



APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL 2T26

Agosto de **2026**



ENGIE Brasil Energia S.A.



Aviso Importante

Este material pode incluir declarações que representem expectativas sobre eventos 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.** (“ENGIE Brasil Energia” ou “Companhia”), de acordo com a sua experiência e o ambiente econômico, nas condições de mercado e nos eventos futuros esperados, muitos dos quais estão fora do controle da **ENGIE Brasil Energia**. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da **ENGIE Brasil Energia**, as condições econômicas brasileira e internacional, tecnologia, estratégia financeira, desenvolvimentos da indústria de serviços

públicos, condições hidrológicas, condições do mercado financeiro, incerteza a respeito dos resultados de suas operações futuras, planos, objetivos, expectativas e intenções e outros fatores. Em razão desses fatores, os resultados reais da **ENGIE Brasil Energia** podem divergir significativamente daqueles indicados ou implícitos nas declarações de expectativas sobre eventos ou resultados futuros.

As informações e opiniões aqui contidas 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. Nenhum dos assessores da **ENGIE Brasil Energia** ou partes a eles relacionadas ou seus representantes terá qualquer responsabilidade por quaisquer perdas que possam decorrer da utilização ou do

conteúdo desta apresentação.

Este material inclui declarações acerca de eventos futuros sujeitas a riscos e incertezas, as quais baseiam-se nas atuais expectativas e projeções sobre eventos futuros e tendências que podem afetar os negócios da **ENGIE Brasil Energia**.

Essas declarações incluem projeções de crescimento econômico e demanda e fornecimento de energia, além de informações sobre posição competitiva, ambiente regulatório, potenciais oportunidades de crescimento e outros assuntos. Inúmeros fatores podem afetar adversamente as estimativas e suposições nas quais essas declarações se baseiam.

SUMÁRIO

01.

Destaques

04

02.

**Controle acionário
e áreas de atuação**

07

03.

**Destaques
operacionais**

13

04.

**Vendas e estratégia
de comercialização
de energia**

17

05.

Expansão

20

06.

**Desempenho
financeiro**

27

07.

Material de apoio

Destaques e Indicadores ESG
Outros anexos

38

01.

DESTAQUES



Destaques

Oferta Primária de Ações (EGIE3 Follow-on):



O Conselho de Administração aprovou, em 10 de junho, a realização de **Oferta Pública de Distribuição Primária de Ações e a convocação de AGE** para aprovação do valor atribuído às ações da **Jirau Energia detidas pela controladora**.



Na AGE de 02 de julho, foi **aprovado exclusivamente pelos minoritários**, o **Laudo de Avaliação e o valor das ações da Jirau Energia**, para fins de integralização ao capital.

Valor atribuído: R\$ 5,74 bilhões

Participação de 40% na Jirau Energia



Em **17 de julho**, ocorreu a **liquidação das 274.082.684 ações**, emitidas no âmbito da **Oferta Pública** e a Companhia passou a deter diretamente a **participação de 40% na Jirau Energia**.

Valor total da oferta: R\$ 8,36 bilhões

Participação dos minoritários: R\$ 2,62 bilhões



A Companhia reconheceu no 2T26, a **adesão ao mecanismo de repactuação do Uso do Bem Público (UBP)**, referente às obrigações futuras associadas às **UHEs Cana Brava e Ponte de Pedra**. A **liquidação financeira** ocorreu em **20 de julho**, com o pagamento total de R\$ 2,23 bilhões.



Em 31 de julho, foi aprovada em AGE a **incorporação** pela Companhia de sua **subsidiária integral, Companhia Energética do Jari – CEJA**, visando simplificar a estrutura organizacional.

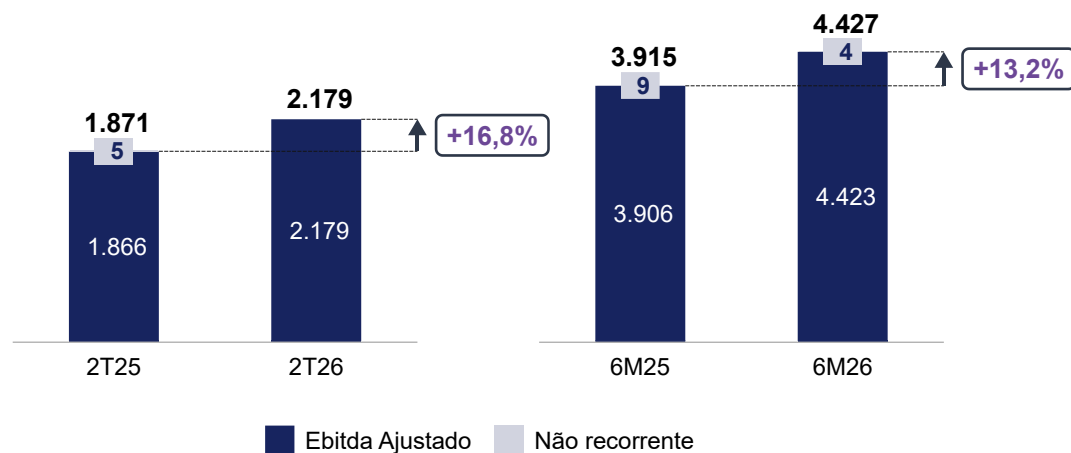


Distribuição de dividendos intercalares: R\$ 770,8 milhões (R\$ 0,5442/ação), equivalente a 55% do lucro líquido distribuível do **1º semestre de 2026**, **desconsiderando o reconhecimento do ganho financeiro com a repactuação do UBP**.

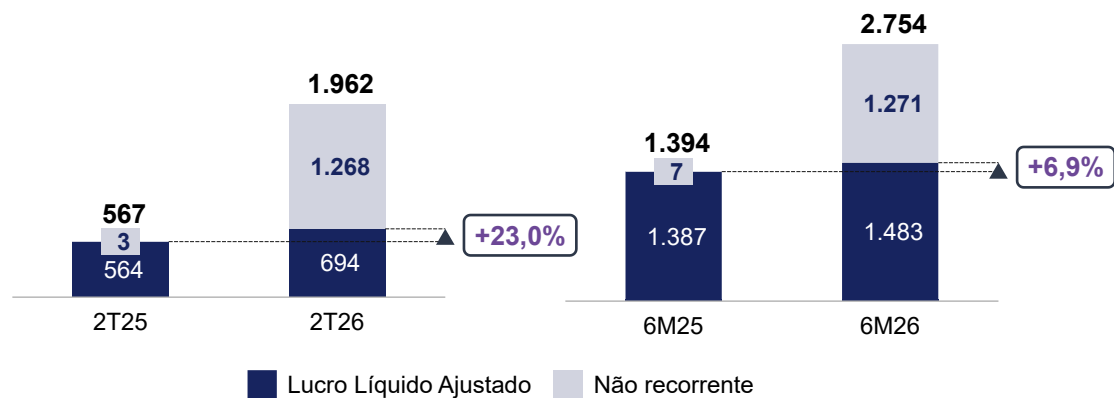
- Ex-dividendos a partir de **21/08/2026**.
- Data de pagamento será definida posteriormente.

Destaques

Ebitda Ajustado¹ (R\$ milhões)



Lucro Líquido Ajustado (R\$ milhões)



Principais drivers do resultado vs. 2T25

Segmento Geração

↑ R\$ 269 milhões

Segmento Transmissão

↑ R\$ 113 milhões

Resultado Equivalência Patrimonial (TAG)

↓ R\$ 69 milhões

Depreciação e amortização

↓ R\$ 89 milhões

Resultado Financeiro

↓ R\$ 69 milhões

IR e CSLL

↓ R\$ 25 milhões

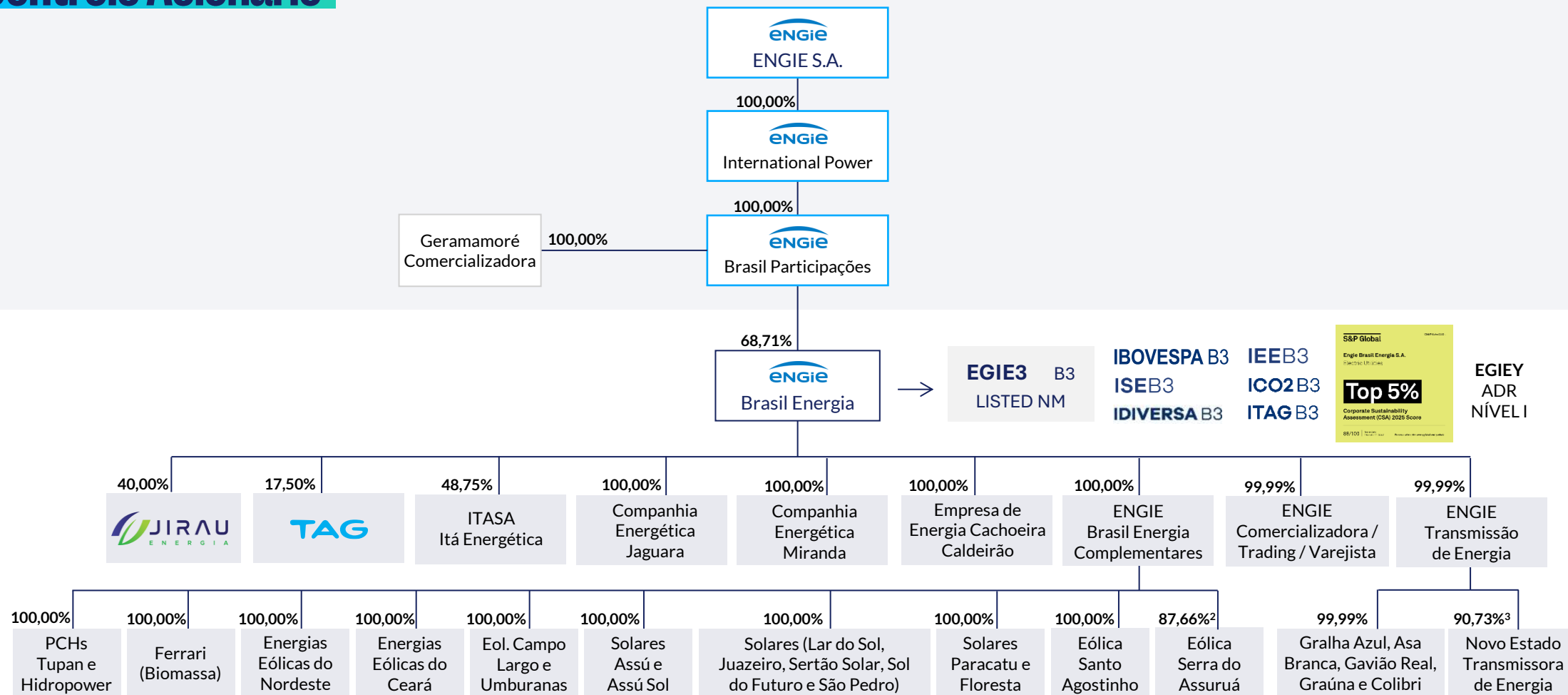
Nota: ¹Ebitda Ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + não recorrentes.

02.

CONTROLE ACIONÁRIO E ÁREAS DE ATUAÇÃO



Controle Acionário¹



Notas:

¹ Organograma simplificado, meramente ilustrativo.

² Considerando a participação indireta da ENGIE Brasil Energia, através da Maracanã Geração de Energia e Participações S.A.

³ Considerando a participação indireta da ENGIE Brasil Energia, através da Novo Estado Participações S.A., para fins contábeis as ações preferenciais resgatáveis são classificadas como passivos financeiros. Mais detalhes vide NE 14 - Instrumentos de Dívida da demonstração financeira.

Portfólio Equilibrado de Negócios em Infraestrutura em Energia



Geração

145 usinas operadas com capacidade instalada de **12,8 GW**, considerando os 40% (1,5 GW) da participação na UHE Jirau



Trading

484 GWh no 2T26, **4,5%** do total do segmento de geração



Transmissão

3.205 Km de linhas de transmissão em operação e **6 subestações** próprias + **~1.547 km** em implantação



Transporte de Gás (TAG)

~4.600 Km de gasodutos em operação nas regiões sudeste, nordeste e norte. Participação de 17,5%

Capacidade Instalada*



67%
Hidrelétricas



33%
Complementares



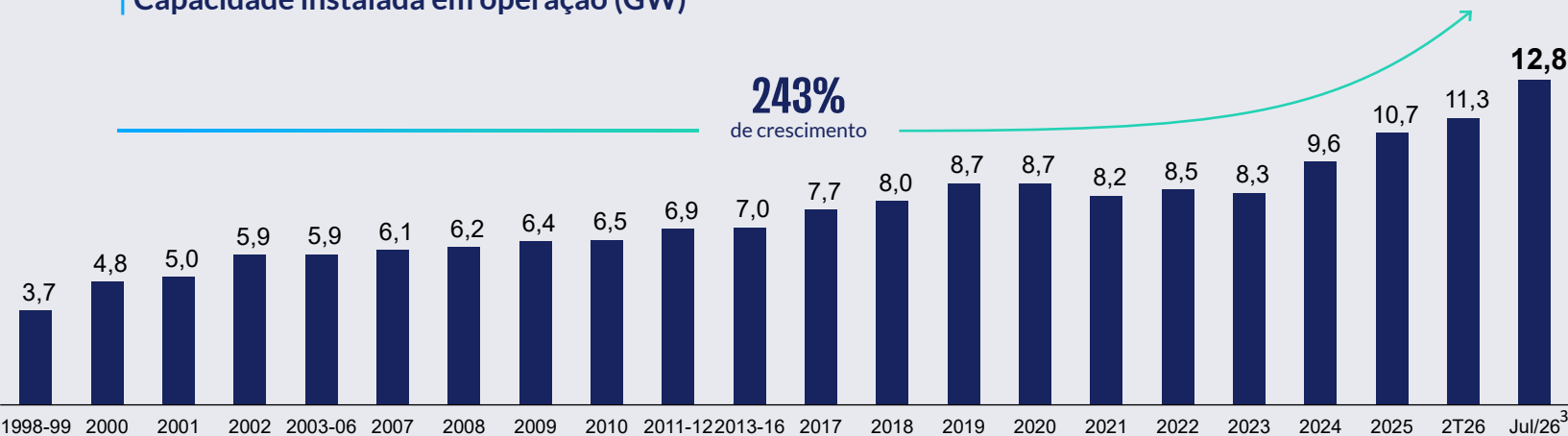
*Considera a participação de 40% na UHE Jirau

Geração de Energia

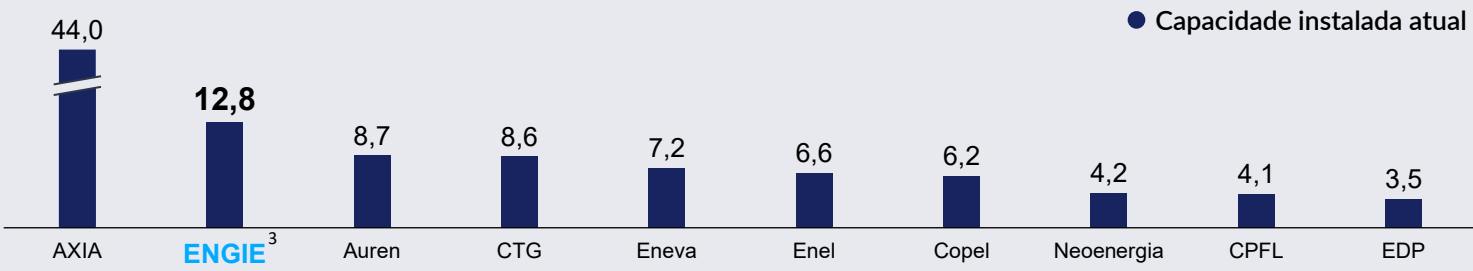
Relevância entre os produtores de energia

A Companhia integra um dos maiores grupos privados do país no segmento e está posicionada para capturar oportunidades de negócios.

