICA – 2026 A 2030

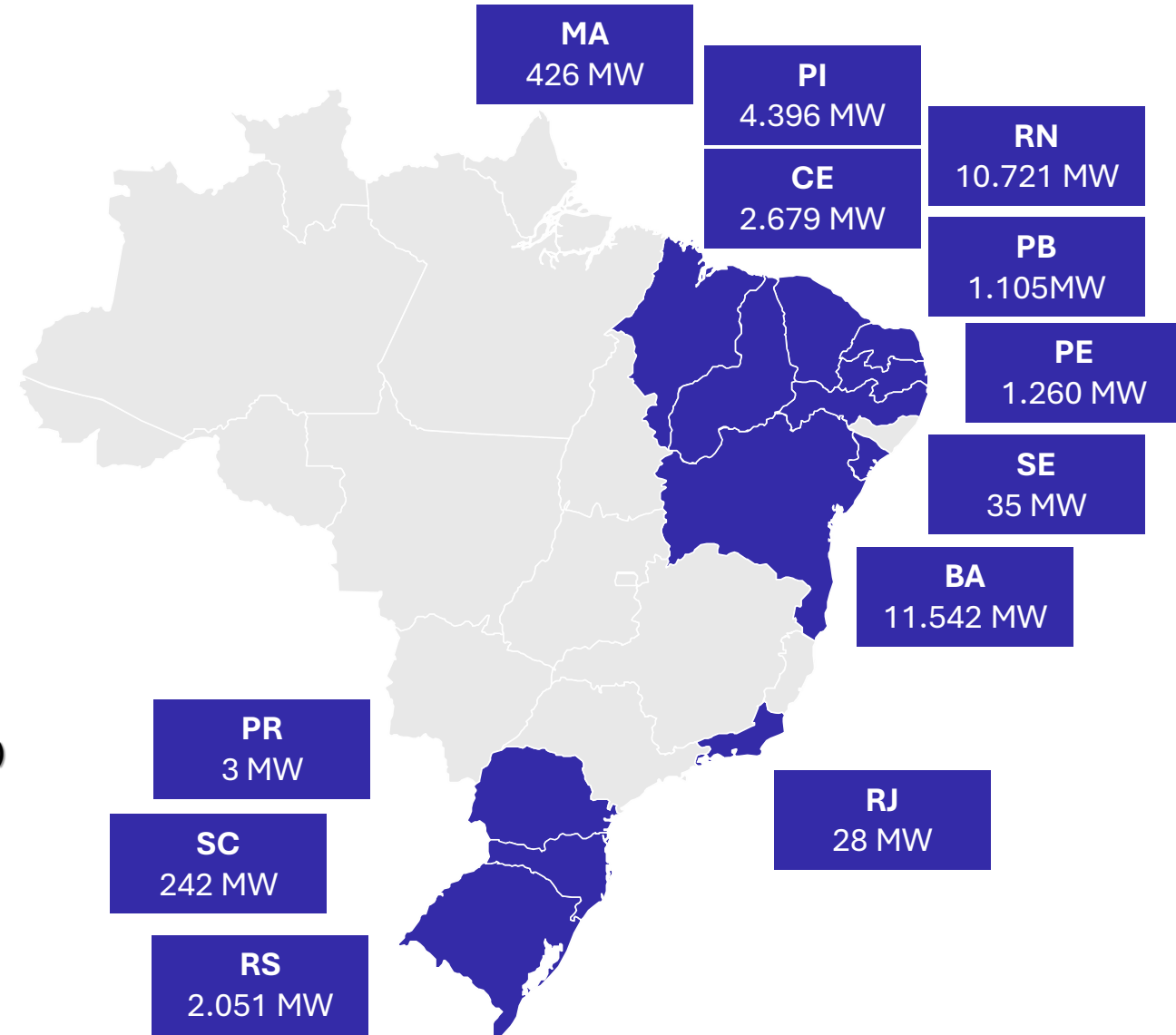
## EVOLUÇÃO MENSAL DA GERAÇÃO EÓLICA NO SIN



**■ Geração Verificada (MWmed)**

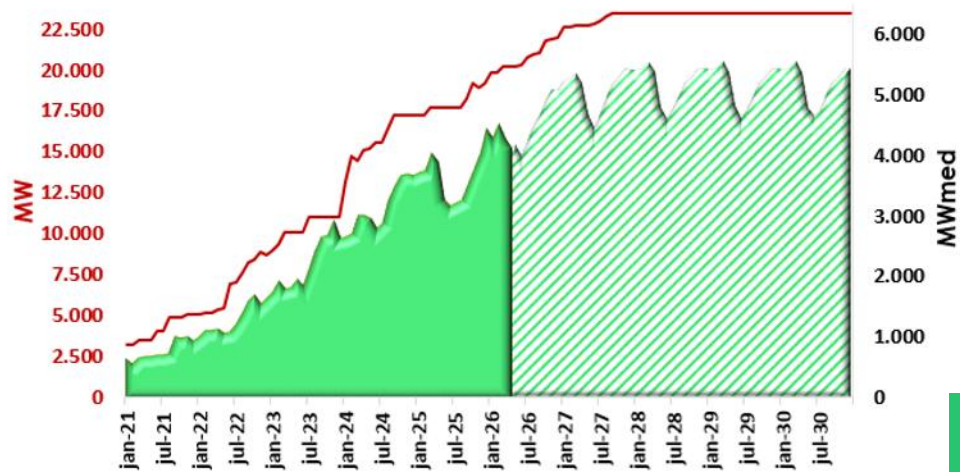
**— Potência Instalada (MW)**

**▨ Geração Prevista (MWmed)**



# EXPANSÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA – 2026 A 2030

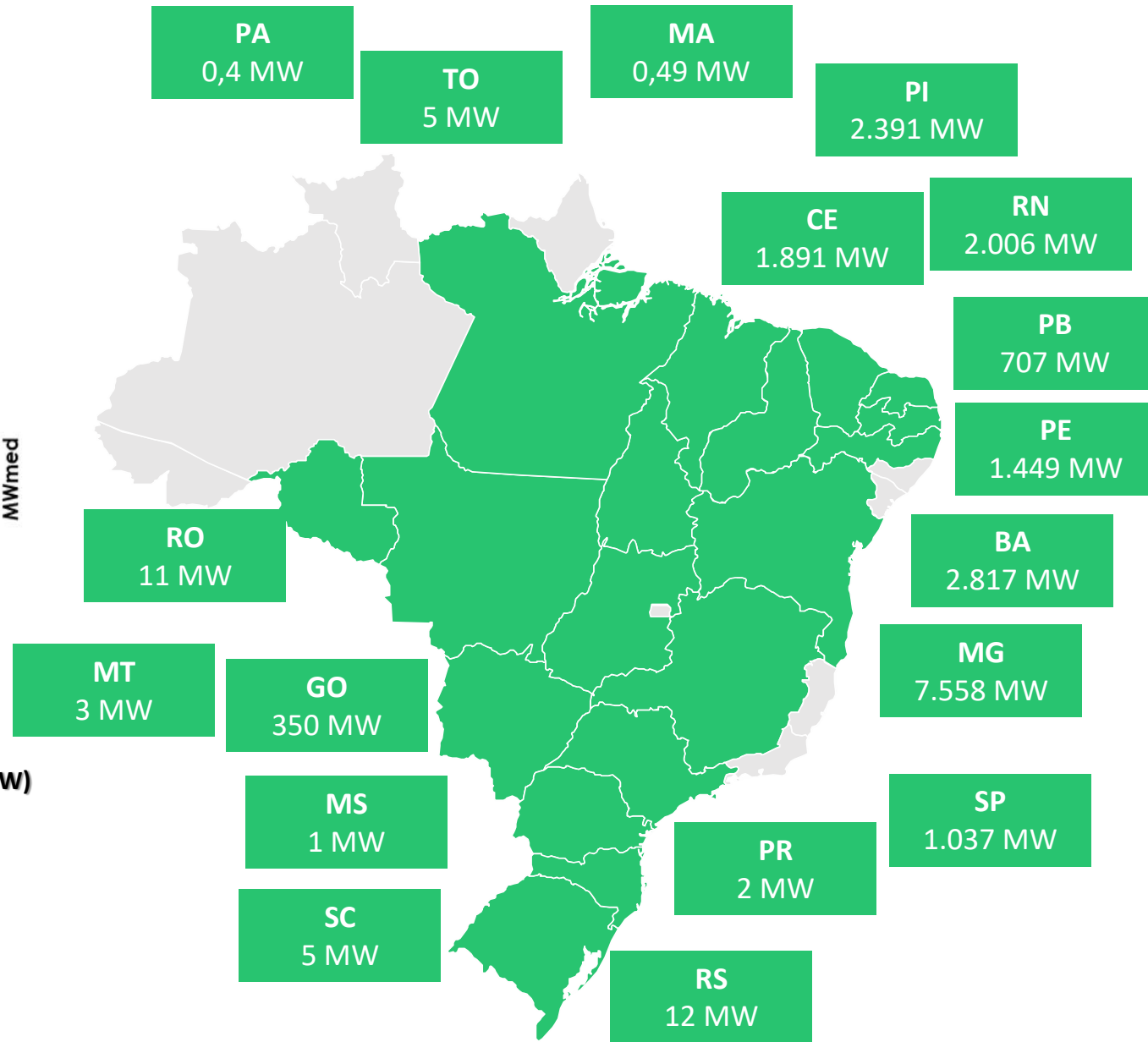
## EVOLUÇÃO MENSAL DA GERAÇÃO SOLAR NO SIN



Geração Verificada (MWmed)

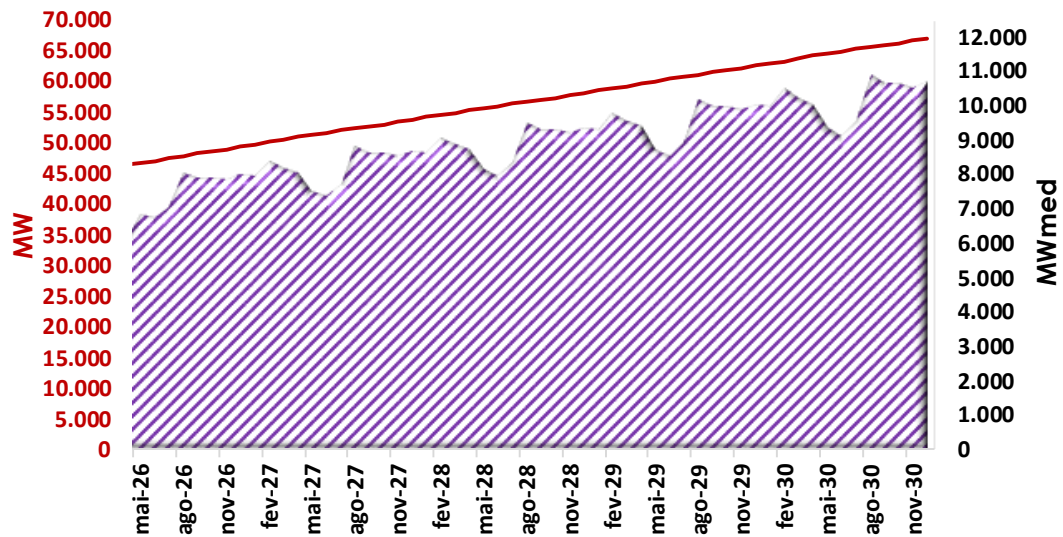
Potência Instalada (MW)

Geração Prevista (MWmed)



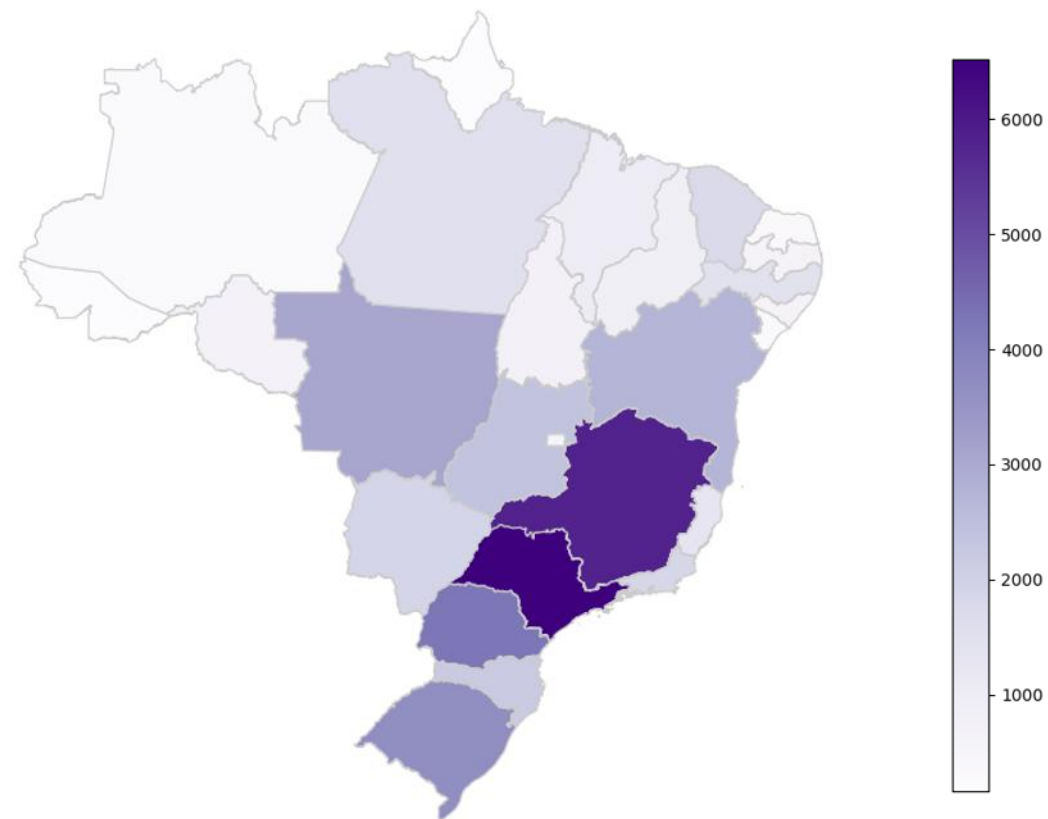
# EXPANSÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA MMGD – 2026 A 2030

## EVOLUÇÃO MENSAL DA GERAÇÃO MMGD SOLAR NO SIN



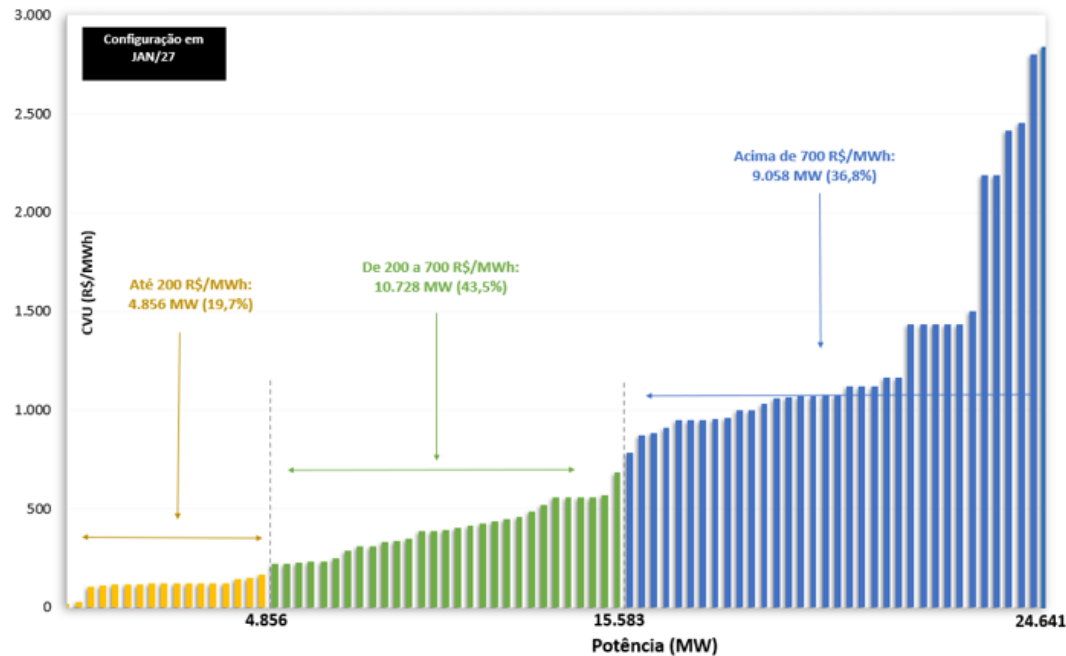
/// Geração Prevista (MWmed)

— Potência Instalada (MW)

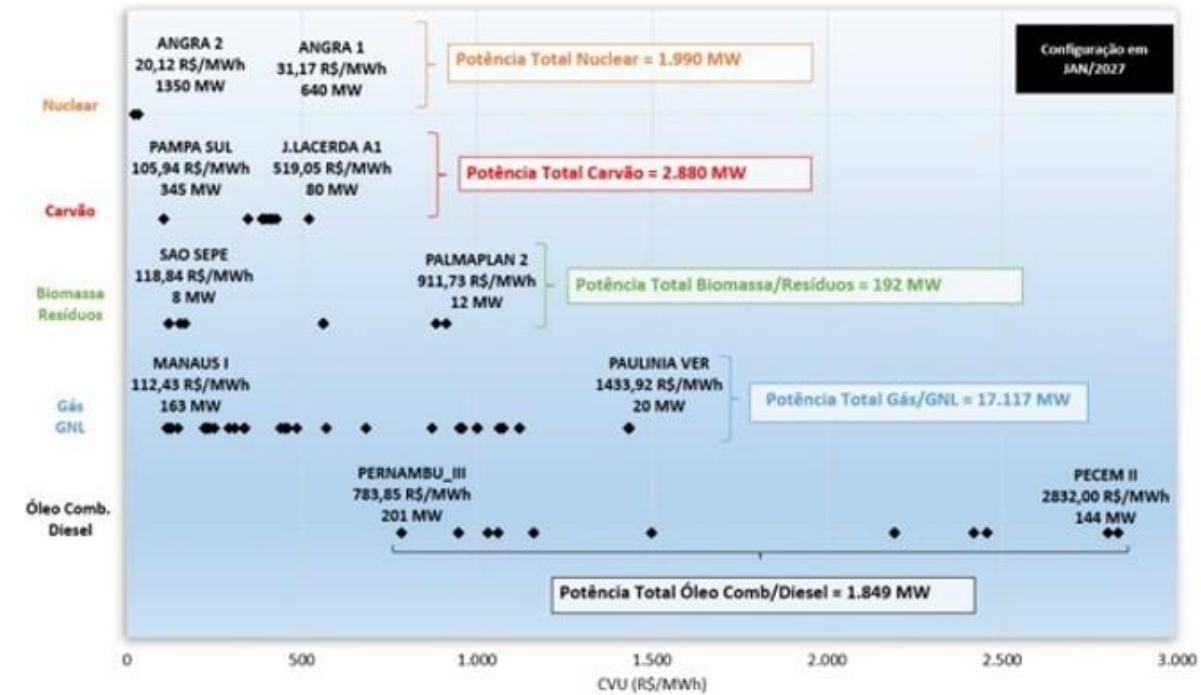


# CUSTOS DA OFERTA TÉRMICA

## Relação entre CVU e Potência



## Distribuição dos CVUs por Fonte



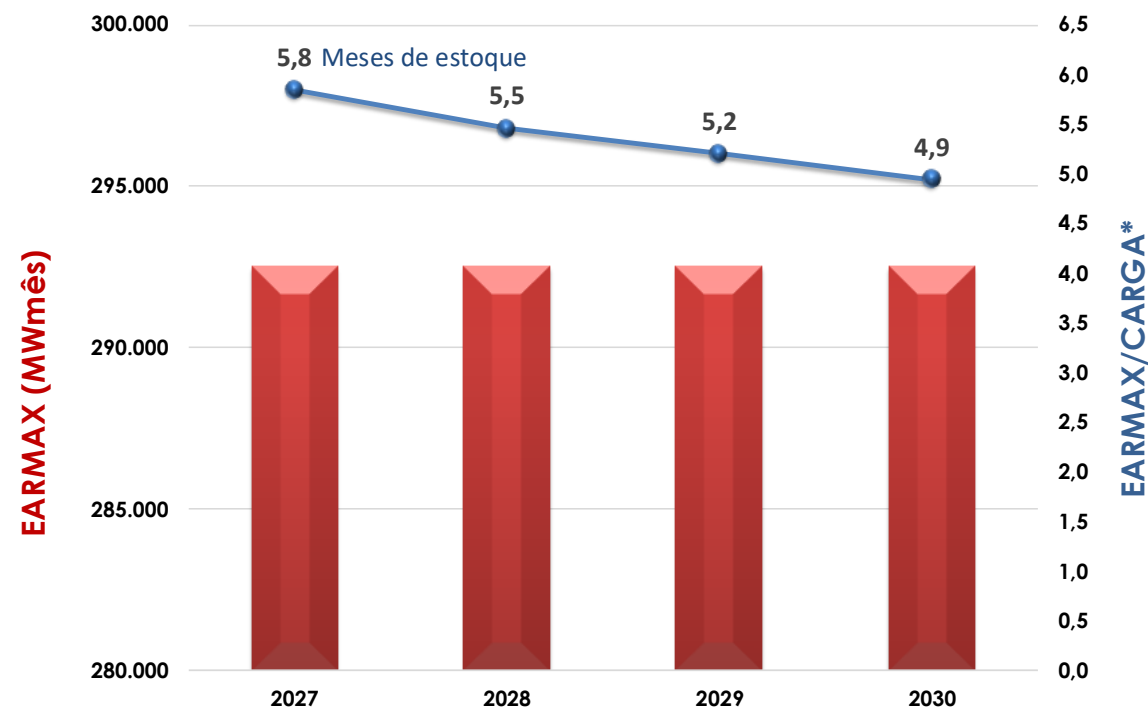
A disponibilidade térmica para CVUs até 700,00 R\$/MWh é aproximadamente 15.580 MW. Para CVUs acima dos 700,00 R\$/MWh a disponibilidade térmica é de cerca de 9.060 MW. Para CVUs acima dos 1.500 R\$/MWh, não há incremento de potência significativo.

