

ENGIE Brasil Energia S.A.

APRESENTAÇÃO INSTITUCIONAL

2T25

Agosto de **2025**

The ENGIE logo is located in the bottom right corner of the image. It features a stylized white arc above the word "ENGIE" in a bold, white, sans-serif font. The background of the entire image is a photograph of a renewable energy site, showing rows of solar panels in the foreground and a large wind turbine in the background under a clear blue sky. White, wavy lines are overlaid on the image, suggesting wind or energy flow. In the bottom left, two people wearing hard hats and high-visibility vests are seen from behind, looking towards the solar panels and wind turbine.

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”), - anteriormente denominada Tractebel Energia S.A. -, 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

1 DESTAQUES

2 CONTROLE ACIONÁRIO
E ÁREAS DE ATUAÇÃO

3 DESTAQUES
OPERACIONAIS

4 VENDAS E ESTRATÉGIA
DE COMERCIALIZAÇÃO
DE ENERGIA

5 EXPANSÃO

6 DESEMPENHO
FINANCEIRO

7 MATERIAL DE APOIO

Destaques e Indicadores ESG
Outros anexos



1

DESTAQUES

Conjunto Eólico Trairi / CE



Conjunto Eólico Serra do Assuruá / BA



- **Conjunto Eólico Serra do Assuruá:** 100% do avanço físico, sendo **88% em operação comercial e 12% em testes**.
- **Conjunto Fotovoltaico Assu Sol:** 96% do avanço físico, estando **25% das usinas em operação comercial e 63% em testes**.



- Concluída em julho/25, a **15ª emissão de debêntures** no valor total de R\$ 2,2 bilhões, classificada como **Debêntures Verdes**.



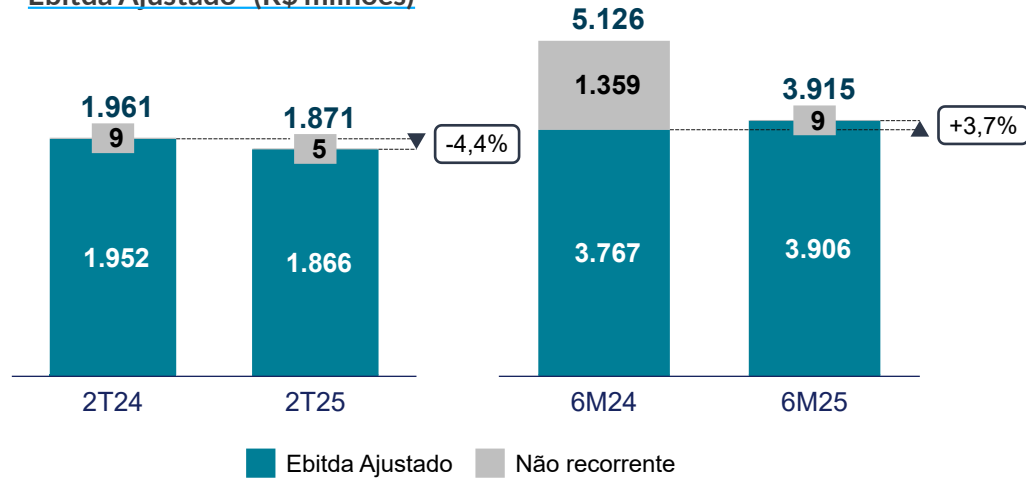
- **Reestruturação da Diretoria Executiva** com o objetivo de fortalecer o foco estratégico **nas linhas de negócios** e alinhar a estrutura organizacional ao modelo do Grupo.



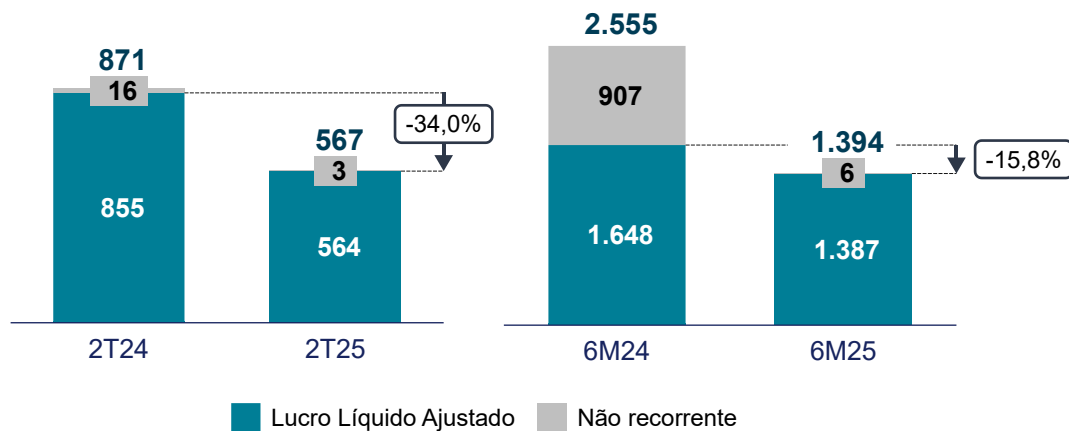
- **Distribuição de dividendos intercalares: R\$ 719,2 milhões (R\$ 0,8814/ação)**, equivalente a 55% do lucro líquido distribuível do 1º semestre de 2025.
- **Ex-dividendos a partir de 22/08/2025.**
- Data de pagamento: definida posteriormente.

Destaques

Ebitda Ajustado¹ (R\$ milhões)



Lucro Líquido Ajustado (R\$ milhões)



Principais drivers do resultado vs. 2T24:

- ⬇ R\$ 202 milhões Segmento Geração (Indenização Sto Agostinho 2T24)
- ⬆ R\$ 69 milhões Segmento Transmissão
- ⬆ R\$ 47 milhões Resultado Equivalência Patrimonial (TAG)
- ⬇ R\$ 289 milhões Resultado financeiro
- ⬇ R\$ 64 milhões Depreciação e amortização
- ⬆ R\$ 148 milhões IR e CSLL