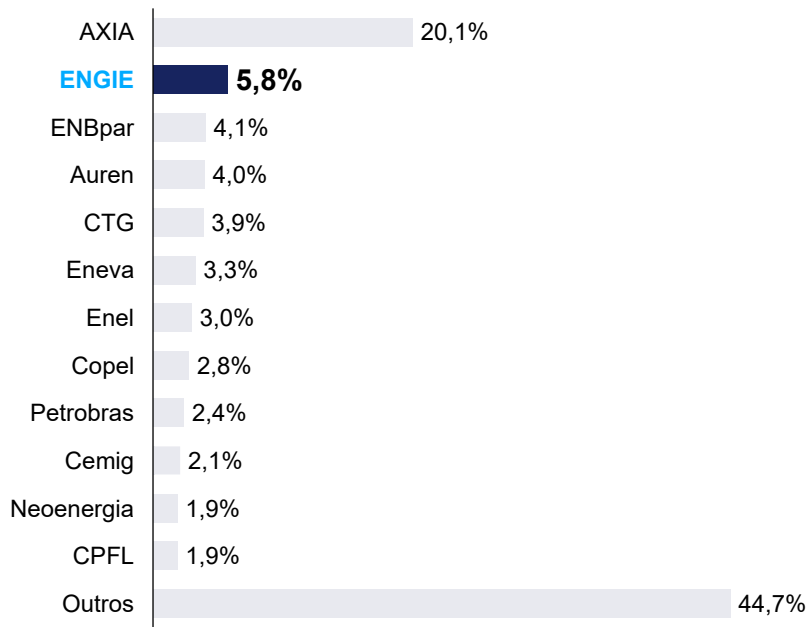
Capacidade instalada em operação (GW)



Setor privado – capacidade instalada (GW)



Brasil – capacidade instalada existente^{1,2}



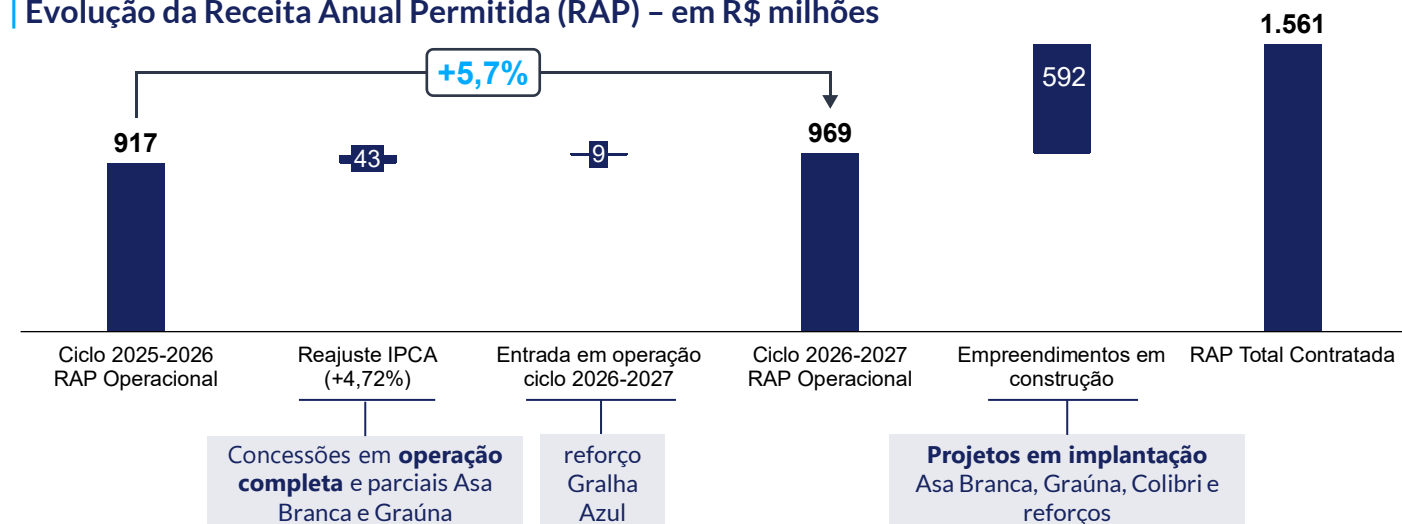
Fonte: Anel, websites das empresas e estudos internos.
Notas:
¹ Valor correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando o Programa Mensal de Operação (PMO) de junho de 2026.
² Inclui somente a parcela nacional de Itaipu.
³ Considera a participação de 40% na UHE Jirau a partir de 17/07/2026.

Transmissão de Energia

Ampliação da presença no segmento

Sistema de Transmissão	Comprimento de Linha (Km)	Subestações/Compensadores	RAP total ¹ (R\$ milhões)	% RAP em operação
 1 Gralha Azul	909	5 próprias e ampliação de 5 existentes	365,3	100%
 2 Novo Estado	1.800	1 própria e ampliação de 3 existentes	484,9	100%
 3 Gavião Real	-	Novo pátio em 1 existente	8,2	100%
 4 Asa Branca	334 em operação 666 em construção	Ampliação de 2 associadas	296,0	32,3%
 5 Graúna	162 em operação 738 em construção	2 subestações existentes 2 subestações próprias	281,0	5%
 6 Colibri	143 km em construção	5 compensadores síncronos	122,8	-

Evolução da Receita Anual Permitida (RAP) – em R\$ milhões



Transporte de Gás

Transportadora Associada de Gás (TAG)

Participação na TAG fortalece posição como *player* relevante na infraestrutura energética brasileira



Características

Mais extensa malha de gasodutos:

3.825 km na costa

800 km na Amazônia

Presença em 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios

Pontos da malha:

- 14 pontos de entrada, incluindo 2 terminais de GNL
- 92 pontos de saída¹ (+6 em desenvolvimento)
- 2 pontos bidirecionais
- 1 ponto de interconexão

Conexão:

- 10 distribuidoras
- 2 refinarias
- 20 termelétricas
- 2 plantas de fertilizantes

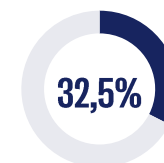
Nota:

¹ Autorização de Operação para os pontos de Buriti e Itagibá foram emitidas pela ANP em maio/2026.

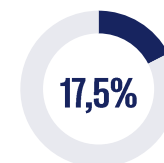


Estrutura societária

TAG



engie
ENGIE S.A.



engie
ENGIE Brasil
Energia



La Caisse

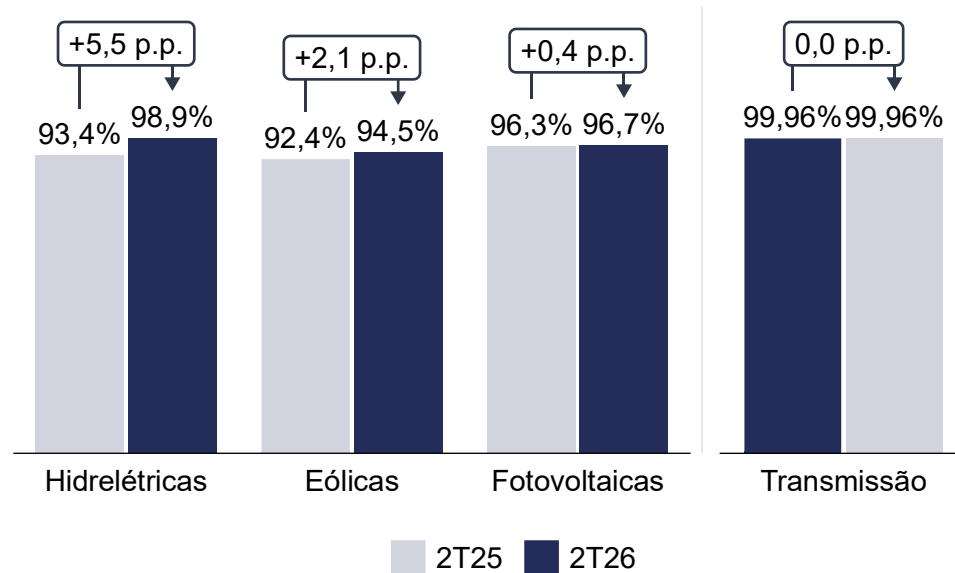
03.

DESTAQUES OPERACIONAIS



Índice de Disponibilidade dos Ativos

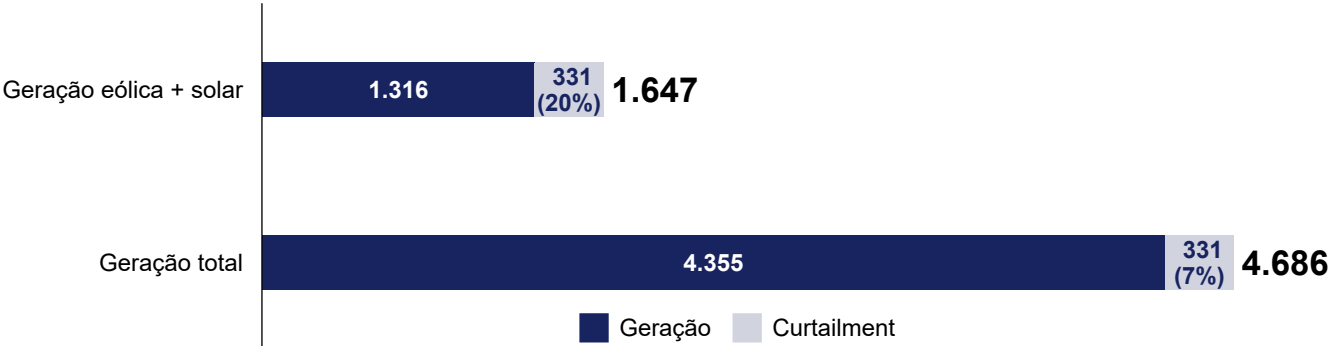
Excelência operacional nos ativos de geração e transmissão



Nota: Considerando-se paradas programadas e forçadas.

Geração de Energia: *Curtailment*

% de *Curtailment* sobre Geração – 2T26 (MWm)



% de *Curtailment** por fonte

	2T25			2T26		
	Eólico	Solar	Total	Eólico	Solar	Total
ENGIE	12%	26%	16%	17%	27%	20%
SIN	11%	26%	15%	15%	29%	19%

*Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia com base em premissas divulgadas pelo ONS e sujeitas a atualizações.



Curtailment no 2T26 **4 p.p.** acima do 2T25.

Ressarcimento do curtailment:
(Portaria MME 140/2026, publicada em 21/07/2026)

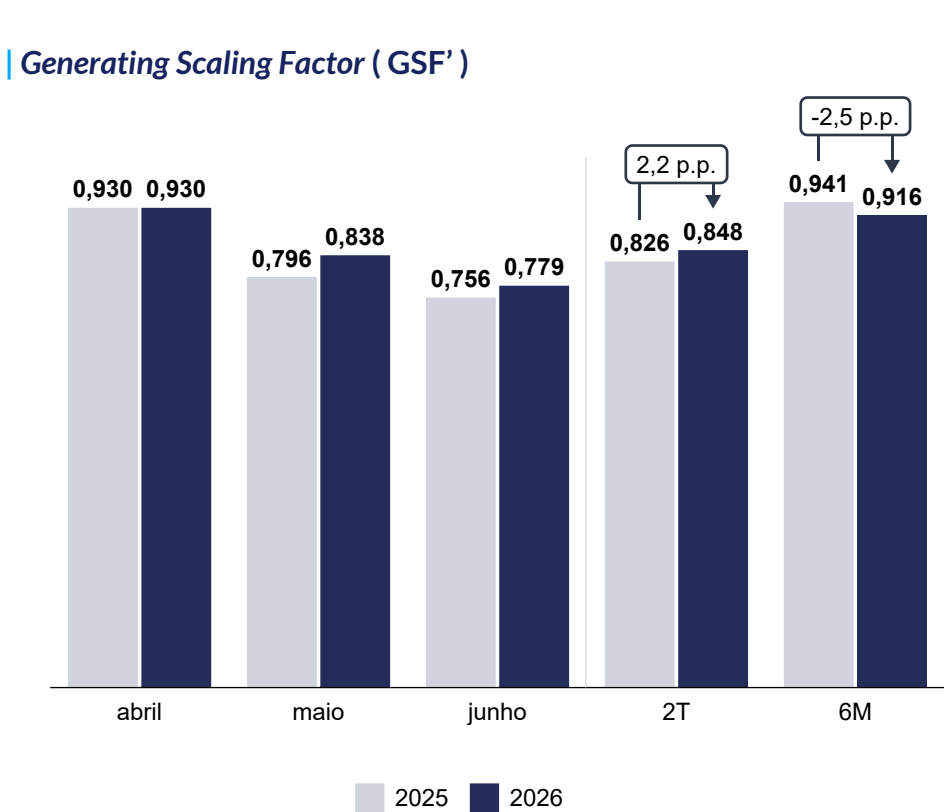
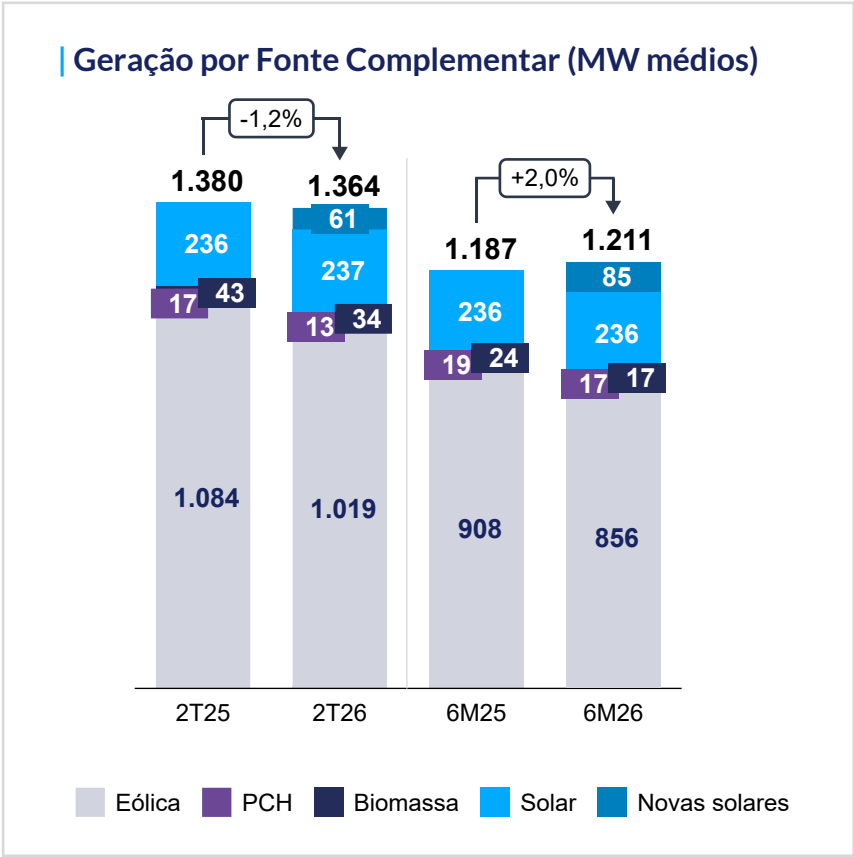
Período de compensação:
1º de setembro de 2023 até 25 de novembro de 2025;

Compensação: indisponibilidade externa e confiabilidade elétrica;

Termo de compromisso: prazo de 20 dias para manifestar o interesse prévio.

Geração de Energia

Incremento de geração solar impulsionado pelo crescimento orgânico
 Geração hídrica do MRE superior ao 2T25, medida pelo GSF ¹



Nota:
¹GSF': sem efeitos da sazonalização dos agentes.

04.