# GRAU DE REGULARIZAÇÃO



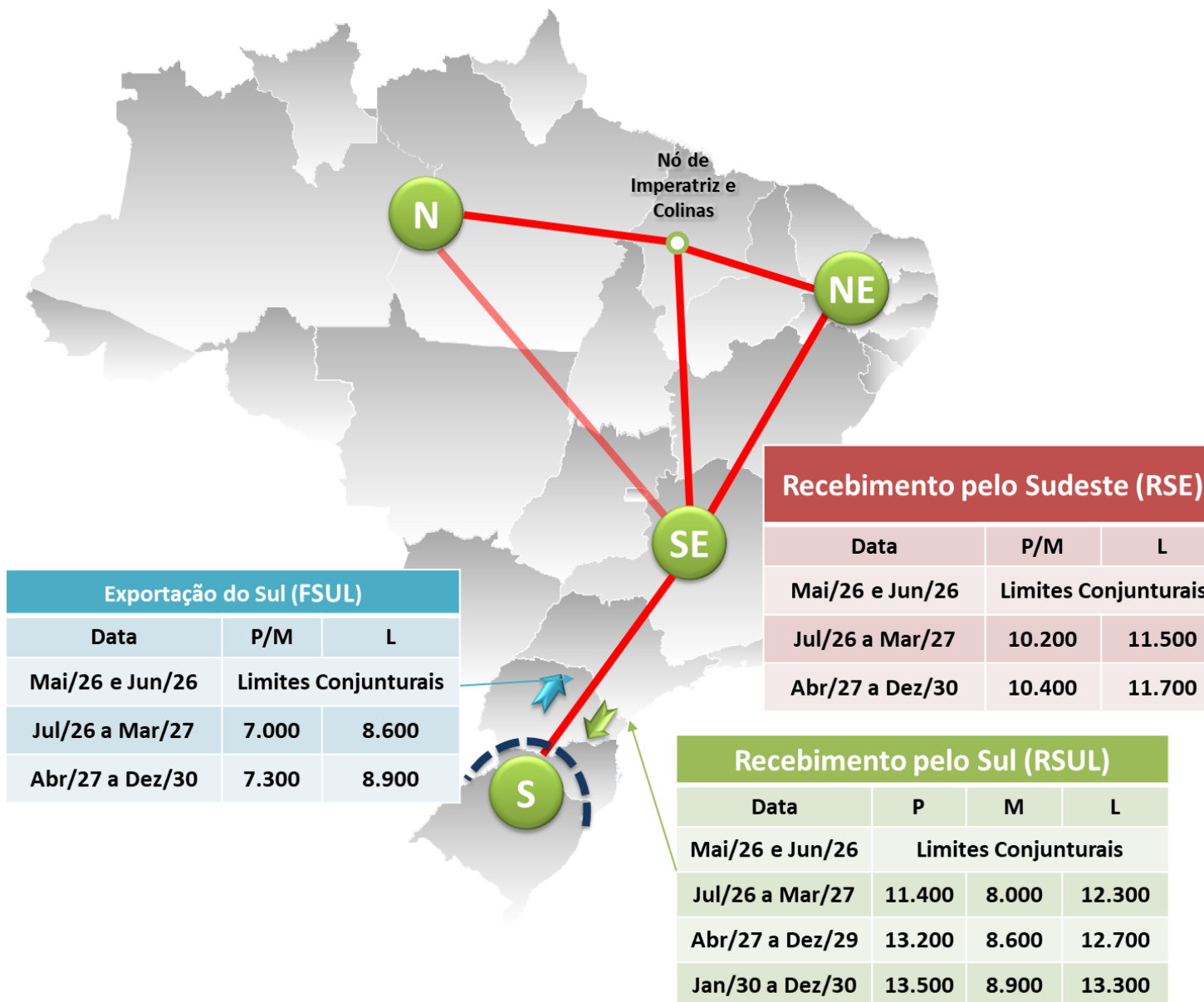
Relação entre a energia armazenável máxima e a carga a ser atendida, abatida da geração térmica inflexível e da geração das PCHs, térmicas a biomassa, eólicas e solares

### Quantidade de meses de estoque de energia

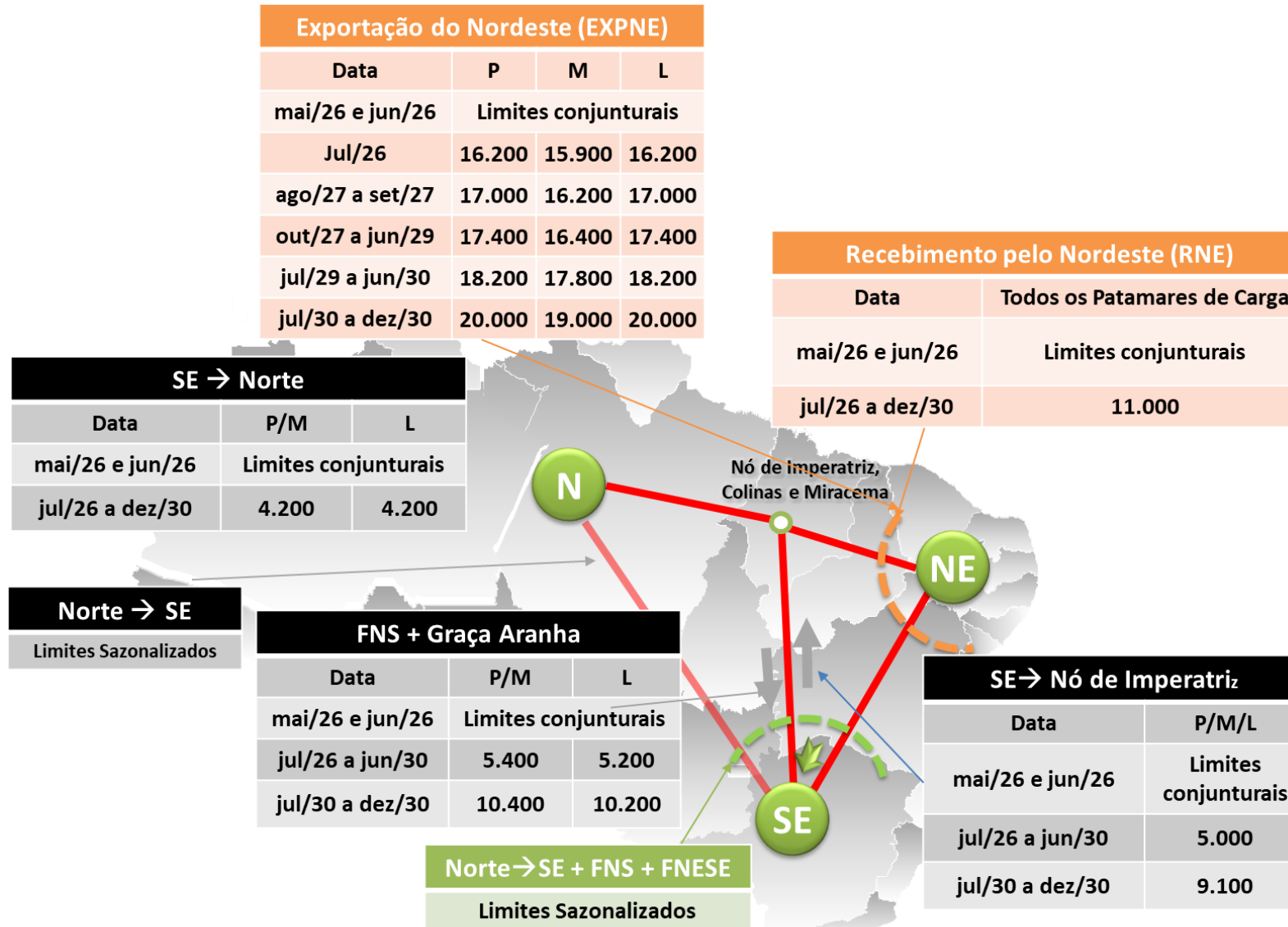


\*Estão abatidas a inflexibilidade térmica e a geração das usinas não simuladas, incluindo a MMGD.

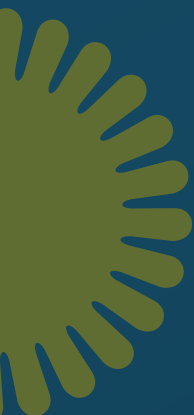
# PRINCIPAIS LIMITES DE INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMAS (SUL E SUDESTE)



# PRINCIPAIS LIMITES DE INTERCÂMBIO ENTRE SUBSISTEMAS (NORTE E NORDESTE)



# 4. Avaliação de *Curtailment* (viés probabilístico)



# Objetivo e Conclusões

## Objetivo

- Avaliar e prospectar o *curtailment* horário e mensal para diversos cenários de demanda e geração renovável.
- Categorização do *curtailment* pelos tipos **energético** e por **confiabilidade**, com a premissa de que o *curtailment* energético é prioritário e ocorre apenas nas fontes eólica e fotovoltaica centralizadas.

## Premissas

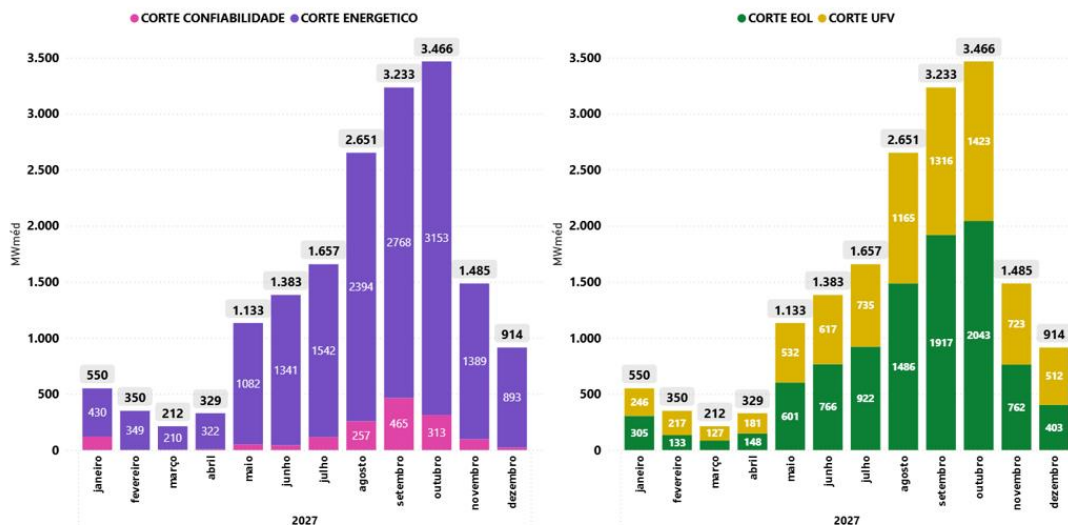
- Definição do *curtailment* em função das curvas horárias de diferentes cenários de demanda e de geração renovável, além de cenário único para MMGD, PCH e PCT.
- Geração Hidráulica mínima em função do histórico recente.
- Geração Térmica na inflexibilidade do CR do PEN2026.
  - A projeção apresentada pode ser entendida como **limite inferior da projeção de cortes de geração**.

## Conclusão

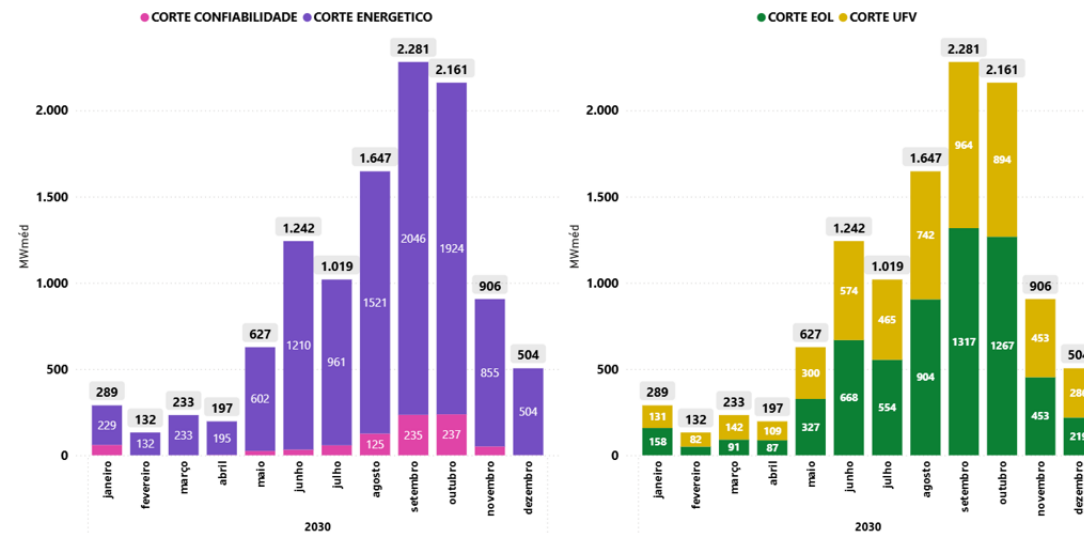
- **O *curtailment*, principalmente energético, continuará sendo comum na operação do SIN, ocorrendo com maior frequência entre 7h e 15h, com maior intensidade aos domingos.**
- Essa situação poderá ser atenuada a partir tanto do **crescimento mais acentuado da demanda** quanto da inserção de **soluções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

# Evolução Mensal do *Curtaim*ent

*Curtaim*ent mensal médio por tipo e por fonte para o SIN - 2027

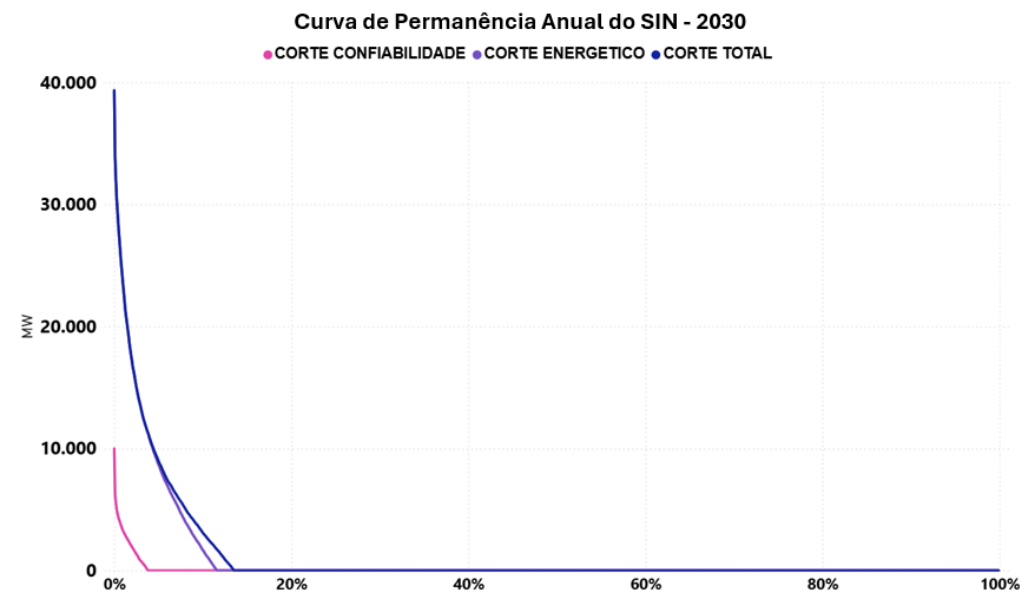
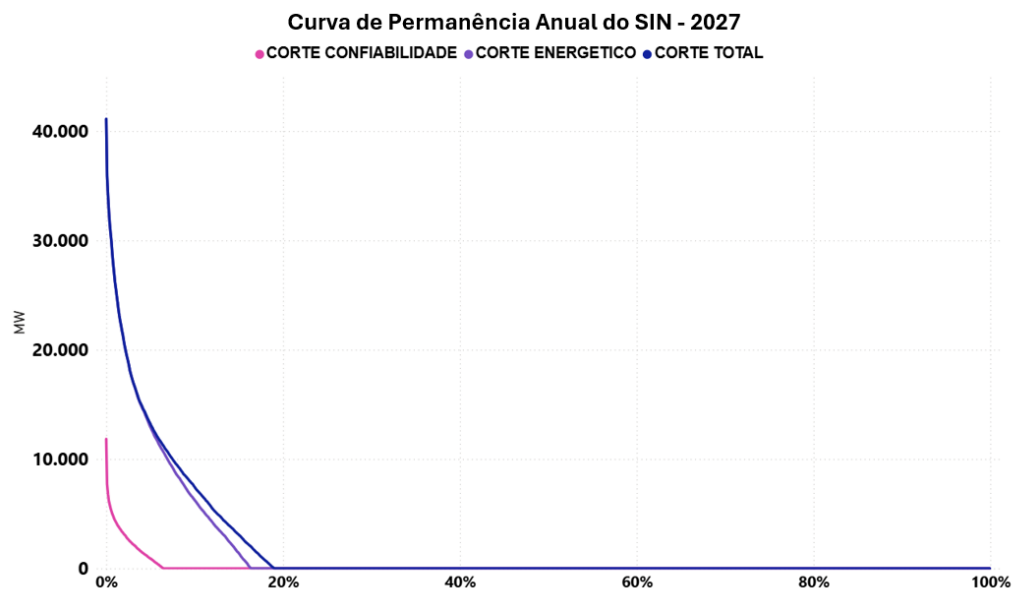


*Curtaim*ent mensal médio por tipo e por fonte para o SIN - 2030



- Ocorre **redução da projeção de *curtaim*ent** energético e por confiabilidade 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.
- Os valores de **cortes médios de geração seguem expressivos**, principalmente durante a safra de ventos nos meses de agosto a outubro, com projeção de *curtaim*ent total médio **da ordem de 2 GW a 3 GW** em todos os anos avaliados.

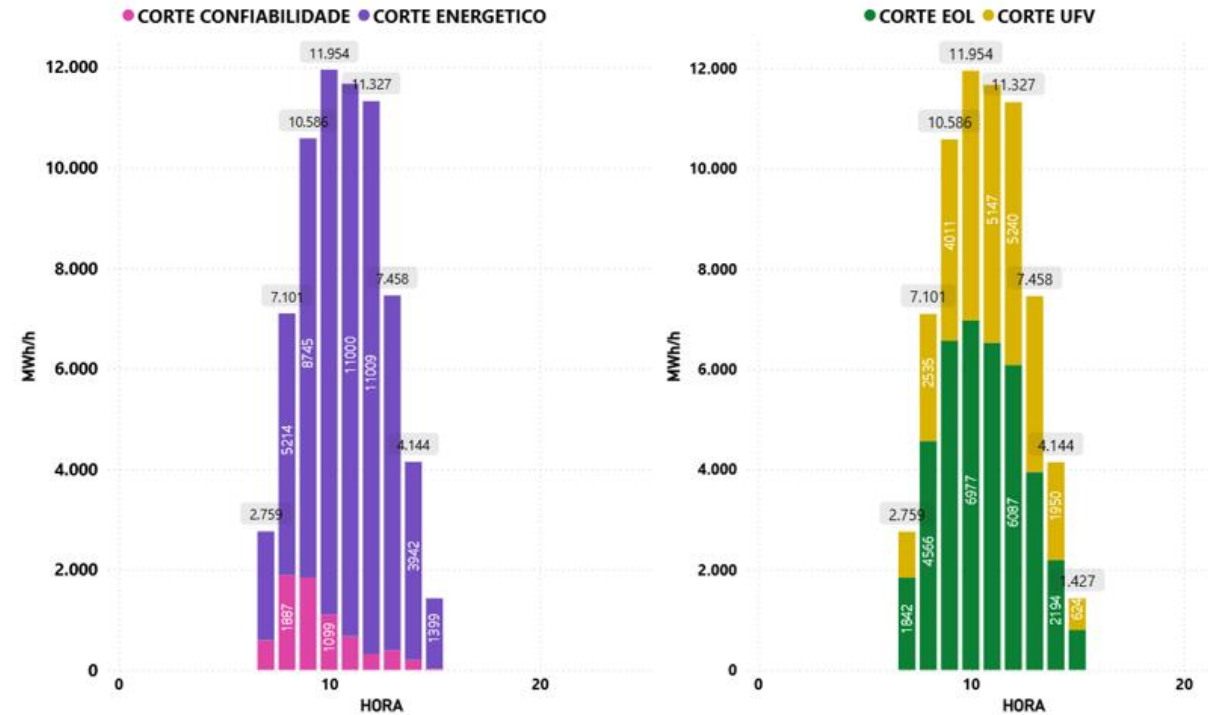
# Evolução da Curva de Permanência do *Curtailment*



- Ocorre **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.
- O *curtailment* por **confiabilidade possui menor frequência**, variando de 7% das horas em 2027 a 4% das horas em 2030.

# Avaliação Horária do *Curtilment*

Setembro/2030



- Faixa horária diária de maior frequência de *curtailment*: entre 7h e 15h, com maior intensidade aos **domingos**.
- Primeiras horas da manhã: corte devido à **combinação de uma demanda baixa com geração eólica** ainda com fatores de capacidade elevados.
- 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.

# 5. Flexibilidade Operativa



## Objetivo

- Apresentar e avaliar a evolução da flexibilidade operativa demandada pelo SIN a partir do aumento da participação das fontes renováveis intermitentes na sua matriz elétrica.

## Contextualização

- Atualização temporal da análise elaborada no PEN 2024.