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

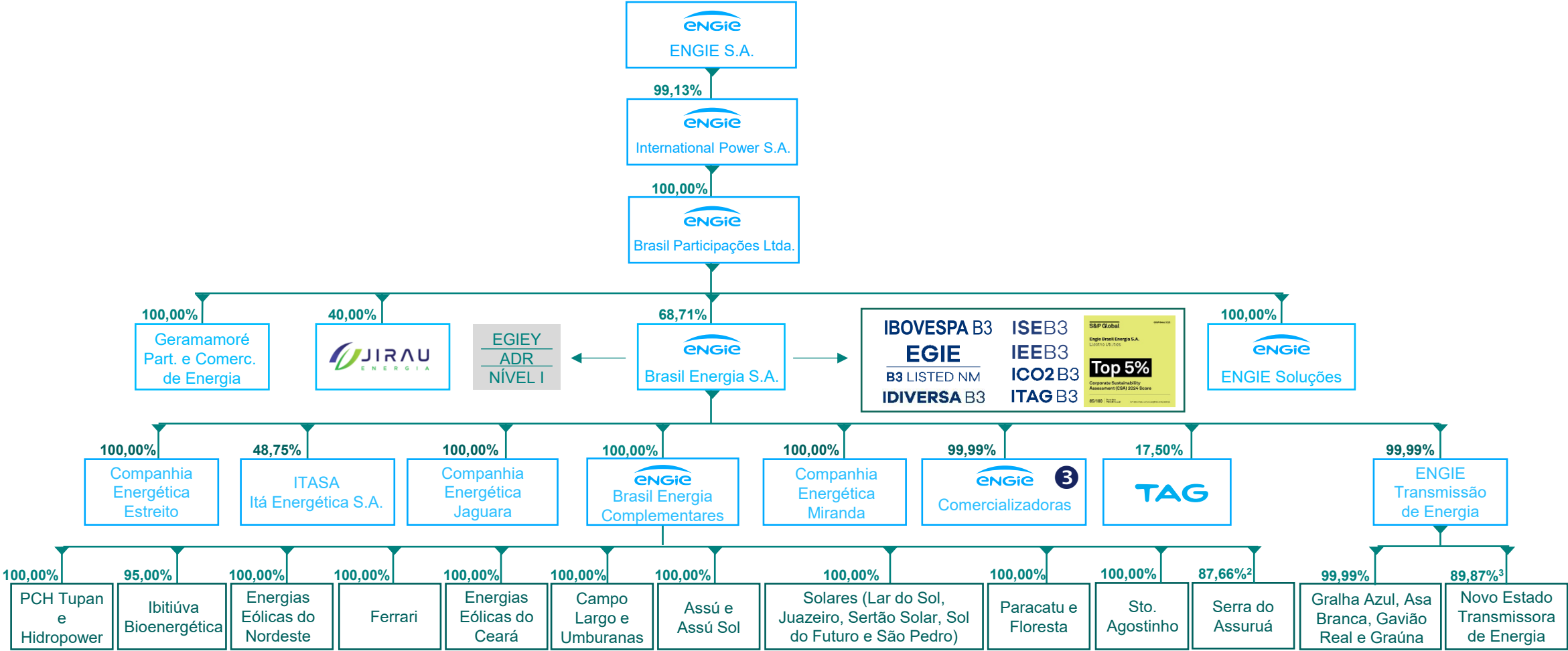


2

CONTROLE ACIONÁRIO E ÁREAS DE ATUAÇÃO

Sede Administrativa – Florianópolis / SC

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.

Portfólio Equilibrado de Negócios em Infraestrutura em Energia



Geração

129 usinas operadas com capacidade instalada própria de **9.992 MW** (em 30/06/2025)



Trading

380,1 GWh no 2T25, **3,9%** do total do segmento de geração



Transmissão

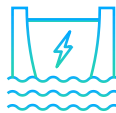
2.709 Km de linhas de transmissão em operação e **6 subestações** próprias + **~1.780 km** em fase inicial de implantação



Gás natural (TAG)

~4.500 Km de gasodutos em operação nas regiões sudeste, nordeste e norte. Participação de 17,5%

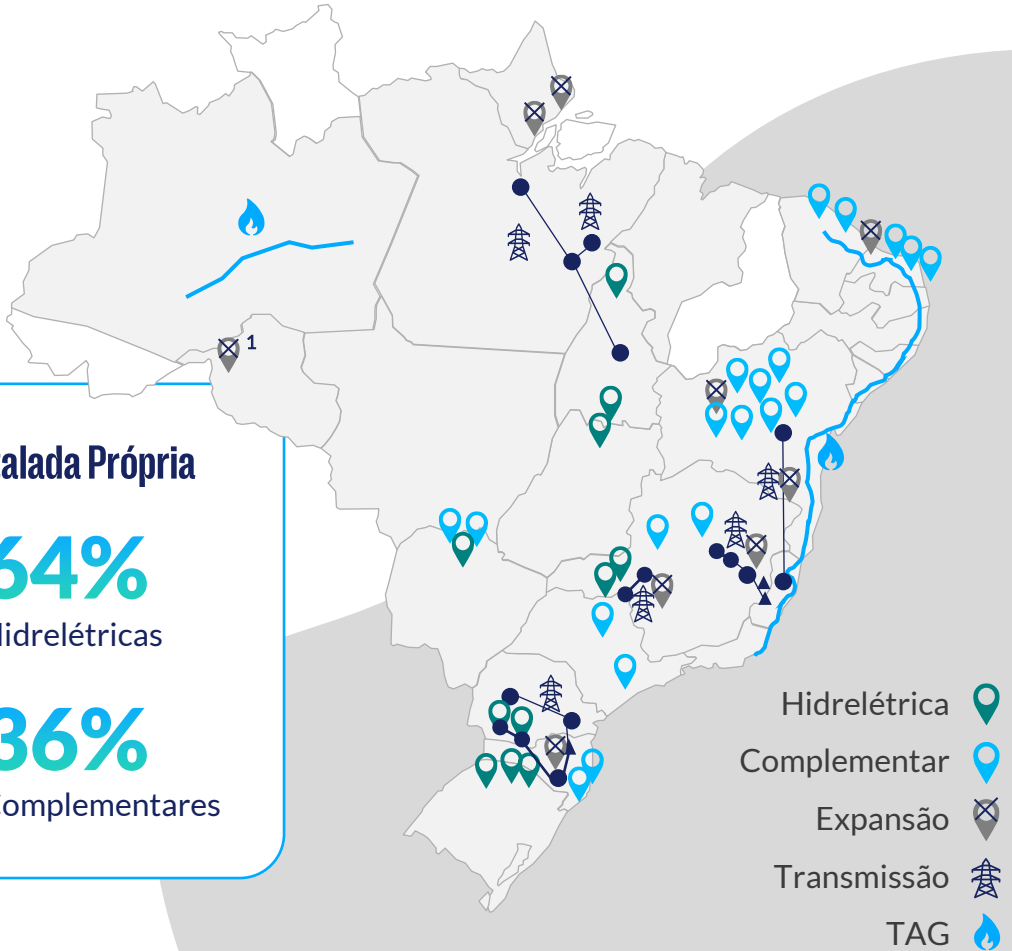
Capacidade Instalada Própria



64%
Hidrelétricas



36%
Complementares



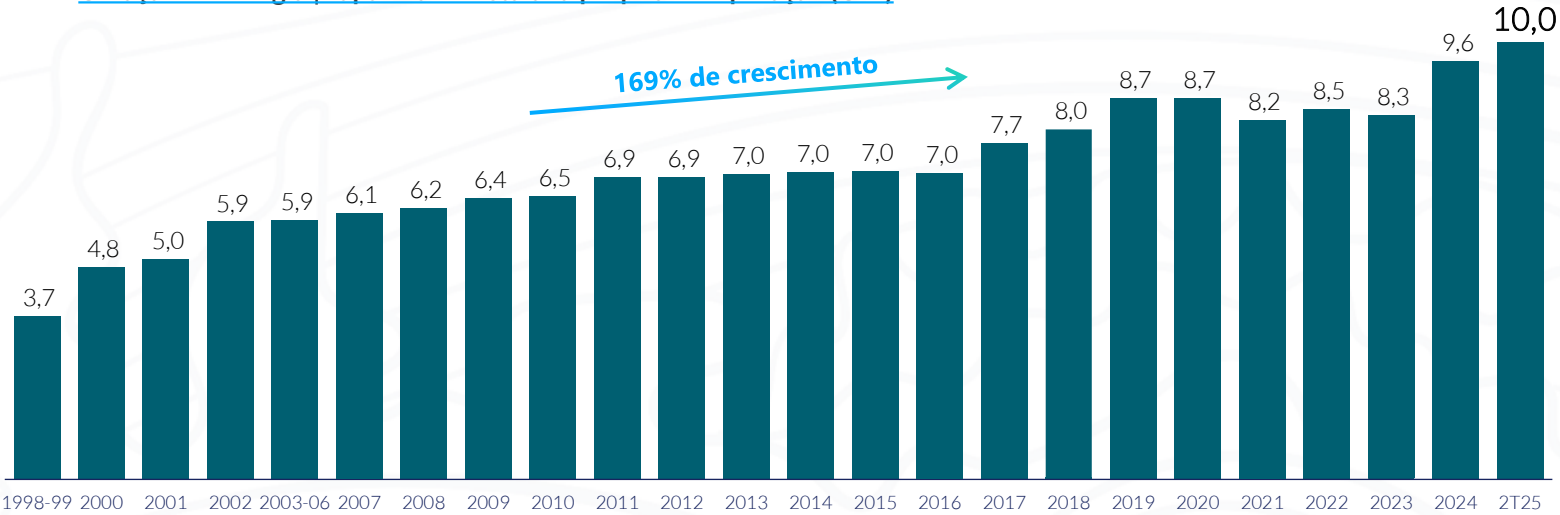
Nota: ¹ A transferência para a Cia da participação de 40,0% da ENGIE Brasil Part. na UHE Jirau será avaliada oportunamente.

