



POR DENTRO DA

EGIE3

— 20º EDIÇÃO —

Onde o **resultado** encontra o **futuro**



AVISO IMPORTANTE

Este evento pode incluir declarações que representem expectativas sobre acontecimentos ou resultados futuros de acordo com a regulamentação de valores mobiliários brasileira e internacional. Essas declarações estão baseadas em certas suposições e análises feitas pela ENGIE Brasil Energia S.A., de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico, nas condições de mercado e nos acontecimentos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da ENGIE Brasil Energia. Em razão disso, os resultados reais da ENGIE Brasil Energia podem diferir significativamente daqueles indicados ou implícitos nas declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros.

As informações e opiniões emitidas no evento não devem ser entendidas como recomendação a potenciais investidores e nenhuma decisão de investimento deve se basear na veracidade, atualidade ou completude dessas informações ou opiniões.

Este material inclui declarações acerca de acontecimentos futuros sujeitos a riscos e incertezas e projeções de crescimento econômico e demanda de energia, os quais baseiam-se nas atuais expectativas e tendências que podem afetar os negócios da ENGIE Brasil Energia. Inúmeros fatores podem afetar adversamente as estimativas e suposições nas quais essas declarações se baseiam.

A ENGIE Brasil Energia, nem seus administradores, gestores, representantes ou assessores, terá qualquer responsabilidade perante terceiros por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização do conteúdo desta apresentação.

PROGRAMAÇÃO

9h40: Regulação e Comercialização

- Gabriel Mann
- Marcos Keller
- Q&A

11h00: Intervalo

11h30: Alocação de Capital

- Guilherme Ferrari
- Gustavo Labanca
- Ovidio Quintana - TAG
- Q&A

Encerramento

Leonardo Depiné

Gerente de Relações com Investidores



Eduardo Sattamini

CEO ENGIE Brasil



Pierre Leblanc

Diretor Financeiro e de
Relações com Investidores



Bloco 1

Regulação & Comercialização

Gabriel Mann

Diretor de Regulação,
Estratégia e Comunicação

Marcos Keller

Diretor de Gestão e
Comercialização de Energia

Gabriel Mann

Diretor de Regulação,
Estratégia e Comunicação

- Oportunidades
- Riscos mitigados
- Riscos existentes

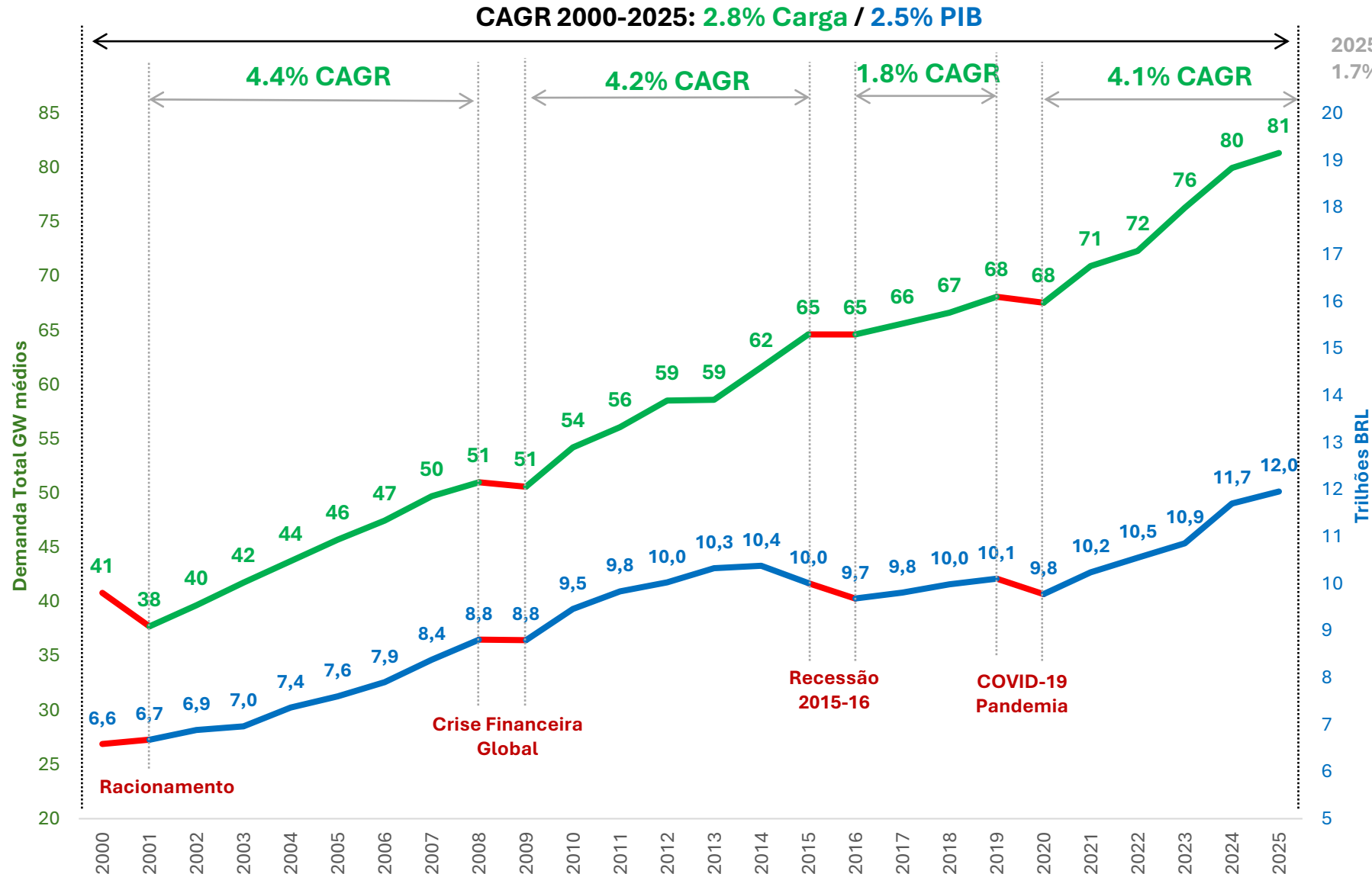


Marcos Keller

Diretor de Gestão e
Comercialização de Energia



Carga Bruta SIN



2025/2024:
1.7%

Para 2025, espera-se crescimento de 1,7% em relação a 2024.

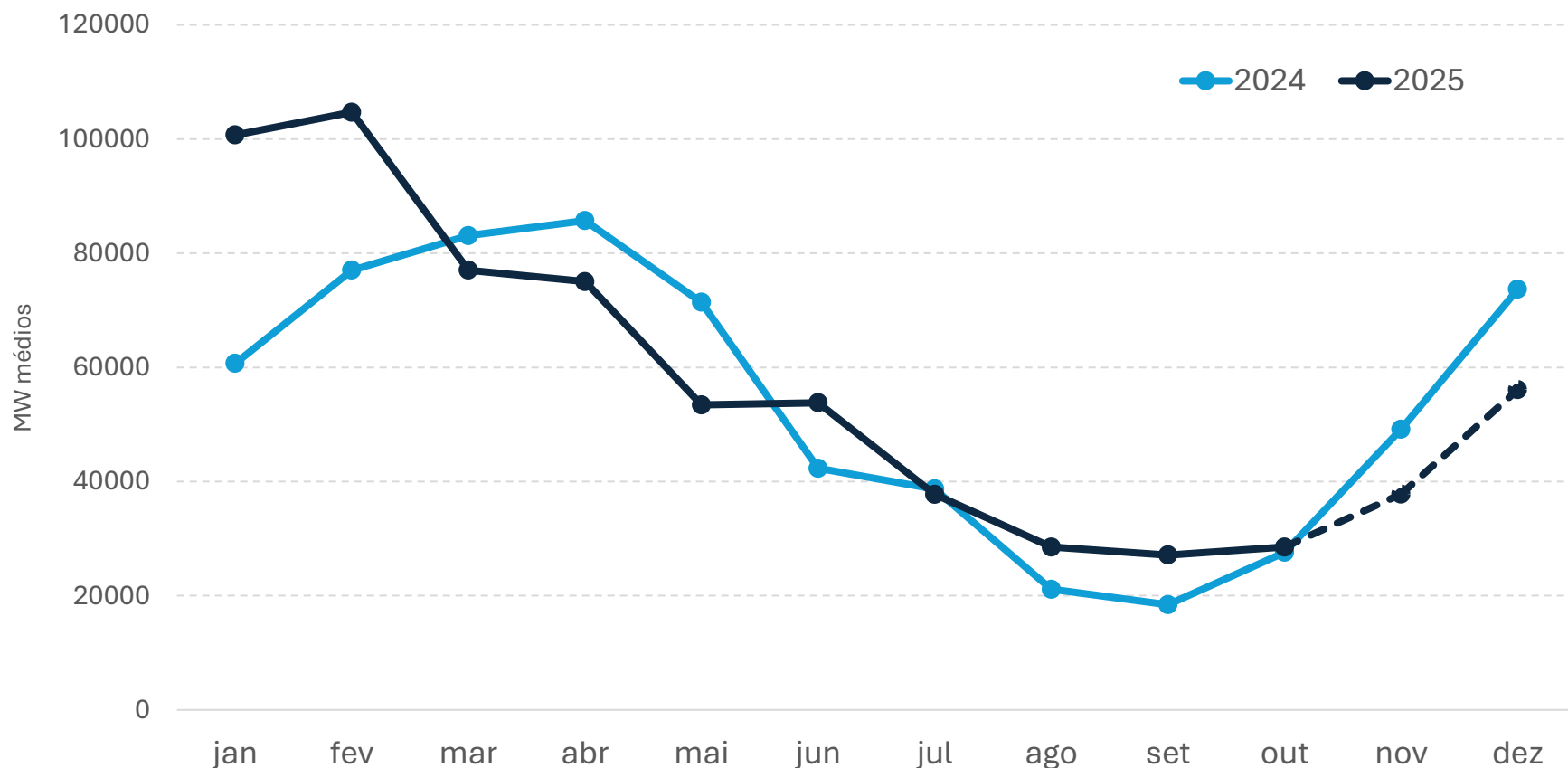
CAGR de 4,1% por ano nos últimos 5 anos, o que significa forte **aumento na demanda bruta** (antes do impacto da GD).

O CAGR médio desde 2000 é de 2,8% por ano, mesmo considerando 4 grandes crises.

Portanto, o crescimento da demanda bruta no mercado brasileiro não é um problema.

Há uma tendência de longo prazo de **aumento da intensidade do uso de energia** na economia.