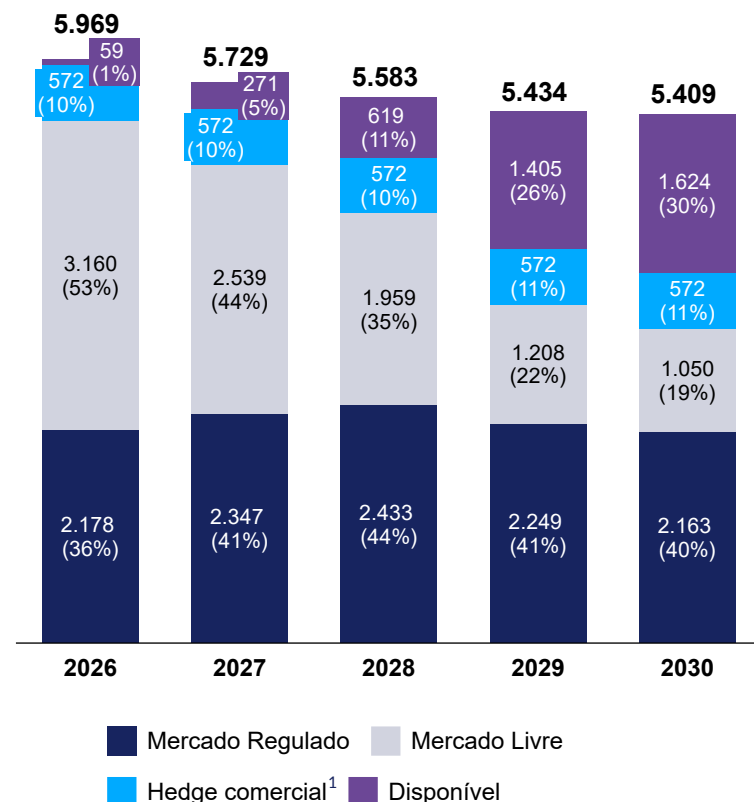
**VENDAS E
ESTRATÉGIA DE
COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA**



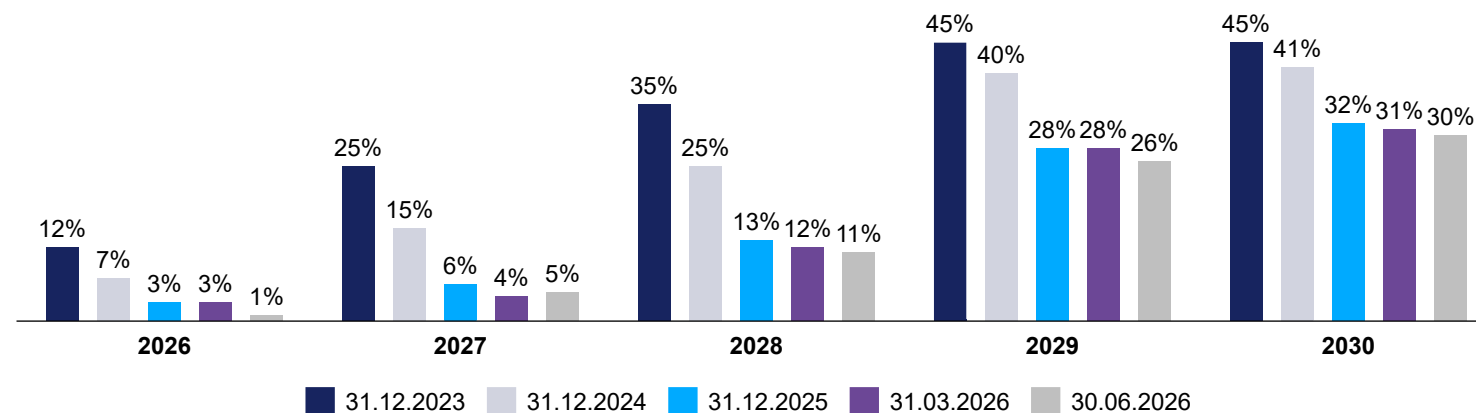
Estratégia de Comercialização e Energia

Venda gradativa da energia, com preservação de hedge para proteção contra riscos do portfólio

Balanço de Energia (% do total; em MWm)
em 30/06/2026



Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado período



**Evolução número de
clientes livres e
unidades consumidoras**



2.790

(+42,3% em rel. 2T25)

Número de consumidores
livres no 2T26²



4.981

(+21,7% em rel. 2T25)

Unidades Consumidoras
atendidas no 2T26²

Notas:

¹ Hedge comercial indicativo, podendo flutuar dependendo das condições de mercado.

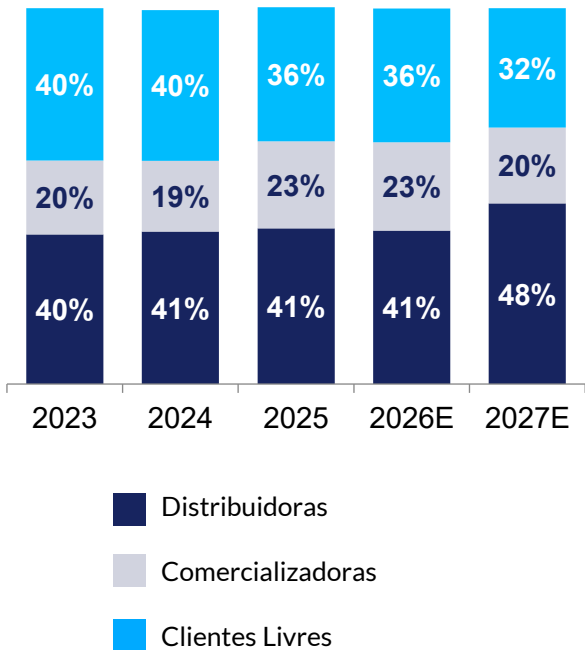
² Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.

Portfólio Equilibrado

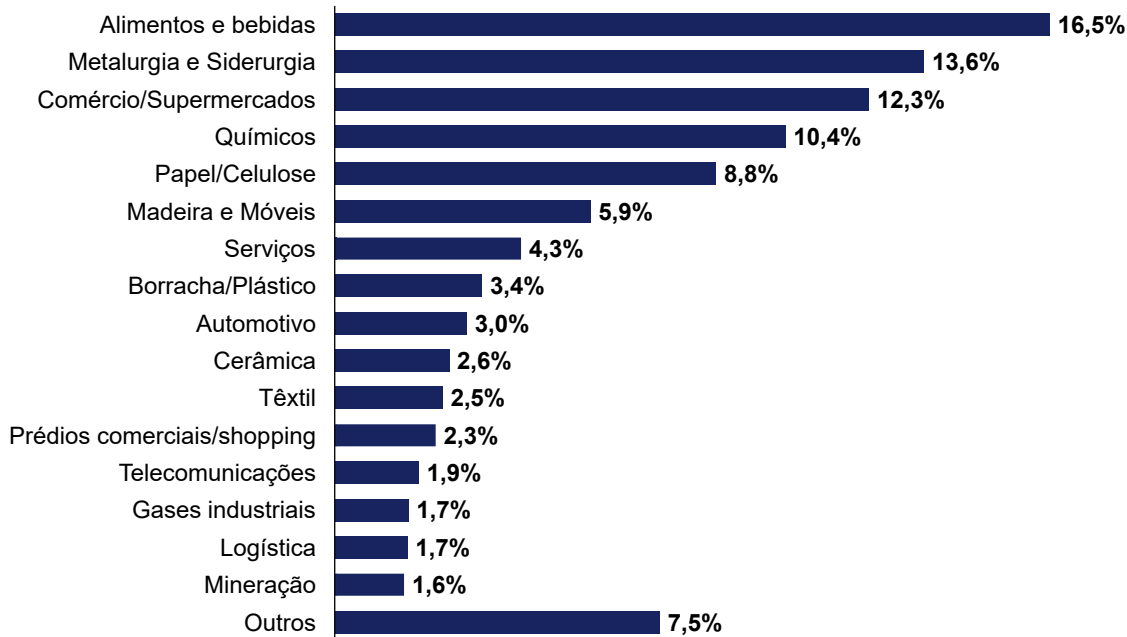
Diversificação do portfólio entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras



Energia contratada por tipo de cliente



Volume contratado para clientes livres em 2026



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em classificação do IBGE.

05.

EXPANSÃO



UHE Jirau: conclusão do processo de transferência

Processo com foco em governança e transparência

Dez/25 – Jun/26

- Conselho de Administração autorizou o início dos estudos de viabilidade para eventual transferência;
- Instalação do Comitê Especial Independente para Transações com Partes Relacionadas;
- Estudos e análises sobre a estrutura mais adequada para transferência das ações de emissão da Jirau Energia.
- Recomendação do Comitê Especial para Transações com Partes Relacionadas.



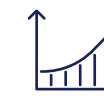
Oferta de Ações

- 10/jun: aprovação da Transação pelo Conselho de Administração e convocação Assembleia Geral Extraordinária;
- 2/jul: Assembleia Geral Extraordinária aprovou o Laudo de Avaliação, exclusivamente pelos minoritários;
- 14/jul – 17/jul: precificação e liquidação da Oferta de Ações e conclusão da transferência

Racional estratégico e econômico



- Alinhamento com a estratégia de expansão em geração hidrelétrica;
- Ativo 100% operacional com contribuições imediatas ao resultado.



- Contribuição via equivalência patrimonial (*stake* de 40%);
- Reforço à estrutura de capital da Companhia e gestão da alavancagem.

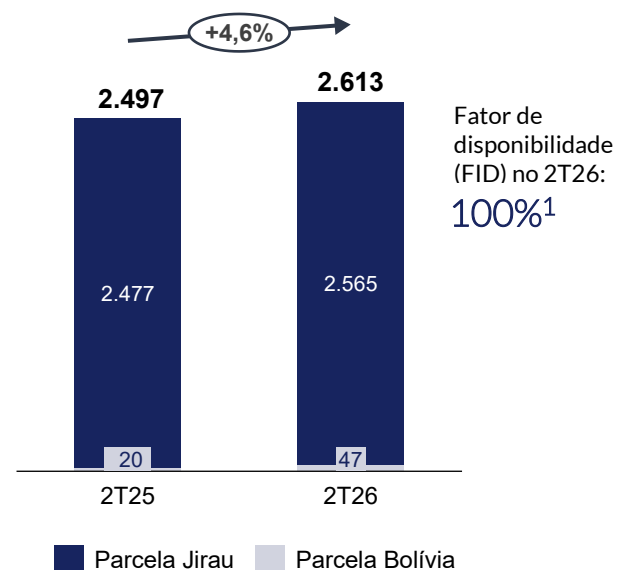


- Impacto positivo na longevidade do portfólio de ativos.

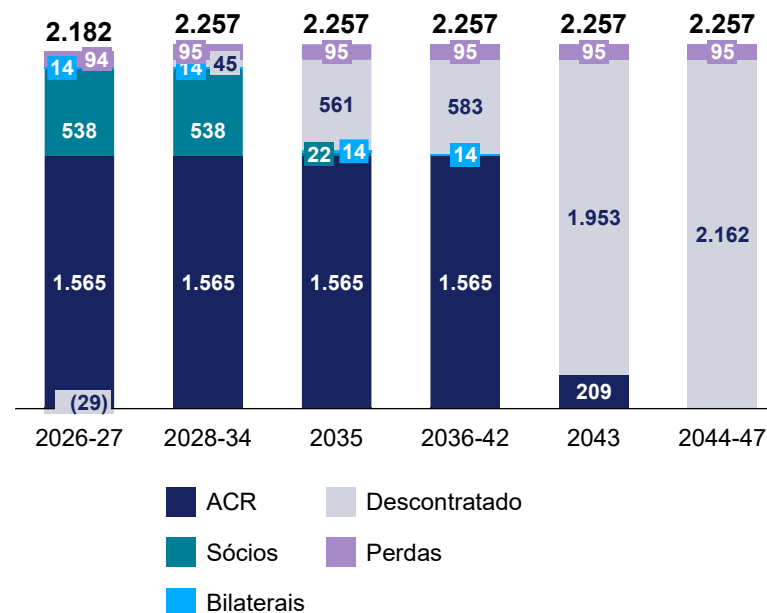
UHE Jirau: dados operacionais

Ativo hidrelétrico com receitas contratadas a longo prazo
Extensão da concessão até 2047

Geração Bruta (MW médio)



Portfólio de Contratos³ (MW médios)



Capacidade Instalada:
3.750 MW

50 Unidades Geradoras
75 MW cada UG

Garantia Física²:
2.182 MWm 90m ampliada
2.257 MWm 90m constante



Estrutura
Acionária:
a partir de
17/07/2026



40%
engie
Brasil Energia S.A.

40%
AXIA Energia

20%
MITSUI & CO.

Notas:

¹ Sujeitos à contabilização final da CCEE.

² Portaria nº 2.946 – MME estabeleceu os novos montantes de garantia física para a UHE Jirau de 2.222,6 MWm para operação na cota 90 metros ampliada e de 2.335,1 MWm para operação na cota 90 metros constante. Do total do incremento, um terço pertence ao governo da Bolívia. Com isso, a parcela atribuída ao Brasil corresponde a 2.182,2 MWm (cota ampliada) e 2.257,2 MWm (cota constante).

³ Extensão de concessão até **16/08/2047** aprovada pela Aneel em 14/07/2026, conforme Resolução Homologatória nº 3.598.

Leilão de Reserva de Capacidade: UHE Jaguará

Geração de valor em ativo hidrelétrico com receita regulada




Início das atividades relacionadas ao projeto executivo.

Características do leilão

Capacidade (potência) contratada (MW)	195,78 MW
Prazo do contrato	15 anos
Início da operação	agosto de 2030
Receita fixa anual	R\$ 270,4 milhões ¹
Investimento previsto	R\$ 1,2 bilhão ²

UHE Jaguará (MG)

Capacidade instalada atual:
424 MW

Capacidade comercial:
324 MW

Prazo de concessão:
junho/2048

Adição de capacidade instalada:
+232 MW (2 turbinas de 116 MW)



Características:

- 70% da capacidade comercial em regime de cotas (ACR), livre de GSF.
- 30% da capacidade comercial destinada ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Notas:
¹ Data-base: setembro/25 (reajuste anual em agosto pelo IPCA).
² Data-base: março/26.

Projetos de Transmissão em Implantação

Asa Branca Transmissora de Energia (BA, MG, ES)

RAP contratada¹:
R\$ 296,0 milhões

Capex Aneel²:
R\$ 2.667 milhões

Prazo de concessão:
30 anos

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

Principais características:

- extensão estimada de 1.000 Km;
- 4 linhas de transmissão de 500 Kv (circuito simples), cruzando 60 municípios nos estados da BA, MG e ES.

Notas:

¹ Valor base junho/26.

² Valor base dezembro/22.



Trecho LT 500kV Morro do Chapéu II – Poções III (BA), de 334 km de extensão, foi energizado em **26 de novembro de 2025**, representando 32,3% da RAP total.



No 2T26, foi emitida a **Licença de Instalação completa**, permitindo o início das atividades de obras civis nas linhas de transmissão e ampliação das subestações.



Asa Branca

Graúna Transmissora de Energia (SC, PR, SP, MG, ES)

RAP contratada¹:
R\$ 281,0 milhões

Capex Aneel²:
R\$ 2.933,6 milhões

Prazo de concessão:
30 anos

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

Principais características:

- implantação de ~738 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.

Notas:

¹ Valor base junho/26.

² Valor base dezembro/22.



No 2T26, foi **obtida a Licença Prévia** no trecho sob o licenciamento do órgão ambiental de SC.

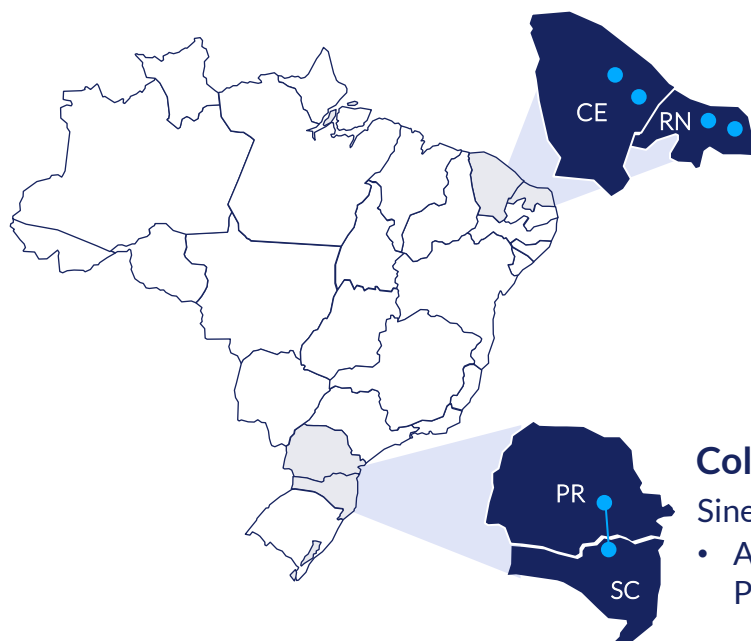


Ordens de mobilização emitidas para início das atividades de **ampliação das subestações existentes** SE 345 kV Jaguará e SE 345kV Araxá III.