Geração de Energia

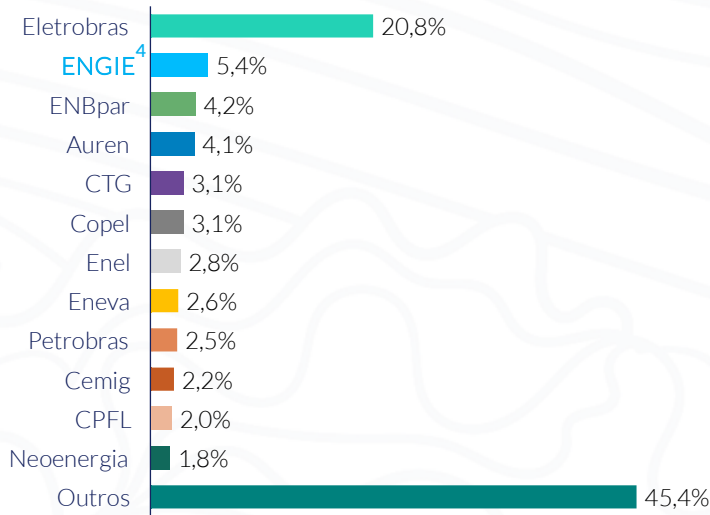
Relevância entre os produtores de energia

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

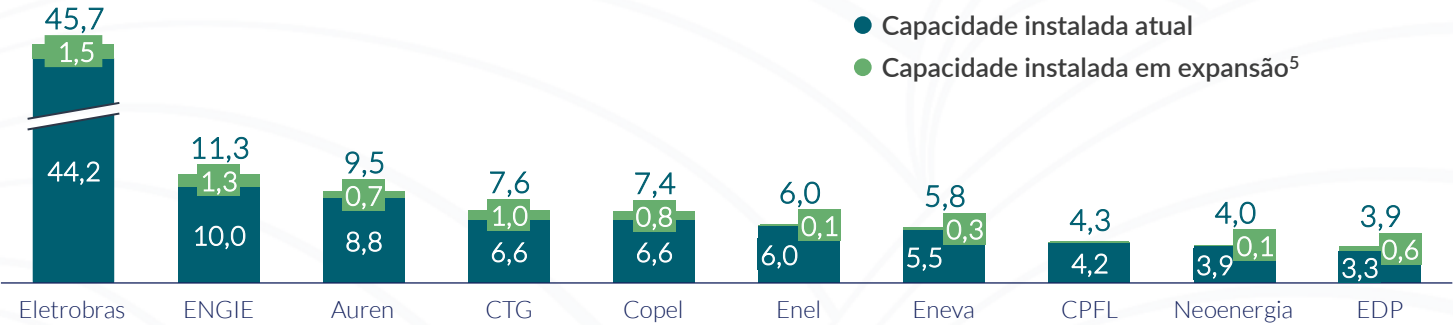
Geração de energia | capacidade instalada própria em operação (GW)



Brasil – capacidade instalada existente^{2,3}



Setor privado – capacidade instalada própria¹ (GW)



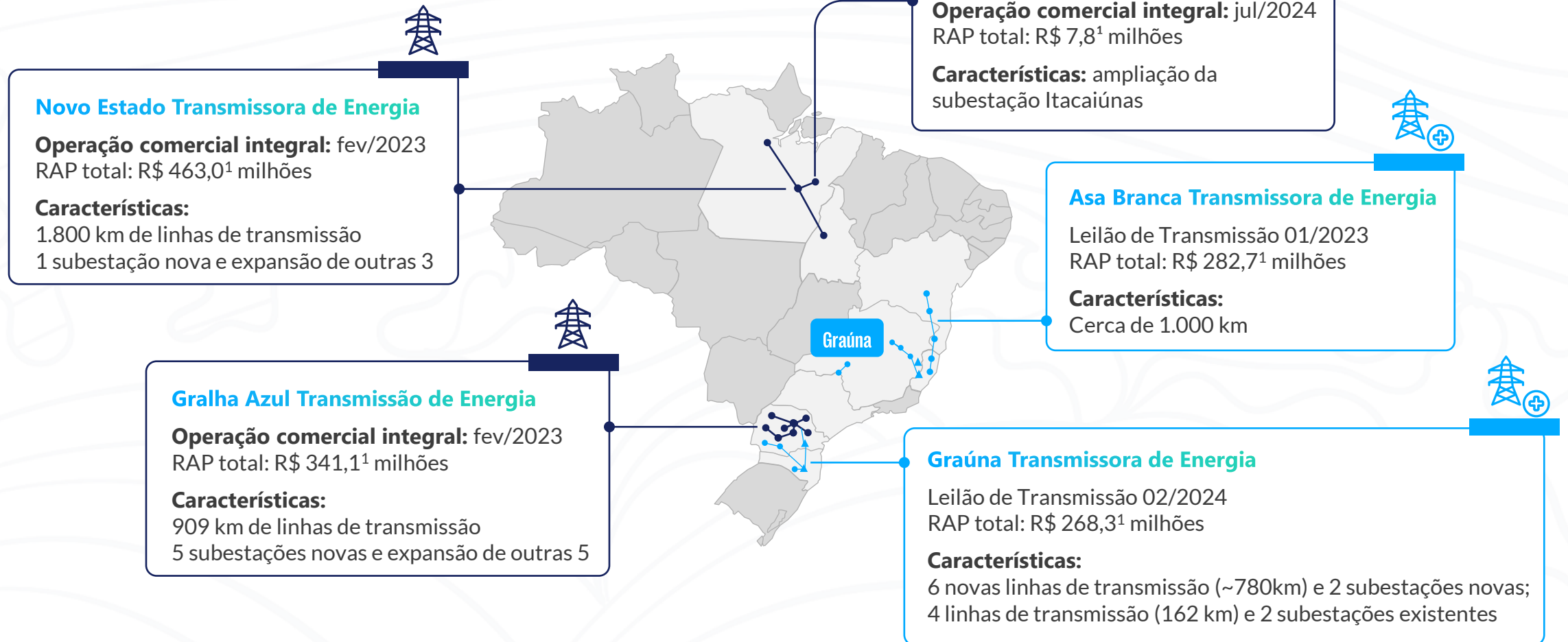
Fonte: Aneel, websites das empresas e estudos internos.

Notas:

- ¹ Aparentes erros de soma são efeitos de arredondamento das parcelas.
- ² Valor correspondente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando o Programa Mensal de Operação (PMO) de junho de 2025.
- ³ Inclui somente a parcela nacional de Itaipu.
- ⁴ Considerando a capacidade instalada consolidada do grupo no Brasil, incluindo UHE Jirau.
- ⁵ Com base em informações da Aneel, ONS e estudos internos.

Transmissão de Energia

Ampliação da presença no segmento



Nota: ¹ Valores na data-base de junho de 2025 (ciclo 2025-2026).