Energia Natural Afluente SIN (MWm)

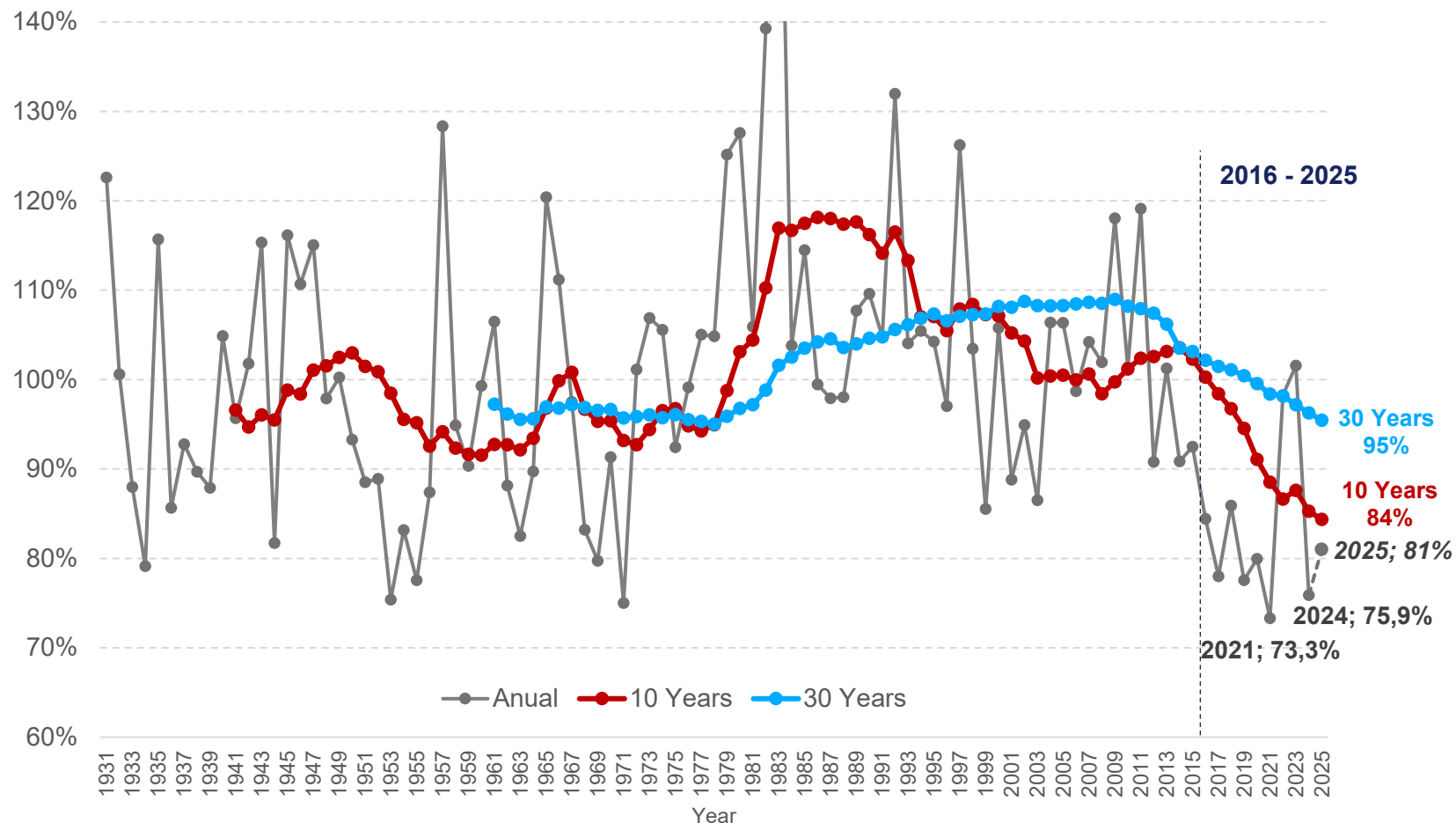


O atraso no início da estação chuvosa resultou em afluências de 67% da Média de Longo Prazo (MLT) em out/2025.

Observa-se uma recuperação gradual em nov/2025, (75% MLT), com expectativa de continuidade em função de precipitações regulares ao longo de dezembro.

A afluência esperada para **2025** é **79,6% da MLT**.

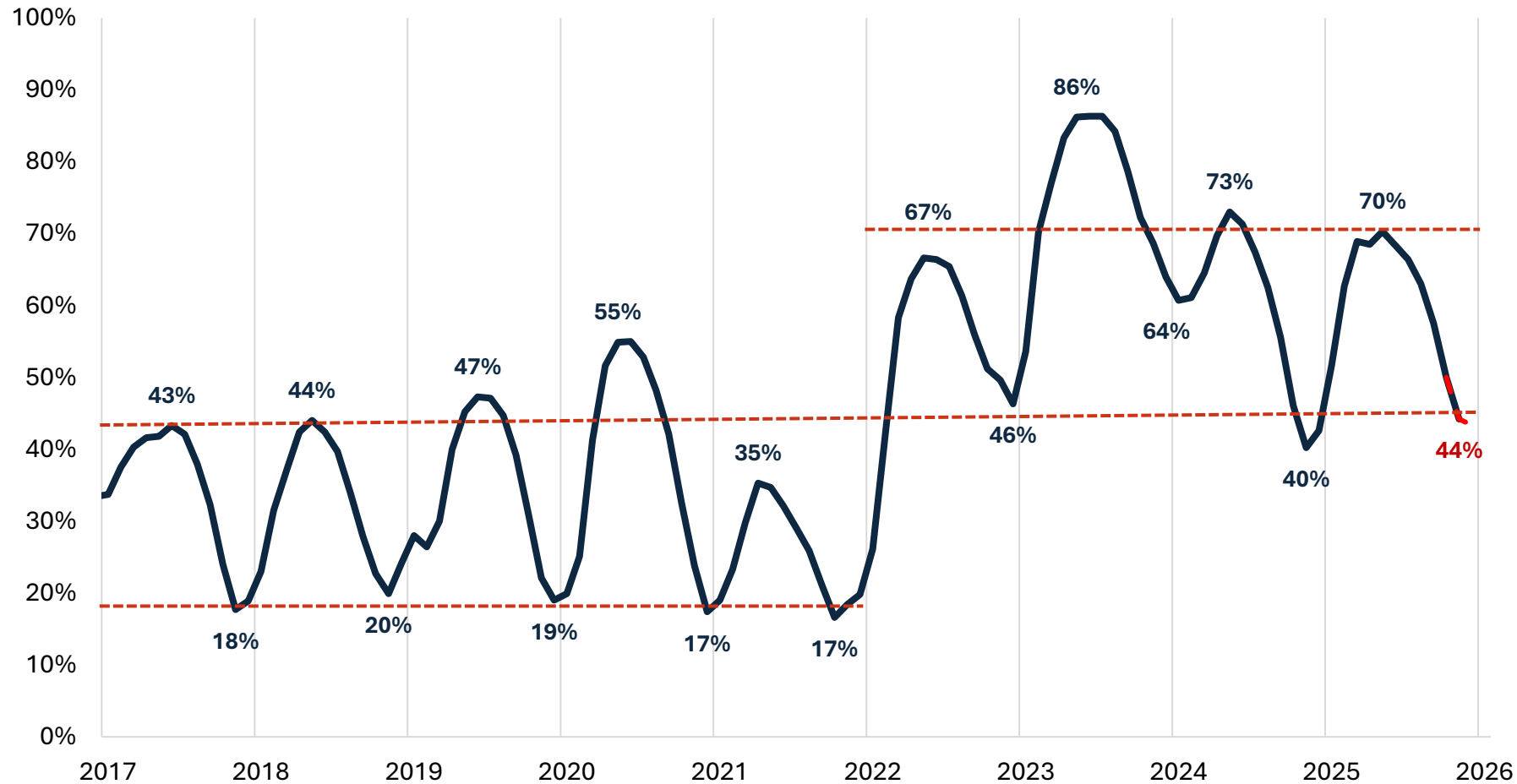
Energia Natural Afluentes SIN



2016 – 2025:

- 1 de 10 anos acima da média
- 8 de 10 anos abaixo de 90% da MLT
- 1º e 4º piores afluências já registradas
- Média de 10 anos: 84% MLT, a mais baixa da história (previsão de 2025 incluída).

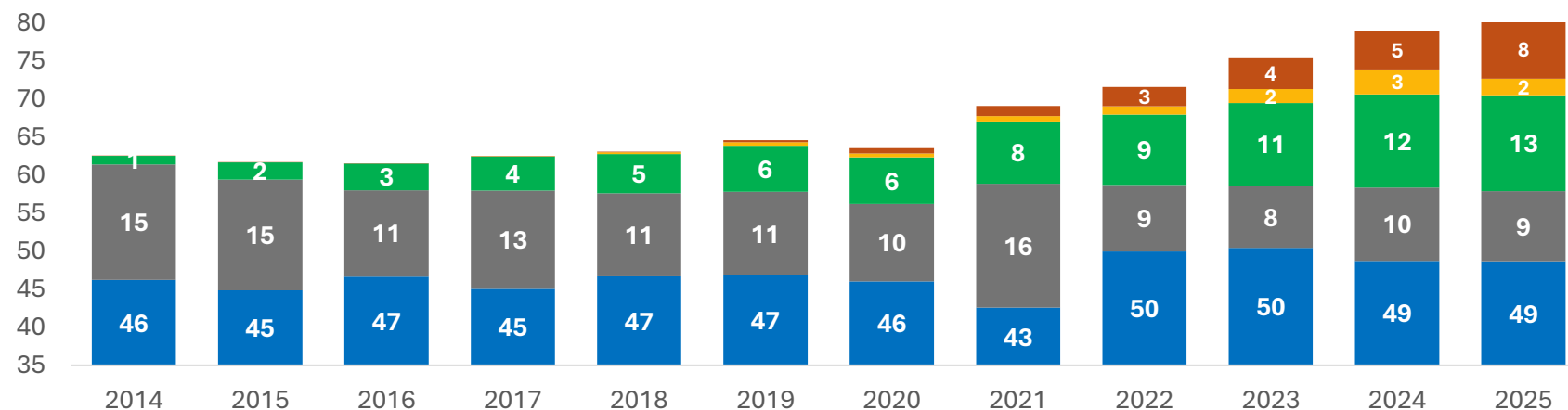
Armazenamento



- O nível máximo de 2025 (70%) foi próximo ao de 2024, com um **armazenamento bom em comparação ao histórico recente.**
- Espera-se armazenamento mínimo de 44% para 2025.

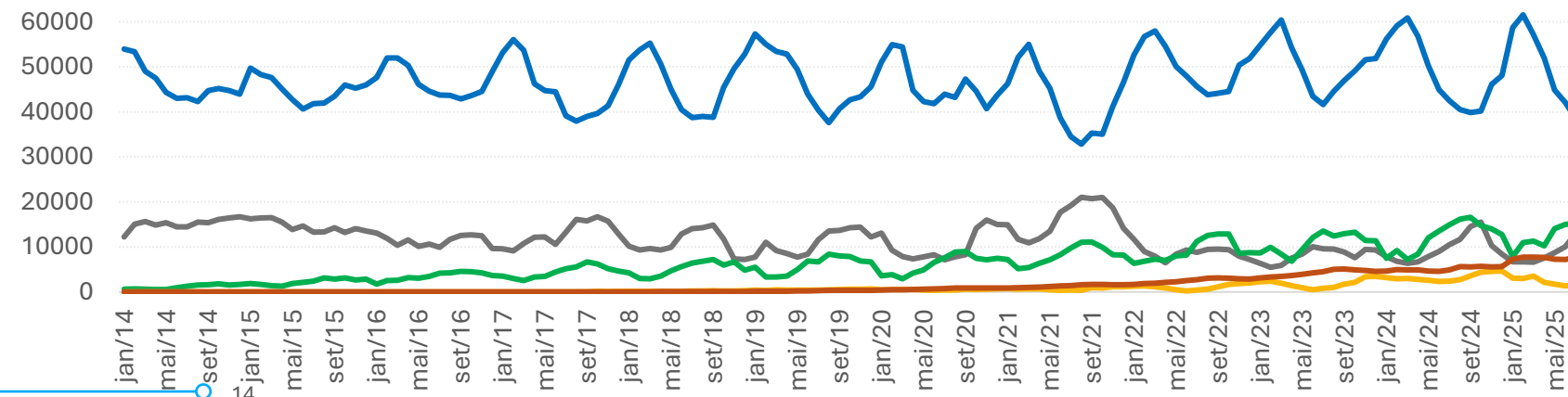
Balanço Energético Anual (GWm)

■ Hidroelétrica ■ Térmica ■ Eólica ■ Solar Centralizada ■ MMGD



Geração Mensal por Tecnologia (MWm)

— Hidroelétrica — Térmica — Eólica — Solar Centralizada — MMGD



Hidroelétrica: alta volatilidade e uso intenso de reservatórios.