**Análise Histórica**  
2018 – 2025 **(+2026)**

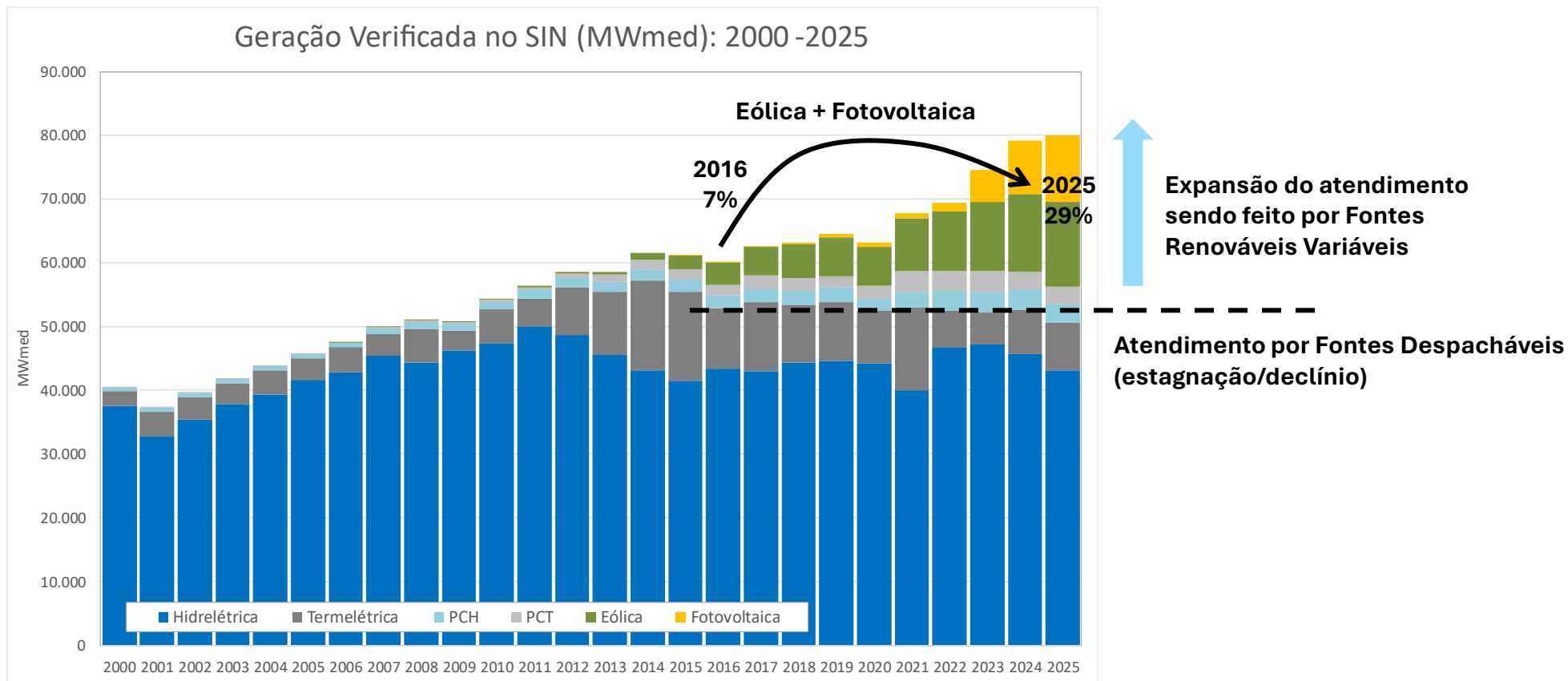
**Prospecção**  
2027 – 2030 **(PEN 2026)**

## Conclusões

- Reafirmação da necessidade de ações visando à adequação da flexibilidade operativa provida pelo parque gerador aos requisitos sistêmicos.
- 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.

# Evolução da Geração por Fonte no SIN – 2000 a 2025

Redução da Participação das Fontes Despacháveis (GH e GT)

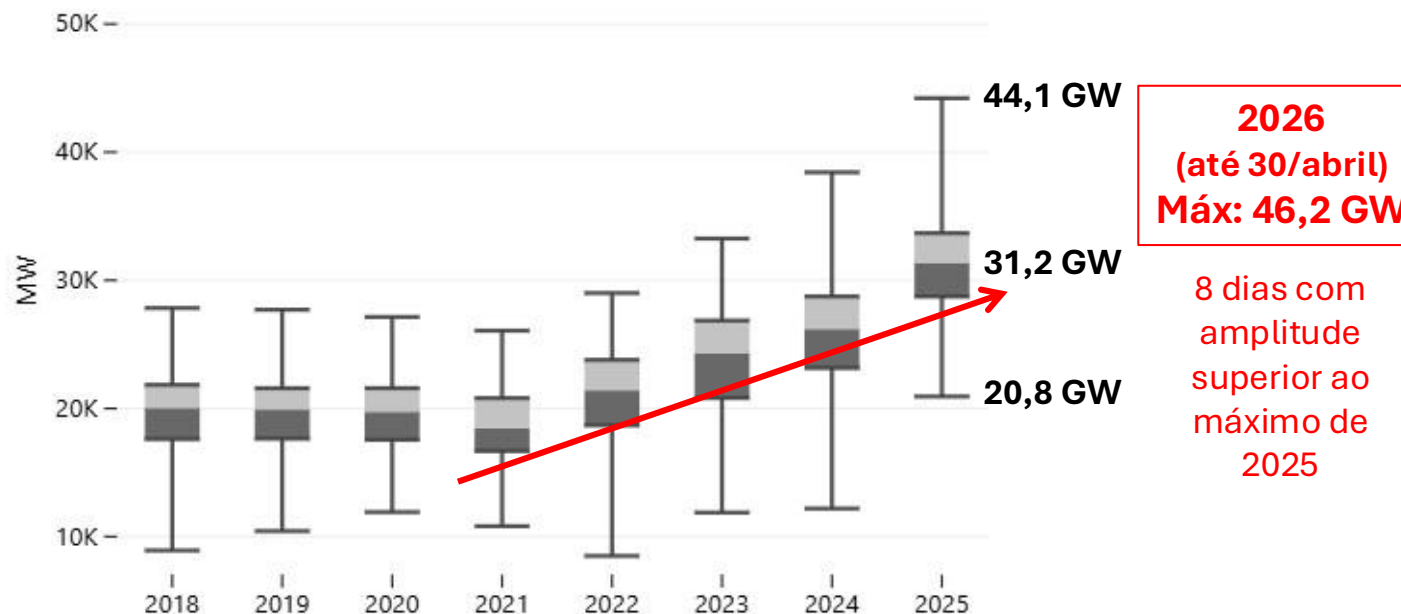


Variação crescente da geração das hidrelétricas e termelétricas em intervalos cada vez mais curtos, para responder a variações na carga e na disponibilidade das demais fontes de geração.

**Flexibilidade** → capacidade de um sistema em regular variações ou indisponibilizações intempestivas de qualquer um de seus componentes, seja de geração ou de demanda.

# Evolução da Amplitude Diária<sup>(1)</sup> da GH

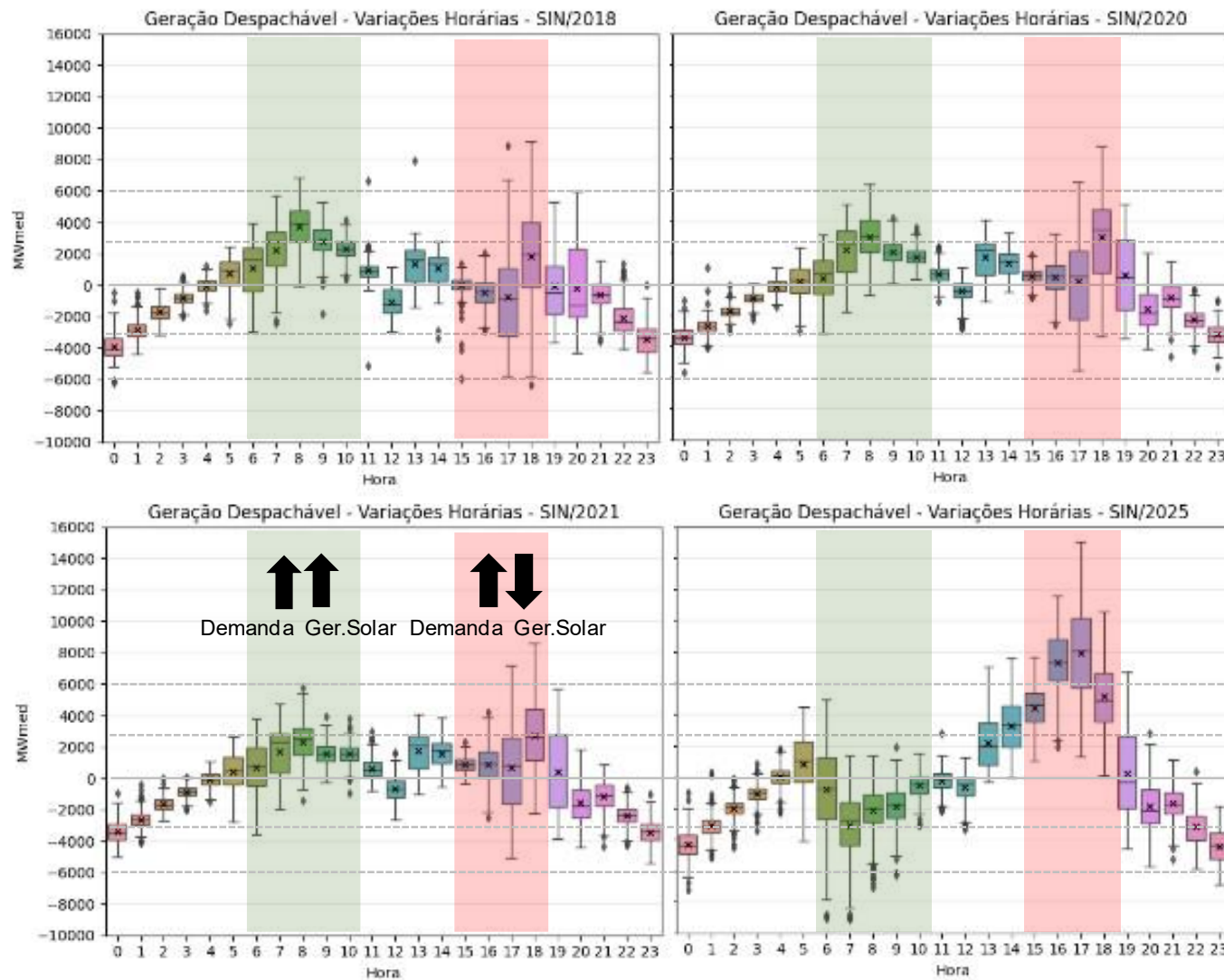
## Distribuição das Amplitudes Diárias de GH – 2018-2025



A maior penetração de fontes lastreadas em energia solar, vem conduzindo a um 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.**

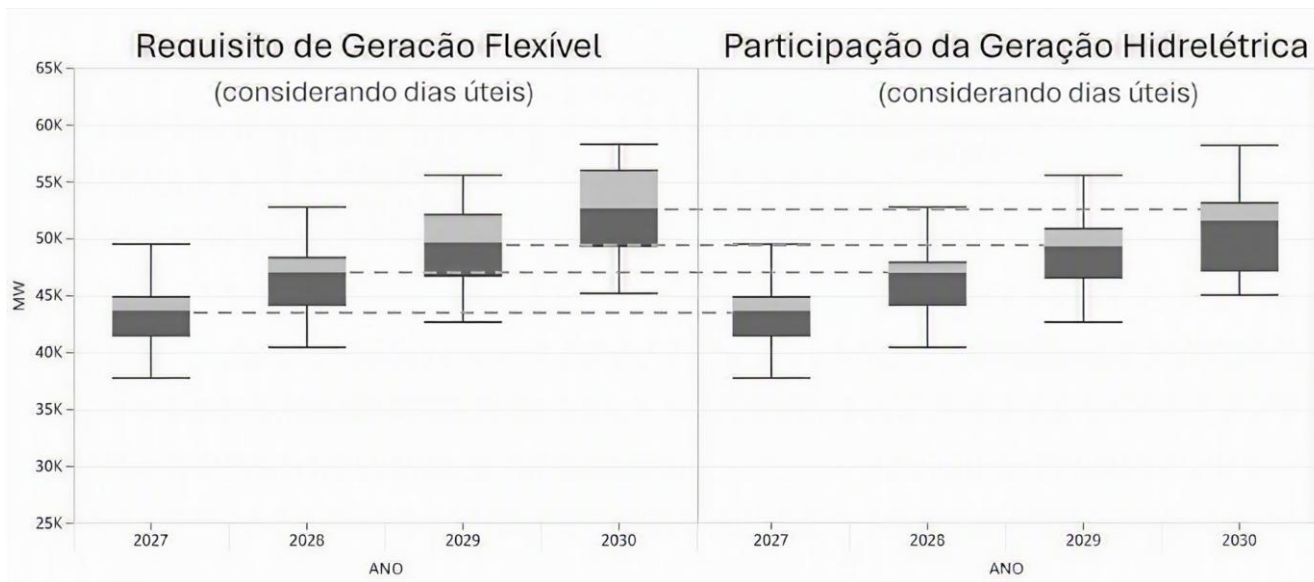
(1) amplitude diária → diferença entre os valores máximo e mínimo atingidos por um determinado parâmetro ao longo de um dia.

# Evolução das Variações Horárias<sup>(2)</sup> da Geração Despachável (H+T)



(2) variação horária → diferença entre o valor médio em uma determinada hora do dia e o valor médio da hora imediatamente anterior.

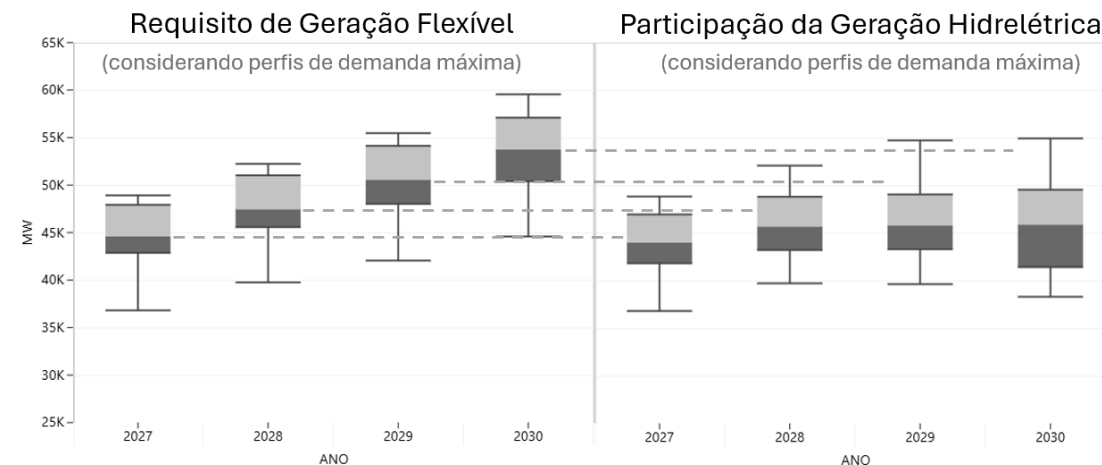
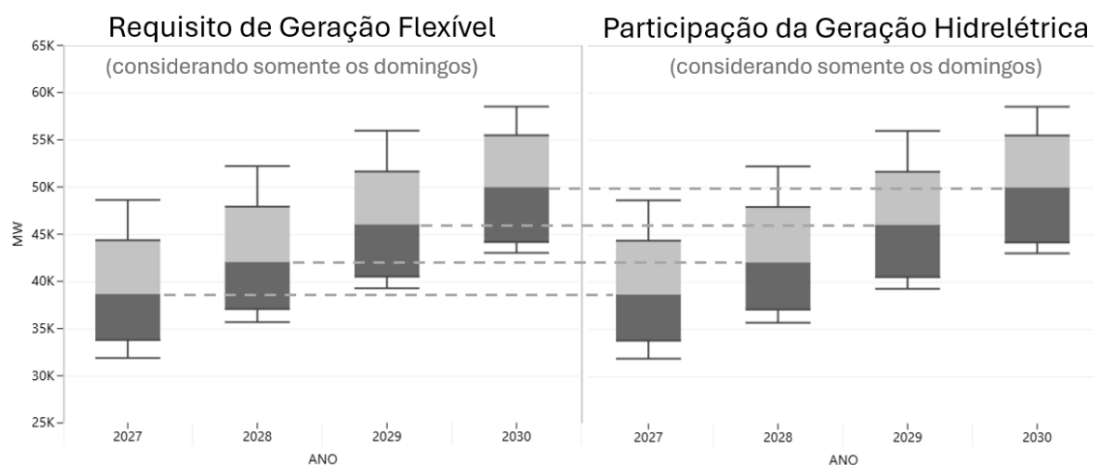
## Amplitude Diária – Geração Flexível: Tendência para os Próximos Anos



...tendência de continuidade do aumento do requisito por flexibilidade operativa...

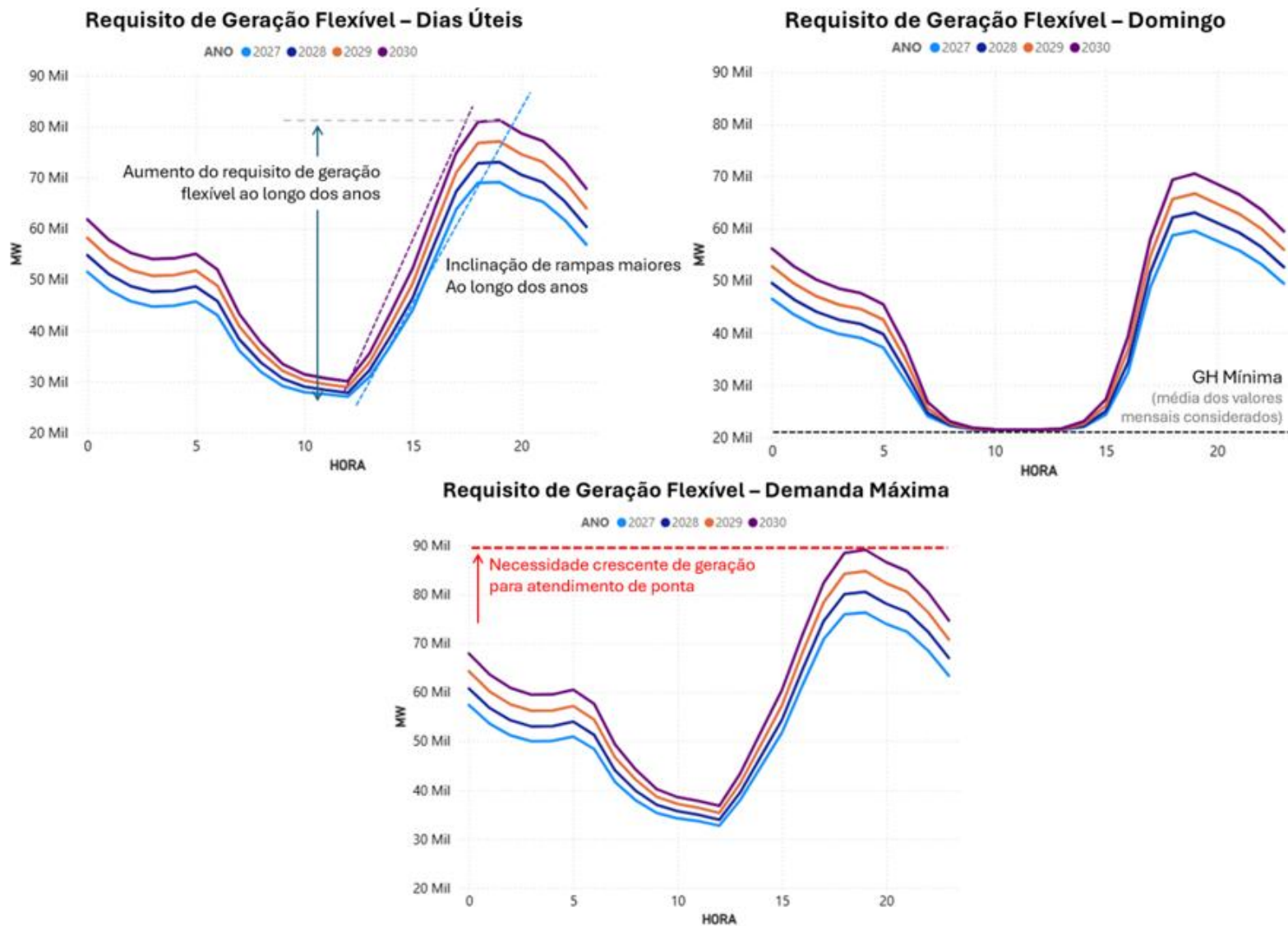
... continuidade da predominância do recurso hidrelétrico na provisão da flexibilidade operativa, mas com crescente participação do recurso termelétrico\* na necessidade de variar a geração ao longo do dia, principalmente nos últimos anos do horizonte avaliado...

\* Ou outro recurso flexível disponível.