Operação comercial



Implantação

Gás Natural

Transportadora Associada de Gás (TAG)

Participação na TAG fortalece posição como *player* relevante da infraestrutura em energia brasileira

Características



~4.600 km de gasodutos de alta pressão:
3.800 km na costa
800 km na Amazônia



Presença em 10 estados brasileiros e cerca de 200 municípios



Capacidade firme contratada de movimentação de 88 milhões m³/dia, sem risco de construção e volume (contratos *ship or pay*)



11 estações de compressão

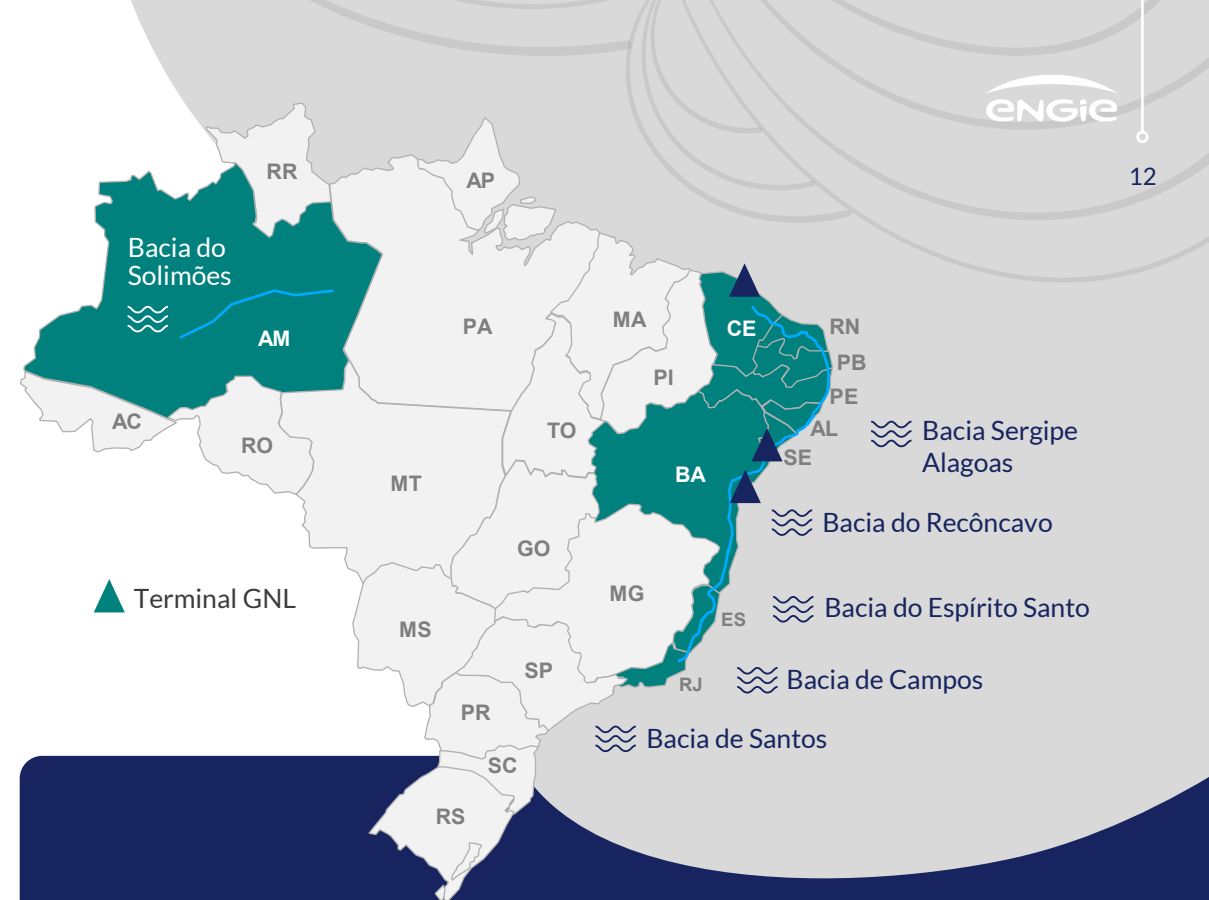


Contratos de transporte com 22 carregadores



Rede com vários pontos de interconexão:

- 14 pontos de recebimento de gás, incluindo 3 terminais de GNL
- 90 pontos de saída de gás e dois pontos de entrada e saída (+1 em construção)
- 10 distribuidoras de gás, atendendo 2 refinarias, 2 plantas de fertilizantes e 10 termelétricas (capacidade total de 4GW).



Estrutura societária





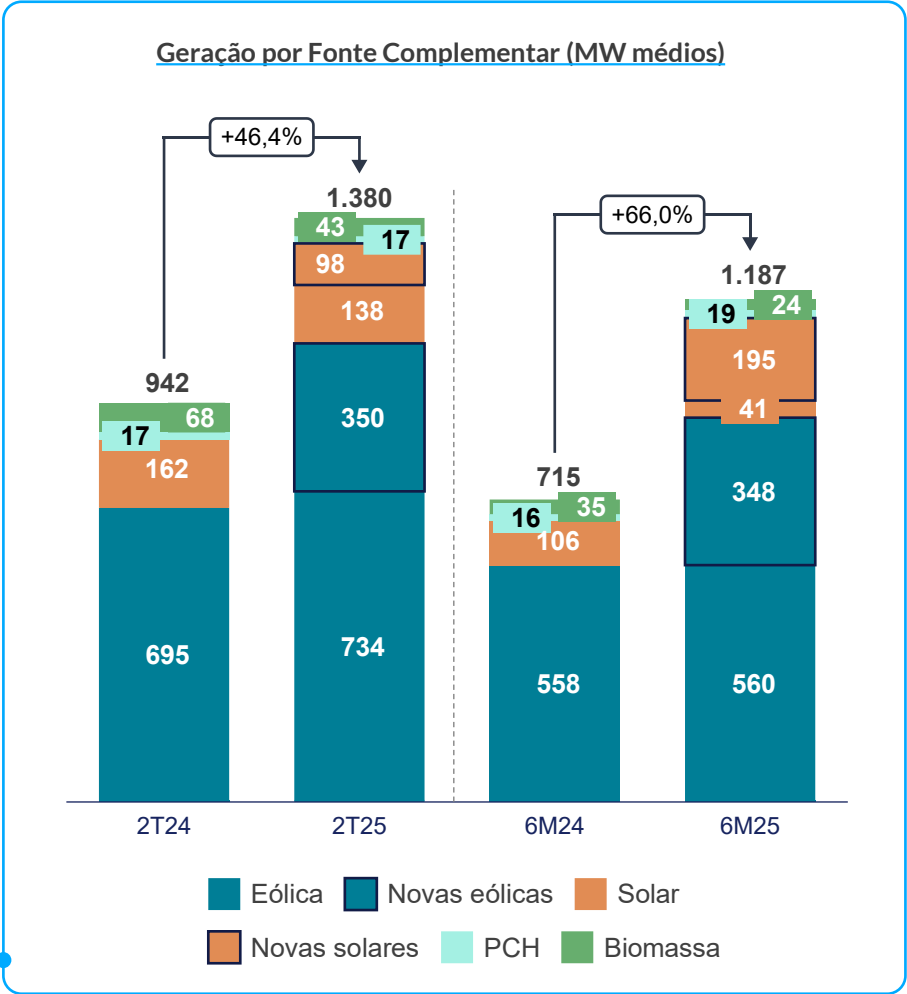
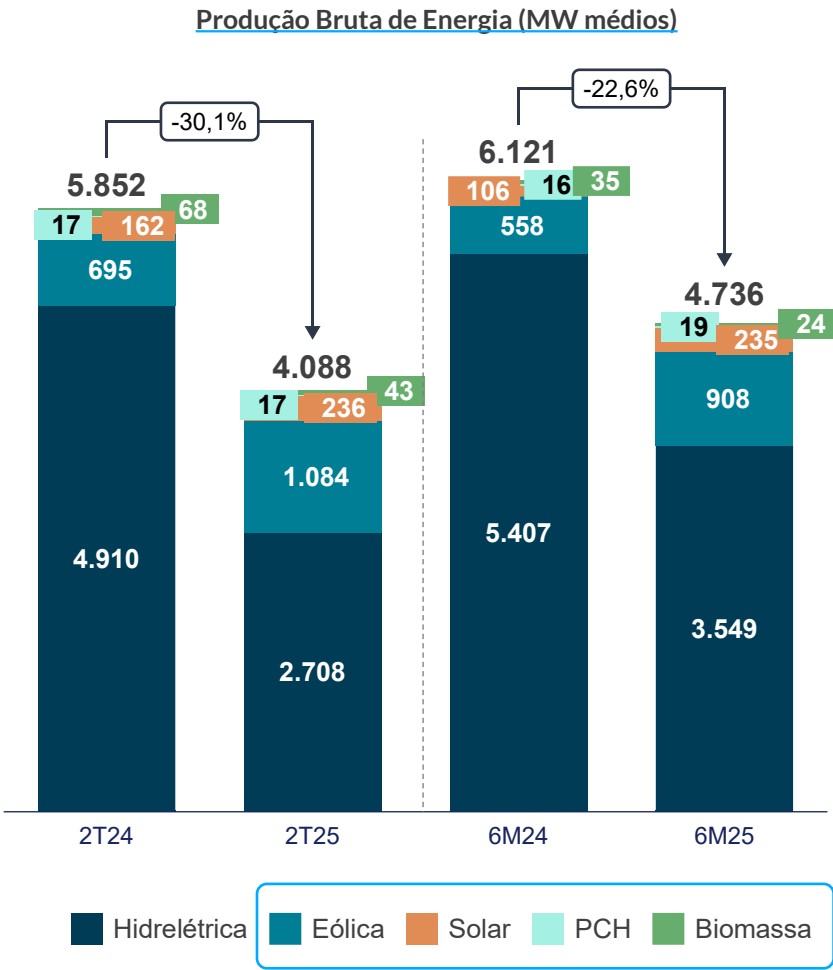
3