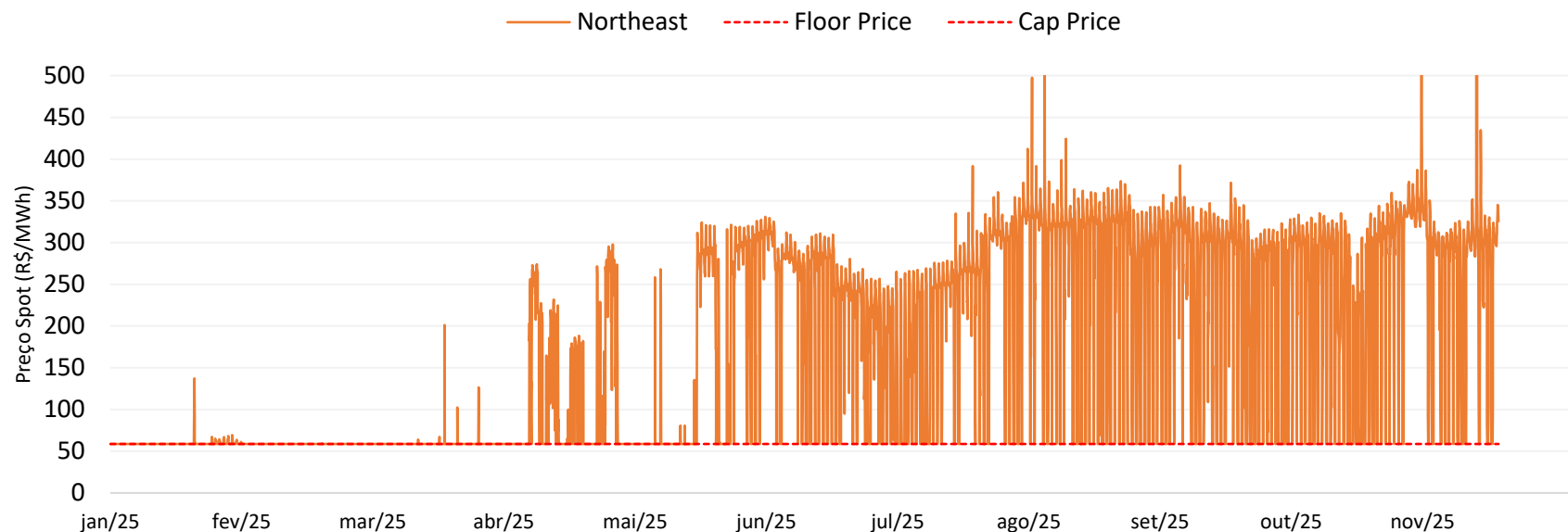
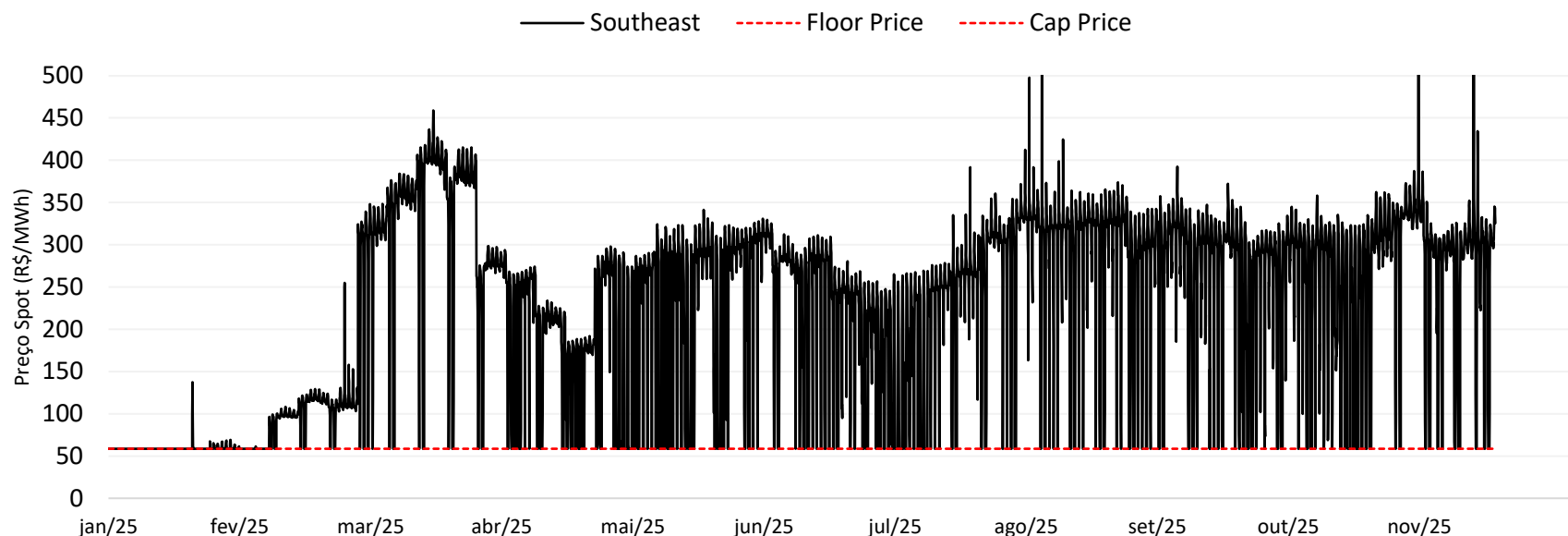
Térmica: aumento da geração controlável.

Eólica: rápido desenvolvimento nos últimos anos.

A geração distribuída (GD) é, até agora, o desenvolvimento mais acelerado. Geração maior que a geração solar centralizada.

Preço Spot

Sudeste vs. Nordeste:



Sudeste:

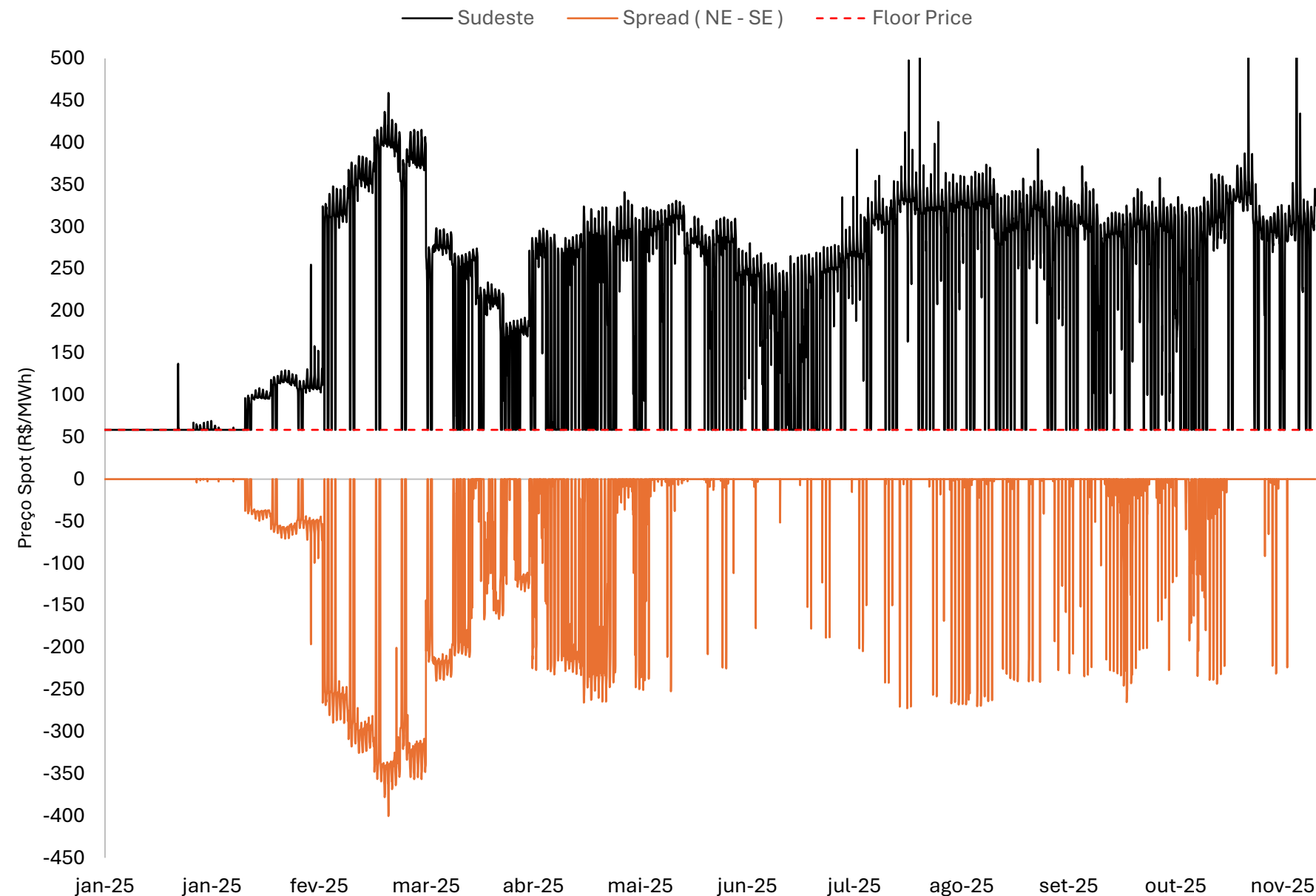
- Preço spot no piso em janeiro
- Forte volatilidade desde fevereiro
- Picos de preço em alguns dias úteis e preço no piso na maioria dos domingos
- Preço spot médio desde 01/jan: **219 BRL/MWh**

Nordeste:

- Preço spot no piso no primeiro trimestre (Q1)
- Forte volatilidade desde abril
- Picos de preço em alguns dias úteis e preços no piso por algumas horas em quase todos os dias (horas de restrição)
- Preço spot médio desde 01/jan: **167 BRL/MWh**

Preço Spot

Sudeste vs. Nordeste:



Sudeste:

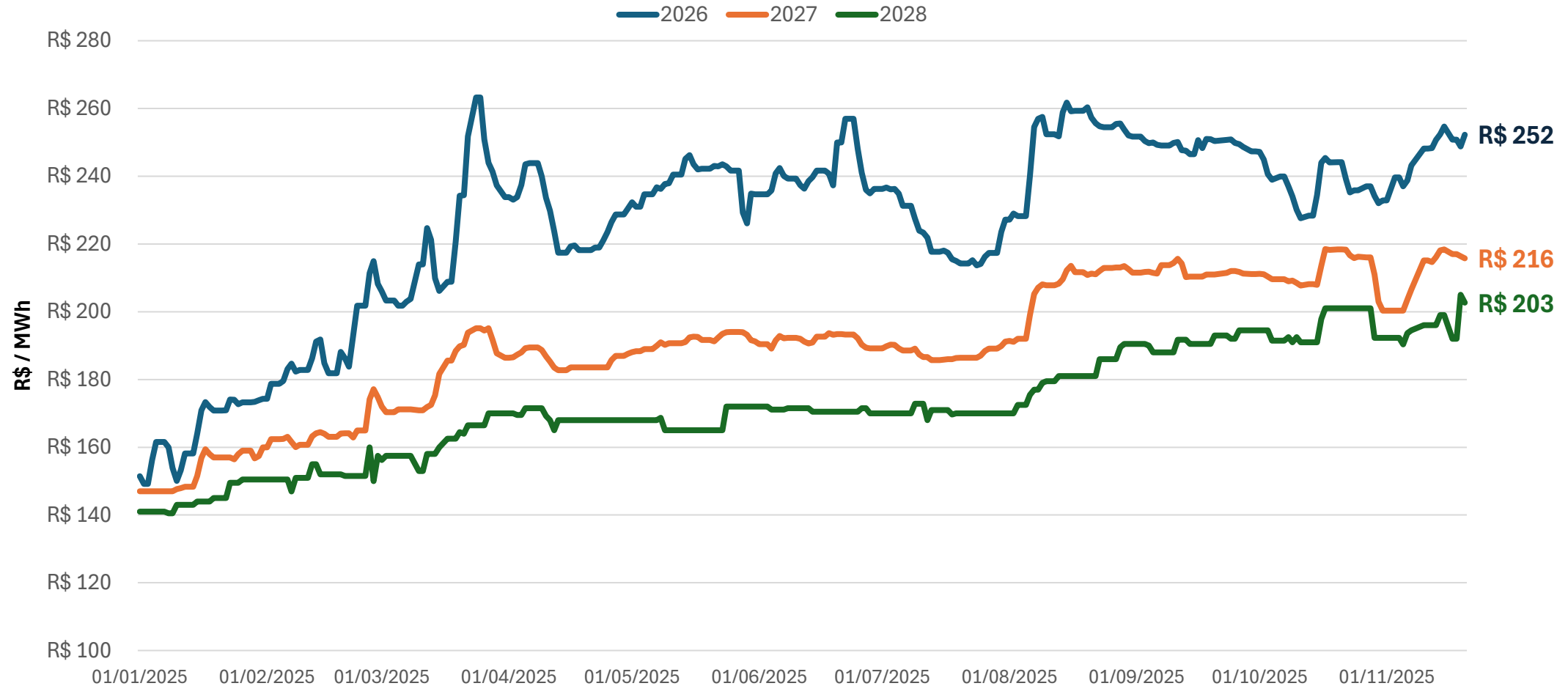
- Preço spot no piso em janeiro
- Forte volatilidade desde fevereiro
- Picos de preço em alguns dias úteis e preço no piso na maioria dos domingos
- Preço spot médio desde 01/jan: **219 BRL/MWh**

Nordeste:

- Preço spot no piso no primeiro trimestre (Q1)
- Forte volatilidade desde abril
- Picos de preço em alguns dias úteis e preços no piso por algumas horas em quase todos os dias (horas de restrição)
- Preço spot médio desde 01/jan: **167 BRL/MWh**

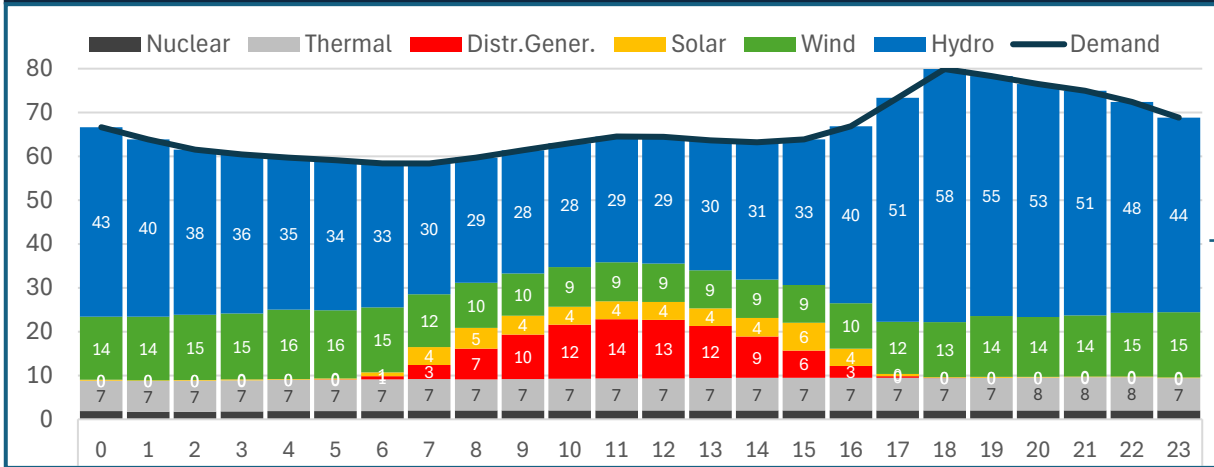
Preços de Mercado

Maturidade (Energia Convencional, Sudeste)

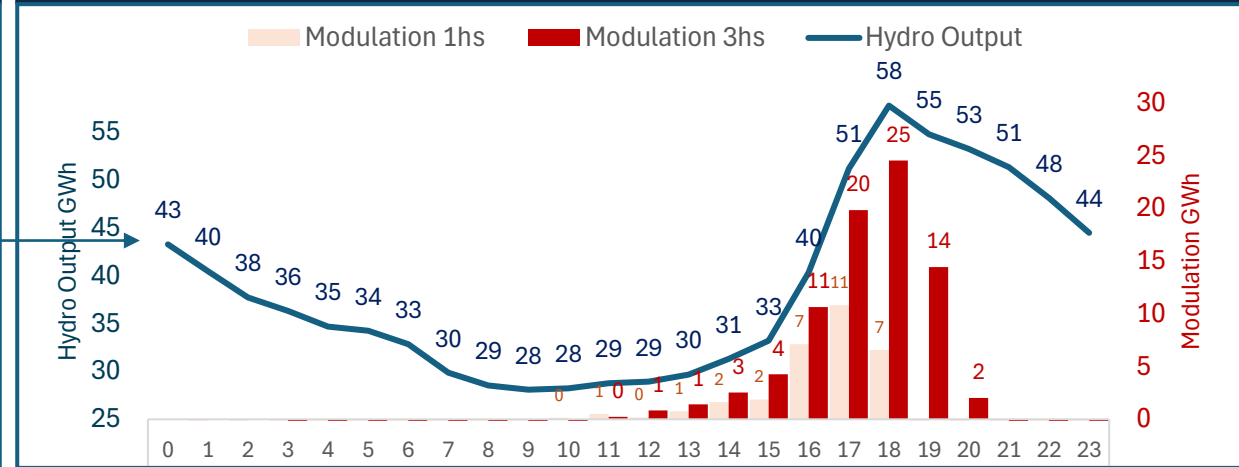


Duck Curve & Requisitos de Flexibilidade

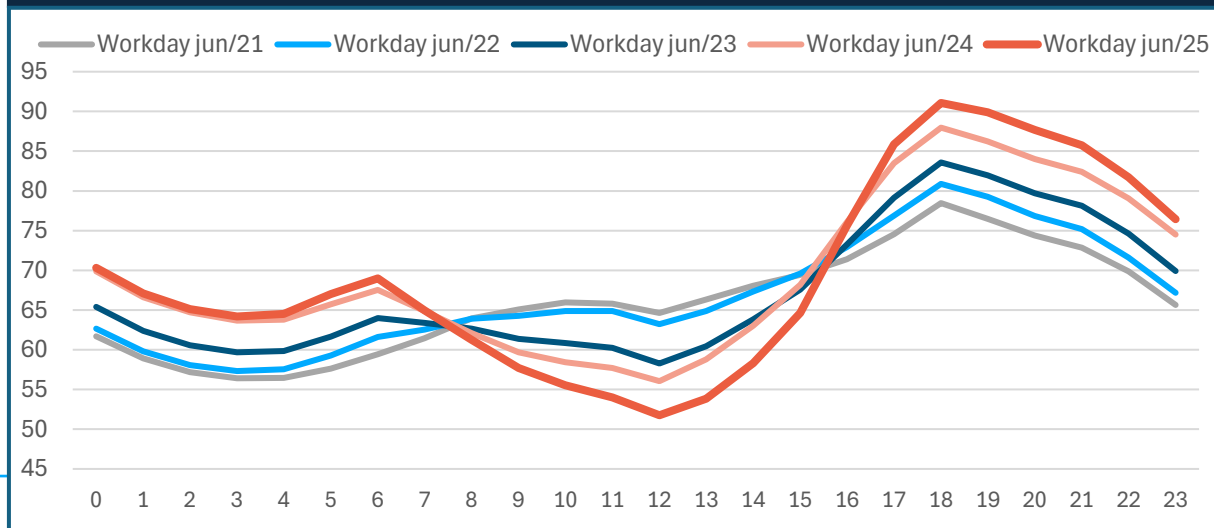
16/06/2024 como exemplo: Balanço Energético Horário, GWh



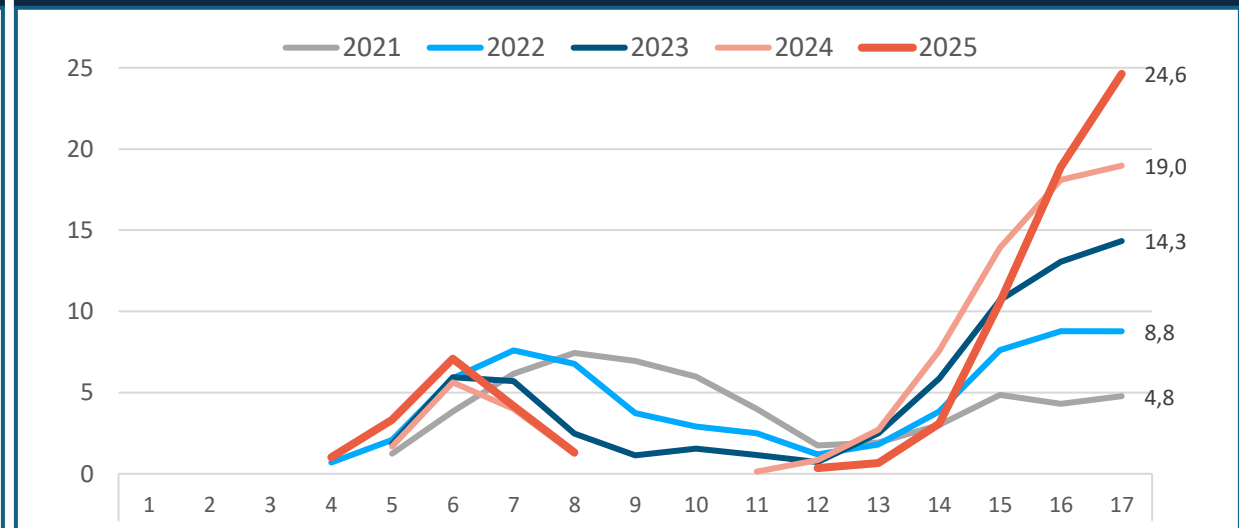
16/06/2024 como exemplo: Geração Hidrelétrica e Flexibilidade, GWh