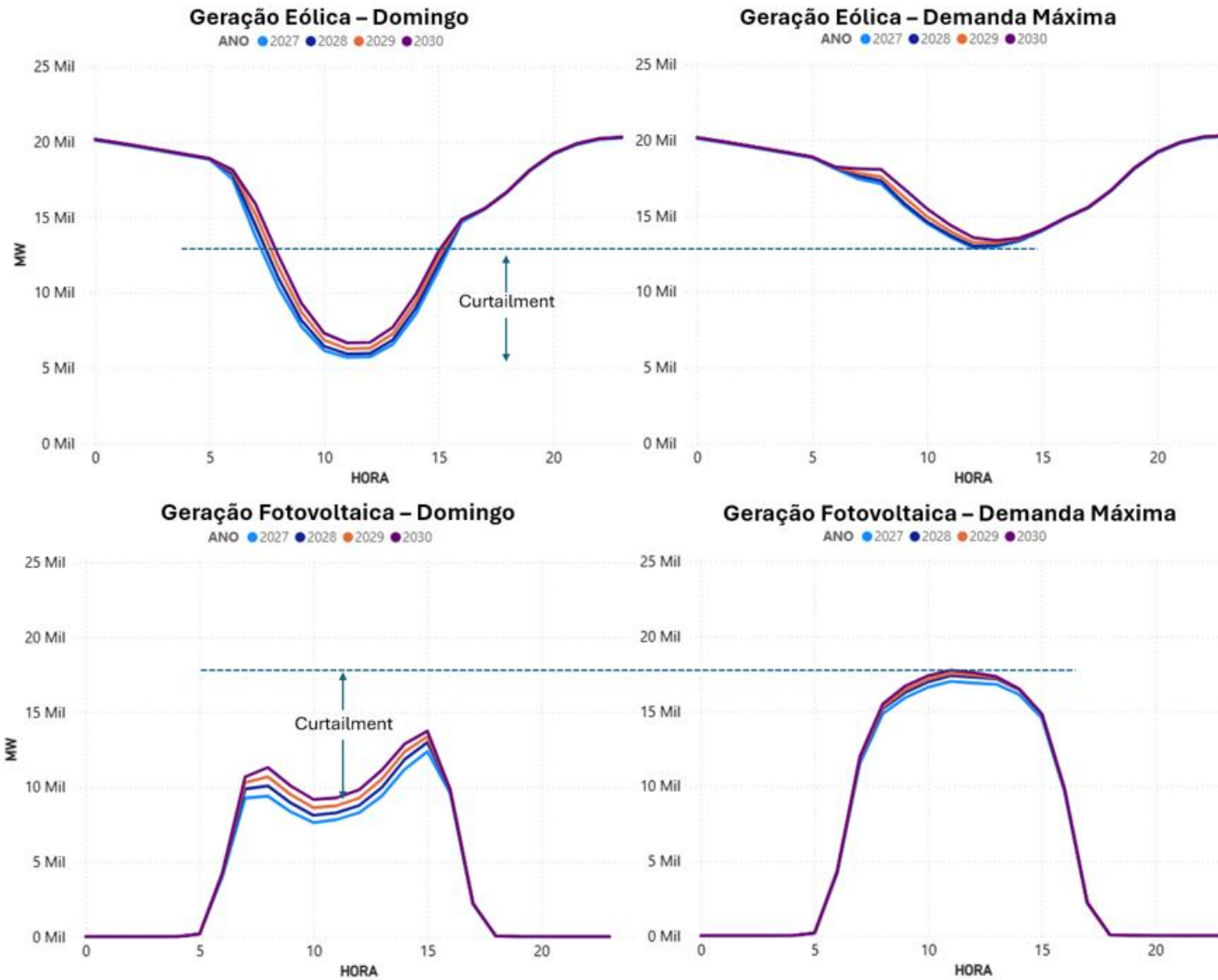
# Projeção 2027-2030

## Perfil Horário do Requisito de Geração Flexível

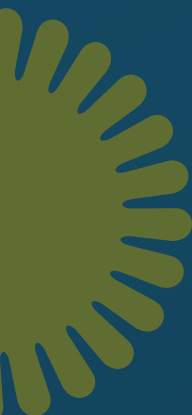


# Projeção 2027-2030

## Perfil Horário das Geração Renováveis Variáveis Centralizadas

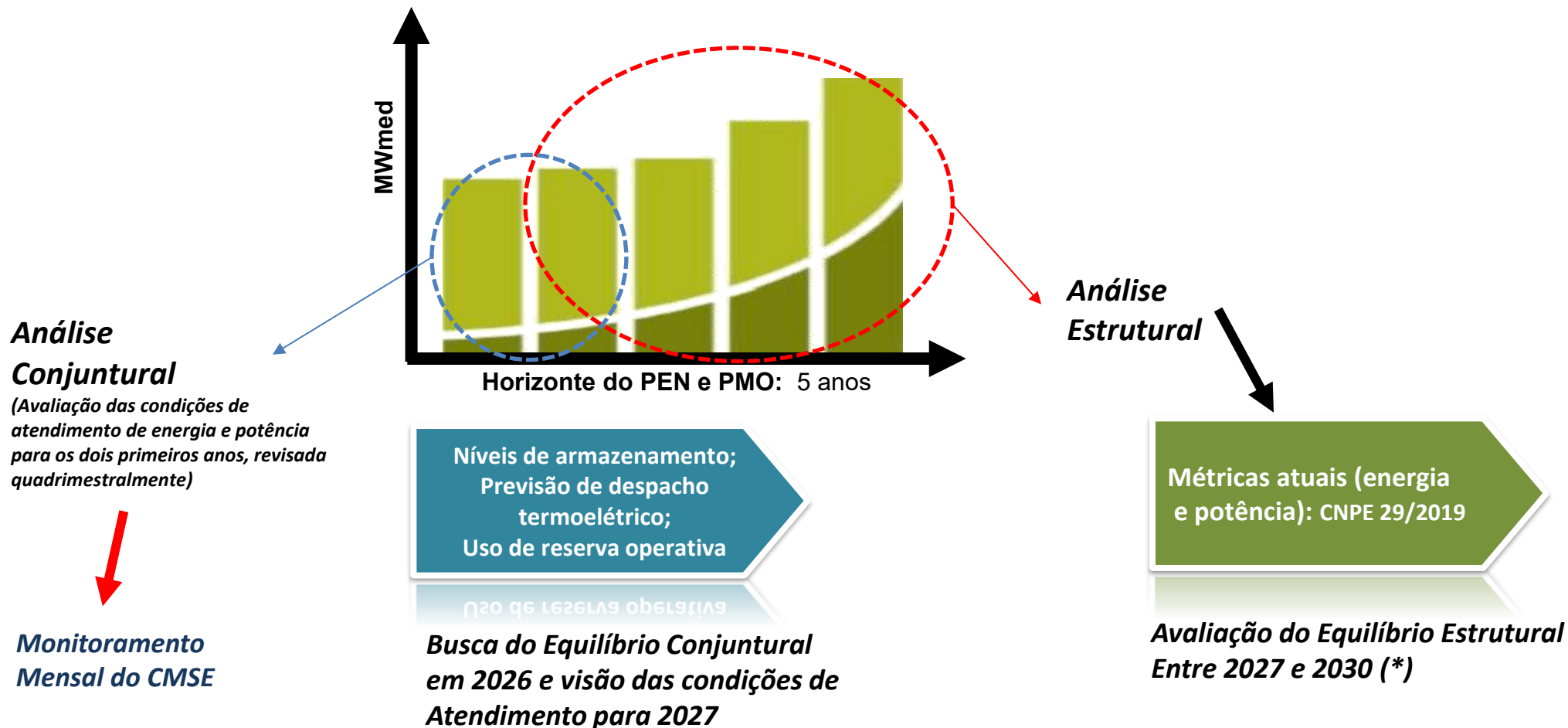


# 6. Análise de Desempenho do SIN



# Sistemática de Avaliação Energética de Médio Prazo

## Análise de Desempenho do SIN



(\*) E para 2031, no Caso de Sensibilidade correspondente.

# 6.1 Avaliação Conjuntural

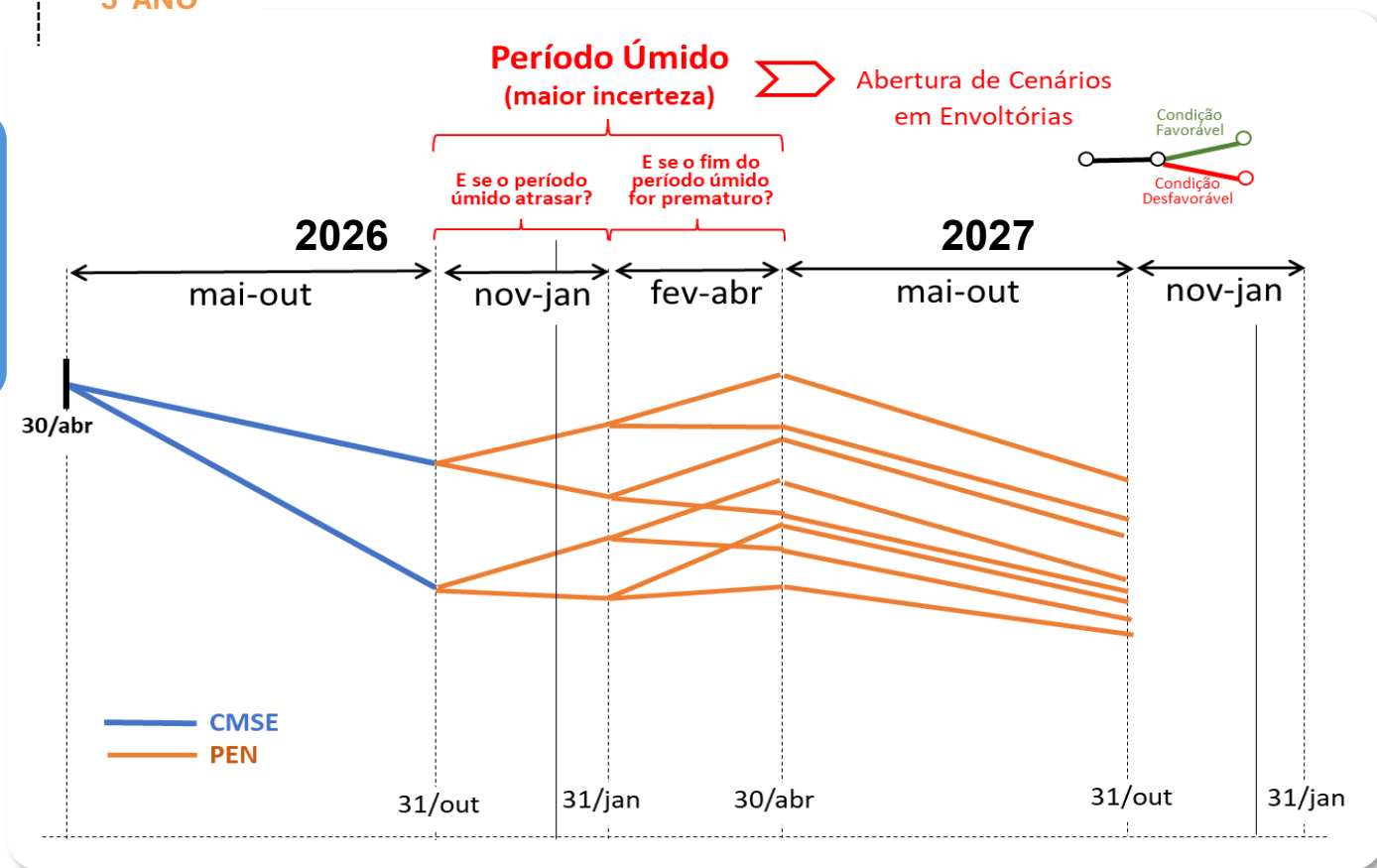


# Avaliação Conjuntural 2026-2027

Horizonte de até 2 anos



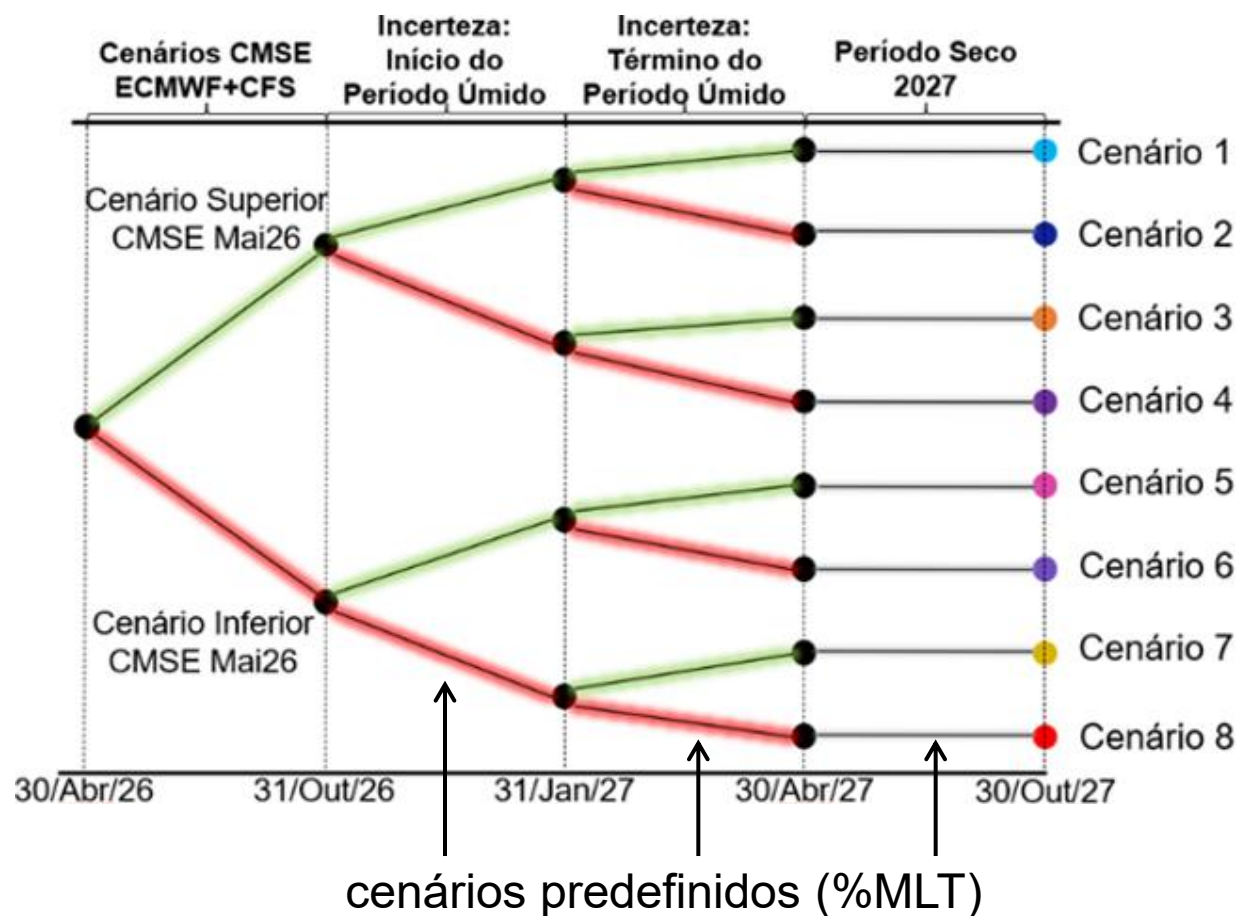
- Foco nas condições de atendimento em 2027, dada a conjuntura de 2026
- Construído a partir da avaliação apresentada na reunião do CMSE
- Revisado quadrimestralmente



# Avaliação Conjuntural 2026-2027

## Cenários de Vazão

- **Objetivo:** Consideração de estados representativos das condições hidroenergéticas para o próximo período úmido (2026/2027) → Abertura de cenários no meses novembro e fevereiro:



A abertura de cenários em novembro e fevereiro contempla as seguintes condições para o período úmido 2026/2027:

- Normalidade (1 e 5)
- Início tardio (3 e 7)
- Término prematuro (2 e 6)
- Estiagem (4 e 8)

# Avaliação Conjuntural 2026-2027

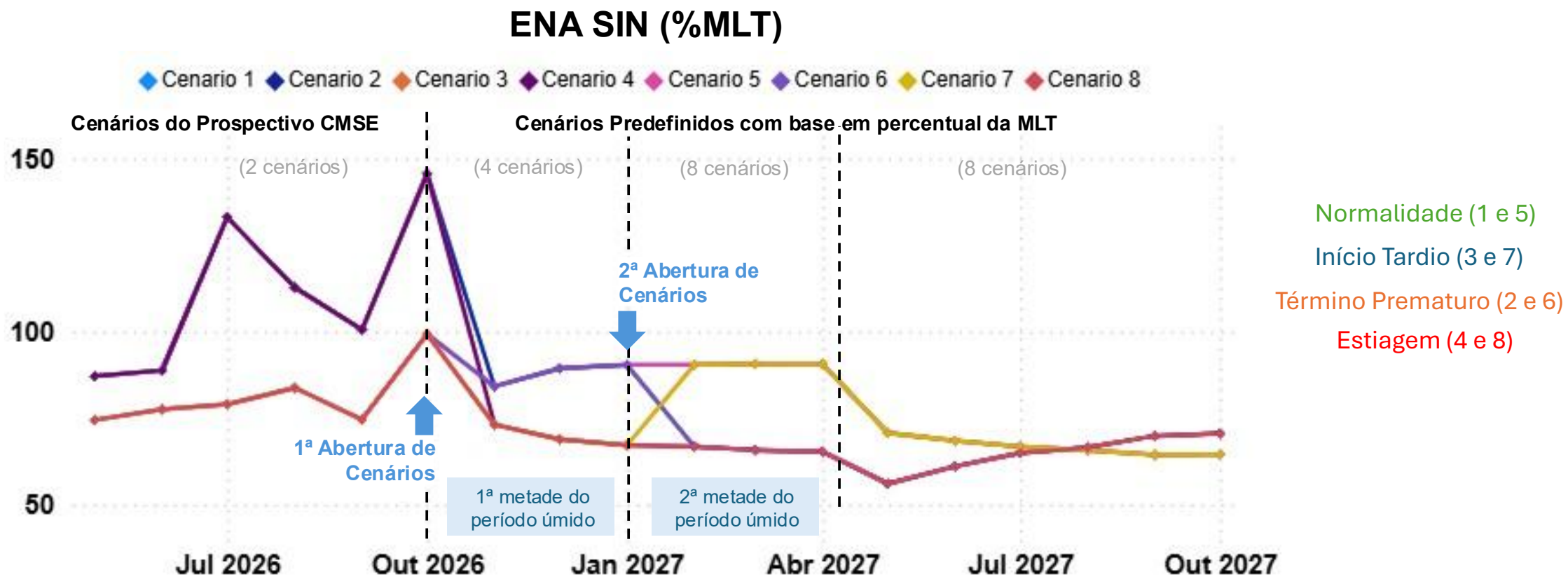
## Cenários de Vazão

		mai-out/2026	nov/2026-jan/2027	fev-abr/2027	mai-out/2027
Cenário 1	<i>Superior + Período úmido normal</i>	<i>Caso CMSE</i>	<i>normal</i>	<i>normal</i>	<i>normal</i>
	Subsistema SE/CO* e Subsistema Norte	<b>Superior CMSE</b>	100%	100%	80%
	Subsistema Sul, REE Itaipu e REE Paranapanema		50%	50%	50%
	Subsistema NE		80%	80%	50%
Cenário 2	<i>Superior + Período úmido c/ término precoce</i>	<i>Caso CMSE</i>	<i>normal</i>	<i>conservador</i>	<i>conservador</i>
	Subsistema SE/CO* e Subsistema Norte	<b>Superior CMSE</b>	100%	65%	50%
	Subsistema Sul, REE Itaipu e REE Paranapanema		50%	100%	100%
	Subsistema NE		80%	50%	40%
Cenário 3	<i>Superior + Período úmido atrasado</i>	<i>Caso CMSE</i>	<i>conservador</i>	<i>normal</i>	<i>normal</i>
	Subsistema SE/CO* e Subsistema Norte	<b>Superior CMSE</b>	65%	100%	80%
	Subsistema Sul, REE Itaipu e REE Paranapanema		100%	50%	50%
	Subsistema NE		50%	80%	50%
Cenário 4	<i>Superior + Período úmido todo ruim</i>	<i>Caso CMSE</i>	<i>conservador</i>	<i>conservador</i>	<i>conservador</i>
	Subsistema SE/CO* e Subsistema Norte	<b>Superior CMSE</b>	65%	65%	50%
	Subsistema Sul, REE Itaipu e REE Paranapanema		100%	100%	100%
	Subsistema NE		50%	50%	40%
Cenário 5	<i>Inferior + Período úmido normal</i>	<i>Caso CMSE</i>	<i>normal</i>	<i>normal</i>	<i>normal</i>
	Subsistema SE/CO* e Subsistema Norte	<b>Inferior CMSE</b>	100%	100%	80%
	Subsistema Sul, REE Itaipu e REE Paranapanema		50%	50%	50%
	Subsistema NE		80%	80%	50%
Cenário 6	<i>Inferior + Período úmido c/ término precoce</i>	<i>Caso CMSE</i>	<i>normal</i>	<i>conservador</i>	<i>conservador</i>
	Subsistema SE/CO* e Subsistema Norte	<b>Inferior CMSE</b>	100%	65%	50%
	Subsistema Sul, REE Itaipu e REE Paranapanema		50%	100%	100%
	Subsistema NE		80%	50%	40%
Cenário 7	<i>Inferior + Período úmido atrasado</i>	<i>Caso CMSE</i>	<i>conservador</i>	<i>normal</i>	<i>normal</i>
	Subsistema SE/CO* e Subsistema Norte	<b>Inferior CMSE</b>	65%	100%	80%
	Subsistema Sul, RFF Itaipu e RFF Paranapanema		100%	50%	50%
	Subsistema NE		50%	80%	50%
Cenário 8	<i>Inferior + Período úmido todo ruim</i>	<i>Caso CMSE</i>	<i>conservador</i>	<i>conservador</i>	<i>conservador</i>
	Subsistema SE/CO* e Subsistema Norte	<b>Inferior CMSE</b>	65%	65%	50%
	Subsistema Sul, REE Itaipu e REE Paranapanema		100%	100%	100%
	Subsistema NE		50%	50%	40%

\*Os REEs citados do subsistema SE/CO são os REEs Sudeste, Parana, Madeira e Teles Pires

# Avaliação Conjuntural 2026-2027

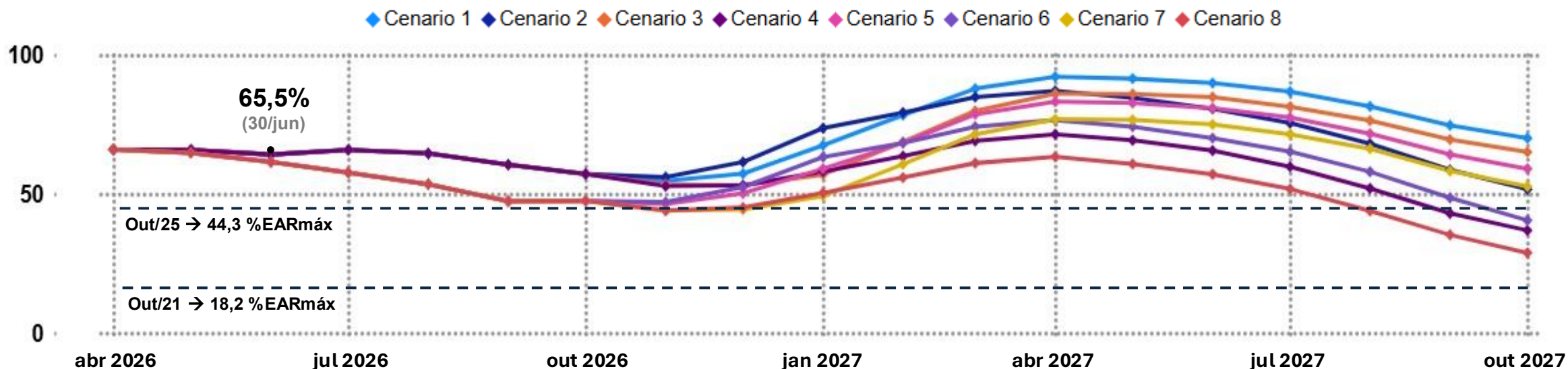
## Cenários de Vazão (SIN)



# Avaliação Conjuntural 2026-2027

## Análise Energética (SE/CO)

### EAR – SE/CO [%EARmáx]



#### PERÍODO ÚMIDO 2026-2027

Mesmo os cenários mais desfavoráveis (cenários 4 e 8) conduzem ao replecionamento dos reservatórios ao longo do período úmido, atingindo 71% do EARmáx ao final de abril de 2027 no melhor destes cenários e 63% no pior.