DESTAQUES OPERACIONAIS

Conjunto Eólico Umburanas / BA

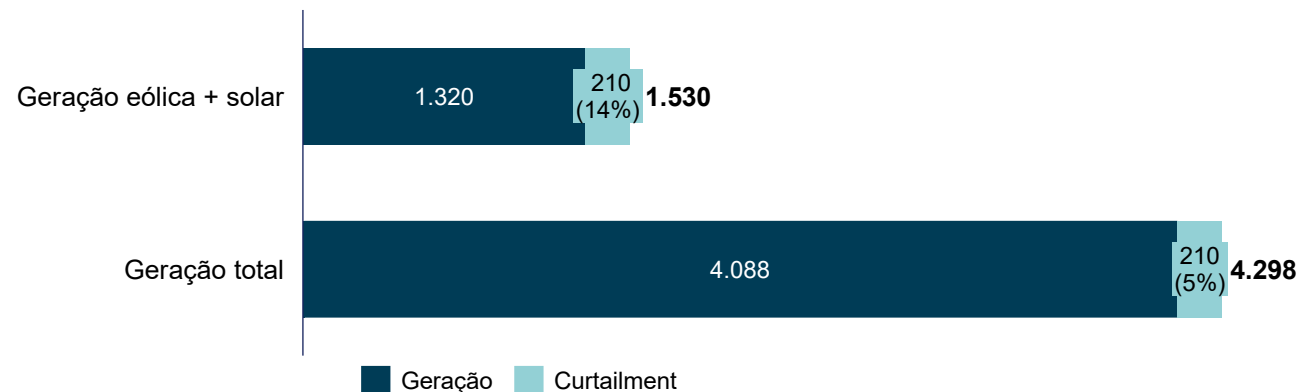
Geração de Energia

Geração hidrelétrica no 2T24 acima da média na região Sul



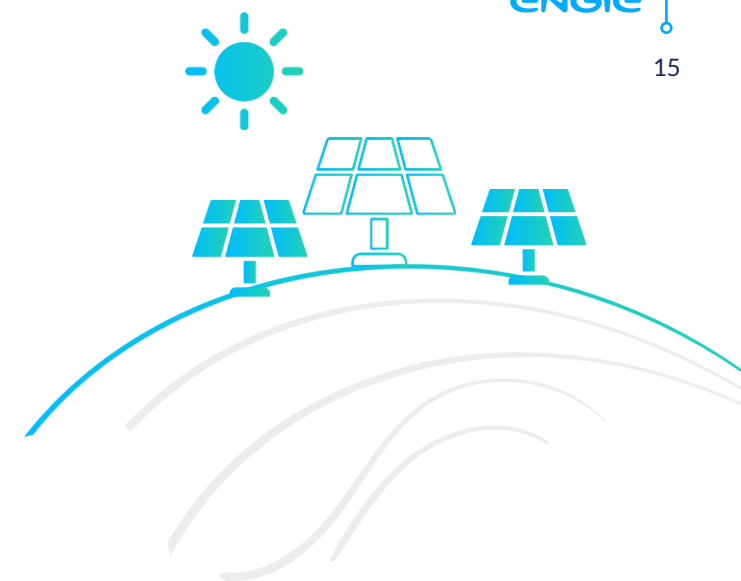
Curtailment

% de Curtailment sobre Geração – 2T25 (MWm)



- Curtailment no 2T25 **em linha com o observado no SIN**.
- **Crescimento orgânico** em geração eólica e solar com a entrada em operação comercial do Conjuntos Eólico Serra do Assuruá e Fotovoltaico Assú Sol.
 - Adicionamos **933 MW (10,3%)** de capacidade instalada própria entre 2T24 e 2T25.

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



15

% de Curtailment por fonte - ENGIE

2T25	Eólico	Solar	Total
Curtailment - ENGIE	12%	23%	14%
Curtailment - SIN	11%	28%	15%



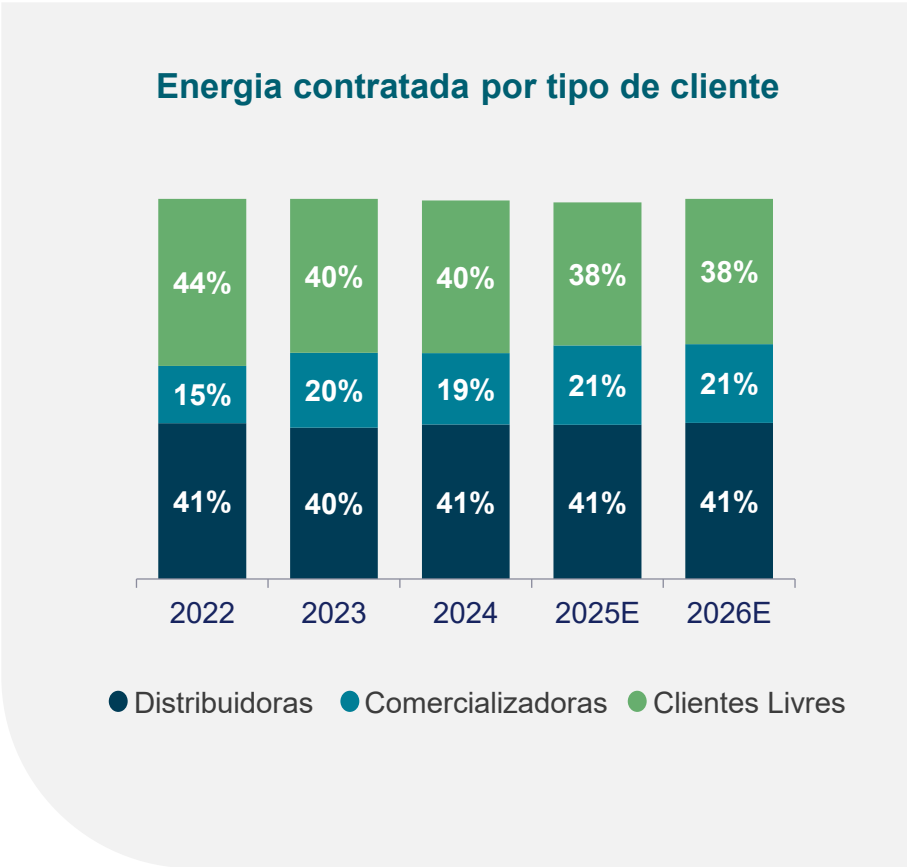
4

VENDAS E ESTRATÉGIA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Sistema de Transmissão Gralha Azul / PR