Projeto de Transmissão em Implantação

Colibri Transmissora de Energia (Leilão 01/2026)



Colibri A, B, C, D (Sublotes 3)

- 3-A (RN): 1 compensador síncrono
- 3-B (CE): 1 compensador síncrono
- 3-C (CE): 2 compensadores síncronos
- 3-D (RN): 1 compensador síncrono

Colibri Sul (Lote 2): 143Km

Sinergia:

- A linha de transmissão conecta à Subestação Ponta Grossa (Gralha Azul)



Sinergias locais e operacionais relevantes com outros ativos da Companhia.



Assinatura do Contrato de Concessão ocorreu em 26 de junho de 2026.

Colibri (SC, PR, CE, RN)

RAP total contratada¹:

R\$ 122,8 milhões

Capex total Aneel¹:

R\$ 1.574,7 milhões

Prazo de concessão:

30 anos

Prazo limite para início da operação:

dez/2029 (42 meses)

Principais características:

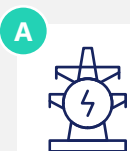
- Lote 2: construção de 1 linha de transmissão de 230 kV, com cerca de 143 km.
- Sublotes 3A-3B-3C-3D: implantação de 5 compensadores síncronos.

Nota:

¹ Valor base agosto/25.

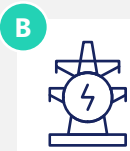
Projetos em construção

Transmissão



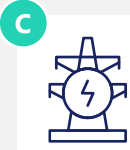
Asa Branca Transmissora de Energia – BA/MG/ES

Extensão: ~1.000 Km



Graúna Transmissora de Energia – SC/PR/SP/MG/ES

Extensão: ~738 Km



Colibri Transmissora de Energia – SC/PR/CE/RN

Extensão: ~143 Km (SC/PR)

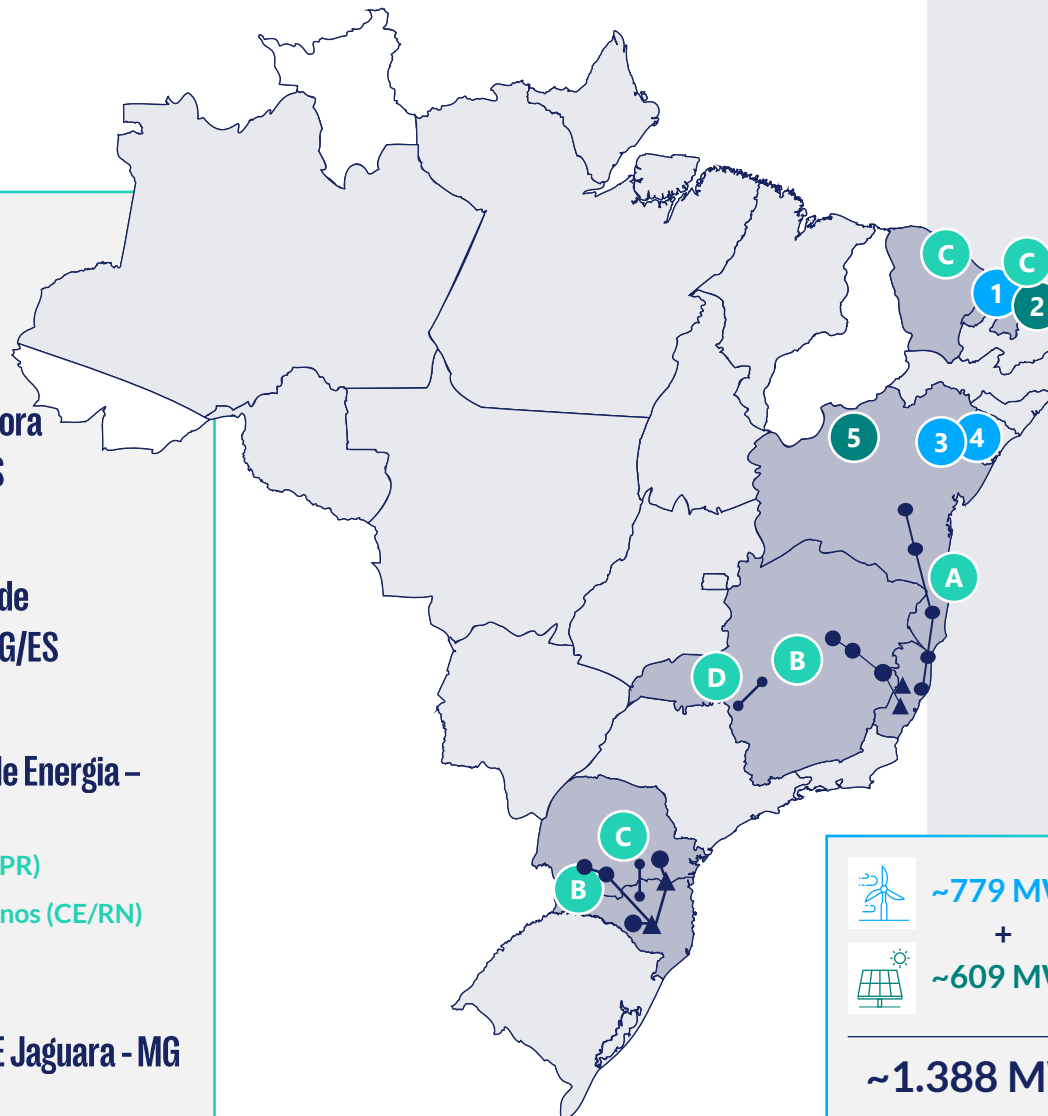
5 compensadores síncronos (CE/RN)

Geração

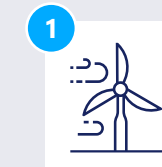


LRCAP – Expansão UHE Jaguará - MG

Capacidade: +232 MW

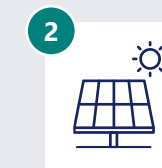


Projetos em desenvolvimento



Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN

Capacidade instalada: 279 MW



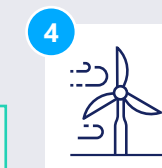
Conjunto Fotovoltaico Sto. Agostinho – RN

Capacidade instalada: ~509 MW



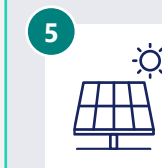
Conjunto Eólico Umburanas (Fase II) – BA

Capacidade instalada: 250 MW



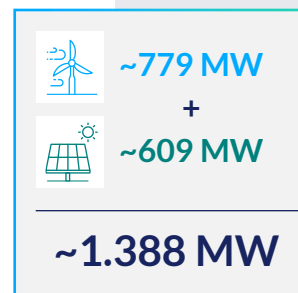
Conjunto Eólico Campo Largo (Fase III) – BA

Capacidade instalada: 250 MW



Conjunto Fotovoltaico Alvorada - BA

Capacidade instalada: ~100 MW



06.

DESEMPENHO FINANCEIRO

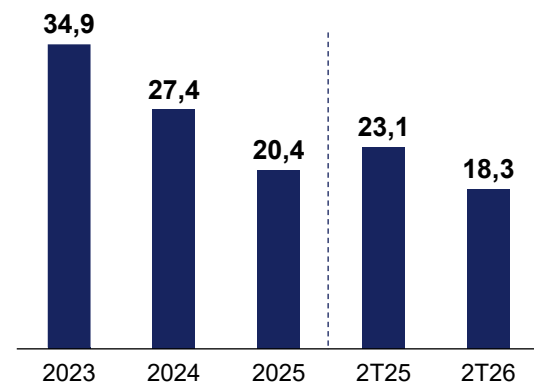


Performance Financeira Resiliente

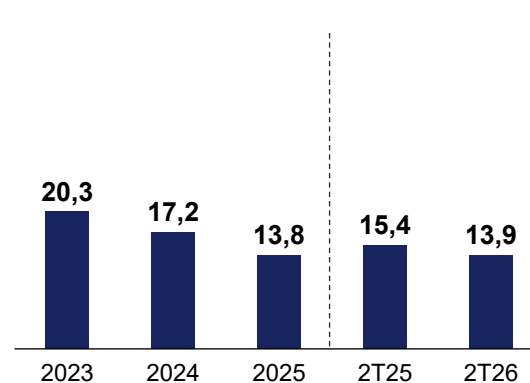
A boa gestão do portfólio e a diversificação em outros segmentos regulados, como transmissão, transporte de gás e contratos de energia no ACR, resultam em estabilidade e previsibilidade nos resultados.

O recente ciclo de investimentos relacionado à expansão de renováveis e transmissão ainda não contribui integralmente para o Ebitda.

| ROE¹ - Retorno sobre o patrimônio líquido ajustado (%)



| ROIC² - Retorno sobre o capital investido ajustado (%)



Notas: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado nas Demonstrações Financeiras da Companhia.

¹ ROE: lucro líquido dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido. ROE ajustado desconsidera não recorrentes.

² ROIC: taxa efetiva x EBIT / capital investido (capital investido: dívida - caixa e eq. caixa - depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL). ROIC ajustado desconsidera não recorrentes.

³ Valores nominais.

De 2016 – 2025³



Investimentos:

somaram
R\$ 44,2 bilhões,
com alavancagem de 79%



Transmissão:

3.205 km
em operação e 6
subestações próprias

**Capacidade
instalada própria:**



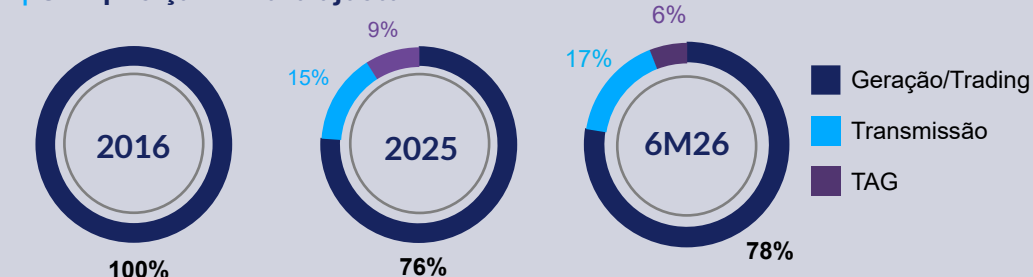
Total:
+52%



Renovável:
+79%

Geração de valor no setor
de gás, por meio da TAG

| Composição Ebitda ajustado:



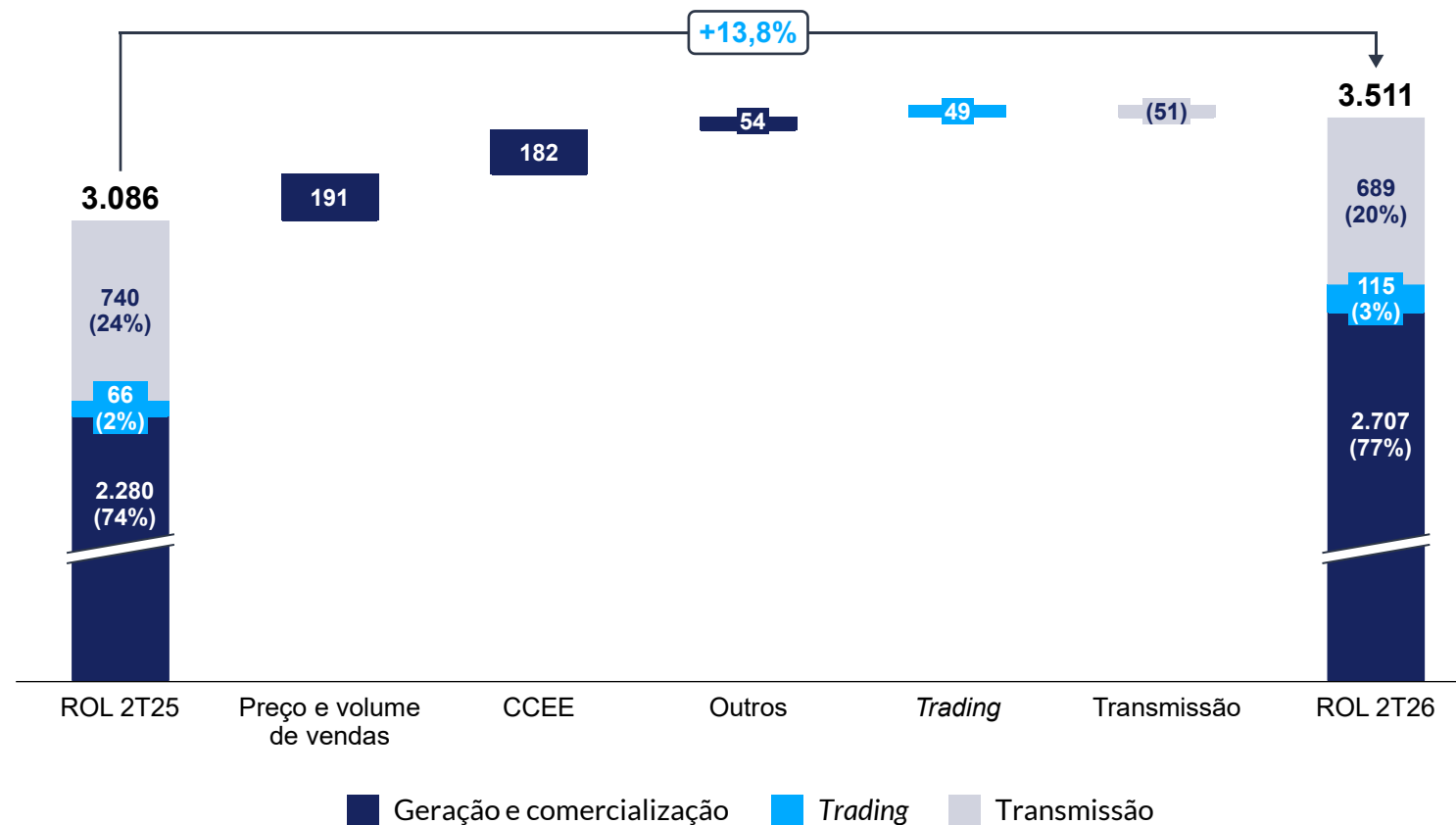
Ebitda ajustado:
+141%

Dividendos e JCP:
R\$ 18,9 bilhões

Lucro líquido ajustado:
+74%

Evolução da Receita Operacional Líquida

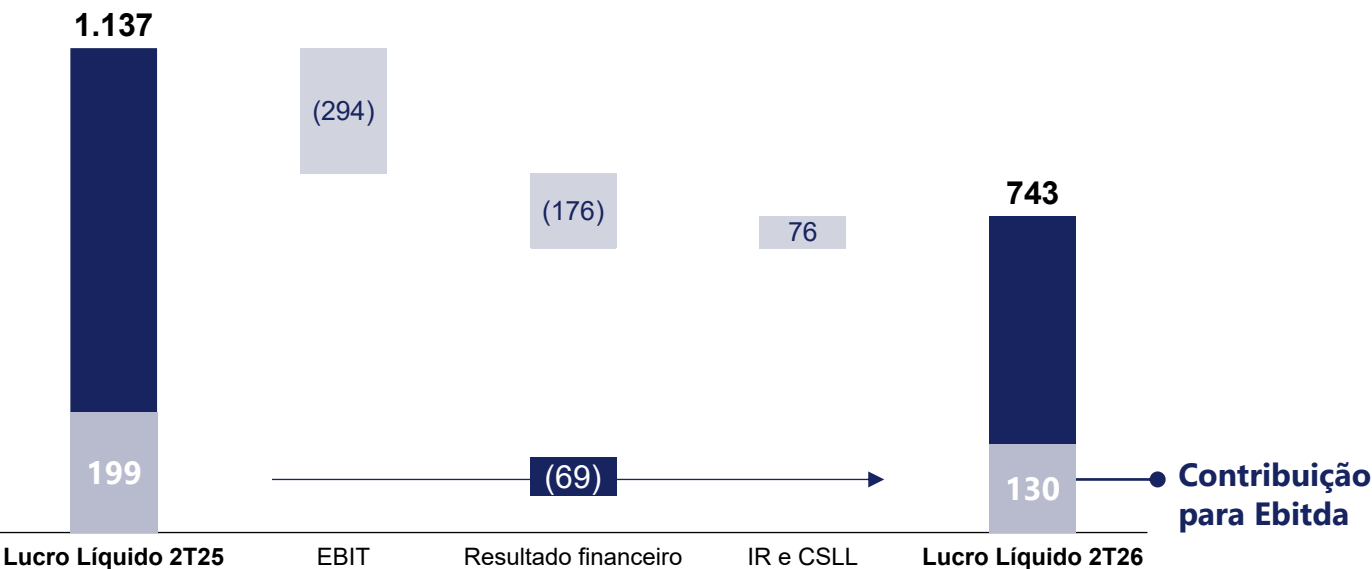
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)