Os demais cenários, de normalidade, com atraso ou com término antecipado, garantem o replecionamento a níveis superiores a 76% do EARmáx.

#### PERÍODO SECO 2027

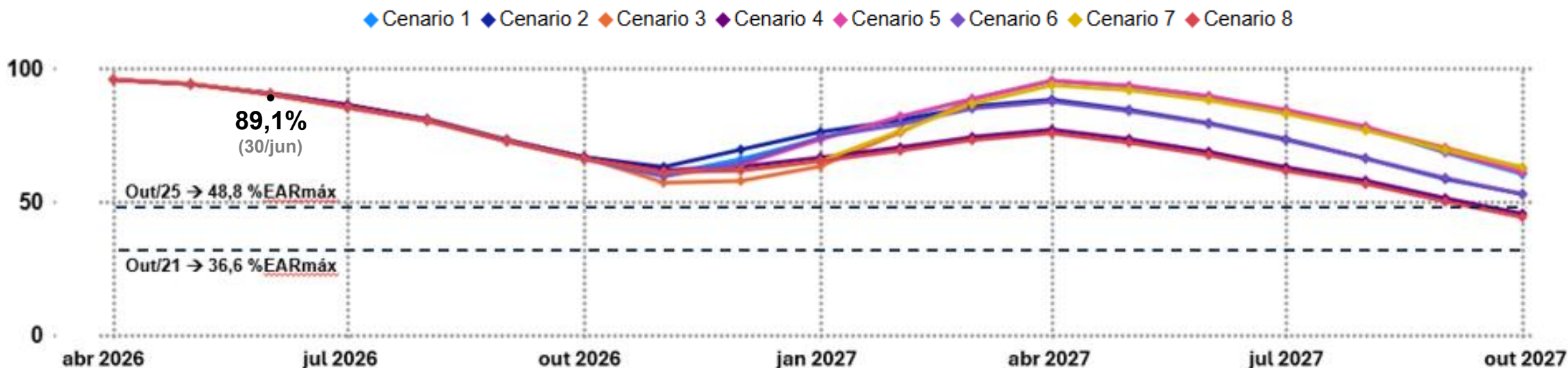
Somente os cenários 4 e 8 (mais desfavoráveis) conduzem à redução de armazenamento, com valores inferiores a 40% do EARmáx ao final de outubro/2027. O pior deles atinge 29%, um deplecionamento de cerca de 35 p.p. ao longo do período seco.

Nos demais cenários são atingidos valores superiores a 50% do EARmáx, recuperando o armazenamento em relação ao ano anterior, com exceção do cenário 6, que atinge 40% do EARmáx.

# Avaliação Conjuntural 2026-2027

## Análise Energética (NE)

### EAR – NORDESTE [%EARmáx]



Apenas os cenários mais críticos (cenários 4 e 8) chegam a níveis inferiores à 50% EARmáx ao final de outubro de 2027, o pior deles, chegando em cerca de 44%. Já os cenários mais favoráveis atingem valores superiores à 60% EARmáx no mesmo período.

Além disso, em todos os cenários, o nível da UHE Sobradinho chega, em outubro de 2027, pelo menos na faixa de operação de atenção da Curva de Segurança, com valores acima de 44%, permitindo prover disponibilidade para atendimento de ponta, sem impactar o atendimento à defluência média necessária.

# Avaliação Conjuntural 2026-2027

## Outros Destaques da Avaliação Energética

### Operação nas usinas do Baixo Paraná

- Em nenhum cenário avaliado, houve necessidade de flexibilização da defluência mínima nas UHEs Jupiá e Porto Primavera, abaixo dos valores de 3.300 m<sup>3</sup>/s e 3.900 m<sup>3</sup>/s, respectivamente considerados.
- Porém, ressalta-se a importância da redução da vazão defluente nas UHEs Porto Primavera e Jupiá para valores próximos a estes mínimos, no período em que não está previsto o uso dessas usinas para atendimento de potência, aproximadamente entre os meses abril e julho, visando preservação dos armazenamentos nas cabeceiras dos rios Grande e Paranaíba.

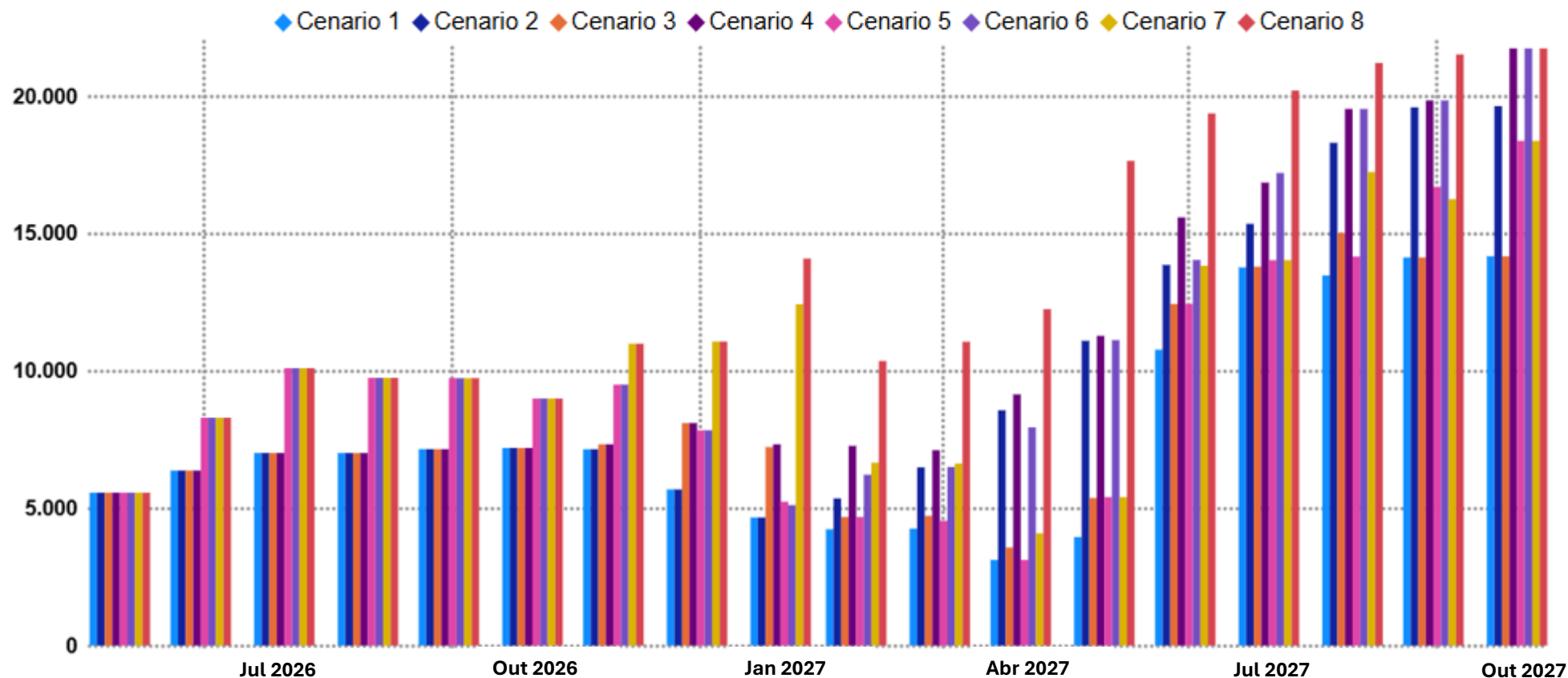
### Operação em Belo Monte

- Em todos os cenários considerados houve a necessidade de se manter a defluência na UHEs Belos Monte em seu mínimo operativo de 300 m<sup>3</sup>/s, em pelos menos dois meses de final de período seco. Além disso, em metade dos cenários, houve a necessidade da flexibilização dessa defluência para 100 m<sup>3</sup>/s, visando minimizar os impactos pelo não atendimento ao Trecho de Vazão Reduzida – TVR. Desta forma, é importante ao longo dos períodos secos, a estrita avaliação das condições de aflúências na bacia do rio Xingu, de forma a se garantir a viabilidade da flexibilização das vazões mínimas na UHE Belo Monte.

# Avaliação Conjuntural 2026-2027

## Análise Energética (SIN)

### Geração Térmica – SIN [MWmed]



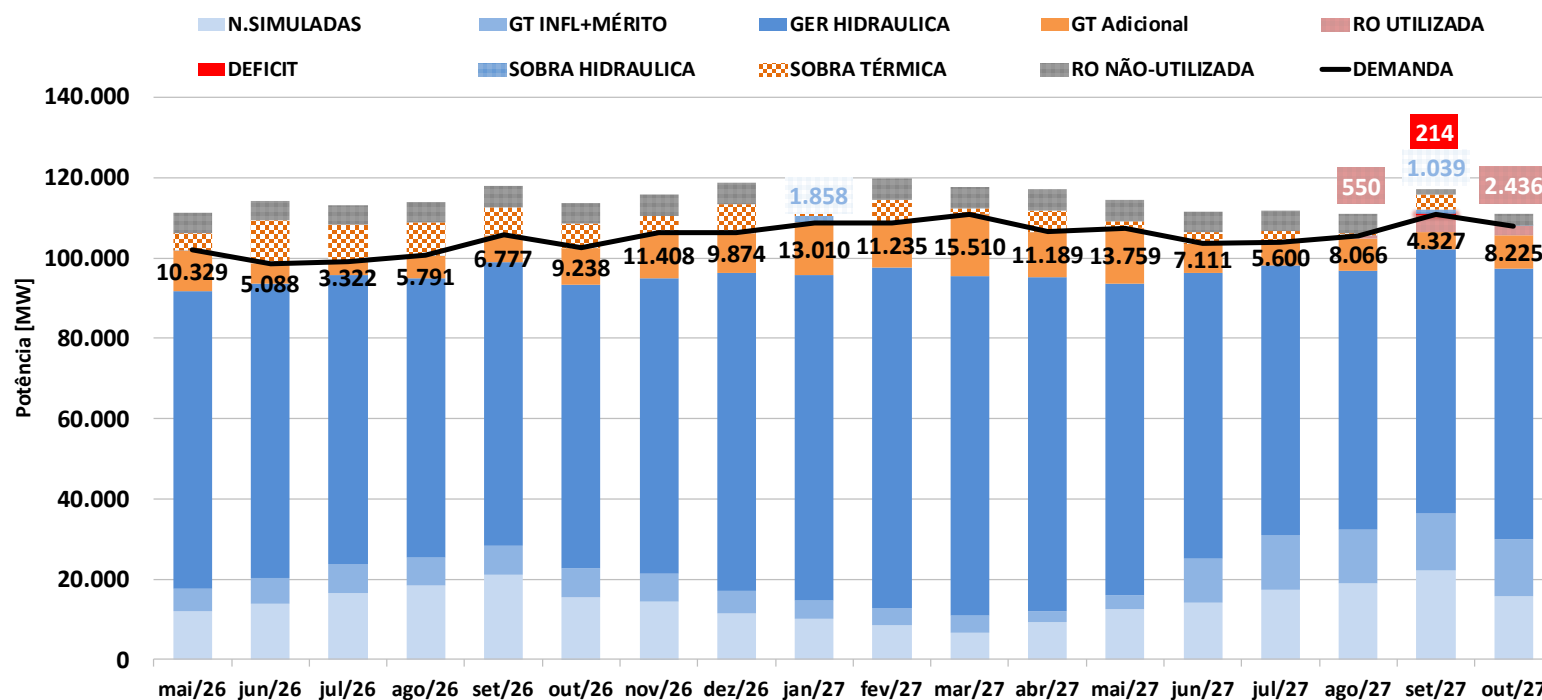
Comportamento esperado → Complementariedade em relação ao recurso hidrelétrico previsto.

Ressalta-se que, para os cenários representativos de um período úmido 2026/2027 predominantemente ruim (cenários 4 e 8) e cenários com término antecipado deste período (cenários 2 e 6), há elevação da geração termelétrica de forma consistente a partir de março/2027, atingindo valores próximos à disponibilidade considerada, em torno de 22,7 GW, no fim do horizonte.

# Avaliação Conjuntural 2026-2027

## Avaliação de Atendimento de Potência – SIN

**Cenário 1**, considerando a pior condição horária, para cada mês (demanda máxima simultânea a um desempenho muito baixo de geração eólica).

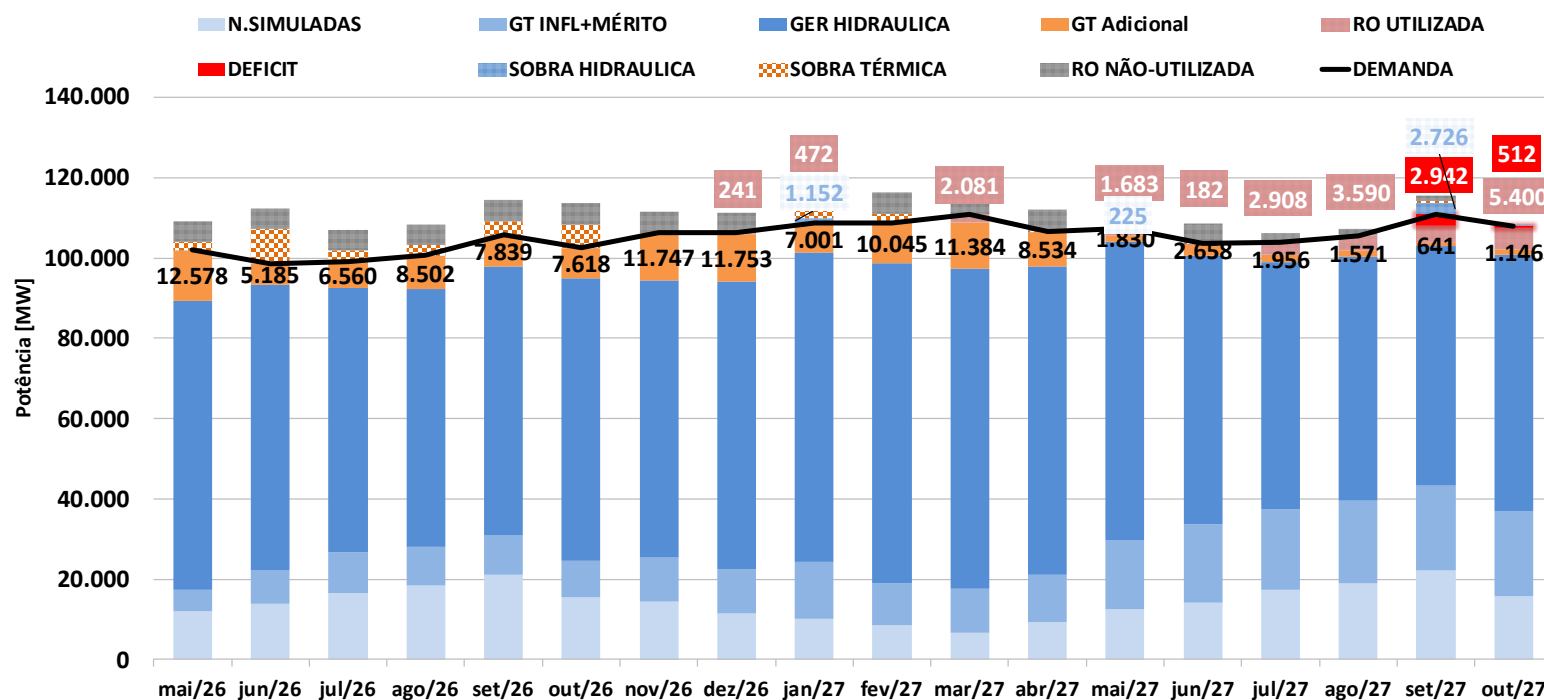


- Elevado montante de despacho térmico, adicional ao previsto para atendimento energético;
- Necessidade de utilização da Reserva Operativa ao final de 2027, com destaque para o esgotamento dos recursos de potência em setembro de 2027 na região Sudeste, mesmo diante de sobras não transmissíveis na região Nordeste, devido a limites de intercâmbio.

# Avaliação Conjuntural 2026-2027

## Avaliação de Atendimento de Potência – SIN

**Cenário 8**, considerando a pior condição horária, para cada mês (demanda máxima simultânea a um desempenho muito baixo de geração eólica).



- Despacho térmico adicional necessário para ponta em todo horizonte e utilização da Reserva Operativa principalmente ao longo de 2027;
- Em setembro de 2027, houve sobras não transmissíveis no Nordeste ao mesmo tempo em que houve esgotamento dos recursos de potência na região Sudeste.

# Avaliação Conjuntural 2026-2027

## Avaliação de Atendimento de Potência

### Recursos não considerados na avaliação de potência

↳ **Potencial de agregar, conjuntamente, cerca de 6 GW**

- (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 encontravam sem CVU válido conforme regulamentação;
- (4) Importação de energia da Argentina e do Uruguai.

Recursos caracterizados como interruptíveis e/ou dependentes de ações dos órgãos concedentes e reguladores

# Avaliação Conjuntural 2026-2027

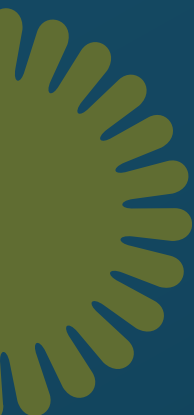
## Avaliação de Atendimento de Potência

### Resumo dos Oito Cenários Avaliados

- Utilização elevada do recurso térmico no segundo semestre de 2027 na maioria dos cenários, perto da plena utilização em outubro de 2027 em três cenários;
- Despacho térmico, adicional ao previsto para atendimento energético, em todo o horizonte;
- Sete dos oito cenários apontam risco de esgotamento de recursos de geração e/ou de transmissão para o atendimento de ponta em setembro de 2027;
- Apenas cenários representativos de um período úmido 2026/2027 predominantemente abaixo da MLT ou do término prematuro deste período, conduziram à deterioração das condições de armazenamento ao final de 2027 em relação aos dois anos anteriores.

**Recursos não considerados na avaliação de potência com potencial de agregar, conjuntamente, cerca de 6 GW ao atendimento de potência.**

## 6.2 Avaliação Estrutural



# Análise Estrutural - 2027/2030 (\*)

## HORIZONTE DE 5 ANOS



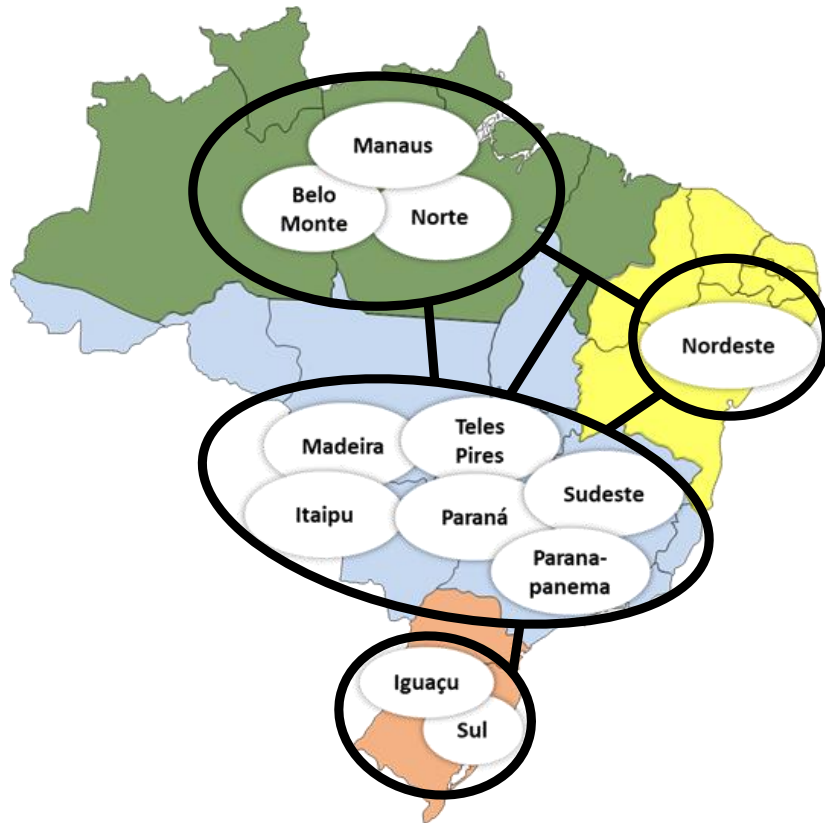
A expansão da Geração e Transmissão é preponderante para aumentar a segurança do atendimento.