Portfólio Equilibrado

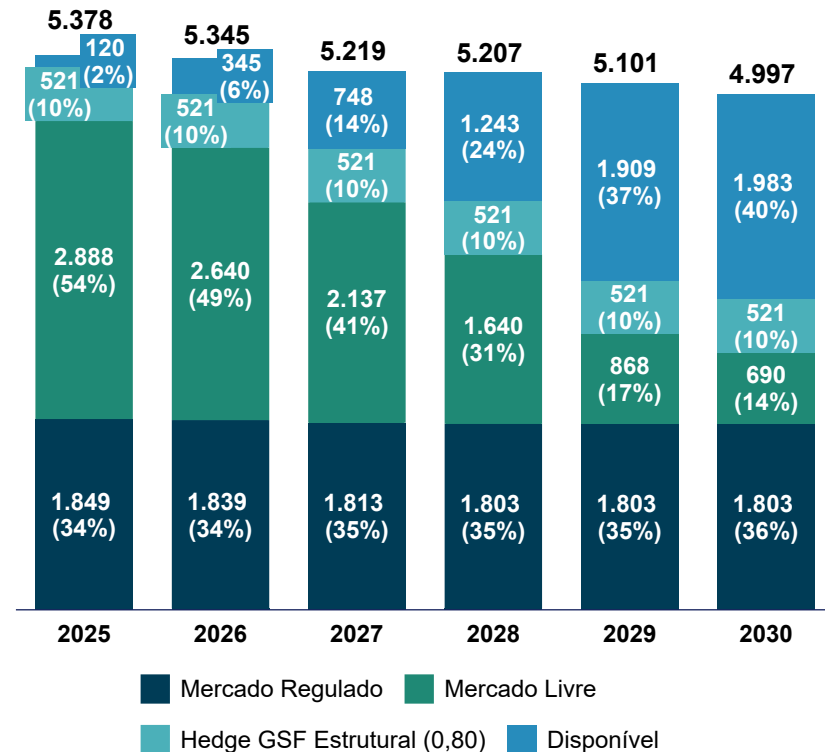
Diversificação do portfólio entre distribuidoras, clientes livres e comercializadoras



Estratégia de Comercialização de Energia

Venda gradativa de disponibilidade futura de energia, com preservação de reserva para proteção contra risco hidrológico

Balanco de Energia¹ (% do total; em MWm) | em 30/06/2025

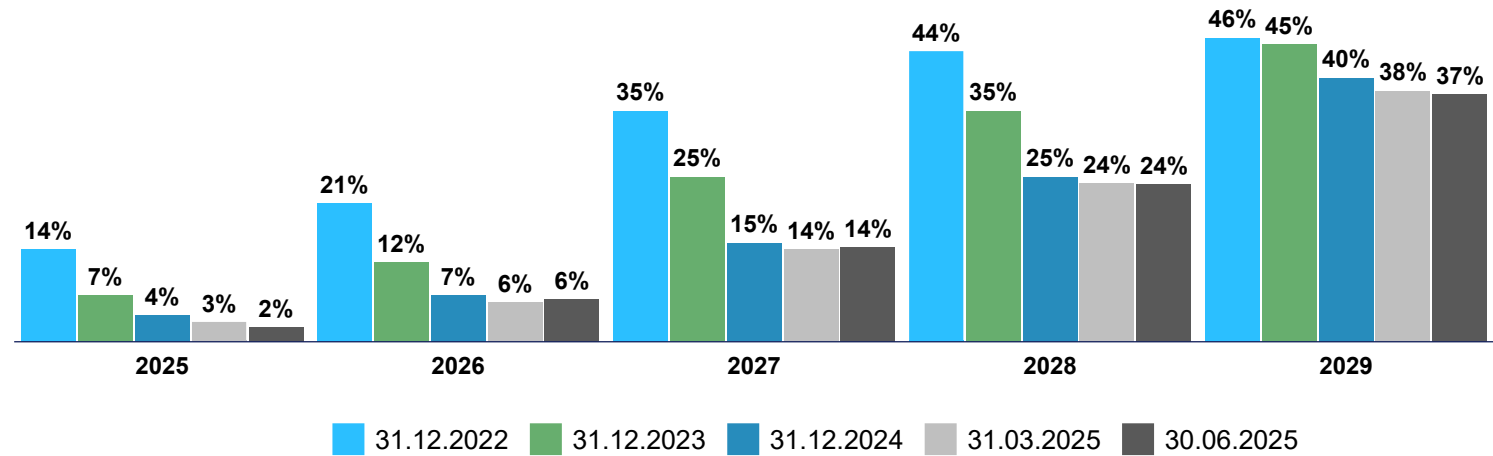


Notas:

¹ Não contempla os ativos hidrelétricos (UHE Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão) que estão em processo de aquisição.

² Considera todas as unidades consumidoras com contratos vigentes.

Energia descontratada em relação à disponibilidade de um dado período



Evolução número de clientes livres e unidades consumidoras



1.960

(+21,7% em rel. 2T24)

Número de consumidores livres no 2T25²



4.093

(+15,0% em rel. 2T24)

Unidades Consumidoras atendidas no 2T25²



5

EXPANSÃO

Conjunto Eólico Santo Agostinho / RN

Aquisição das UHEs Cachoeira Caldeirão e Jari



Adição de 612 MW de capacidade instalada totalmente contratada



Valor total da aquisição: **R\$ 2,9 bilhões**, sendo:

- *Equity value*: R\$ 2,3 bilhões
- Dívida líquida: R\$ 671,5 milhões



Ativos operacionais, com contribuições imediatas ao resultado da Companhia, após o fechamento da operação, **ocorrido em 13 de agosto de 2025**.



UHE Santo Antônio do Jari

UHE Santo Antônio do Jari

Laranjal do Jari (AP) e Almeirim (PA)
Rio: Jari
Capacidade instalada: 393 MW
Capacidade comercial: 211 MWm
Início da operação COD: 2014
Vencimento da concessão: Out/45



UHE Cachoeira Caldeirão

UHE Cachoeira Caldeirão

Ferreira Gomes (AP)
Rio: Araguari
Capacidade instalada: 219 MW
Capacidade comercial: 123 MWm
Início da operação COD: 2016
Vencimento da concessão: Ago/48

Leilões ACR



UHE Santo Antônio do Jari

PPAs ACR: 190,0 MWm¹ – R\$ 230,42³
20,9 MWm² – R\$ 161,43³



UHE Cachoeira Caldeirão

PPA ACR: 130 MWm² – R\$ 187,63³

Seguro GSF



UHE Santo Antônio do Jari

- 190,0 MWm – 92% (SP92)
- 20,9 MWm – 89% (SP89)



UHE Cachoeira Caldeirão

- 125 MWm – 89% (SP89)

Notas:

¹ Contratado no 11º Leilão de Energia Nova em 2010.

² Contratado no 15º Leilão de Energia Nova em 2012.

³ Data base: outubro/24

Projeto Eólico em Implantação



Conjunto Eólico Serra do Assuruá



Serra do Assuruá

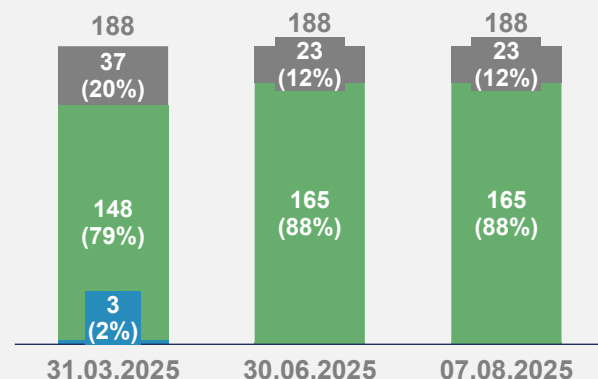


Avanço físico global: **100%**



Concluída a montagem e comissionamento de todos os aerogeradores.