Resultado de Participações Societárias

Contribuição do Resultado da Transportadora Associada de Gás (TAG) ao Ebitda da Companhia

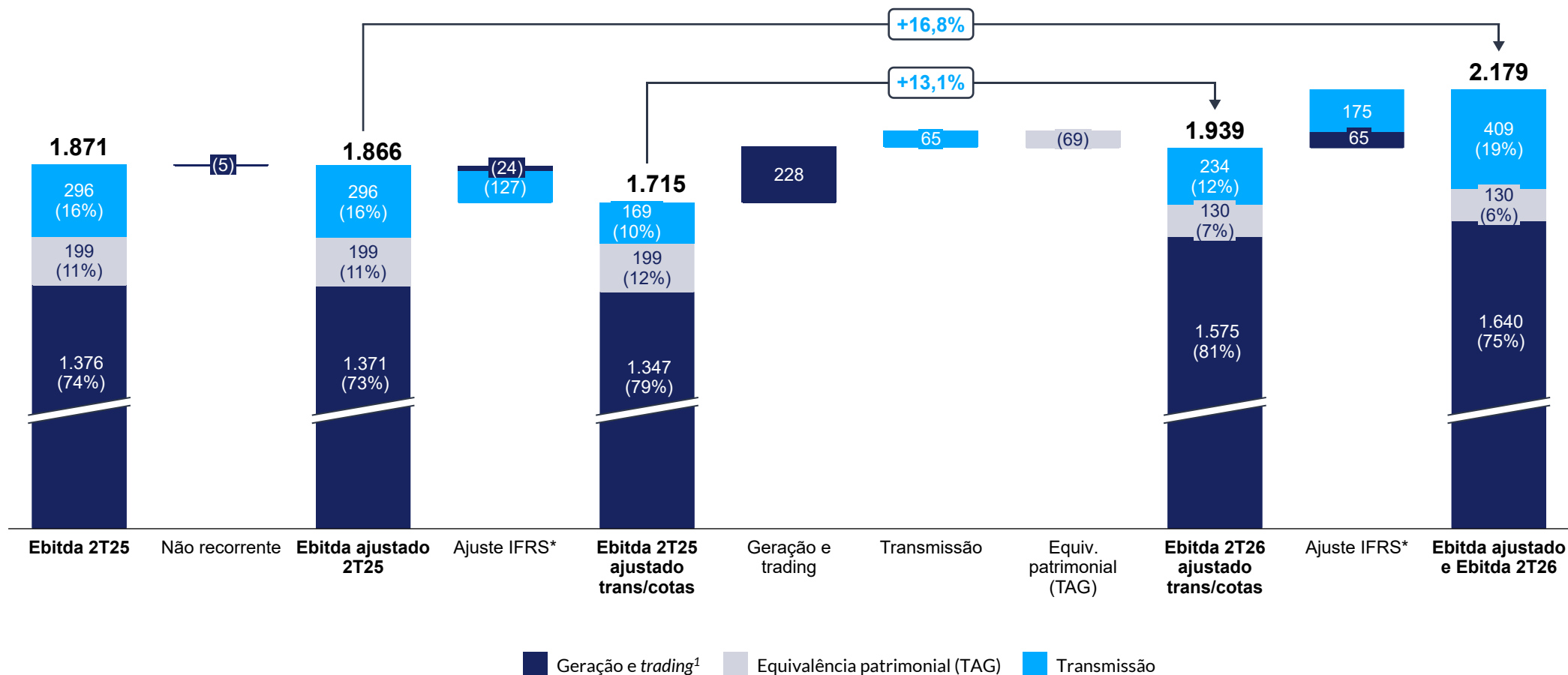
Evolução lucro líquido TAG (R\$ milhões)



Participação de **17,5%** na TAG, resultou na contribuição de **R\$ 130 milhões** no Ebitda da Companhia no **2T26**, via equivalência patrimonial.

Evolução do Ebitda

Ebitda (R\$ milhões)



Notas:

¹ Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

*IFRS: *International Financial Reporting Standards* (Normas Internacionais de Contabilidade)

Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + não recorrente.

Repactuação UBP (Uso do Bem Público)

Geração de valor

Em 20 de julho foi concluída a liquidação da repactuação das parcelas vincendas à título de UBP para as concessões das **UHEs Cana Brava e Ponte de Pedra**.



Usina Hidrelétrica	Pagamento Anual (em R\$ mil) em 31.12.2025	Vencimento
Cana Brava	553,486	até 30.09.2033
Ponte de Pedra	219,710	até 30.11.2034
São Salvador	91,193	até 30.04.2037
Estreito	8,991	até 27.04.2040
Jari	3,120	até 01.12.2045
Cachoeira Caldeirão	1,357	até 01.08.2048

➔ **R\$ 773 milhões / ano**
Pagamento encerrado

➔ **R\$ 105 milhões / ano**
Pagamento mantido

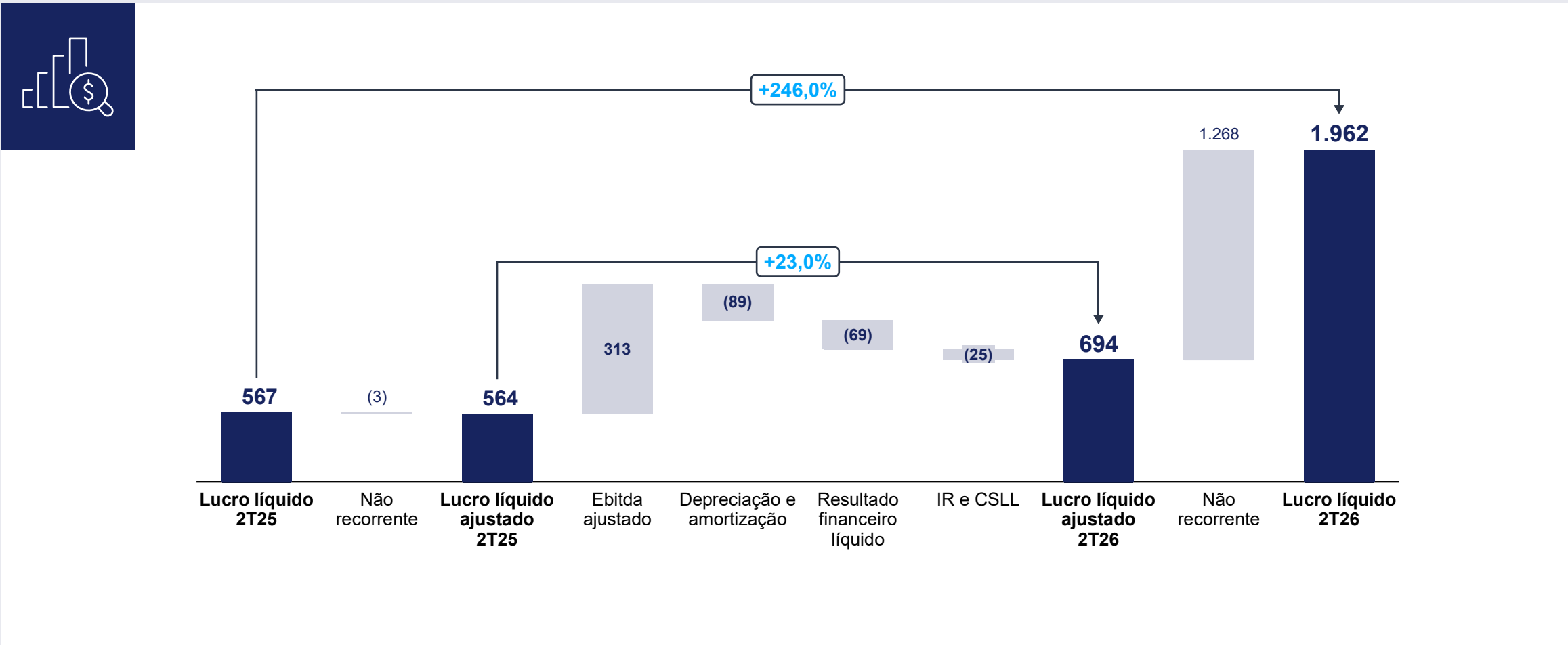


- Principais etapas:
- ✓ 16/abril: aprovação CA
 - ✓ 30/abril: adesão formal
 - ✓ 08/06: assinatura do Termo Aditivo
 - ✓ 20/07: liquidação financeira

Notas:
¹ Saldo de dez/25 após correção do passivo pela SELIC e desconto dos pagamentos efetuados no período.
² Valor final pago em 16/07/2026 (UHPP) e 20/07/2026 (UHCB).

Evolução do Lucro Líquido

Não recorrente no 2T26 devido ao ganho de capital da UBP, líquido de impostos



Endividamento Equilibrado

Sem exposição cambial

Controle da dívida

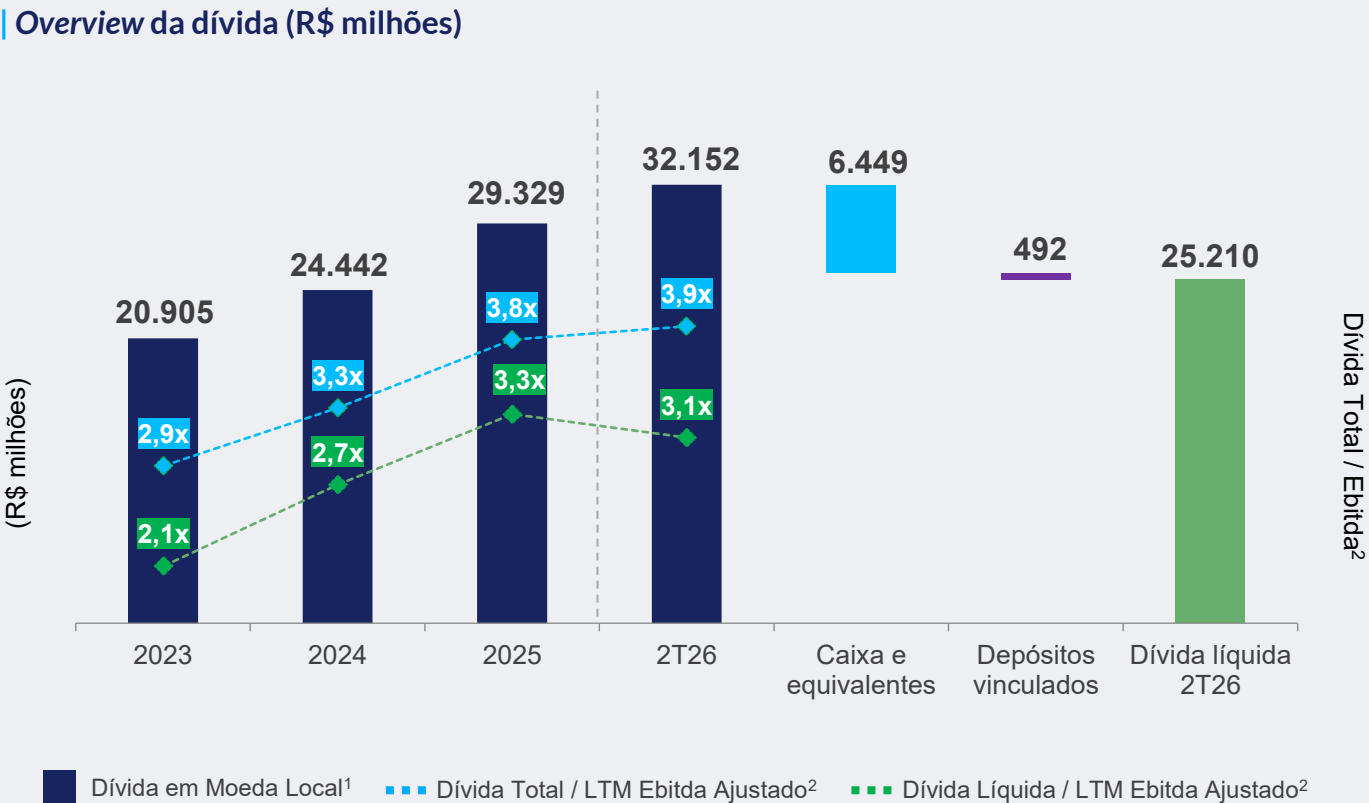
+

gestão ativa dos custos do endividamento

+

decisões de investimentos bem-sucedidas

asseguram níveis equilibrados da relação Dívida Líquida/Ebitda.

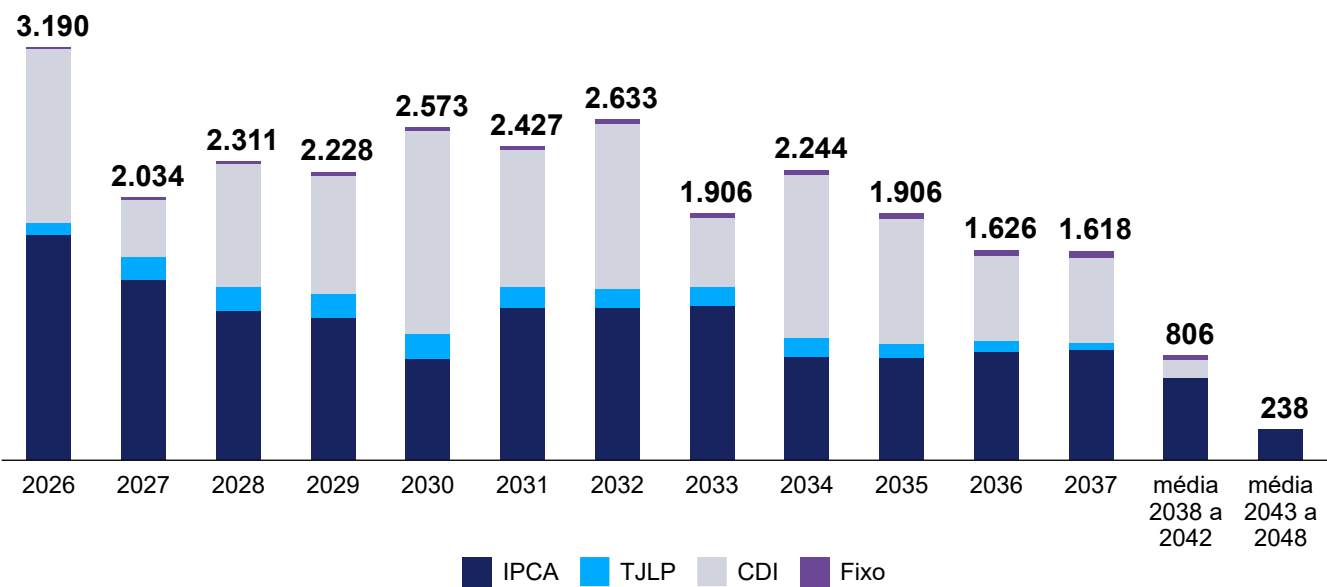


Notas:
¹ Dívida bruta, líquida de operações de hedge.
² Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

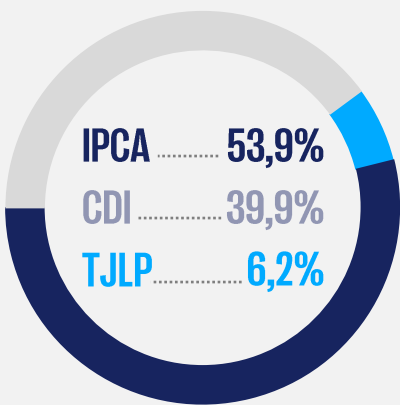
Perfil e Composição da Dívida

Rating AAA e forte geração de caixa garantem custo de dívida competitivo para financiar o crescimento

Cronograma de vencimento da dívida a partir de 30/06/2026 (R\$ milhões)



Composição do endividamento



2T26: Custo nominal da dívida:
11,3% a.a. (equivalente a IPCA + 6,4%)

Prazo médio da dívida: 7,1 anos

2T25: 11,8% a.a. (equiv. a IPCA + 6,1%)

A indexação da receita mitiga a exposição ao IPCA enquanto a posição de caixa mitiga parte da exposição ao CDI.