Dias úteis junho: Demanda horária, GW

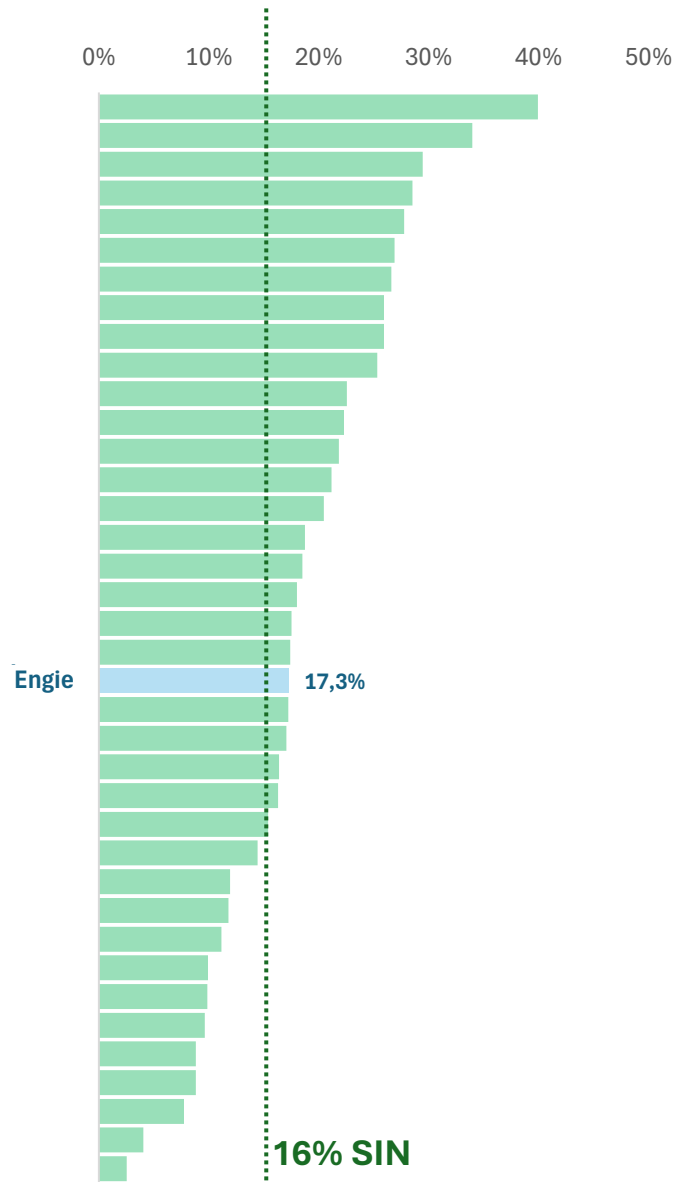


Dias úteis junho: Variação Hidro em 3 hrs, GW

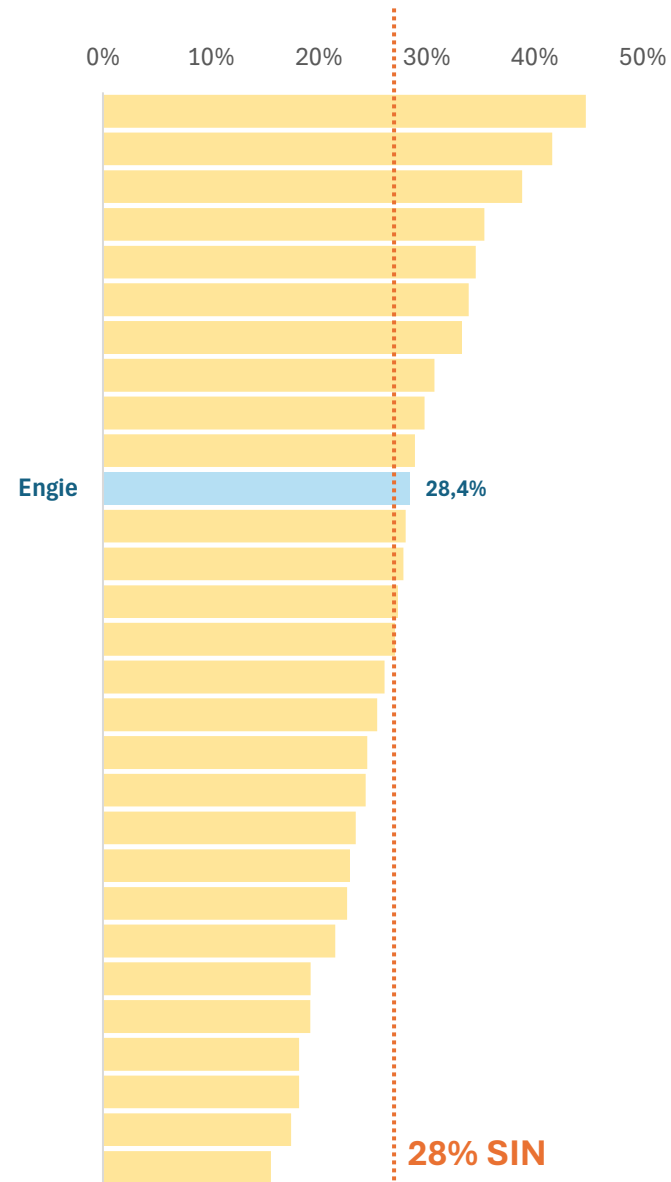


Ranking do Curtailment

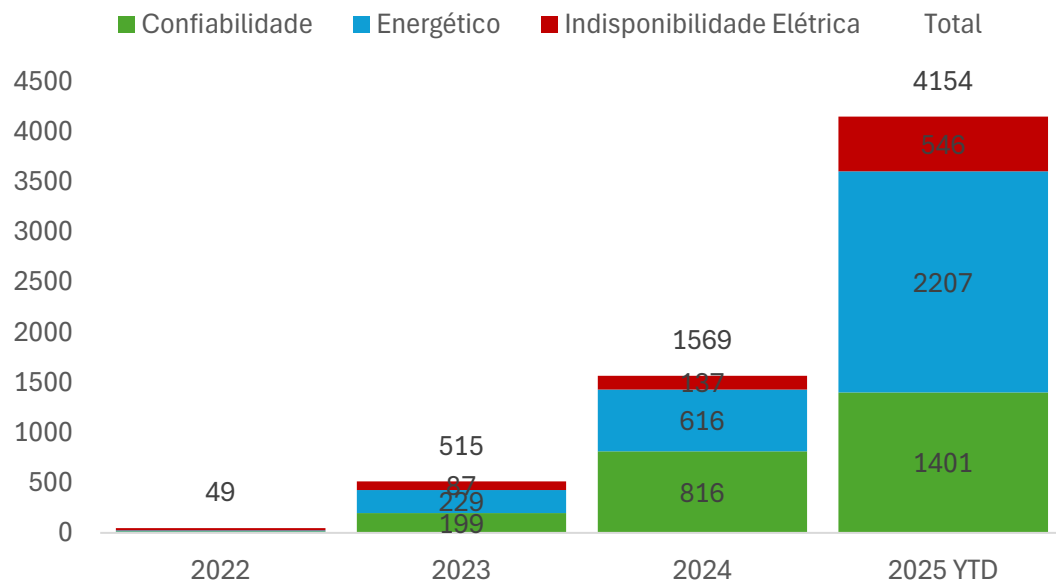
Eólicas: Curtailment %Geração
Média dez/2024 à nov/2025



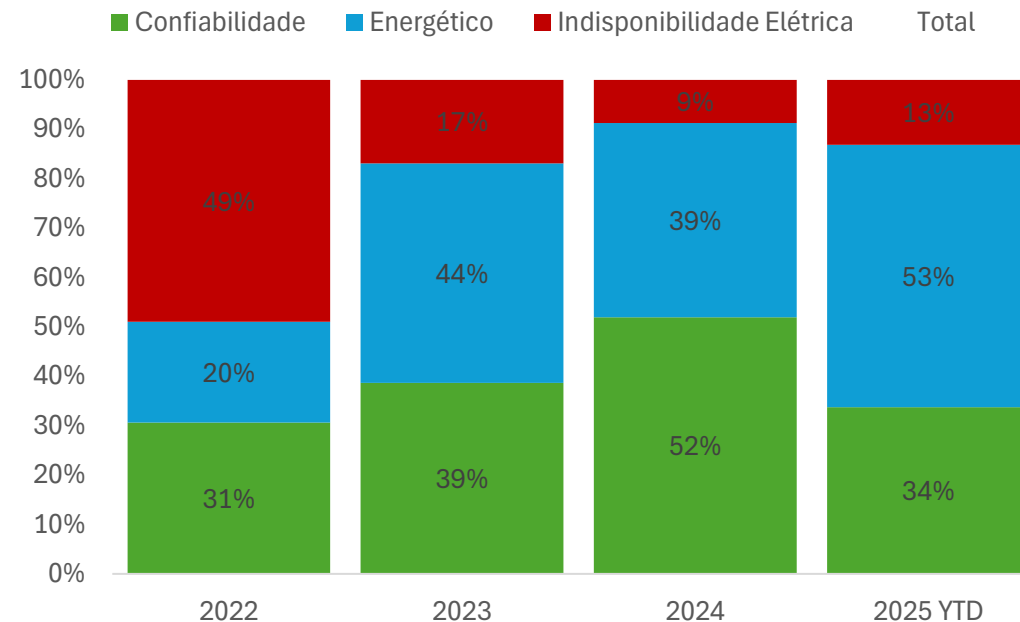
Solar: Curtailment %Geração
Média dez/2024 à nov/2025



Detalhamento do *Curtailment* por Motivo, Total SIN em MWm



Detalhamento do *Curtailment* por Motivo, Total SIN em %

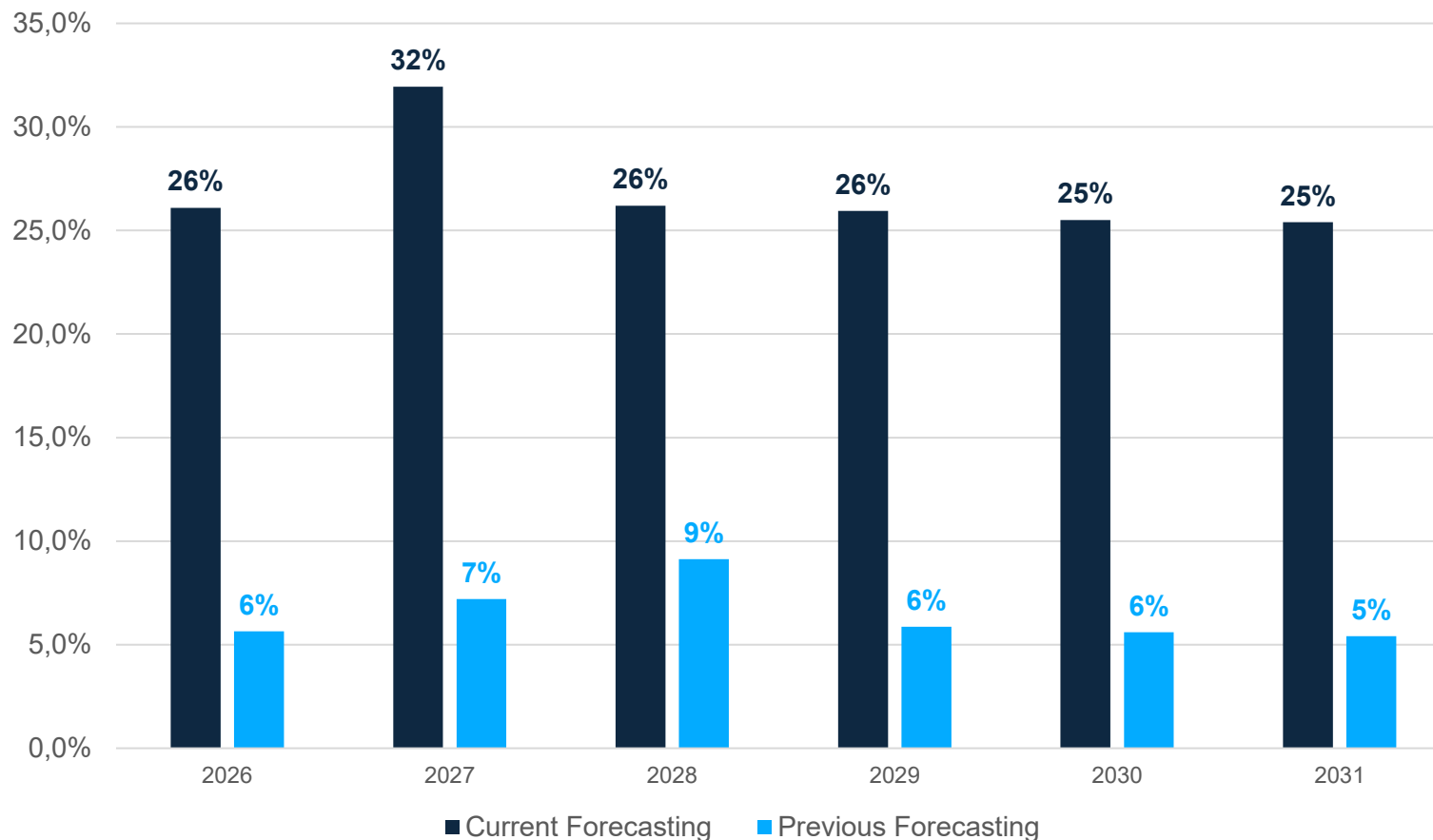


Três razões para o *curtailment*:

- 1) Energética:** Quando a oferta de **geração é maior que a demanda**.
- 2) Confiabilidade elétrica:** Quando há **restrições de rede ou operação avessa ao risco** (forte aumento após o apagão de 2023).
- 3) Indisponibilidade elétrica:** Quando há **indisponibilidade em algum equipamento de transmissão**.