Evolução do comissionamento dos aerogeradores



em teste operação comercial em construção



Gentio do Ouro (BA)



Capacidade Instalada:
~846 MW



Início da construção:
2023



Capacidade Comercial:
410,2 MWm



Operação:
Gradual
3T24-3T25



Investimento (R\$ mm)¹:
~R\$ 6.000



Nº de aerogeradores:
188
(4,5 MW cada)



24 parques
em fase única.

Nota:
¹ Valor base maio de 2022.

Projeto Fotovoltaico em Implantação



Conjunto Fotovoltaico Assú Sol

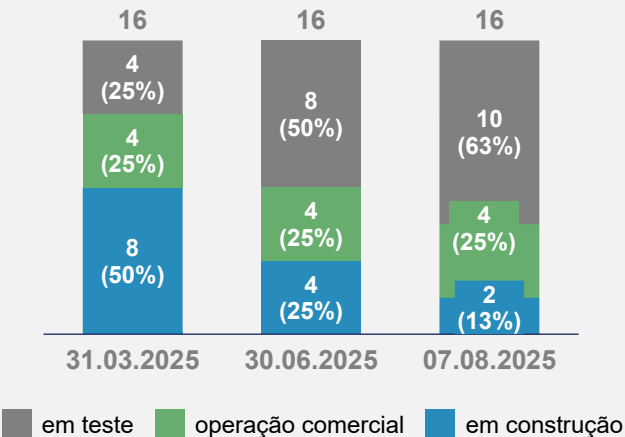


Avanço das atividades de implantação: 96%



Fornecimento de componentes concluído, em execução estão a instalação dos painéis e comissionamento.

Evolução do comissionamento das usinas



Capacidade Instalada:
~752 MWac
(~895 MWp)



Início da construção:
3T23



Capacidade Comercial:
~229,6 MWm



Operação:
Gradual
4T24-4T25



Investimento (R\$ mm)¹:
~R\$ 3.300



2,3 mil – inversores
13,6 mil – trackers
1,5 milhão – módulos

Nota:
¹ Valor base janeiro de 2023.

Projeto de Transmissão em Implantação



Asa Branca Transmissora de Energia



Localização estratégica para escoamento de energia renovável do Nordeste para Sudeste.



Localização do projeto Asa Branca



Obras do **trecho Morro do Chapéu II – Poções III (BA)**, **seguem em andamento** com obras civis nas subestações e lançamento de cabos na linha de transmissão (33% da RAP total).



Em junho/25, foi **emitida** a **Licença Prévia** para os trechos LT 500kV Poções III - Medeiros Neto II - João Neiva 2 - Viana 2 e subestações associadas.



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.

Projeto de Transmissão em Implantação



Graúna Transmissora de Energia

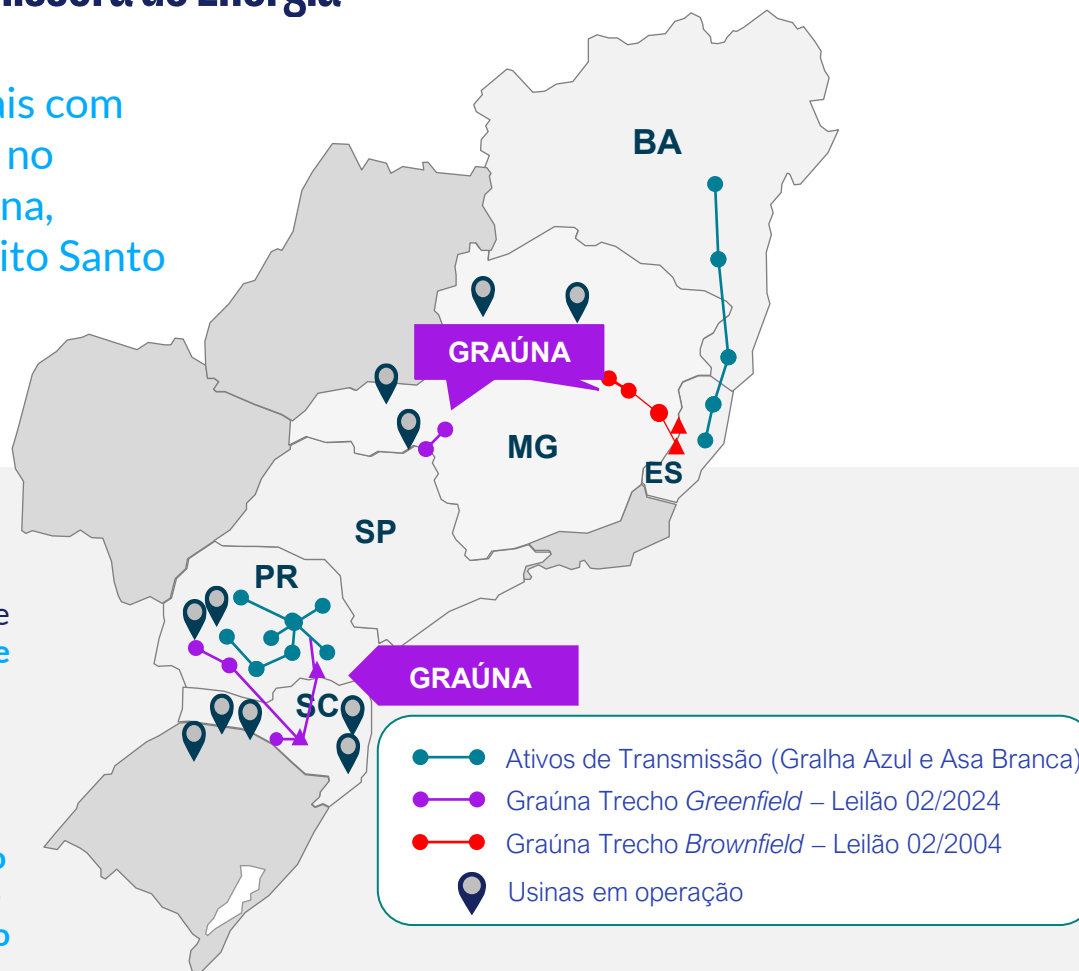
Sinergias operacionais com os ativos localizados no Paraná, Santa Catarina, Minas Gerais e Espírito Santo



Emissão do **Projeto Básico** e primeiros **requerimentos de licenças prévias**.



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 Aneel²:
R\$ 2.933,6 milhões



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



Características:

- implantação de ~780 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.

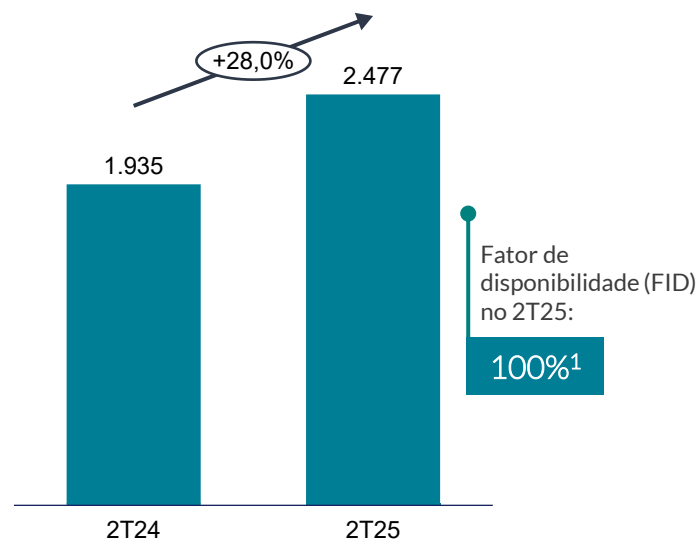
Nota:

¹ Valor base junho/25.