Política de Dividendos



Dividendo mínimo estatutário: **30%** do lucro líquido distribuível

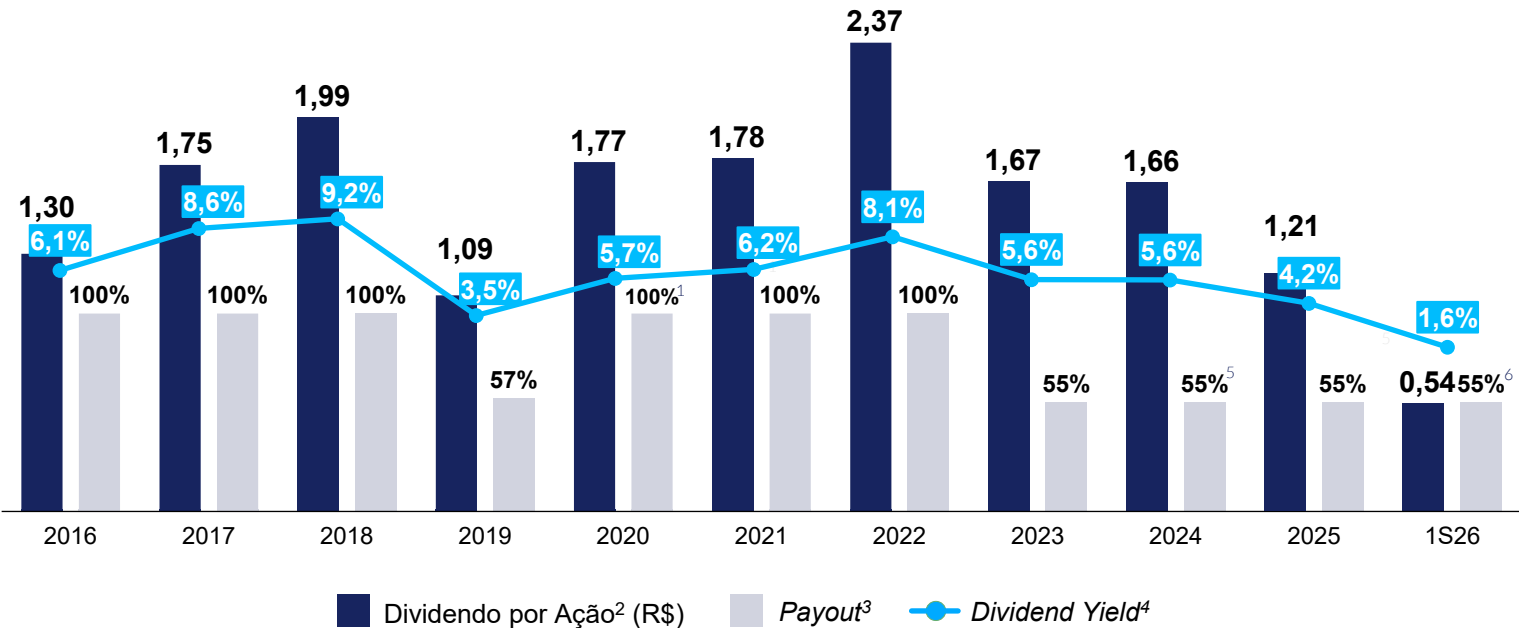


Compromisso da Administração: **payout mínimo de 55%** do lucro líquido distribuível



Periodicidade: **semestral**

Dividendos (calculados sobre o lucro líquido distribuível)



Notas:

¹ Considerando payout equivalente a 100% do lucro líquido ajustado distribuível ex-repactuação do risco hidrológico.
 ² Para fins de comparabilidade entre os anos, houve ajuste do dividendo por ação decorrente das bonificações aprovadas em 07/12/2018 e em 05/11/2025.
 ³ Considera o lucro líquido distribuível do exercício.
 ⁴ Baseado no preço de fechamento ponderado por volume das ações ON no período.
 ⁵ Payout equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganhos com alienação parcial dos investimentos na TAG).
 ⁶ Payout equivalente a 55% do lucro líquido distribuível (excluindo ganho financeiro com a repactuação do UBP).

Vantagens Competitivas



Setor Estratégico

- Perfil defensivo em tempos de crise
- Projetos com alta financiabilidade
- Diversificação entre os segmentos do setor de energia



Excelente Classificação de Risco

- A Fitch Ratings atribui à Companhia Rating Nacional de Longo Prazo como 'AAA(bra)' e em escala global "BB+", um nível acima do rating soberano



Alto Padrão de Governança Corporativa e Sustentabilidade

- Equipe diversificada e capacitada
- Controlador de primeira linha
- Integrante do Novo Mercado e ISE (desde que foi criado em 2005) da B3



Desempenho Financeiro Estável

- Forte geração de caixa
- ROE e ROIC acima da mediana do setor
- Ausência de exposição cambial



Presença no Setor de Energia

- Um dos maiores produtores privados de energia no Brasil
- Valor de Mercado: R\$ 39,8 bilhões em 30/06/2026
- Controlada pela ENGIE S.A., líder mundial em energia



Clara Estratégia Comercial

- Alta contratação nos próximos anos
- Portfólio balanceado entre clientes livres e regulados
- Aproveitamento de janelas de oportunidade



Previsibilidade Do Fluxo De Caixa

- Contratos indexados à inflação
- Base hídrica, mas com diversificação em fontes complementares e gestão de portfólio ativa
- Estratégia de contratação de longo prazo
- Contratos de transmissão não suscetíveis à variação de volume



Alto Desempenho Operacional

- Índices de disponibilidade de referência mundial
- Usinas certificadas segundo a ISO 9001, 14001 e ISO 45001
- Uso de alta tecnologia na operação remota e manutenção preditiva

07.

MATERIAL DE APOIO

Destaques e Indicadores ESG
Outros anexos



Destaques ESG

Propósito ENGIE

Agir para acelerar a transição rumo a uma **sociedade neutra em carbono**, por meio do **consumo reduzido** de energia e soluções **mais sustentáveis**.

E

Meio ambiente

S

Social

G

Governança

- 100% da capacidade renovável
 - Jornada pelo Clima
 - Jornada pela Natureza
 - Apoio à jornada de **descarbonização dos nossos clientes**
 - + 6,7 milhões de mudas plantadas/doadas, historicamente
 - + 2.600 nascentes recuperadas
 - 3.000 km² sob gestão da Companhia (1.600 km² apenas em área de reservatório)
- Programas corporativos de **diversidade, equidade e inclusão**
 - 100% dos fornecedores cadastrados analisados por critérios socioambientais e éticos
 - 7 Centros de Cultura e Sustentabilidade (e outros 4 em construção/ adequação)
 - + R\$ 385 milhões investidos desde 2008
 - + 3,5 milhões de pessoas beneficiadas
 - Abrangência em +200 municípios
- Integrante do Novo Mercado
 - Governança pautada em **gestão integrada, gerenciamento de riscos, ética e integridade**
 - Programa de Integridade e Comitê de Ética acompanhados pelo Conselho de Administração
 - 11 grupos de risco mapeados e mitigados, incluindo segurança de informação e risco climático
 - Conselho de Administração com 4 conselheiros independentes

Objetivos Não Financeiros

Grupo ENGIE

Aspecto	Resultado 2025	Objetivo 2030
 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)	45 MtCO ₂ e	Reduzir para patamar entre 26 e 36 MtCO₂e o total de emissões de gases de efeito provenientes da geração de energia elétrica do Grupo - em 2019, esse total foi de 80 MtCO₂e (meta alinhada à iniciativa Science Based Target – SBTi).
 Diversidade	33,1%	Ampliar para patamar entre 40% e 60% a participação de mulheres na Administração do Grupo – em 2019, elas ocupavam 24% das posições de liderança.
 Energias Renováveis	50%	Elevar para patamar entre 58% e 66% a participação de fontes renováveis no mix de capacidade de produção de energia mundialmente – ante os 28% registrados em 2019.
 Cadeia de Fornecedores	79% / 51%	Atingimento de 100% , até 2030, do índice de compras responsáveis (excluída a aquisição de energia); e atingir 100% de fornecedores que representam pelo menos 50% da pegada de carbono das aquisições (excluindo energia) comprometidos com uma trajetória de descarbonização compartilhada com a ENGIE.
 Água	0,18 m³/MWh	Atingir o consumo de água em relação à energia produzida de 0,1 m³/MWh .

Mudanças Climáticas

Há mais de um década atuando para acelerar a transição energética para um sistema de baixo carbono, em 2023 a ENGIE Brasil Energia consolidou sua **Jornada pelo Clima**, que tem como objetivos principais:



Principais direcionadores estratégicos Jornada pelo Clima

- Descarbonização do portfólio de ativos;
- Expansão em energias renováveis;
- Constante busca pela **redução da pegada de carbono**;
- Engajamento da **cadeia de valor** (Escopo 3 - clientes e fornecedores);
- Ações de **Conservação Ambiental e da Biodiversidade**;
- **Compensação** das emissões residuais.



Incorporar o **gerenciamento dos riscos e oportunidades climáticas** ao negócio;



Desenvolver **estratégias de descarbonização** alinhadas à meta NetZero do Grupo ENGIE.

Metas e compromissos

- Reduzir a **intensidade de emissões** de GEE (tCO₂e/MWh) em 30% até 2025 (meta atingida) e 56% até 2030 (0,034tCO₂/MWh em 2021);
- Expandir a **geração de energia renovável** em 3,8 GW até 2030;
- Engajar 100% dos principais **fornecedores do Escopo 3** a definirem metas alinhadas à ciência até 2030;
- Elaborar **planos de adaptação climática** em 100% dos nossos ativos até 2030.

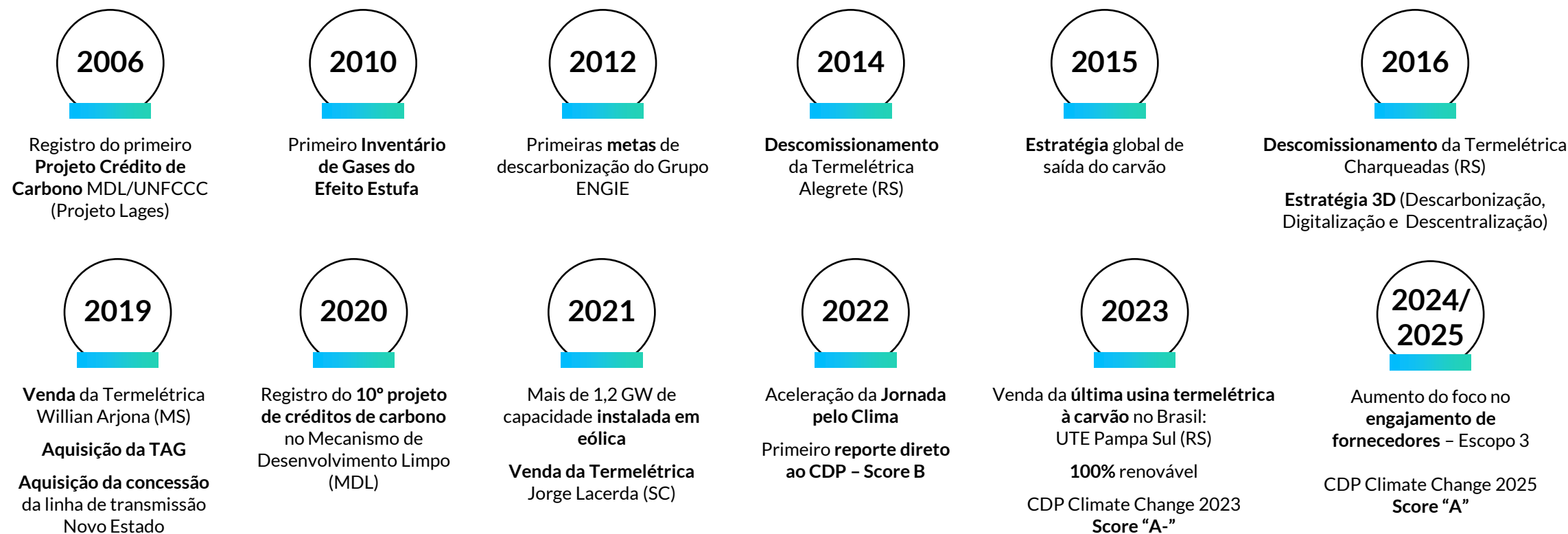
100%

de capacidade instalada própria é proveniente de fontes renováveis

Mudanças Climáticas

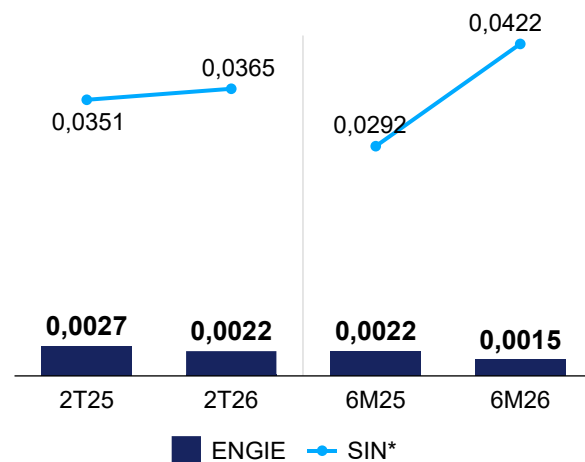
Desde 2012, a ENGIE Brasil Energia investe na **redução de suas emissão de gases de efeito estufa (GEE)** e adaptação de práticas e processos ao cenário de **transição energética**.

- Emissões de dióxido de carbono estão entre as maiores causadoras das **mudanças climáticas**.
- **Transição para a economia de baixo carbono** é considerado o principal desafio empresarial desta década.
- Alinhar negócios à trajetória de limitar o aquecimento global demanda visão objetiva sobre **riscos e oportunidades**.