(\*) E para 2031, no Caso de Sensibilidade correspondente.

# Análise Estrutural - 2027/2030 (\*)

## Topologia:



Cenário de Referência

Base: PMO de mai/26, com a inclusão da oferta das usinas vendedoras nos LRCap (\*\*) realizados em março/2026 (Horizonte 2027 – 2030)

Cenários de Sensibilidade

Variações na entrada da oferta associada às usinas dos LRCap

Participação das cargas especiais (aumento de carga)

Inclusão de mais um ano no horizonte de estudo (2031)

(\*) E para 2031, no Caso de Sensibilidade correspondente.

(\*\*) Não fazem parte da oferta as UTEs que não foram habitadas, conforme Despachos ANEEL 1.850, 1.944 e 1.945/2026. 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.

**O CR tem como base o PMO de maio/2026, com a inclusão da oferta das usinas vendedoras nos LRCap\* realizados em março/2026**

## Alterações adicionais:

- 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.
- 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.

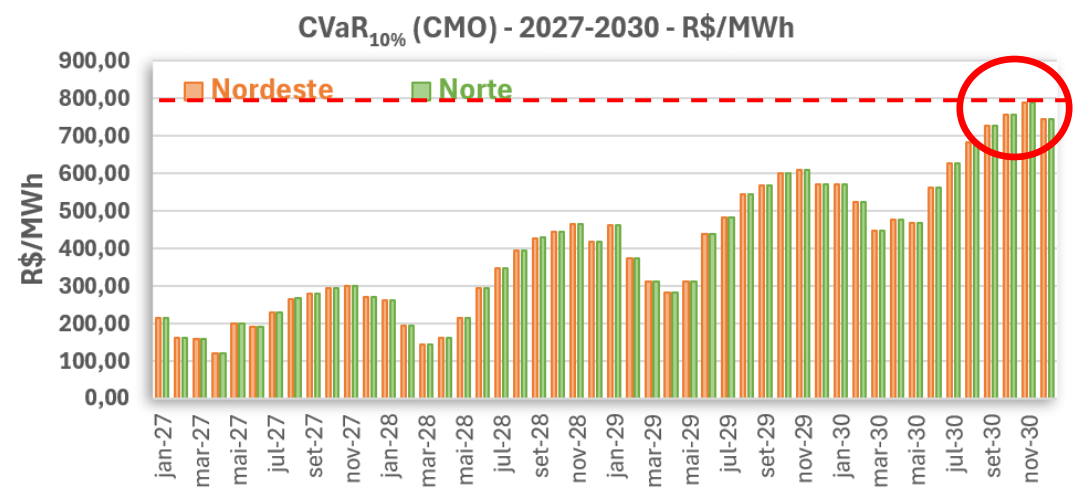
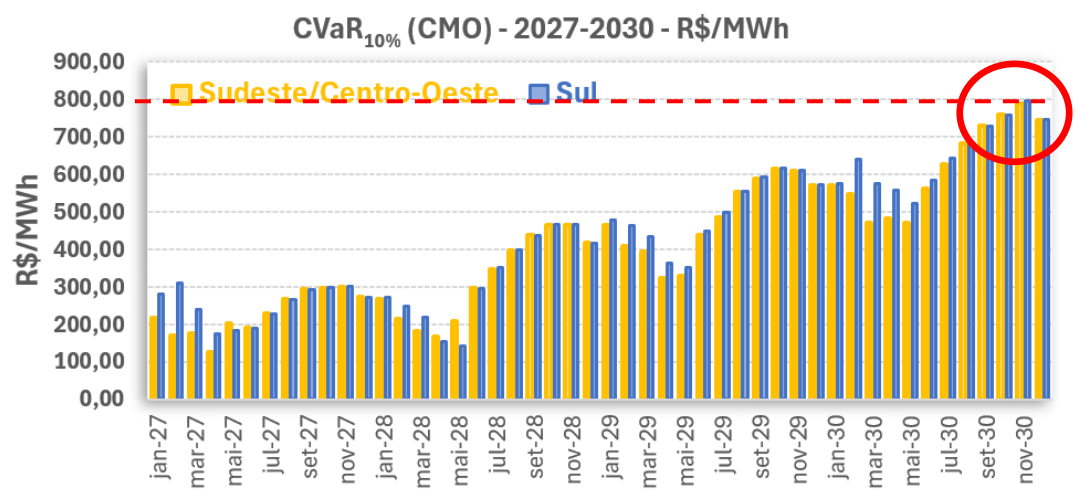
(\*) Não fazem parte da oferta as UTEs que não foram habitadas, conforme Despachos ANEEL 1.850, 1.944 e 1.945/2026. Embora a UTE Monte Fuji tenha sido posteriormente habilitada através do Despacho ANEEL 2.230/2026, esta não foi incluída na configuração em função de sua não adjudicação quando da elaboração do estudo.



# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise Energética

**Critério CNPE: CVaR<sub>10%</sub> (CMO) < 800 R\$/MWh**



**Critério CNPE: CVaR<sub>1%</sub> (ENS) ≤ 5% Demanda por energia**

	2027	2028	2029	2030
<b>SE/CO</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>SUL</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>NORDESTE</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>NORTE</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>
<b>SIN</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>

Índices associados ao critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à energia, definidos pelo CNPE através de Resolução nº 29\*, de 12 de dezembro de 2019, plenamente atendidos.

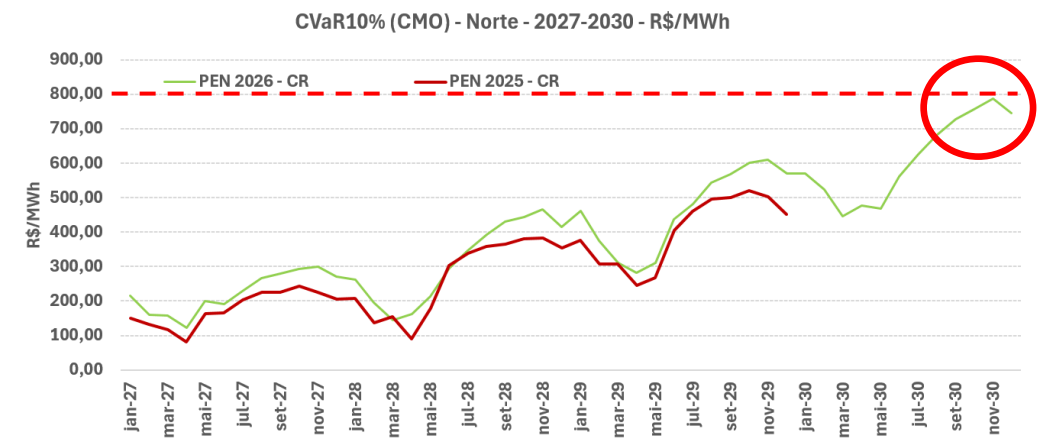
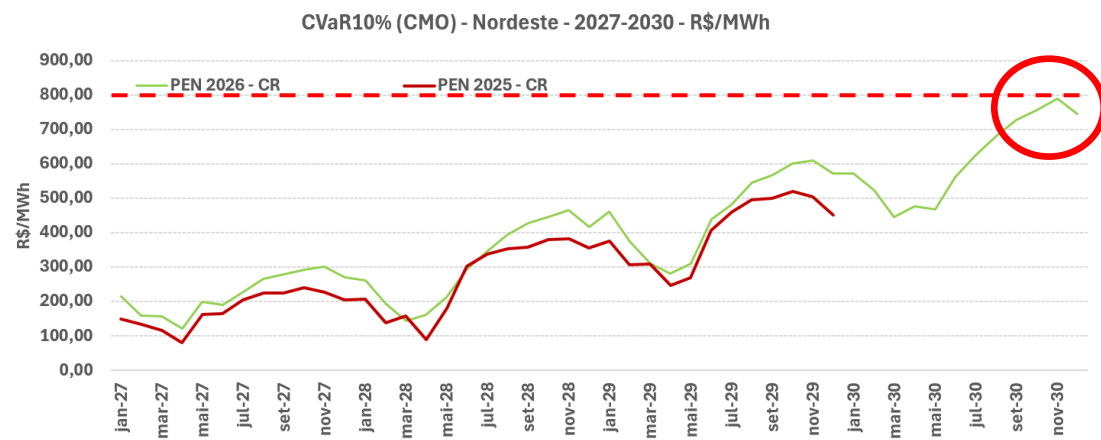
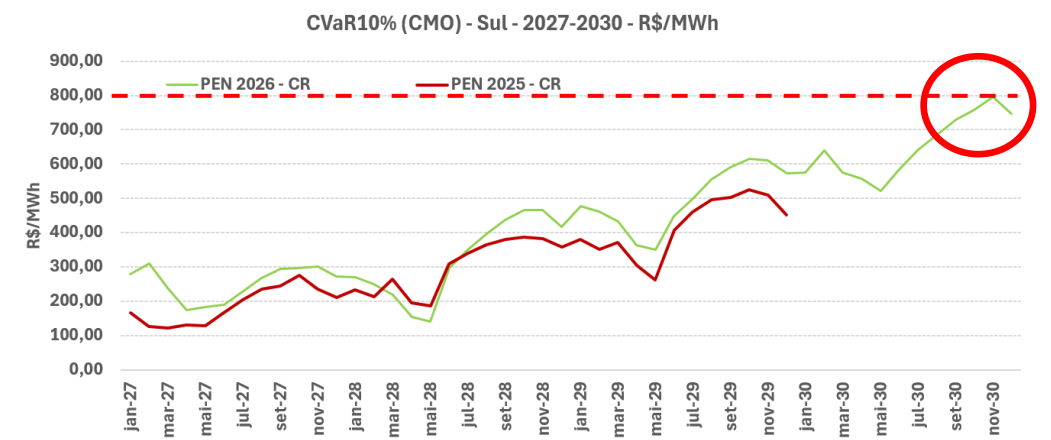
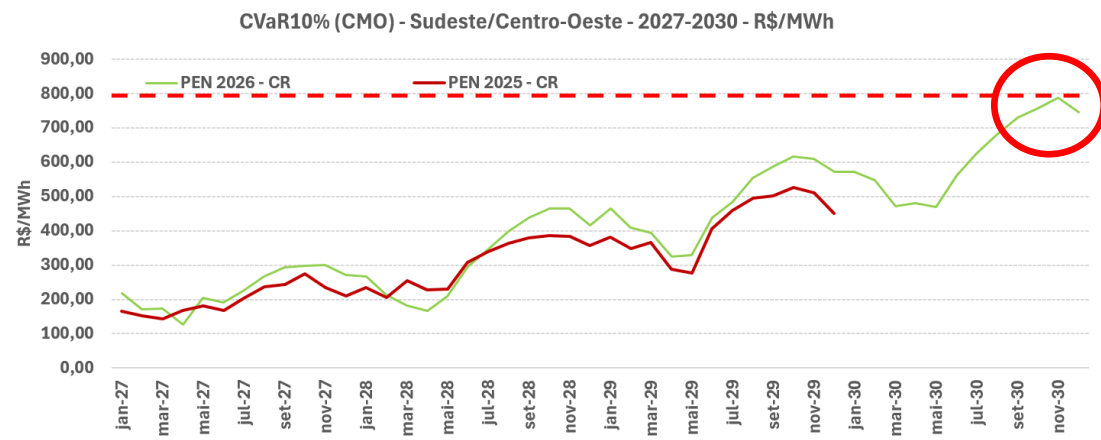
(\*) Parâmetros definidos na Portaria MME nº 59 de 20/02/2020



# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise Energética PEN 26 x PEN 25

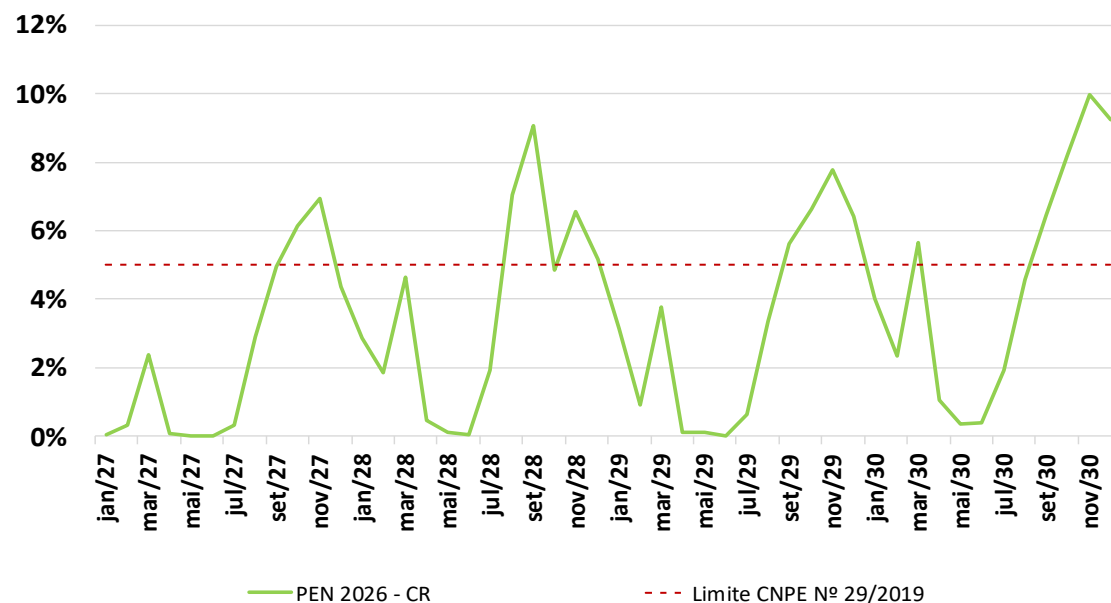
**Critério CNPE:  $CVaR_{10\%}$  (CMO) < 800 R\$/MWh**



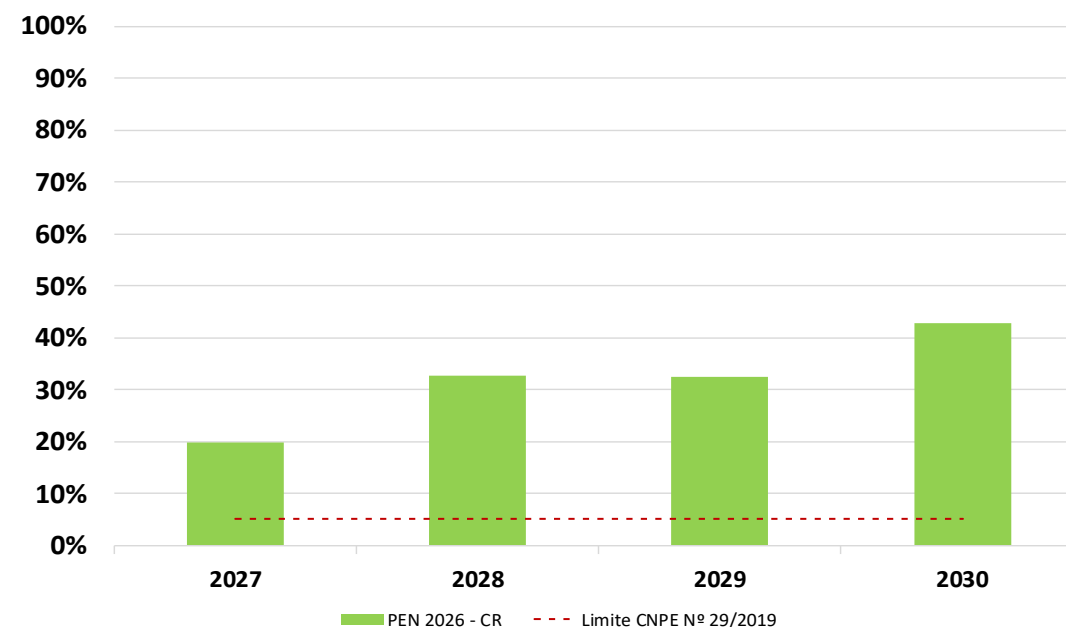
# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise dos Critérios de Suprimento de Potência

EVOLUÇÃO MENSAL DO CVaR<sub>5%</sub> (PNS) DO SIN



EVOLUÇÃO ANUAL DA LOLP PARA O SIN



Índices associados ao critério geral de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento de potência, definidos pelo CNPE através de Resolução nº 29\*, de 12 de dezembro de 2019, violados a partir de 2027.

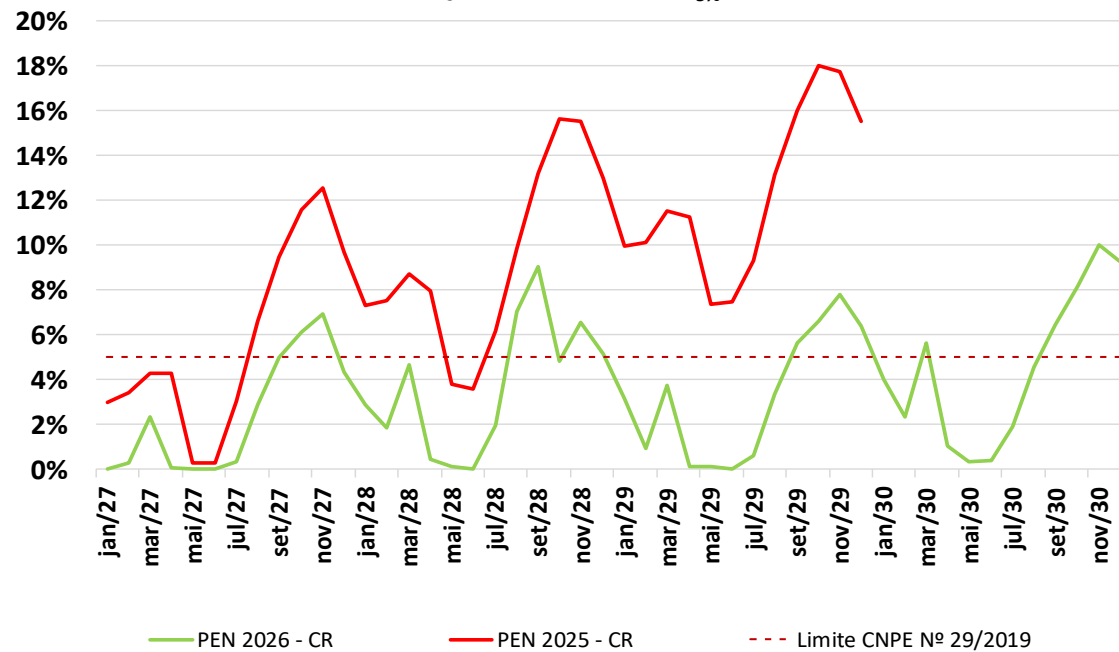
(\*) Parâmetros definidos na Portaria MME nº 59 de 20/02/2020



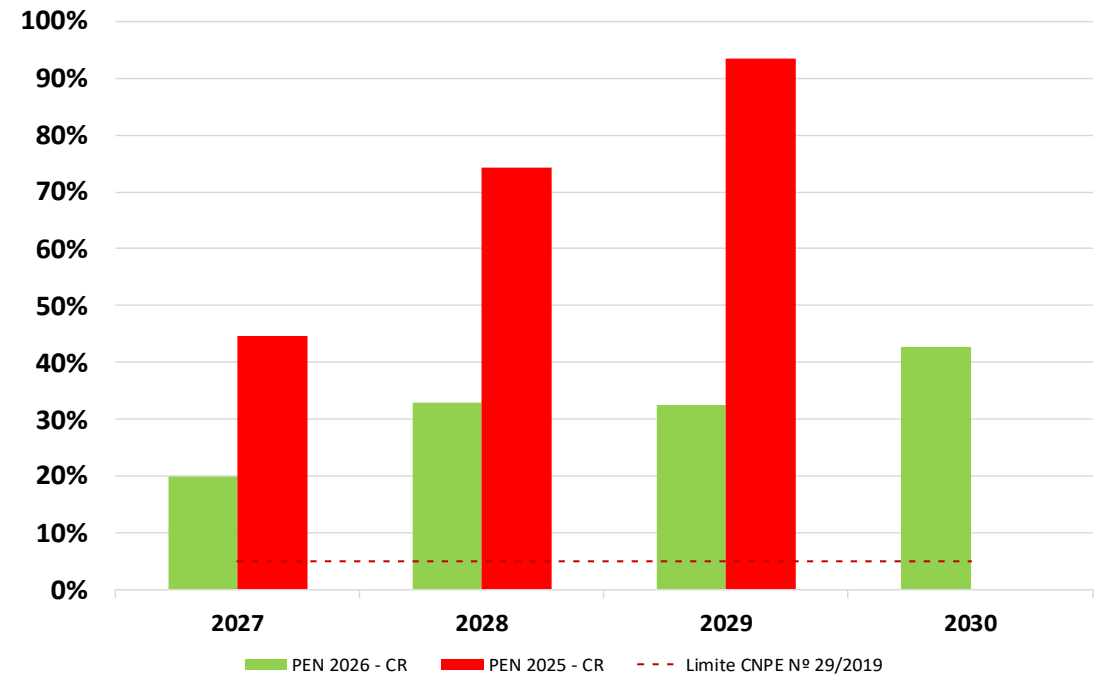
# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise dos Critérios de Suprimento de Potência PEN26 x PEN25

EVOLUÇÃO MENSAL DO CVaR<sub>5%</sub> (PNS) DO SIN



EVOLUÇÃO ANUAL DA LOLP PARA O SIN



A violação dos critérios de garantia de suprimento de potência reduziu expressivamente em relação ao PEN 2025, 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.

# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Premissas – Sensibilidades 1 e 2

### Variações na entrada da oferta associada às usinas dos LRCap

- **Caso de Referência**
  - Inclui as usinas contratadas nos LRCap realizados de março/2026.
- **Cenário de Sensibilidade 1:**
  - **Retirada** das usinas vendedoras nos LRCap realizados em março/2026.
  - Desconsiderados cerca de 3.000 MW em 2026 e 2.200 MW em 2027, referentes a recontração de usinas existentes no LRCap. Em 2028 são deixados de se considerar cerca de 6.700 MW (4.200 MW referentes a contratação no LRCap de novas usinas e 2.500 MW de usinas existentes). Em 2029 foram deixados de se considerar cerca de 2.100 MW, referentes a contratação de novas usinas. Em 2030 foram deixados de se considerar cerca de 2.900 MW, 2.700 MW de nova oferta e 200 MW de oferta existente, contratadas no LRCap.
- **Cenário de Sensibilidade 2:**
  - **Postergação** da entrada de usinas novas dos LRCap.
  - Há uma redução da oferta nova de aproximadamente 3.600 MW em outubro/2028 e 1.900 MW em agosto/2029, distribuídos ao longo o tempo, configurando reduções em montante menor do que aquele verificado no CS 1.

# Critério para postergação de UTEs novas do LRCap no CS 2 – aplicado a partir de 2028

Análise histórica dos leilões realizados nos últimos 15 anos, com foco nas usinas termelétricas a óleo combustível, carvão e gás natural, comparando-se as datas originalmente previstas de entrada em operação comercial com aquelas efetivamente verificadas.

O conjunto de leilões selecionados para a análise foi:

- Leilão LRCap (1º e 2º)
- Leilão PCS (1º)
- Leilão LEN (12º, 20º, 21º, 22º, 23º, 26º, 28º, 30º)

Do montante contratado de usinas a gás natural, aproximadamente 48% da potência total corresponde a usinas novas, os quais foram considerados nas premissas de postergação.

# Critério para postergação de UTEs novas do LRCap no CS 2 – aplicado a partir de 2028

## **Distribuição aplicada, com base nos resultados da avaliação histórica:**

- 10% dos empreendimentos entram em operação na data prevista, sem atrasos;
- 15% dos empreendimentos não entram em operação ao longo de todo o horizonte de estudo, representando casos de inviabilização ou paralisação de obras;
- 75% dos empreendimentos apresentam atraso em relação ao cronograma originalmente contratado, distribuídos da seguinte forma\*:
  - 30% com atraso de 3 meses;
  - 15% com atraso de 1 ano;
  - 30% com atraso de 2 anos.

Implementação realizada por modulação da disponibilidade de geração, somente para as usinas novas a gás natural, pois não há usinas novas com outro combustível nos LRCap.

Uso do parâmetro FCMAX para refletir a distribuição temporal de atraso sobre a potência contratada.

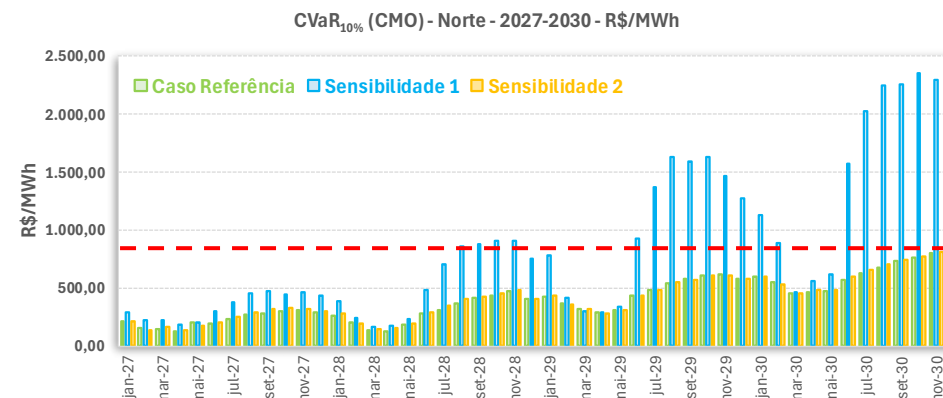
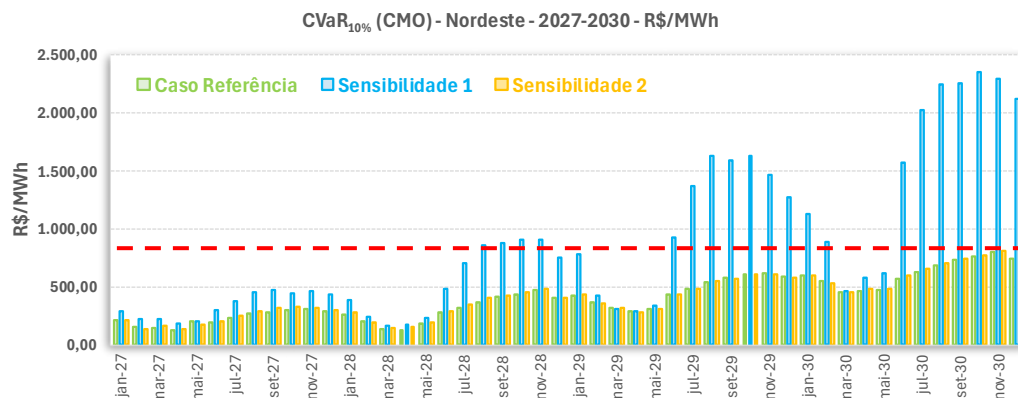
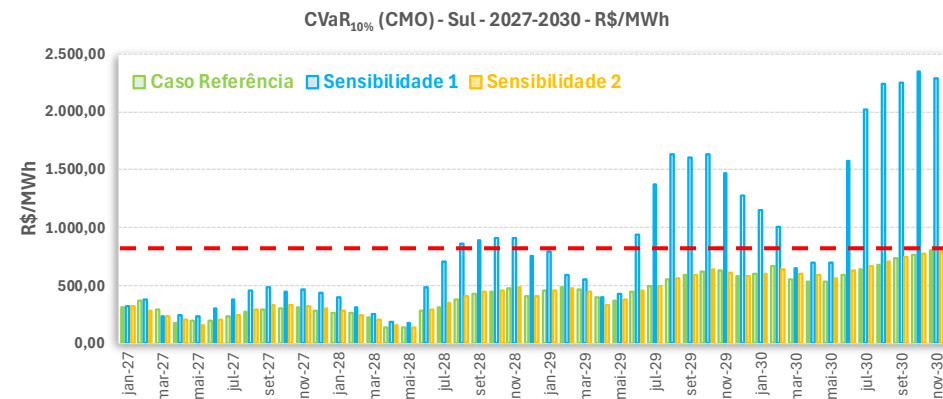
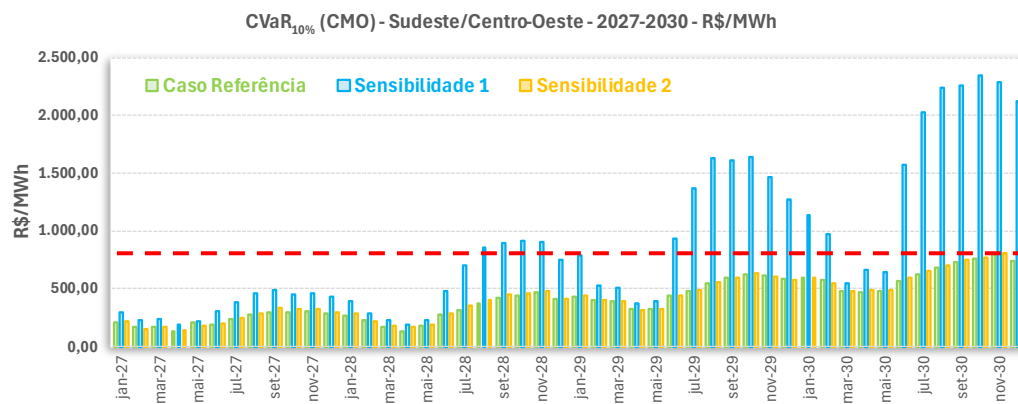
(\*) análise de atraso ponderado pelo porte de potência das usinas



# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise Energética – Sensibilidades 1 e 2

**Critério CNPE:  $CVaR_{10\%}$  (CMO) < 800 R\$/MWh**



O Cenário de Sensibilidade CS 1 (retirada de todas as usinas dos LRCap) conduz à 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 (postergação da disponibilidade das usinas novas dos LRCap), não apresenta alteração significativa nos resultados em relação ao CR, conduzindo à violação dos indicadores do critério de suprimento de energia apenas em novembro de 2030, em todos os subsistemas.

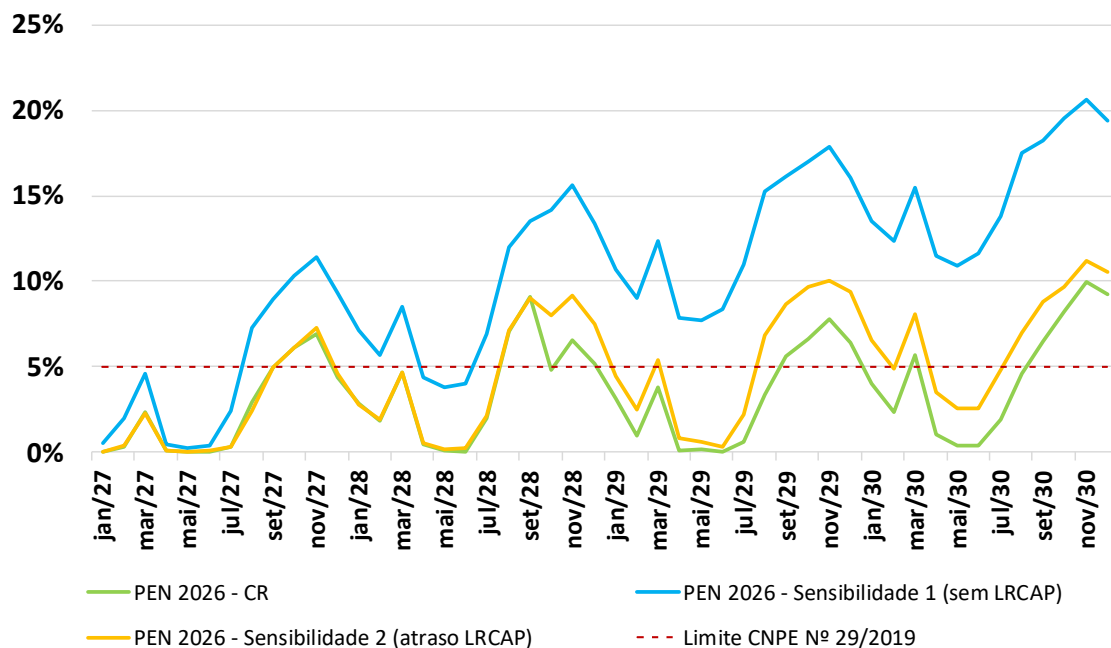




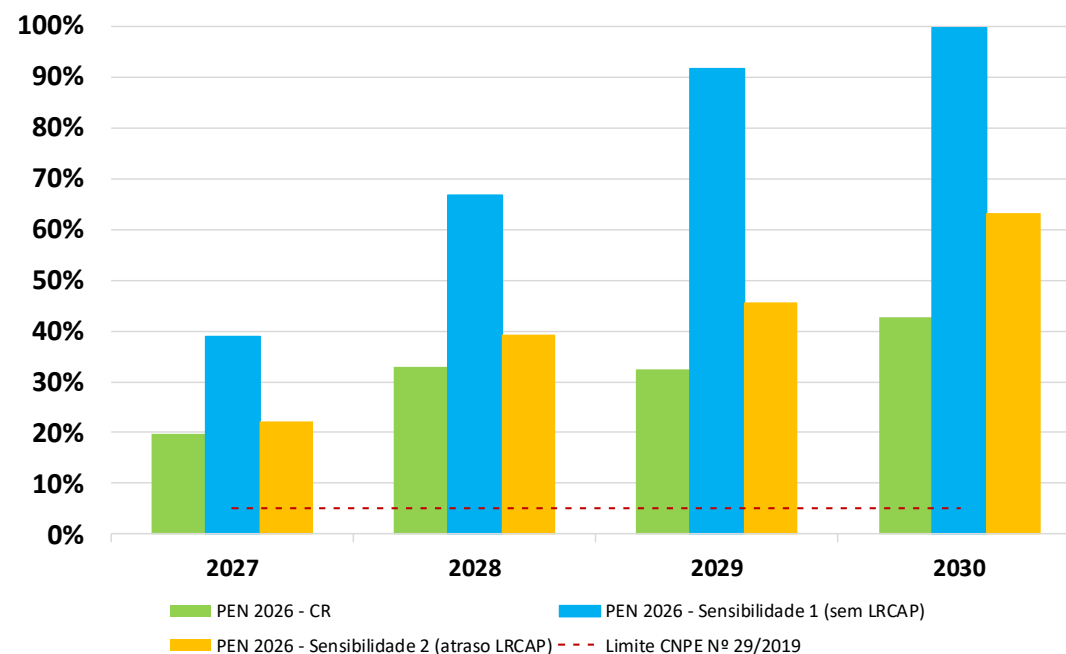
# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise de Potência – Sensibilidades 1 e 2

**Critério CNPE: CVaR<sub>5%</sub> (PNS) < 5%**



**Critério CNPE: LOLP base anual < 5%**



Para os Cenários de Sensibilidade que envolvem a retirada (CS 1) ou postergação da expansão da oferta associada às usinas dos LRCap (CS 2), os índices associados ao critério geral de suprimento de potência sofrem aprofundamento da violação no horizonte de avaliação, de forma mais contundente no CS 1.

# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Premissas – Sensibilidade 3

### Representação das Cargas Especiais (Datacenter/Hidrogênio Verde)

- **Caso de Referência**
  - Empreendimentos com Contratos Assinados (CUST)
  - 50% das Solicitações de Acesso com Parecer emitido
- **Cenário de Sensibilidade 3<sup>(\*)</sup>**: Maior evolução da participação das cargas especiais ao longo do horizonte, ao considerar:
  - Empreendimentos com Contratos Assinados (CUST)
  - **100% das Solicitações de Acesso com Parecer emitido**

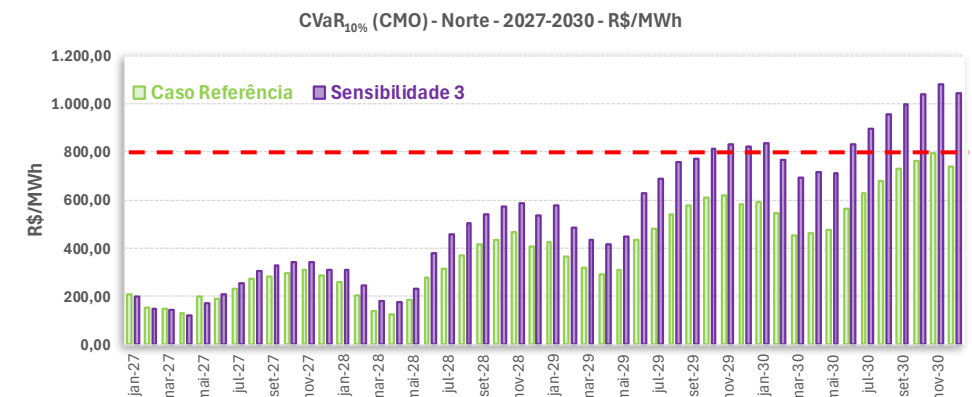
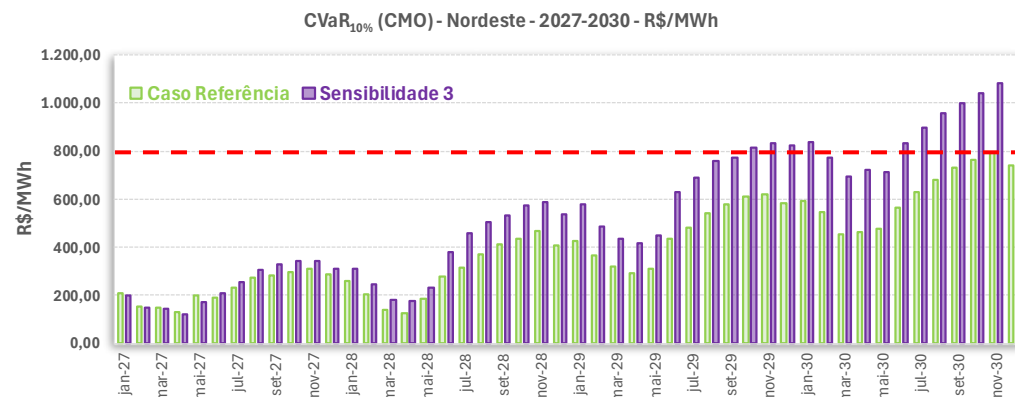
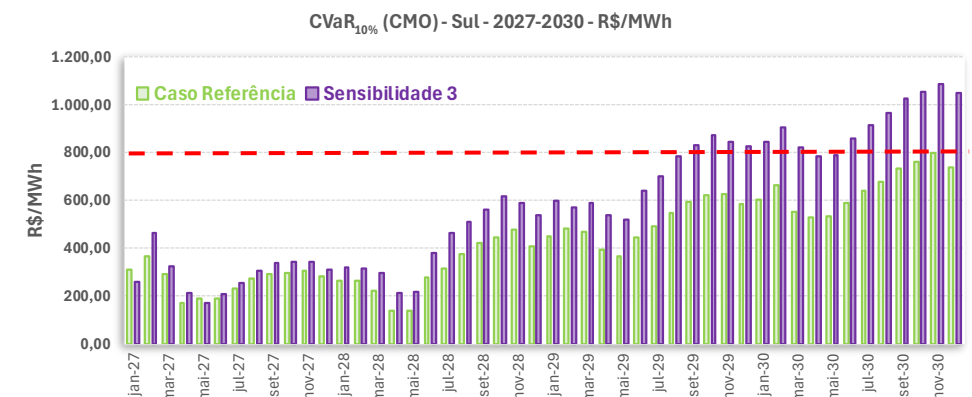
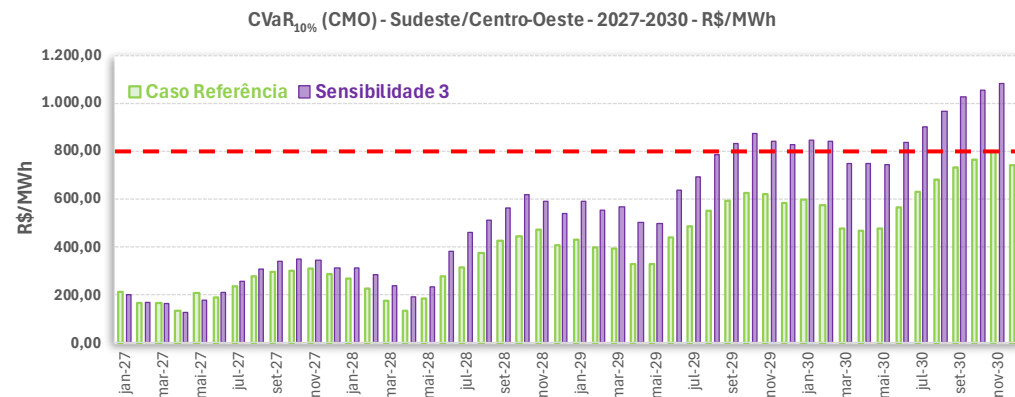
(\*) Acréscimos de carga que atingem montantes em torno de 3.500 MW para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, aproximadamente 600 MW para o subsistema Nordeste, além de 235 MW para o subsistema Sul, em 2030.



# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise Energética – Sensibilidade 3

**Critério CNPE:  $CVaR_{10\%}$  (CMO) < 800 R\$/MWh**

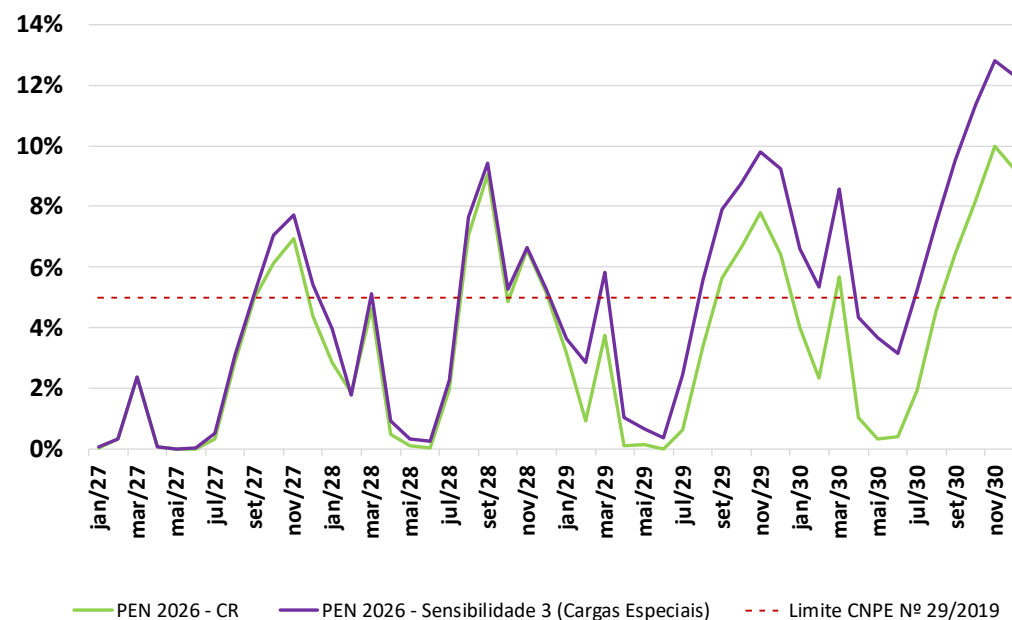


O Cenário de Sensibilidade 3, com evolução da participação das cargas especiais (plantas de datacenters e hidrogênio verde), conduz à violação de um dos indicadores do critério de suprimento de energia, associado ao  $CVaR_{10\%}$  (CMO), em 2029 e 2030 e em todos os subsistemas.