Projeção Curtailment

SIN Curtailment: % Geração Anual



A nossa previsão atual de *curtailment* é bem mais negativa do que a visão anterior.

Entendemos que a operação das renováveis nos anos futuros tende a ser mais parecida com a operação dos últimos meses de 2025 – mais próxima de uma média de 20% a 25%.

E com uma tendência de piora, devido a contínua expansão da geração distribuída.

Há um contraponto que mitiga este efeito para os geradores mais diversificados que é a nova forma de operação das hidrelétricas, que estão sendo mais utilizadas nos horários de ponta do sistema.

Atenuantes do ponto de vista econômico são as discussões regulatórias em curso.

Do ponto de vista físico, será a profundidade da introdução de baterias no sistema.

Bloco 2

Alocação de Capital

Guilherme Ferrari

Diretor de Energias Renováveis
e Armazenamento

Gustavo Labanca

Diretor de Transmissão de Energia

Ovídio Quintana

Diretor Comercial e Regulatório da TAG

Guilherme Ferrari

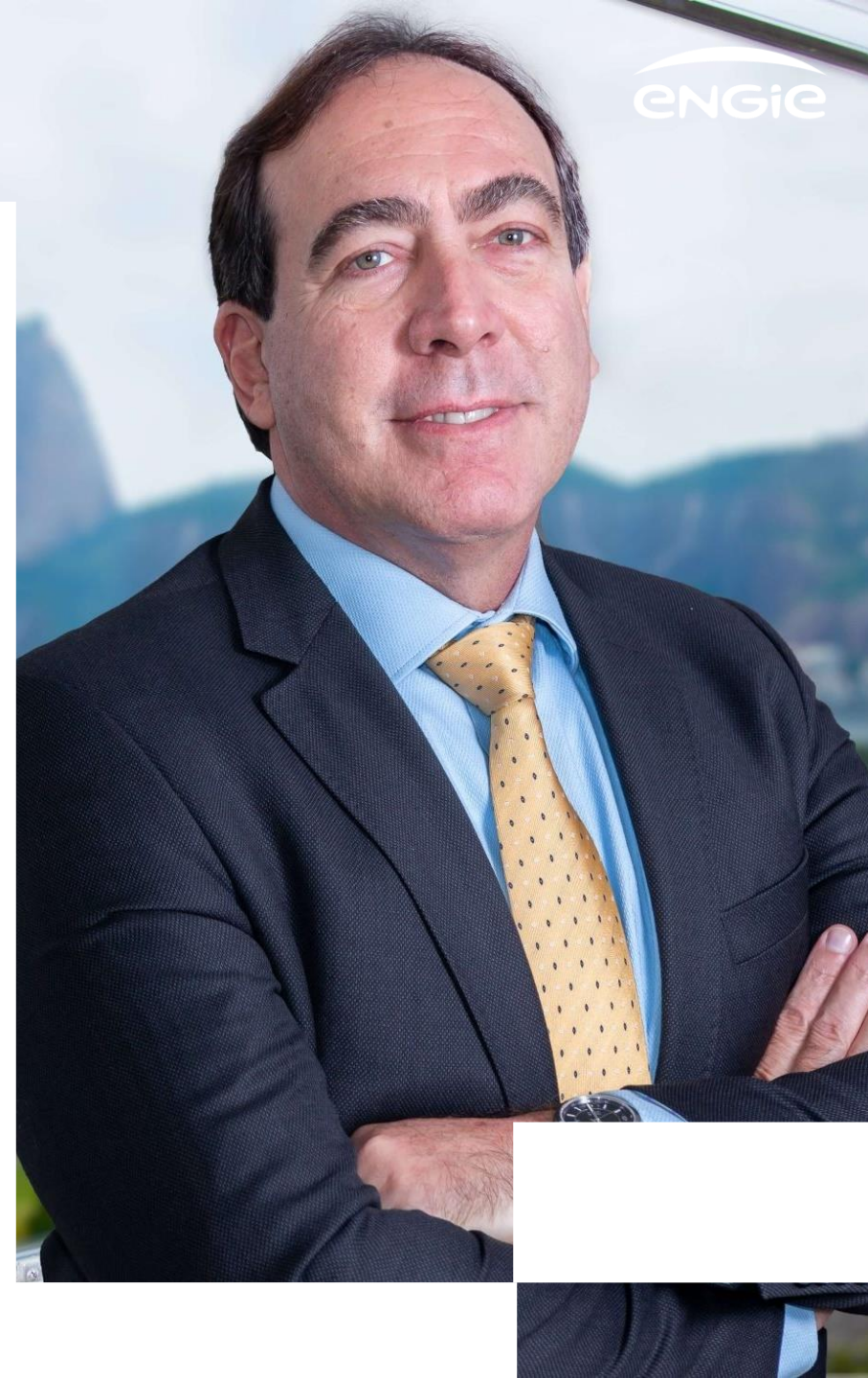
Diretor de Energias Renováveis
e Armazenamento



- Performance operacional
- Concessões, expansão, modernização
- M&A e novos investimentos
- Armazenamento – experiência no Grupo
- *Curtailment* e regulação

Gustavo Labanca

Diretor de Transmissão de Energia

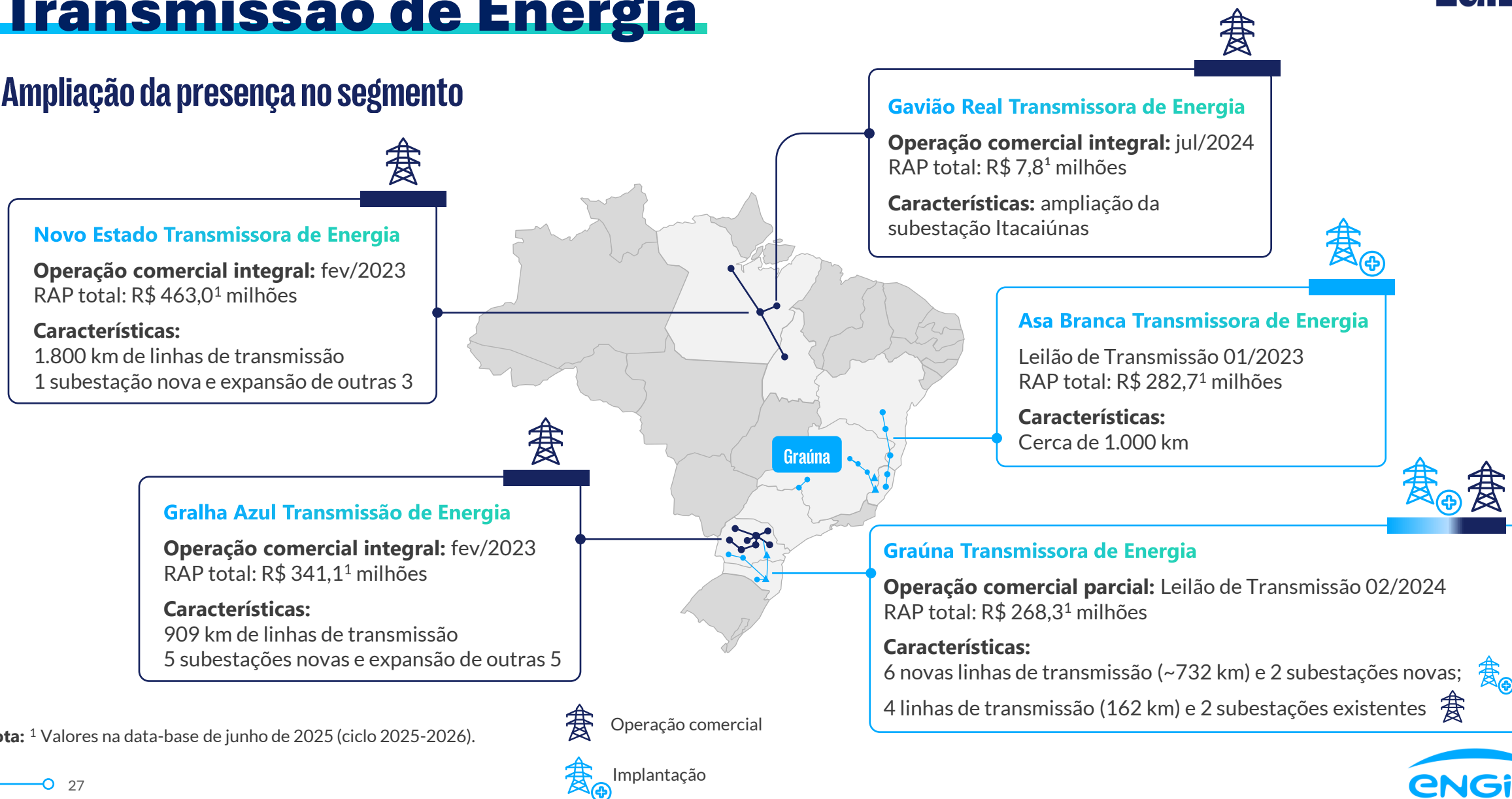


Transmissão

- Expansão e entrega de projetos
 - Asa Branca, Graúna e reforço de Ponta Grossa
- Leilões e novos projetos
- Performance operacional