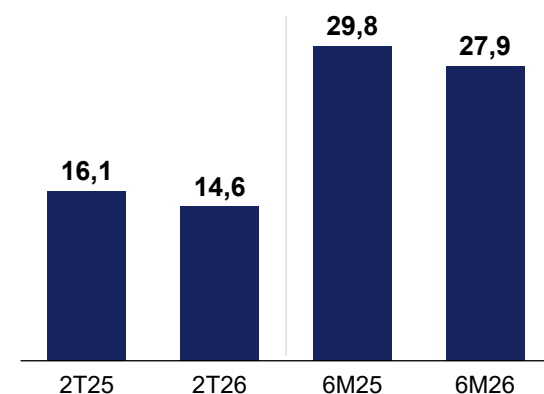
Indicadores ESG

Intensidade de emissões¹ (tCO₂e/MWh)



*Fonte: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

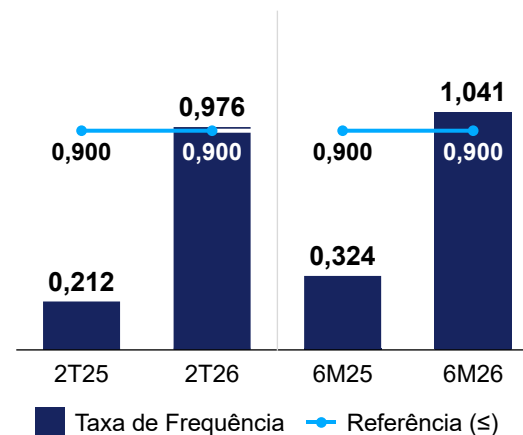
Investimento em Inovação² (R\$ milhões)



Notas: ¹ Dados de emissões sujeitos a revisão após a consolidação anual no inventário de emissões.

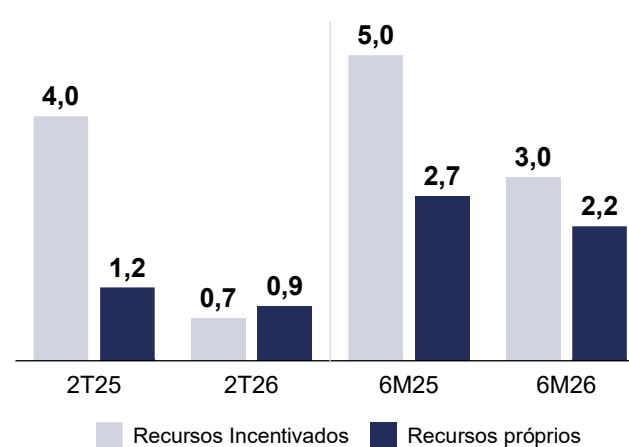
² Investimentos em 2026 passaram a ser divulgados por valor realizado, ante montante provisionado adotado anteriormente.

Saúde e Segurança – taxa de frequência (colaboradores próprios + prestadores de serviços)*

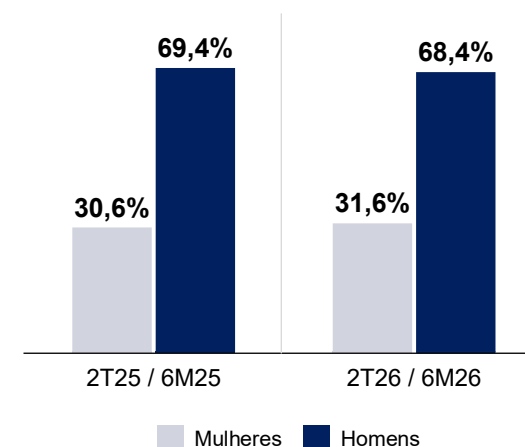


*Nº de acidentes/ milhão de horas de exposição a riscos

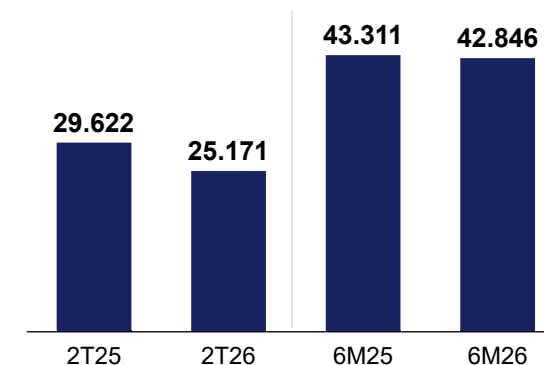
Investimentos Resp. Social (R\$ milhões)



Distribuição de gênero em posições de liderança (%)

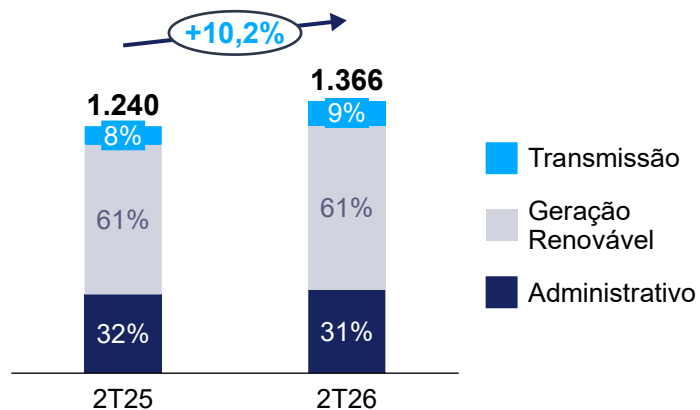


Pessoas engajadas – programa de relacionamento com a comunidade “conexão”

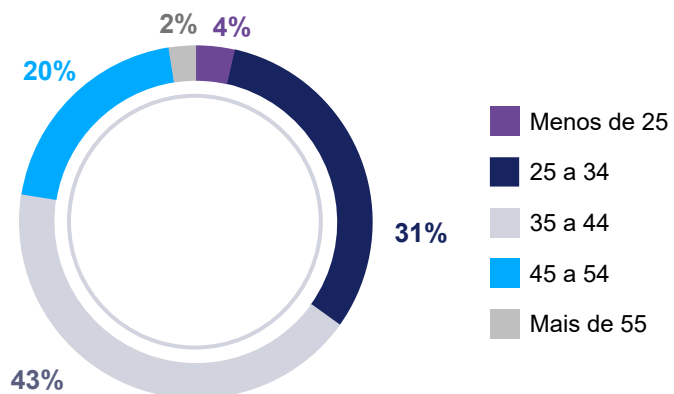


Força de Trabalho¹

| Número de Empregados

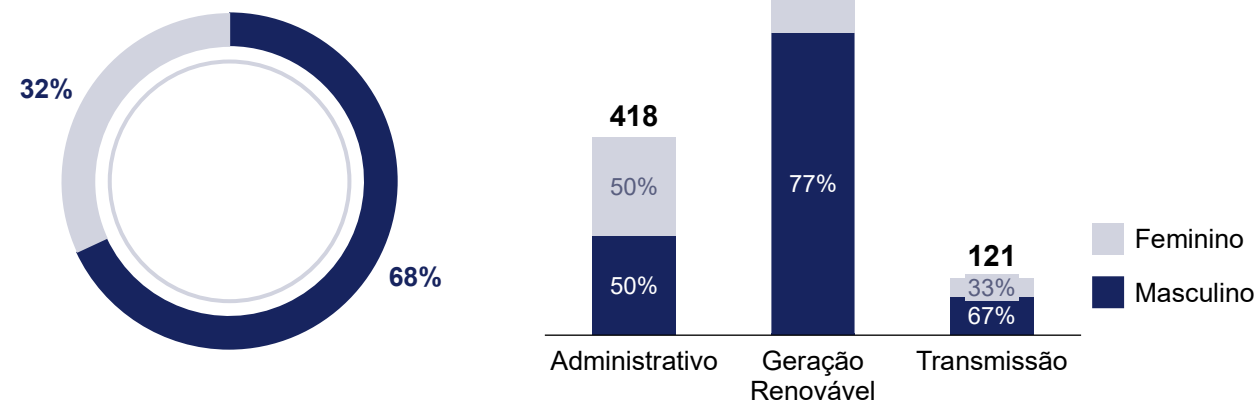


| Por faixa etária

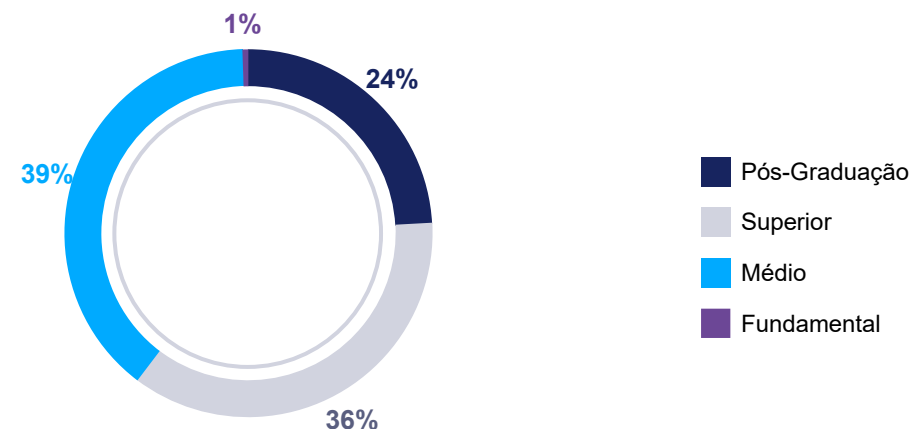


Nota: ¹Não considera os empregados lotados em projetos em construção.

| Por gênero



| Por formação



Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 2T26	Desempenho 2T25	Variação	Desempenho 6M26	Desempenho 6M25	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia (Escopos 1, 2 e 3)	tonCO ₂ e/MWh	0,0022	0,0027	-17,6%	0,0015	0,0022	-33,5%
	Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO ₂ e/milhões R\$	6,0	7,5	-20,0%	4,7	7,3	-35,6%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	20.913,3	23.231,5	-10,0%	32.506,7	44.596,8	-27,1%
	Intensidade de consumo de água	m ³ /MWh	0,030	0,058	-47,9%	0,019	0,034	-43,0%
S	Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" ¹	Pessoas	25.171	29.622	-15,0%	42.846	43.311	-1,1%
	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,976	0,212	0,76 p.p.	1,041	0,324	0,72 p.p.
	Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,787	0,000	0,79 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	1,412	0,243	1,17 p.p.	1,167	0,369	0,80 p.p.
G	% de colaboradores treinados formalmente	%	70,6%	19,2%	51,4 p.p.	85,4%	99,4%	-14,0 p.p.
	Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,0%	2,1%	-0,2 p.p.	4,4%	3,2%	1,2 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	0,9%	1,3%	-0,4 p.p.	2,0%	1,7%	0,3 p.p.
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R\$	713.000	3.976.751	-82,1%	3.063.290	5.000.751	-38,7%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R\$	878.694	1.183.310	-25,7%	2.152.798	2.687.139	-19,9%
	Investimento em Inovação ²	R\$	14.601.018	16.106.338	-9,3%	27.875.979	29.790.316	-6,4%
	Total de colaboradores	Colaboradores	1.366	1.215	12,4%	1.366	1.215	12,4%
	% de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	78,8%	84,4%	-5,7 p.p.	78,8%	84,4%	-5,7 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	31,8%	32,0%	-0,2 p.p.	31,8%	32,0%	-0,2 p.p.
	% de homens na Companhia	%	68,2%	68,0%	0,2 p.p.	68,2%	68,0%	0,2 p.p.
	% de mulheres em posições de liderança	%	31,6%	30,6%	1,0 p.p.	31,6%	30,6%	1,0 p.p.
	% de homens em posições de liderança	%	68,4%	69,4%	-1,0 p.p.	68,4%	69,4%	-1,0 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	4,3%	5,1%	-0,8 p.p.	4,3%	5,1%	-0,8 p.p.

1 - O Programa Conexão engloba visita às operações da Companhia em todo o país, diálogos com a comunidade e educação ambiental.

2 - Investimentos em 2026 passaram a ser divulgados por valor realizado, ante montante provisionado adotado anteriormente.

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R\$ milhões)	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.511	3.086	13,8%	6.920	6.100	13,4%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.761	1.541	14,3%	3.626	3.262	11,2%
Ebitda ¹	2.179	1.871	16,5%	4.427	3.915	13,1%
Ebitda ajustado ²	2.179	1.866	16,8%	4.423	3.906	13,2%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas ³	1.939	1.715	13,1%	4.027	3.523	14,3%
Ebitda / ROL - (%) ¹	62,1	60,6	1,5 p.p.	64,0	64,2	-0,2 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada ²	62,1	60,5	1,6 p.p.	63,9	64,0	-0,1 p.p.
Lucro Líquido	1.962	567	246,0%	2.754	1.394	97,6%
Lucro Líquido ajustado	694	564	23,0%	1.483	1.387	6,9%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado ⁴	18,3	23,1	-4,9 p.p.	18,3	23,1	-4,9 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado ⁵	13,9	15,4	-1,5 p.p.	13,9	15,4	-1,5 p.p.
Dívida Líquida ⁶	25.210	21.561	16,9%	25.210	21.561	16,9%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁷	4.355	4.088	6,5%	5.093	4.736	7,5%
Energia Vendida (MW médios) ⁸	4.852	4.254	14,1%	4.878	4.346	12,2%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁹	208,28	217,01	-4,0%	212,38	215,50	-1,4%
Número de Empregados - Total	1.402	1.265	10,8%	1.402	1.265	10,8%
Empregados EBE	1.366	1.240	10,2%	1.366	1.240	10,2%
Empregados em Projetos em Construção	36	25	44,0%	36	25	44,0%

Notas:

¹ Ebitda: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização.

² Ebitda ajustado: lucro líquido + imposto de renda e contribuição social + resultado financeiro + depreciação e amortização + *impairment* + não recorrentes.

³ Ebitda ajustado, deduzidos os efeitos do IFRS do segmento de transmissão e usinas cotistas.

⁴ ROE: lucro líquido ajustado dos últimos 4 trimestres / patrimônio líquido.

⁵ ROIC: taxa efetiva x EBIT ajustado / capital investido (capital investido: dívida – caixa e eq. caixa – depósitos vinculados ao serviço da dívida + PL).

⁶ Valor ajustado, líquido de ganhos de operações de *hedge*.

⁷ Produção total bruta das usinas operadas pela ENGIE Brasil Energia.

⁸ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHEs Jaguara e Miranda).

⁹ Líquido de impostos sobre a venda e operações de *trading*.

Portfólio Balanceado de Ativos em 30.06.2026



Capacidade instalada de geração de energia de **12.766 MW³**



3.205 Km de linhas de transmissão em operação



Participação de **17,5% na TAG**



	Usinas Hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
1	Salto Santiago	1.420,0	702,2
2	Itá	1.126,9 ¹	528,7 ¹
3	Salto Osório	1.103,7	487,3
4	Cana Brava	450,0	247,8
5	Estreito	435,6 ¹	244,1 ¹
6	Jaguara	424,0	324,0
7	Miranda	408,0	188,3
8	Santo Antonio do Jari	393,0	211,3
9	Machadinho	414,8 ¹	143,7 ¹
10	São Salvador	243,2	140,8
11	Passo Fundo	226,0	107,5
12	Cachoeira Caldeirão	219,0	123,3
13	Ponte de Pedra	176,1	127,6
Total Consolidado		7.040,2	3.576,6
14	Jirau (40%) ³	1.500,0	872,9
Total considerando Jirau		8.540,2	4.449,5

	Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
15	Conjunto Serra do Assuruá (Eólica)	846,0	410,2
16	Conjunto Assú Sol (Solar)	752,7	229,6
17	Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	434,0	224,2
18	Conjunto Campo Largo II (Eólica)	361,2	192,5
19	Conjunto Umburanas (Eólica)	360,0	213,3
20	Conjunto Campo Largo I (Eólica)	326,7	166,5
21	Conjunto Trairi (Eólica)	212,6	97,2
22	Conjunto Lar do Sol (Solar)	198,0	49,0 ²
23	Paracatu (Solar)	132,0	34,0
24	Conjunto Juazeiro (Solar)	120,0	34,8
25	Conjunto Sertão Solar (Solar)	94,6	26,1
26	Floresta (Solar)	86,0	25,1
27	Conjunto Sol do Futuro (Solar)	81,0	16,2
28	Ferrari (Biomassa)	72,5	12,4
29	Conjunto São Pedro (Solar)	54,0	16,0
30	Assú V (Solar)	34,0	9,2
31	Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0
32	José G. da Rocha (PCH)	24,4	9,2
33	Nova Aurora (Solar)	3,0	0,2
34	Tubarão (Eólica)	6,3	0,3
Total		4.225,6	1.780,1

	Transmissão	Tamanho	Subestações
35	Gralha Azul	909 km	5 novas e expansão de 5 existentes
36	Novo Estado	1.800 km	1 nova e expansão de 3 existentes
37	Gavião Real	-	Novo pátio em 1 existente
38	Graúna – trecho operacional	162 km	2 existentes
39	Asa Branca – trecho operacional	334 km	Ampliação de 2 associadas
Total		3.205 km	

	Gasodutos	Tamanho	Estações de compressão
40	Transportadora Associada de Gás (TAG)	~4.600 Km	11

Notas:
¹ Parte da ENGIE Brasil Energia.
² A usina Lar do Sol não possui garantia física declarada, portanto sua capacidade comercial é baseada na geração prevista.
³ Considerando a participação de 40% na UHE Jirau a partir de 17/07/2026.