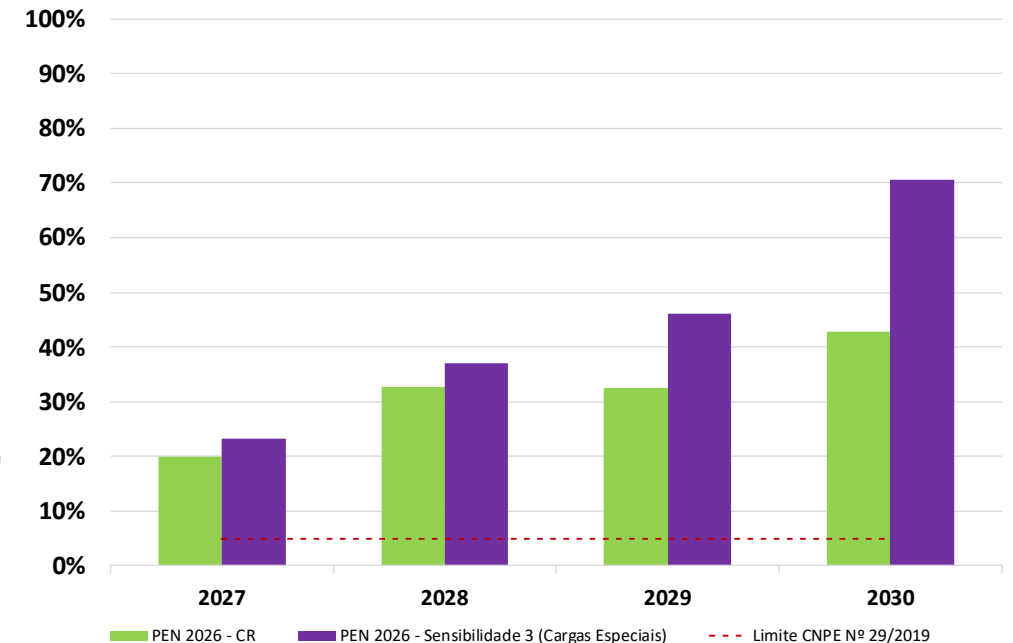
# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise de Potência – Sensibilidade 3

Critério CNPE: CVaR<sub>5%</sub> (PNS) < 5%



Critério CNPE: LOLP base anual < 5%



Para o Cenário de Sensibilidade 3, com evolução da participação das cargas especiais (plantas de datacenters e hidrogênio verde), os índices associados ao critério geral de suprimento de potência sofrem aprofundamento da violação em todo o horizonte de avaliação.

# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Premissas – Sensibilidade 4

### Inclusão de mais um ano no horizonte de estudo (2031)

- Caso de Referência
  - Período Estrutural: 2027 a 2030
- Cenário de Sensibilidade 4 - Período Estrutural: 2027 a **2031**
  - Carga de Energia/Potência: Dados informados pela gerência PEC.
  - MMGD: Dados informados pela gerência PEC.
  - Limites de intercâmbio entre subsistemas: A gerência PLM informou que uma particularidade desse ciclo do PAR/PEL é que não existem obras relevantes de transmissão previstas para entrarem em operação em 2031. Desta forma os limites de intercâmbio de 2030 foram replicados para 2031.
  - GTmin por razões elétricas: A gerência PLM forneceu as informações.

# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Premissas – Sensibilidade 4

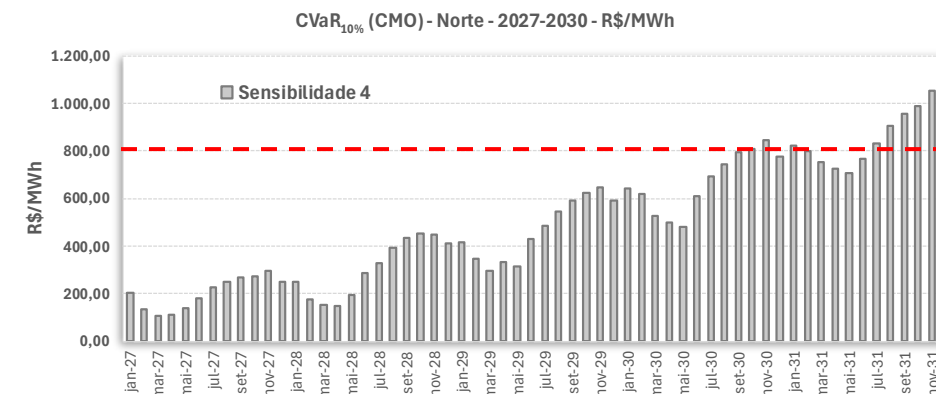
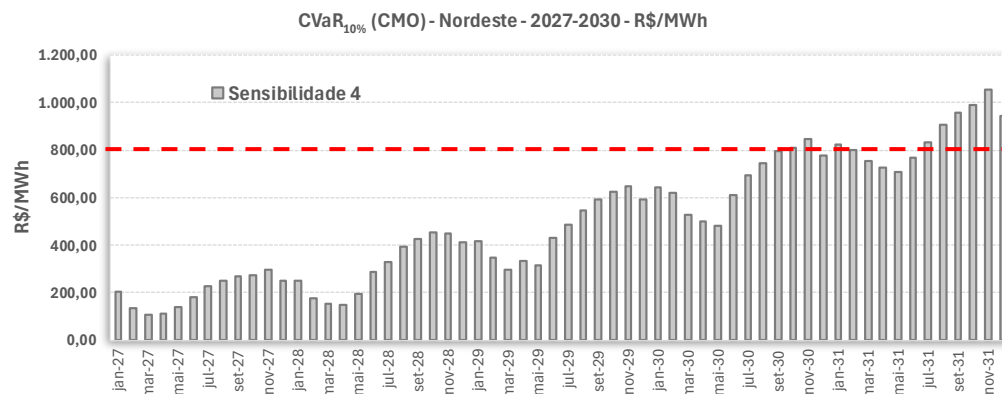
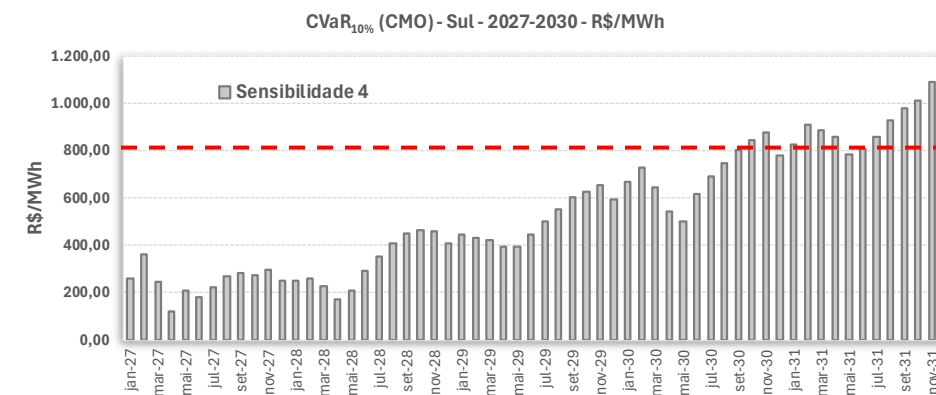
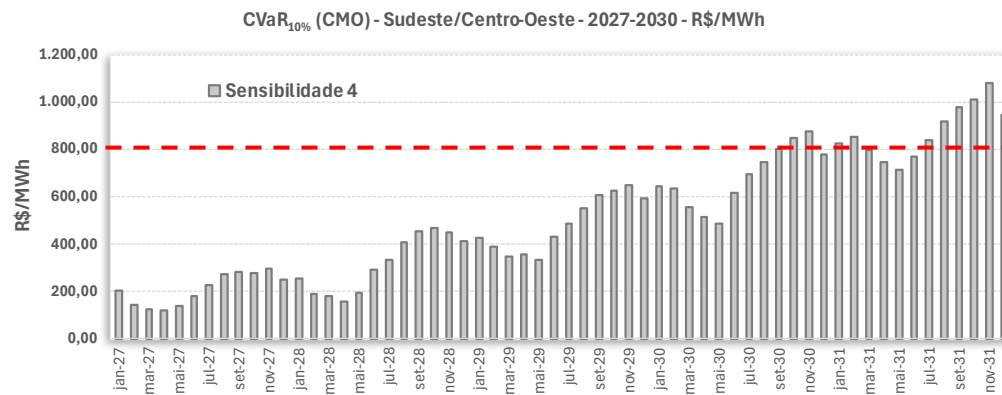
- Cenário de Sensibilidade 4 - Período Estrutural: 2027 a **2031** (continuação)
  - Volumes de espera: Os valores adotados para 2030 foram replicados para 2031, dado que não há mudança de cenário hidrológico a partir do 2º ano do horizonte, conforme informação da gerência PRR.
  - Usos consuntivos: A gerência PRR forneceu as informações para 2031.
  - Oferta de geração simulada individualmente: Para 2031 foi incluída apenas a oferta vencedora e habilitada nos dois LRCap de março de 2026, aproximadamente 4,3 GW.
  - Oferta de geração não simulada individualmente: Foram mantidos os valores de 2030, sem acréscimos.
  - Para a carga da ANDE atendida pela UHE Itaipu, foi aplicada para 2031 a mesma metodologia/taxa de crescimento utilizada pelo Agente ENBPar para compor a declaração prestada na 1ª revisão quadrimestral de maio/2026.



# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise Energética – Sensibilidade 4

**Critério CNPE:  $CVaR_{10\%}$  (CMO) < 800 R\$/MWh**

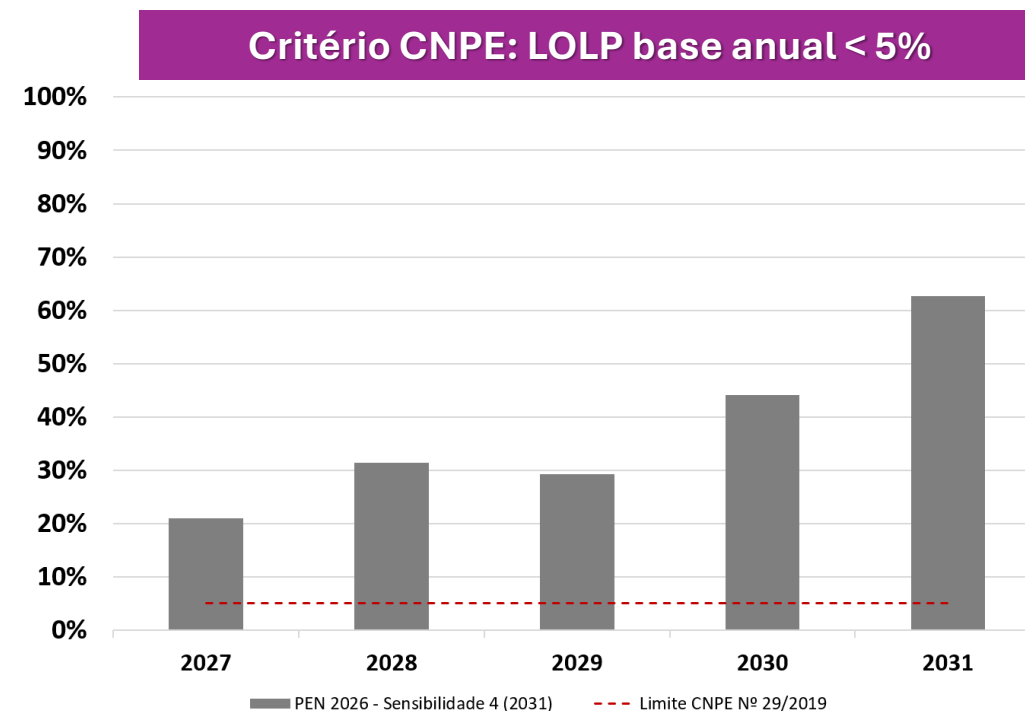
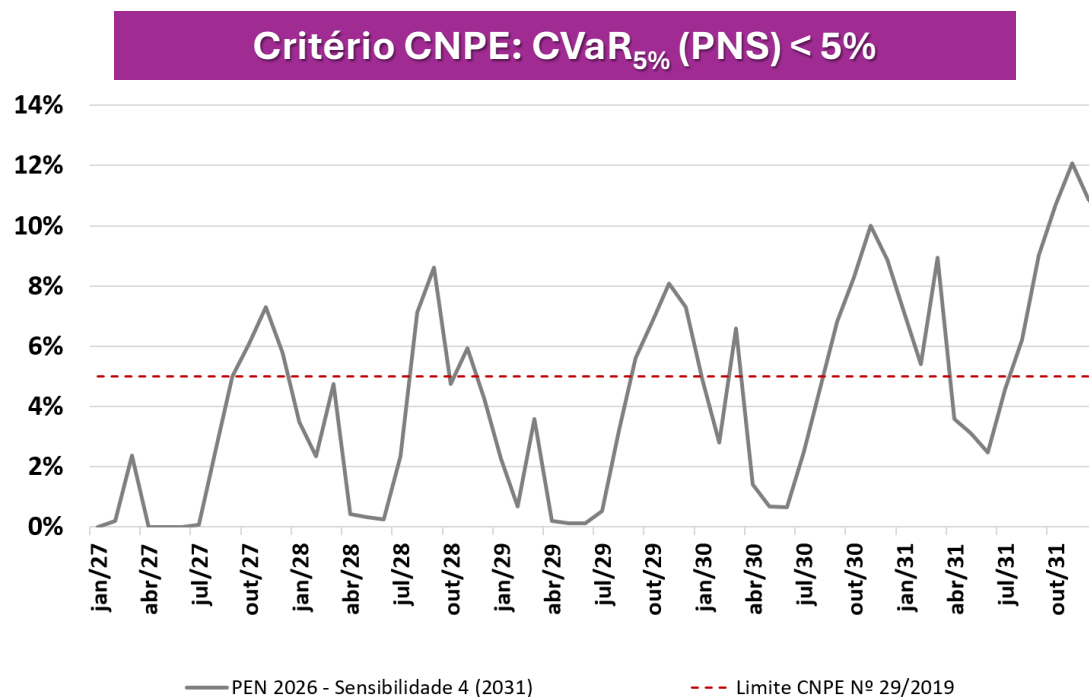


O Cenário de Sensibilidade com a inclusão de mais um ano de simulação, CS 4, conduz à violação de um dos indicadores do critério de suprimento de energia, associado ao  $CVaR_{10\%}$  (CMO), no final do horizonte e em todos os subsistemas.



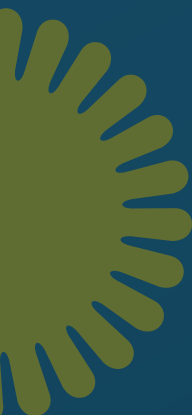
# Avaliação Estrutural 2027-2030

## Análise de Potência – Sensibilidade 4



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

# 7. Conclusões e Recomendações



- Previsão de **crescimento de carga de energia** de 17,9% entre 2026 e 2030 (aprox. **4,2% a.a.**);
- **Participação da MMGD** na matriz elétrica: já é a **segunda fonte de geração** (18,1%), em dez/2025;
- A **participação conjunta das fontes solar fotovoltaica e MMGD** corresponderá a 31,7% da matriz elétrica em 2030, **88% da capacidade instalada de UHE**;
- Para 2030, **expectativa da parcela flexível das fontes despacháveis** atender apenas cerca de **25% da carga**.

## Avaliação de *Curtaiment* (viés probabilístico)

- 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.

## Evolução do Requisito de Flexibilidade Operativa

- Desde 2022, período coincidente com o crescimento da participação de recursos fotovoltaicos, observa-se um aumento significativo em métricas referentes à prestação de flexibilidade operativa pelas usinas hidrelétricas.
- Com a continuidade da expansão, predominantemente a partir de fontes renováveis variáveis, esse comportamento tende a continuar ocorrendo.
- Reafirmação da necessidade de ações visando à adequação da flexibilidade operativa provida pelo parque gerador aos requisitos sistêmicos.
- 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.

## Análise conjuntural

### 2026

- Sob o aspecto do atendimento energético, tendência dos subsistemas atingirem armazenamentos superiores aos atingidos em 2025, com previsão de despacho térmico podendo chegar no entorno de 11 GWmed nos cenários mais desfavoráveis.
- Sob o aspecto do atendimento de potência, apenas o cenário mais desfavorável suscitou a possibilidade de utilização de parte da reserva operativa no final do ano para fechamento de ponta.

### 2027

- Sob o aspecto do atendimento energético, somente os três cenários mais desfavoráveis indicam níveis de armazenamento inferiores ao ano anterior. Neste contexto, a não ocorrência de um período úmido bom em 2026-2027, vindo de uma condição já deteriorada de armazenamentos, pode levar a um alto despacho térmico no segundo semestre de 2027.
- Sob o aspecto do atendimento de potência, atenção para o esgotamento do limite de intercâmbio em momentos críticos, no limite, podendo levar ao não atendimento de ponta caso haja uma combinação de demanda muito elevada e baixa geração eólica.

# Conclusões

## Análise Estrutural 2027-2030

(critérios preconizados pelo CNPE)

- **Caso Base:**

- **Energia:**

- Plenamente atendidos (\*)

- **Potência:**

- Violação do CVaR<sub>5%</sub>(PNS) a partir de 2027
- Violação da LOLP a partir de 2027

**Recomenda-se a realização de leilões anuais de reserva de capacidade de potência**

(\*) Ponto de atenção:

No final do horizonte, de setembro a dezembro de 2030, os valores do CVaR<sub>10%</sub> (CMO) são superiores a 700,00 R\$/MWh, aproximando-se do limite vigente (800,00 R\$/MWh) em novembro de 2030.

*Recomenda-se a avaliação de eventual necessidade de atualização do valor limite vigente, considerando que foi definido ao final de 2019 e que pode ter acontecido alteração relevante em variáveis relacionadas à definição deste limite.*

# Conclusões

## Análise Estrutural 2027-2030

(critérios preconizados pelo CNPE)

- **Cenários 1 e 2 de Sensibilidade**, referentes a retirada ou postergação da expansão da oferta associada às usinas dos LRCap realizados em março de 2026.
  - **Energia:**
    - Violação do  $CVaR_{10\%}(CMO) < R\$ 800/MWh$ , em 2028 e 2029 (sensibilidade 1) e em 2030 (sensibilidades 1 e 2)
  - **Potência:**
    - Violação do  $CVaR_{5\%}(PNS)$  a partir de 2027
    - Violação da LOLP a partir de 2027
- **Cenário 3 de Sensibilidade**, referente a uma maior participação das cargas especiais (plantas de datacenters e hidrogênio verde) no SIN.

**Recomenda-se acompanhamento contínuo das datas de previsão e efetiva entrada em operação comercial das usinas dos LRCap Março/2026**

- **Energia:**
  - Violação do  $CVaR_{10\%}(CMO) < R\$ 800/MWh$  a partir de 2029
- **Potência:**
  - Violação do  $CVaR_{5\%}(PNS)$  a partir de 2027
  - Violação da LOLP a partir de 2027

**Atenção especial com o atendimento a estas cargas no período de ponta noturno, em função da baixa flexibilidade operativa destas cargas ao longo do dia**

# Conclusões

## Análise Estrutural 2027-2030

(critérios preconizados pelo CNPE)

- **Cenário 4 de Sensibilidade**, referente a inclusão do ano de 2031.
  - **Energia:**
    - Violação do  $CVaR_{10\%}(CMO) < R\$ 800/MWh$  no final do horizonte
  - **Potência:**
    - Violação do  $CVaR_{5\%}(PNS)$  em todos os anos
    - Violação da LOLP em todos os anos

A principal dificuldade identificada foi a definição da configuração do 6º ano pois, no contexto de expansão das avaliações energéticas, o critério atualmente em vigor utilizado para representação das usinas do ACL sem obras iniciadas, nos estudos energéticos, requerem que para serem incluídas estas precisam ter CUST/CUSD e PPA assinados.

# Plano da Operação Energética 2026 – 2030



Apresentação



Relatórios



Acervo



PEN 2023

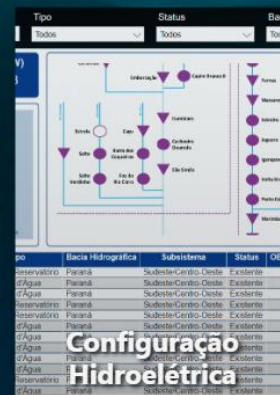
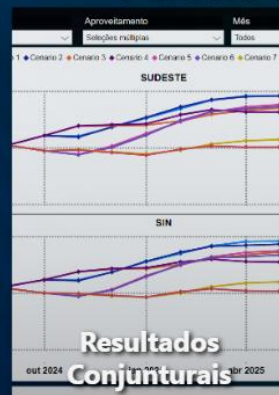
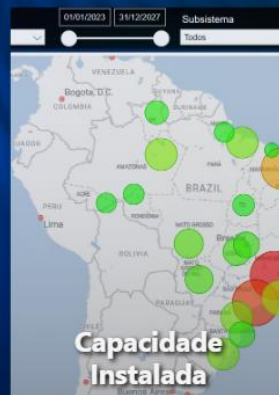


PEN 2024



PEN 2025

## Painéis Dinâmicos



Mai26    Set26    Jan27





## ODS PRIORITÁRIOS

**6** ÁGUA POTÁVEL  
E SANEAMENTO

**7** ENERGIA LIMPA  
E ACESSÍVEL

**10** REDUÇÃO DAS  
DESIGUALDADES

**13** AÇÃO CONTRA A MUDANÇA  
GLOBAL DO CLIMA

**17** PARCERIAS E MEIOS  
DE IMPLEMENTAÇÃO



# FIM