Transmissão de Energia

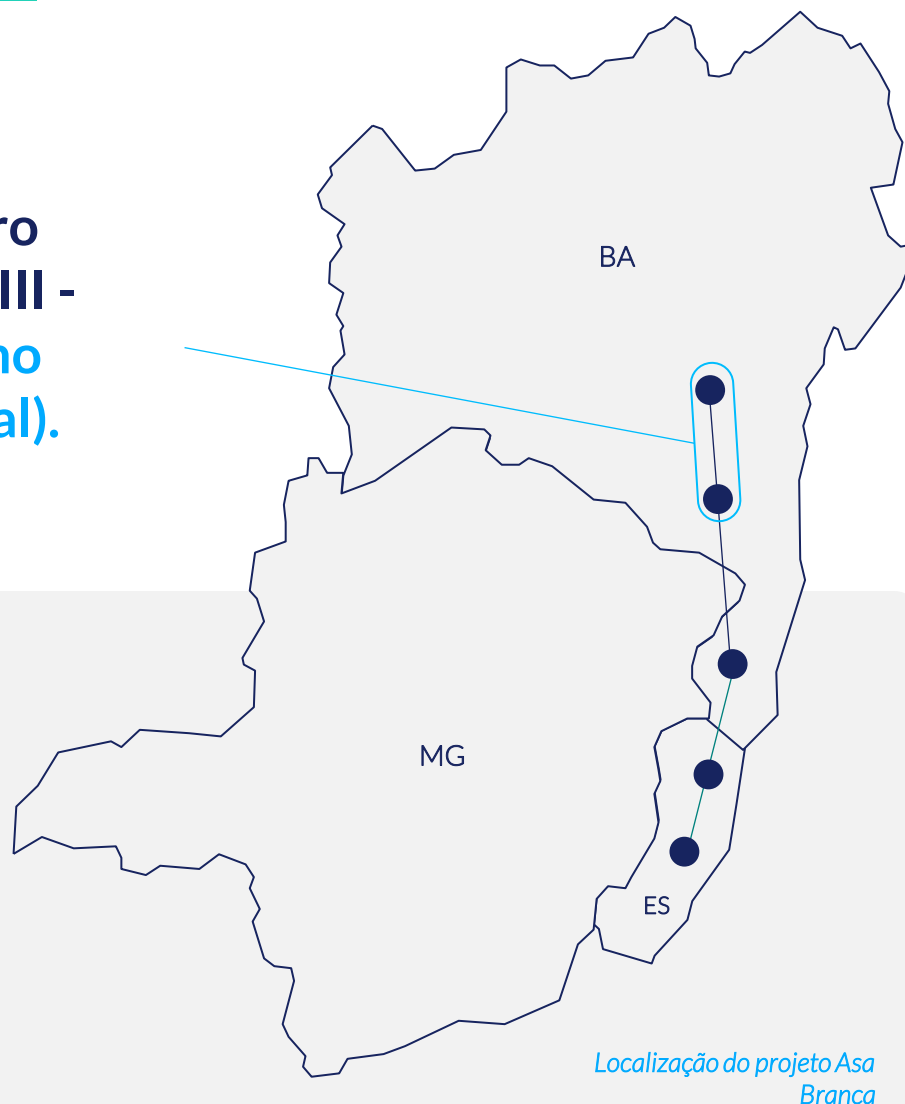
Ampliação da presença no segmento



Asa Branca

Trecho LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III - entrada em operação no 4T25 (33% da RAP total).

Protocolado pedido de **Licença de Instalação** para os trechos LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II - João Neiva 2 - Viana 2 e subestações associadas.



Localização do projeto Asa Branca

Asa Branca
(BA, MG, ES)



RAP contratada¹:
R\$ 282,7 milhões



Prazo de concessão:
30 anos



Capex Aneel²:
R\$ 2.667 milhões



Prazo limite para início da operação:
mar/2029
(66 meses)



Características:

- Extensão estimada de 1.000 Km;
- 4 linhas de transmissão de 500 Kv (circuito simples), cruzando 60 municípios nos estados da Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo.

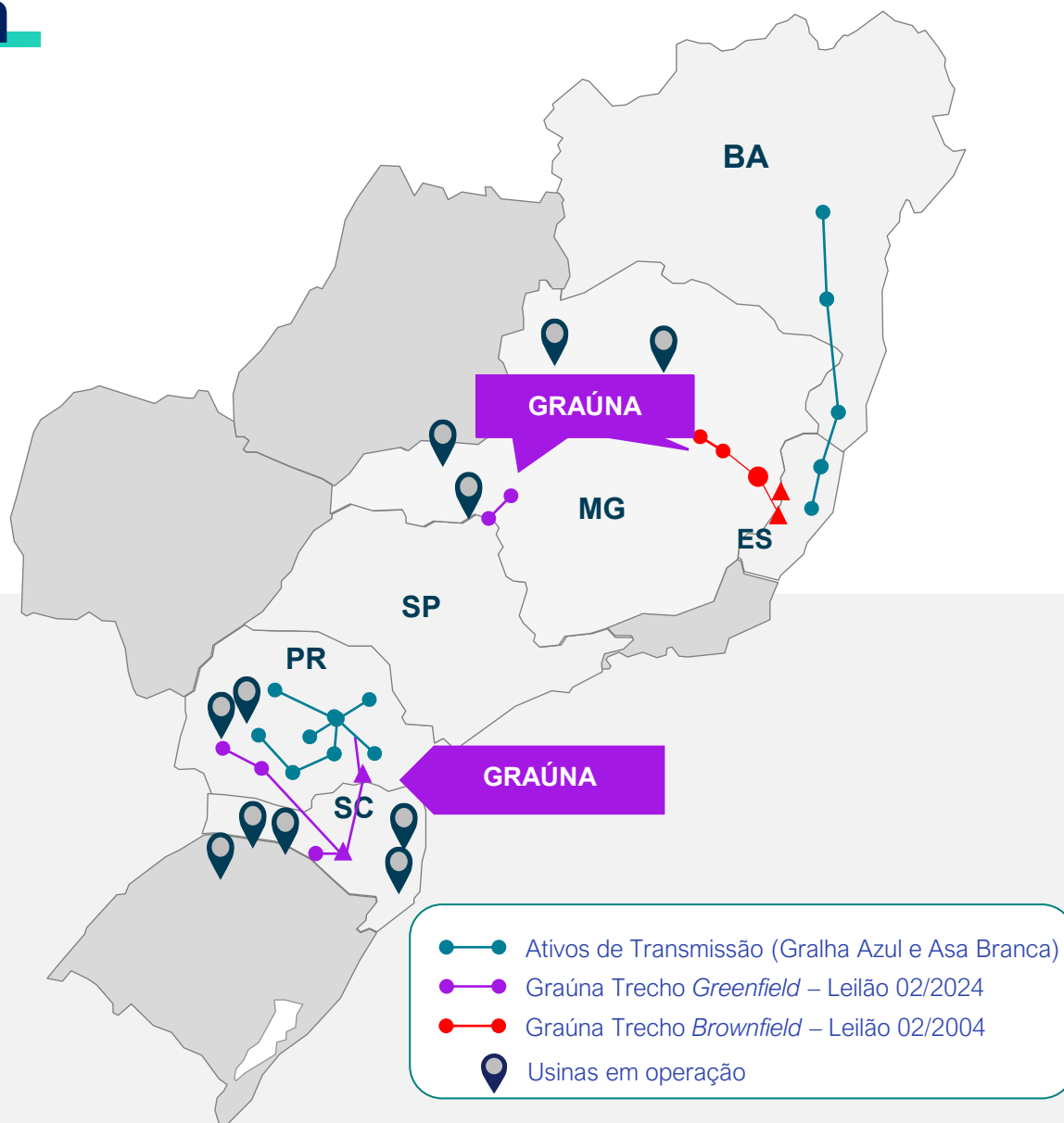
Notas:

¹ Valor base junho/25.

² Valor base dezembro/22.

Graúna

Início da operação do trecho *brownfield* – correspondente a 5% da RAP total do projeto – em 18 de julho de 2025.



Graúna (SC, PR, SP, MG, ES)



RAP contratada¹:
R\$ 268,3 milhões



Prazo de concessão:
30 anos



Capex Aneel:
R\$ 2.933,6 milhões



Prazo limite para início da operação:
dez/2029
(60 meses)



Características:

- implantação de ~732 km de extensão (6 novas linhas de transmissão) e 2 subestações novas;
- Trecho *brownfield*: operação de 4 linhas (162 km) e 2 subestações próprias existentes
- 47 municípios.

Nota:
¹ Valor base junho/25.

Ovídio Quintana

Diretor Comercial e Regulatório da TAG



Evolução dos agentes contratantes

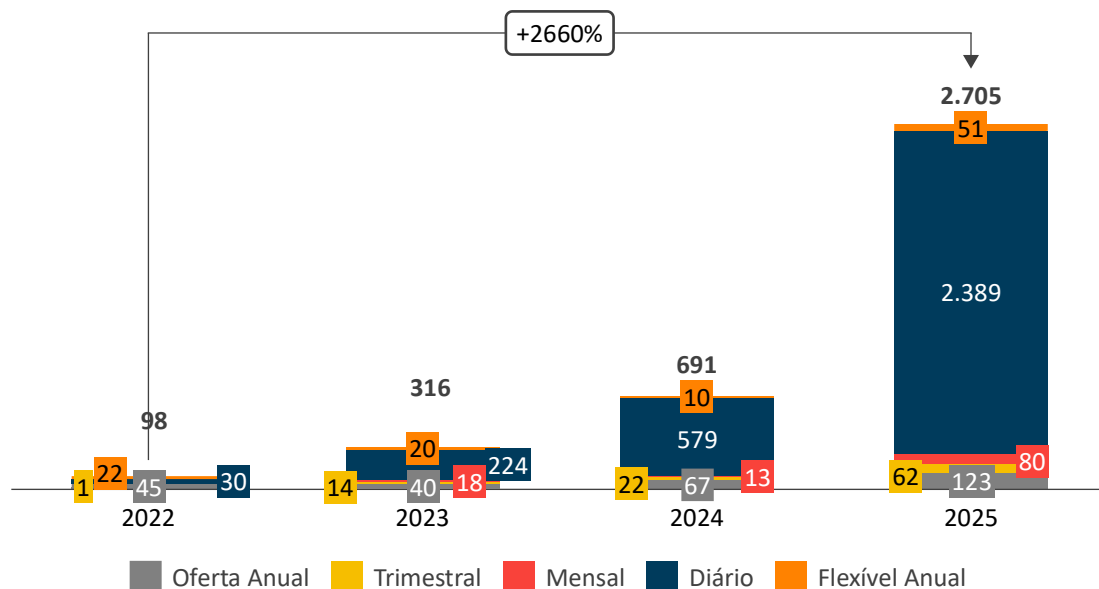
Do monopólio ao mercado aberto

	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUTORES		   	   	    	   
DISTRIBUIDORAS		 	   	     	       
AGENTES DE COMERCIALIZAÇÃO				   	     
CONSUMIDORES LIVRES		 	 		 
	▪ 2 Grupos Econômicos Contratantes	▪ 11 Grupos Econômicos Contratantes	▪ 14 Grupos Econômicos Contratantes	▪ 19 Grupos Econômicos Contratantes	▪ 23 Grupos Econômicos Contratantes

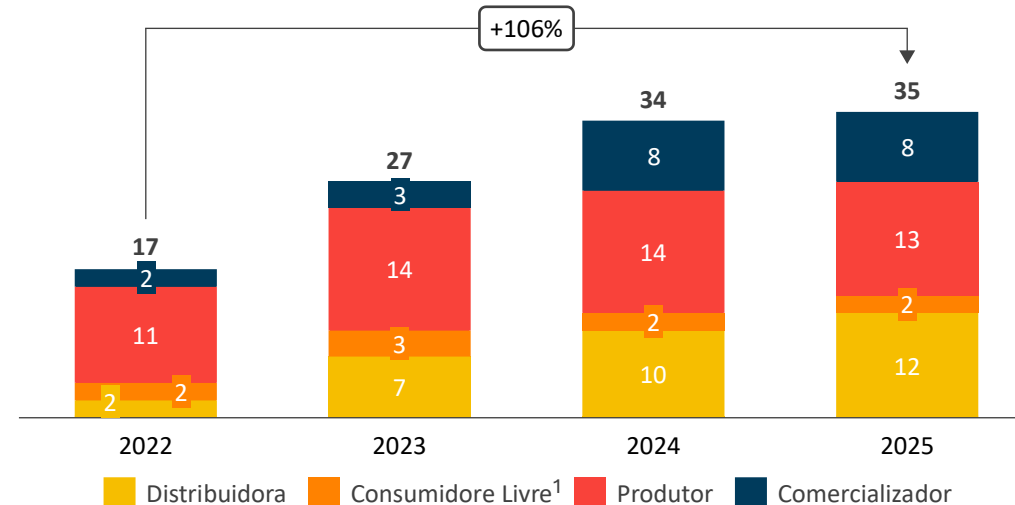
Malha Integrada de Transporte

Dinamização do mercado: aumento de 2.660% no número de contratos e 106% no número de carregadores ativos entre as três principais transportadoras, entre 2022 e 2025. Destaque para a figura dos comercializadores, que apesar de serem apenas 8, assinaram mais de 1.500 contratos em 2025, o que evidencia o crescimento do mercado livre e da competitividade da molécula.