Balanço de Energia em 30.06.2026

Contratação diversificada, com prazo médio de cerca de 13 anos no ACR e 3 anos no ACL¹

(em MW médio)	2026	2027	2028	2029	2030				
Recursos Próprios	5.169	5.202	5.202	5.202	5.161	Preço Bruto no Leilão (R\$/MWh)	Data de Referência	Preço Bruto Corrigido (R\$/MWh)	Preço Líquido de PIS/COFINS/P&D (R\$/MWh)
+ Compras para Revenda	800	527	381	232	248				
= Recursos Totais (A)	5.969	5.729	5.583	5.434	5.409				
Vendas Leilões do Governo ²	2.178	2.347	2.433	2.249	2.163				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	337,4	303,1
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	370,2	332,6
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	386,4	347,2
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	126,6	out-07	348,5	313,1
Proinfa	19	19	19	19	19	147,8	jun-04	407,4	392,5
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	391,5	377,2
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	256,0	232,3
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	321,0	291,3
8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	493,5	447,9
7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	515,3	467,7
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	256,5	232,8
2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	218,1	197,9
2024-EE-2025-2	15	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
2012-EN-2017-30	151	151	151	151	151	95,3	dez-12	192,5	174,7
2010-EN-2015-30	190	190	190	190	190	104,0	dez-10	243,5	220,9
2025-EE-2027-3	-	184	270	86	-	207,7	nov-25	207,7	188,5
Vendas Reguladas - Cotas									
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	-	jul-17	220,0	209,9
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	-	jul-17	253,0	241,3
+ Vendas Bilaterais	3.160	2.539	1.959	1.208	1.050				
= Vendas Totais (B)	5.338	4.886	4.392	3.457	3.213				
- Hedge comercial	572	572	572	572	572				
Saldo (A - B - Hedge)	59	271	619	1.405	1.624				
Preço médio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{3,4:}	244,1	232,2	239,8						
Preço médio de compra (R\$/MWh) (líquido) ^{5:}	214,7	195,4	174,1						

² XXXX-YY-WWWW-ZZ, onde:
 XXXX -> ano de realização do leilão
 YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
 WWWW -> ano de início de fornecimento
 ZZ -> duração do fornecimento (em anos)

¹ Prazo médio ponderado pela quantidade de energia vendida, incluindo operações de trading.
³ Preço de venda, incluindo operações de trading, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, não considerando a inflação futura.
⁴ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHes Jaguará e Miranda).
⁵ Preço de aquisição líquido, considerando operações de trading e os benefícios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, não considerando a inflação futura.

Notas:

- O balanço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
- Os preços médios são meramente estimativos, com base em revisões do planejamento financeiro, não captando a variação das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.

Mercado de Energia no Brasil

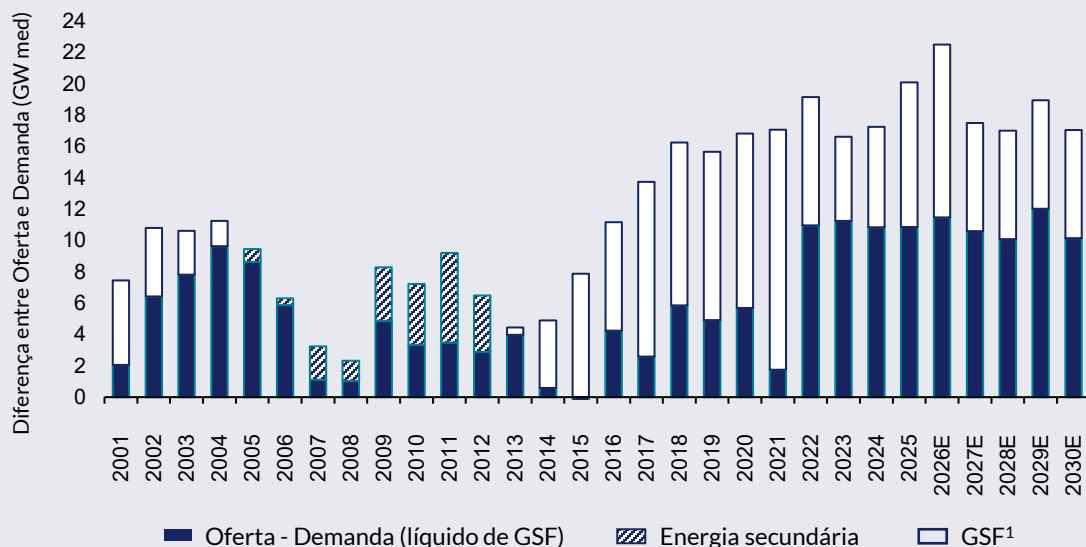


Oferta: no passado, suprida por hidrelétricas com reservatórios. Atualmente, maior presença de termelétricas e hidrelétricas a fio d'água. Expansão predominantemente da oferta em fontes intermitentes, reduzindo a participação das demais fontes na matriz.



Demanda: a carga no 2T26 foi 3,2% superior ao mesmo período de 2025. O consumo acumulado nos últimos 12 meses apresentou variação de +2,2% no setor residencial, +1,1% no setor comercial e -0,5% no setor industrial, na comparação com igual período anterior.

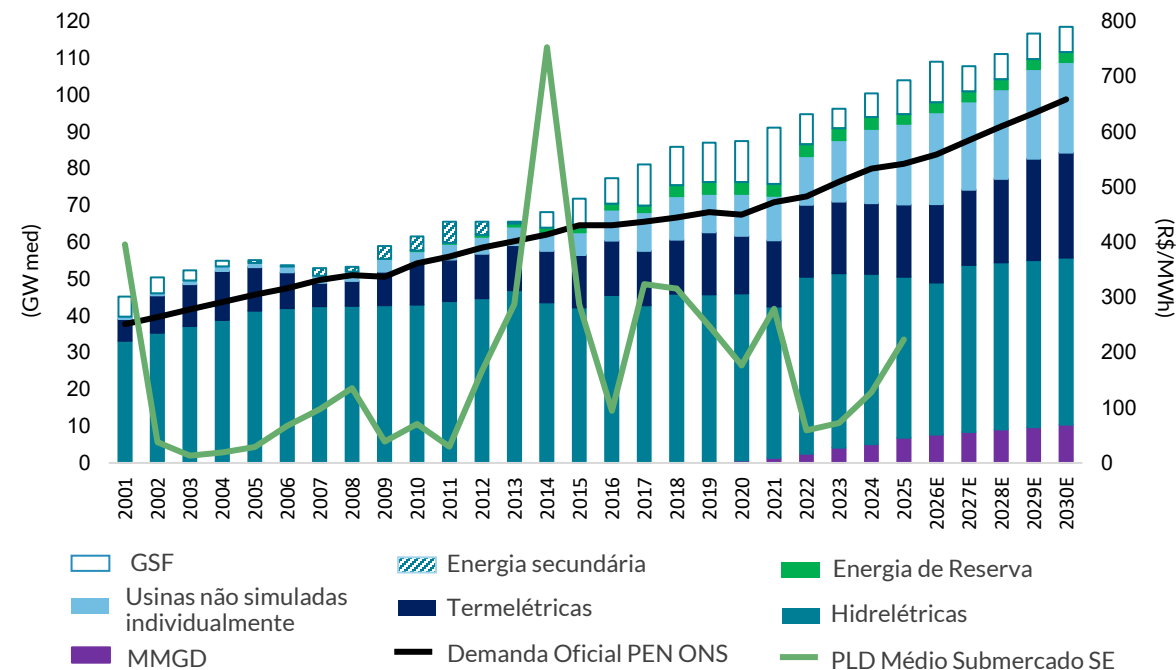
Oferta x Demanda Teórica



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em dados oficiais divulgados pelos órgãos setoriais competentes.

O 2T26 foi caracterizado pelo retorno das chuvas ao Sudeste e Norte, ainda assim o trimestre encerrou com aflúências de 82% da MLT no SIN, sendo o 14º pior do histórico. O Sudeste encerrou com 87% MLT, aumento de 2p.p. em relação ao trimestre anterior e o armazenamento estabilizou pouco acima de 65% até final do período. O Sul (81%), Norte (76%) e Nordeste (71%) registraram níveis abaixo da média. O Nordeste manteve geração eólica dentro do esperado para o período que junto às temperaturas baixas deram suporte para baixa demanda e diminuíram pressão sobre os reservatórios.

Distribuição da oferta por fonte



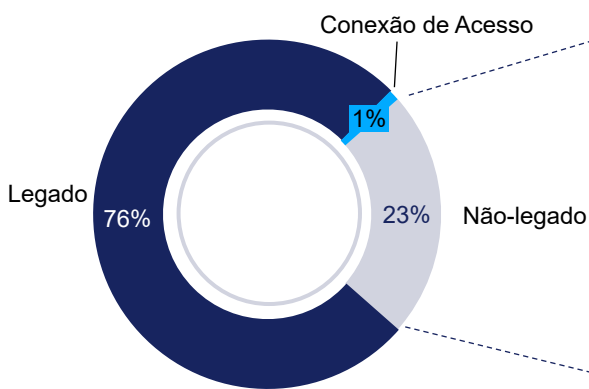
Fonte: Estudo interno com base em informações da Aneel e ONS.

Transportadora Associada de Gás – TAG

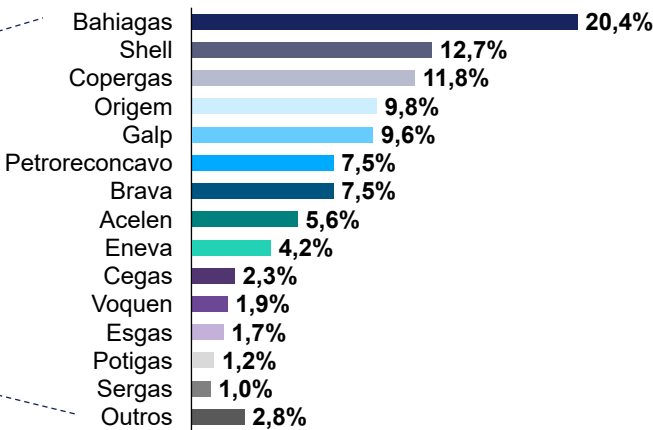
Contratos

Contrato/Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato	Capacidade ² (MM m³/dia)	Tipo	Cliente	Índice de reajuste ⁴
Gasene	1.400	nov-2033	30,3	Legado	Petrobras	46% Cesta IGP ¹ ; 54% US PPI
Urucu-Coari-Manaus	800	nov-2030	6,7	Legado	Petrobras	50% IGP-M; 50% IPCA
Pilar-Ipojuca	200	nov-2031	15,0	Legado	Petrobras	IGP-M
Malha NE ¹	2.100	-	3	Não-legado	Diversos	-
Lagoa Parda-Vitória ¹	100	anual	0,3	Não-legado	Diversos	55% IGP-M; 45% IPCA
Conexão GNL – Sergipe ¹	25	out-2054	14,0	Conexão de acesso	Eneva	20% IGP-M; 80% IPCA
Total	~4.600					

% da Receita Operacional Líquida



QDC⁶ Acumulada



Notas:
¹ Capacidade contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC).
² Volume de referência previsto em contrato para fins de *ship or pay*. O volume efetivamente contratado pode variar a cada período.
³ Volume a ser definido no processo de revisão tarifária promovido pela ANP.
⁴ 1/3 IGP-M; 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.
⁵ Sujeito a definição da revisão tarifária pela ANP.
⁶ Quantidade Diária Contratada.

Protagonismo na abertura do mercado de gás natural



29 carregadores
 (incluindo Petrobras) de 26 grupos econômicos distintos.



Em 2026, a TAG passou a **ofertar produtos de curto prazo em todos os dias úteis**, simplificando e flexibilizando a jornada do cliente.



1.005 contratos firmes
 assinados até o 2T26 (vs. 647 acumulado até o 2T25).

Transportadora Associada de Gás – TAG

Estrutura de dívida com custo competitivo
Rating Local AAA | Internacional BB+ (Fitch Ratings)



Composição da dívida (R\$) – TAG
em 30/06/2026



Dívida Líquida/Ebitda (x) – TAG

4T25 ————— 1,95x

2T26¹ ————— 2,44x

5,8 bilhões
Mercado interno:

2ª Debêntures (dez/23 a dez/33):
IPCA + 5,99% a.a., amortização 3 últimos anos

3ª Debêntures (jun/24 a jun/29):
CDI + 0,98% a.a., amortização *bullet*

4ª Debêntures (mai/25 a mai/30):
CDI + 0,67 % a.a., amortização anual

9,7 bilhões²
Mercado externo:

Bank Loan³ (jun/19 a jun/31): MUSD 1.864

- SOFR + spread (entre 2,5% e 3,3%) + CAS (0,42826%)
- Amortização semestral

Notas:

¹ Não auditado.

² Montante considerando a conversão em 30/06/2026.

³ Exposição à dólar 100% hedgeada por contratos em dólar.

Transportadora Associada de Gás – TAG

Plano de investimento de R\$ 4,1¹ bilhões nos próximos 5 anos

Ponto de Saída Buriti (AM)

Ponto de saída em Manaus para atendimento à demanda termelétrica local

- Capacidade máx. entrega: **3,2 MMm³/dia**
- CAPEX: **R\$ 70,6 milhões**
- **Autorização de Operação emitida em maio/2026**

Pontos de Saída LRCAP (BA | AL | PE | PB)

5 novos pontos de saída para atendimento à demanda termelétrica do LRCAP

- Capacidade max. transp: **~9 MM m³/dia**

Conexão do Porto do Açú – GASOG (RJ)

Conexão de acesso do Porto do Açú ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória

- Extensão: **45 km**
- Capacidade max. transp: **10MM m³/dia**

-  **Projetos em Desenvolvimento**
-  **Projetos Concluídos**

Veredas (AL | PE)

Nova infraestrutura para atendimento as demandas térmicas adicionais do LRCAP

- Extensão: **~30 km**
- Capacidade incremental : **7,5 MM m³/dia**

Ponto de Entrada Suape (PE)

Novo ponto de entrada para conectar um Terminal de GNL ao Porto de Suape (Termopernambuco)

- Extensão: **2 km** (potencial extensão para 9 km)
- Capacidade max. transp: **14,3 MM m³/dia**

Ponto de Saída Itagibá (BA)

Ponto de saída para distribuidora local, trecho norte do GASENE

- Capacidade max. entrega: **0,7MM m³/dia**
- CAPEX: **R\$ 19,6 milhões**
- **Autorização de Operação emitida em maio/2026**

Nota:

¹ Do CAPEX total, aproximadamente 55% em projetos de expansão e 45% em manutenção.

CONTATOS

Eduardo SATTAMINI

Diretor Presidente

Pierre LEBLANC

Diretor Financeiro e
de Relações com Investidores

www.engie.com.br/investidores
ri.brenergia@engie.com

Leonardo Germano Depiné

Gerente de Relações com Investidores
leonardo.depine@engie.com



**Equipe de Relações
com Investidores**

Adriana Wágner

Analista de Relações com Investidores
adriana.wagner@engie.com

Ivani Angeli

Analista de Relações com Investidores
ivani.angeli@engie.com

Raquel Suzaki

Analista de Relações com Investidores
raquel.suzaki@engie.com

Vitor Montessanti

Analista de Relações com Investidores
vitor.montessanti@engie.com

Otávio Péres

Estagiário de Relações com Investidores
otavio.peres@engie.com



www.engie.com.br