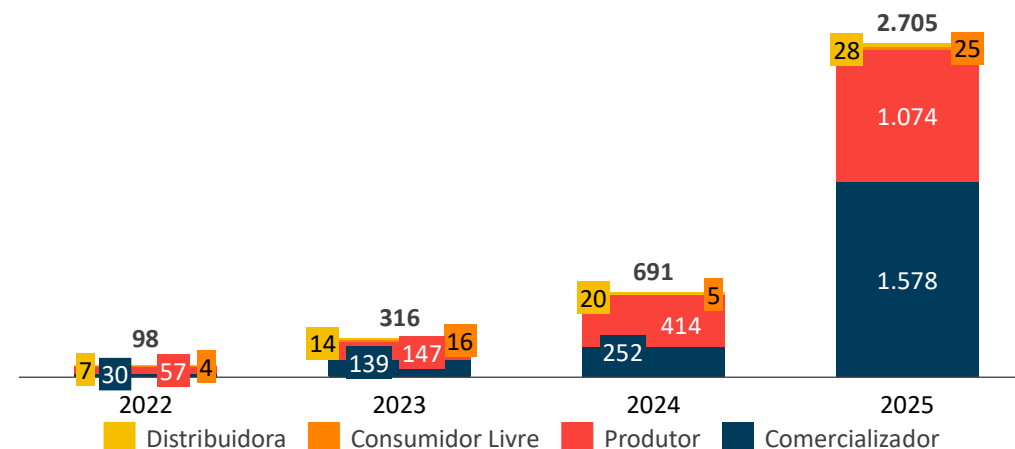
Número de Contratos Assinados por Duração



Evolução de Carregadores Ativos



Número de Contratos Assinados por Agentes



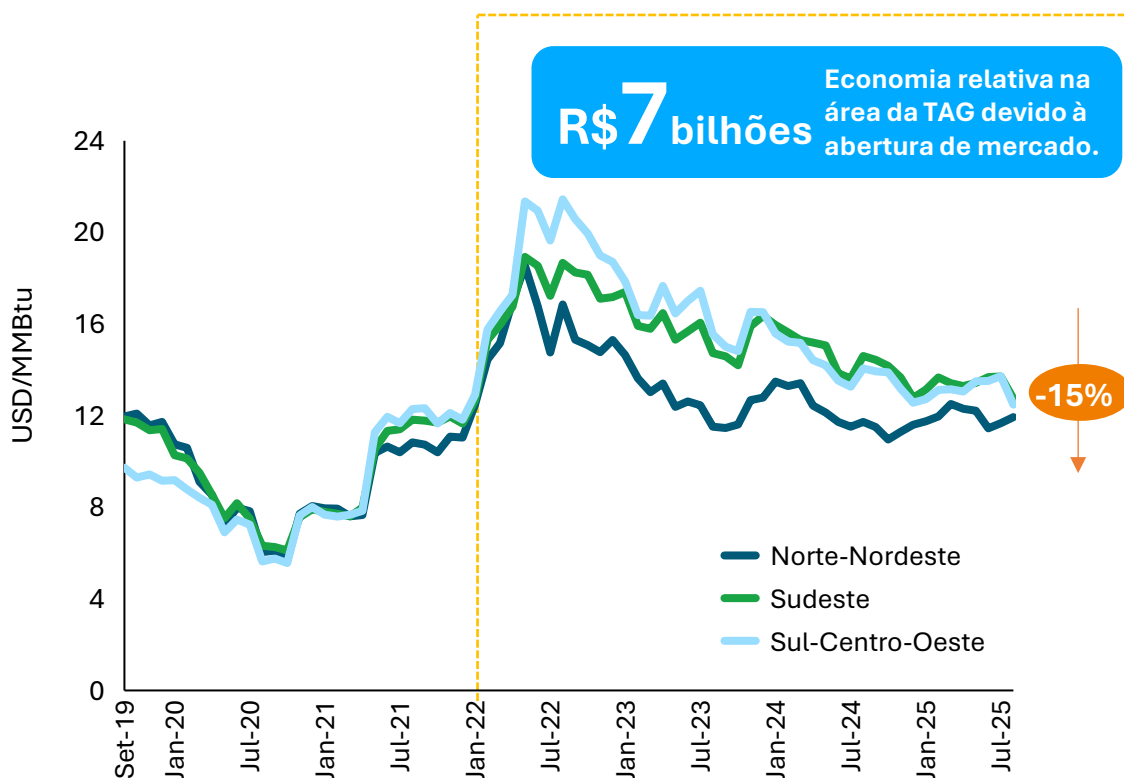
Fonte: ANP conforme contratos celebrados pelos agentes

¹Consumidores Livres contratantes do serviço de transporte.
Dados até setembro/2025.

Redução do Preço da Molécula

Diversidade de Fornecedores = Maior competição por demanda = Redução de Preço

Preço da molécula de gás natural para distribuidoras por região



A partir de 2022, a abertura de mercado trouxe novos fornecedores de gás:

- **10 fornecedores privados** tem contratos com as distribuidoras
- **71%** do volume contratado pelas distribuidoras da Região Nordeste, em 2024, vem de fornecedores privados



Gás natural é 20% mais barato no Nordeste do que no Sudeste

O preço médio do gás natural no Nordeste é 21,4% mais barato do que no Sudeste. No segundo trimestre de 2025, por exemplo, o preço da molécula ficou a R\$ 76,60 no Sudeste, enquanto o Sul pagou R\$ 73,27 e o Nordeste pagou R\$ 63,10 por milhão de BTU. O levantamento é do Observatório do Gás Natural, lançado nesta segunda-feira, 25 de agosto.

Petrobras reduz preço do gás natural em 14% para distribuidoras a partir de agosto

Segundo a estatal, o preço médio da molécula fornecida às distribuidoras acumula queda de aproximadamente 32% desde 2022.

Transparência de Preços

Transações na Plataforma de Balanceamento dinamizam o mercado e reduzem custo para os usuários

Em 2025, a TAG, novamente pioneira, passou a realizar processos de compra de Gás para Uso do Sistema (GUS) na plataforma três vezes por semana, o que contribuiu para uma potencial criação de um Índice nacional de gás, a partir da divulgação dos resultados pela Platts.

Revista Brasil Energia | Rio Pipeline 2025

Platts vai passar a publicar preços de gás das transações da TAG

As transações envolvem a aquisição de GUS (Gás para Uso do Sistema) e as operações de balanceamento operacional da rede. De acordo Ovidio Quintana, diretor Comercial e Regulatório da transportadora, a iniciativa tem como objetivo dar transparência de informações ao mercado

Por Ana Luísa Egues
11/09/2025

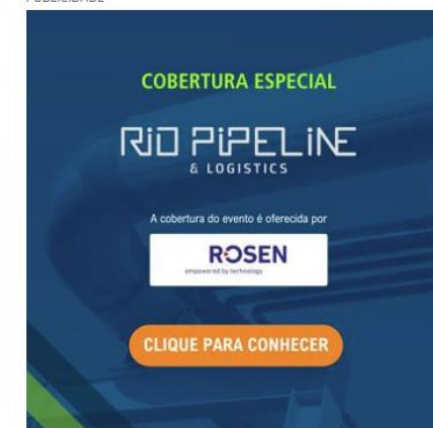
Compartilhe     

PUBLICIDADE



Ovidio Quintana, diretor Comercial e Regulatório da TAG (Foto: Divulgação TAG)

A Platts, empresa da S&P Global Commodity Insights, passará a publicar,



Revista



Cálculo Tarifário

Premissas indicativas para ciclo 2026-30



RMP

Receita anual do transportador pela prestação dos serviços de transporte:

- ✓ Receita dos legados vigentes
- ✓ Saldo (BRA) do Malha Nordeste
- ✓ Remuneração do CAPEX 2019-25 / 2026-30
- ✓ Repasse do OPEX



Conta Regulatória

- ✓ Saldo de sobre ou sub-arrecadação -> devolvido ao mercado em (ano+2) corrigida a SELIC

Cálculo Tarifa (TR)

=

Receita Máxima Permitida
(RMP)

-
+

Conta Regulatória

Mercado



Outras Premissas:

- ✓ Aplicação CWD¹: 90% Postal/10% Distância
- ✓ Desconto de 90% na interconexão com a NTS



Mercado

- ✓ Estimativa de capacidade firme a ser contratada.
- ✓ Baseado no máximo entre:
 - Volume Contratado (Petrobras + Terceiros)
 - Volume Máximo Movimentado no histórico de 2 anos
 - Mapeamento de Demanda
- ✓ Importância das térmicas com demanda de capacidade firme.

¹ CWD: *Capacity Weighted Distance*

Processo de Revisão Tarifária

Etapas Regulatórias

1. O que é Revisão Tarifária?

Processo de **aprovação de tarifas de referência** para **processos de oferta de capacidade** com base na **submissão de uma proposta de tarifa pelos Transportadores** e sua aprovação pela ANP.

5. Receita Máxima Permitida

Tarifas devem remunerar a transportadora por todos os **custos de investimento (CAPEX) e despesas (OPEX)**, incluindo o **custo de capital**. São divulgadas **líquidas de impostos**. O valor da tarifa é atualizado anualmente pelo **índice de inflação** aprovado.



4. Processo de Aprovação

Após análise, ajustes e esclarecimentos à ANP, é divulgada para consulta pública, uma nota técnica sintética com a proposta tarifária que, posteriormente à Audiência Pública é submetida aos ajustes solicitados e aprovada pelo Regulador.

2. Frequência

A revisão tarifária é realizada **no início de cada ciclo tarifário regulatório**, que, no Brasil, compreende um período de **5 anos**.

3. Proposta Tarifária pelo Transportador, contendo:

- i. Base de Ativos Regulatórios – **BRA** (CAPEX Existentes & Novos)
- ii. Despesas Operacionais – **O&M**
- iii. Despesas de serviços Gerais e Administrativos – **G&A**
- iv. Custo Médio Ponderado de Capital, assim como premissas fiscais, devem ser submetidos publicamente ao regulador – **WACC**¹
- v. Tarifas de Referência.

1 - WACC: Weighted Averaged Cost of Capital

Desafios da Revisão Tarifária

Contexto

- ✓ Término do Legado Malha NE
- ✓ Revisão da Resolução de Tarifas (RANP 15/2014)
- ✓ Fortalecimento da abertura de mercado
- ✓ Discussão da metodologia do WACC

3. Previsibilidade & Transparência

- ✓ **Divulgação** da íntegra dos **Legados** para publicidade pela ANP.
- ✓ **Publicidade** da **Lista de Ativos** com valores reconhecidos pela ANP em 2022.
- ✓ **Metodologia CHCI** (Custo Contábil Histórico Indexado): **Dados Auditáveis e Transparentes**.
- ✓ **Divulgação dos projetos** e investimentos previstos para o ciclo tarifário 2026-2030, incluindo Plano Coordenado, para **Consulta Pública**.

✓ Metodologia CHCI

1. Segurança para Investimentos

Estabilidade de Regras na Transição: Importância da estabilidade jurídico regulatória

- ✓ **Sustentabilidade** dos Investimentos Realizados: US\$ 9,4 bilhões (aquisição) + R\$ 2 bilhões 2019-2025.
- ✓ **Potencial de Investimentos**: 2025-30 ~R\$ 5,5 bilhões TAG / Plano Coordenado (~R\$11 bilhões Transportadoras Sistema Integrado).
- ✓ Risco de **frustração** na geração de **Renda, Emprego e Arrecadação**.

2. Modicidade Tarifária

- ✓ Relevância da reserva de capacidade das **Térmicas**.



www.engie.com.br