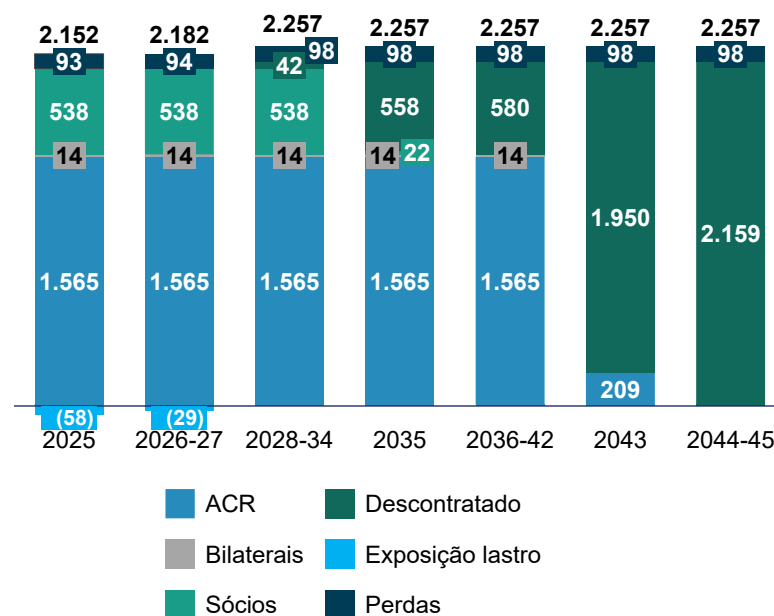
Expansão

UHE Jirau | atualização

Produção (MW médio)



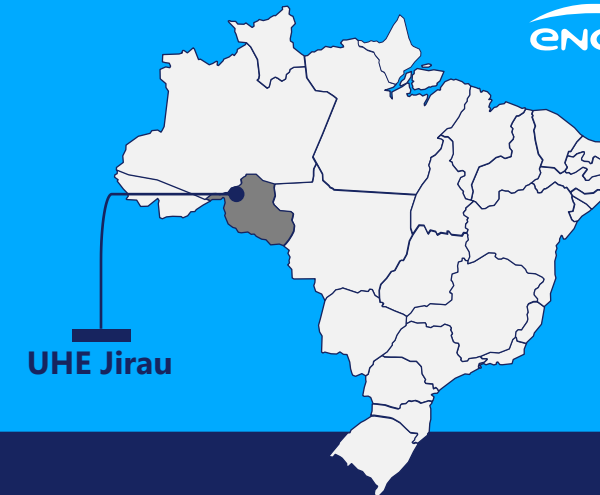
Portfólio de Contratos (MW médios)



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).



UHE Jirau



Capacidade Instalada:
3.750 MW



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



50 Unidades Geradoras



75 MW cada UG

Estrutura Acionária



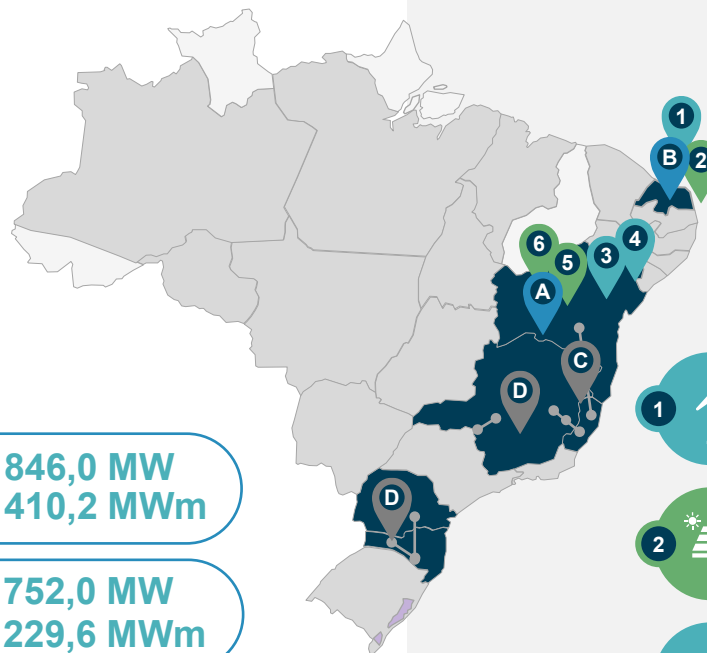
Projetos em construção

Geração

- A**  **Conjunto Eólico Serra do Assuruá – BA**
Capacidade instalada: **846,0 MW**
Capacidade comercial: **410,2 MWm**
- B**  **Conjunto Fotovoltaico Assú Sol – RN**
Capacidade instalada: **752,0 MW**
Capacidade comercial: **229,6 MWm**

Transmissão

- C**  **Asa Branca Transmissora de Energia – BA/MG/ES**
Extensão: **~1.000 Km**
- D**  **Graúna Transmissora de Energia – SC/PR/SP/MG/ES**
Extensão: **~780 Km**



Projetos em desenvolvimento

- 1**  **Conjunto Eólico Sto. Agostinho (Fase II) – RN**
Capacidade instalada: **279 MW**
- 2**  **Conjunto Fotovoltaico Sto. Agostinho – RN**
Capacidade instalada: **~509 MW**
- 3**  **Conjunto Eólico Umburanas (Fase II) – BA**
Capacidade instalada: **250 MW**
- 4**  **Conjunto Eólico Campo Largo (Fase III) – BA**
Capacidade instalada: **250 MW**
- 5**  **Conjunto Fotovoltaico Campo Largo – BA**
Capacidade instalada: **~308 MW**
- 6**  **Conjunto Fotovoltaico Alvorada - BA**
Capacidade instalada: **~100 MW**
-  **~779 MW** +  **~917 MW** = **~1.696 MW**



6

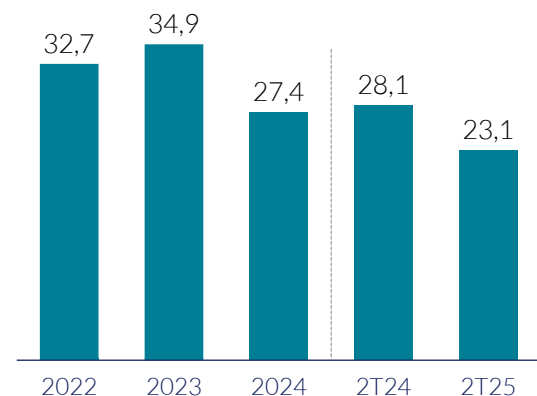
DESEMPENHO FINANCEIRO

Usina Hidrelétrica Estreito / TO/MA

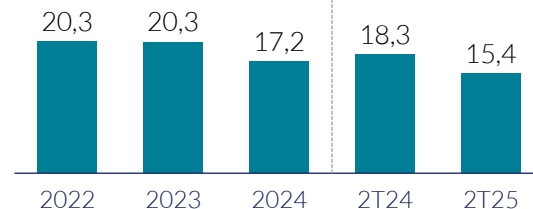
Sólida Performance Financeira

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. Essas áreas representam **cerca de 65%** do total do Ebitda da Companhia.

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 – 2024³



Investimentos:

somaram **R\$ 38,2 bilhões**, com alavancagem de **78%**



Entrada em transmissão:

2.709 km em operação e **6 subestações próprias**

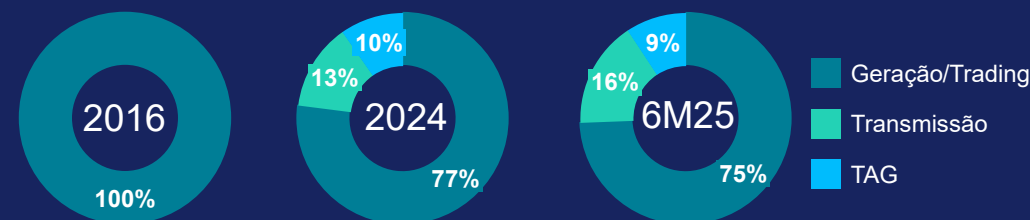


Capacidade instalada própria:

Total: **+36%** Renovável: **+60%**

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

Composição Ebitda ajustado:



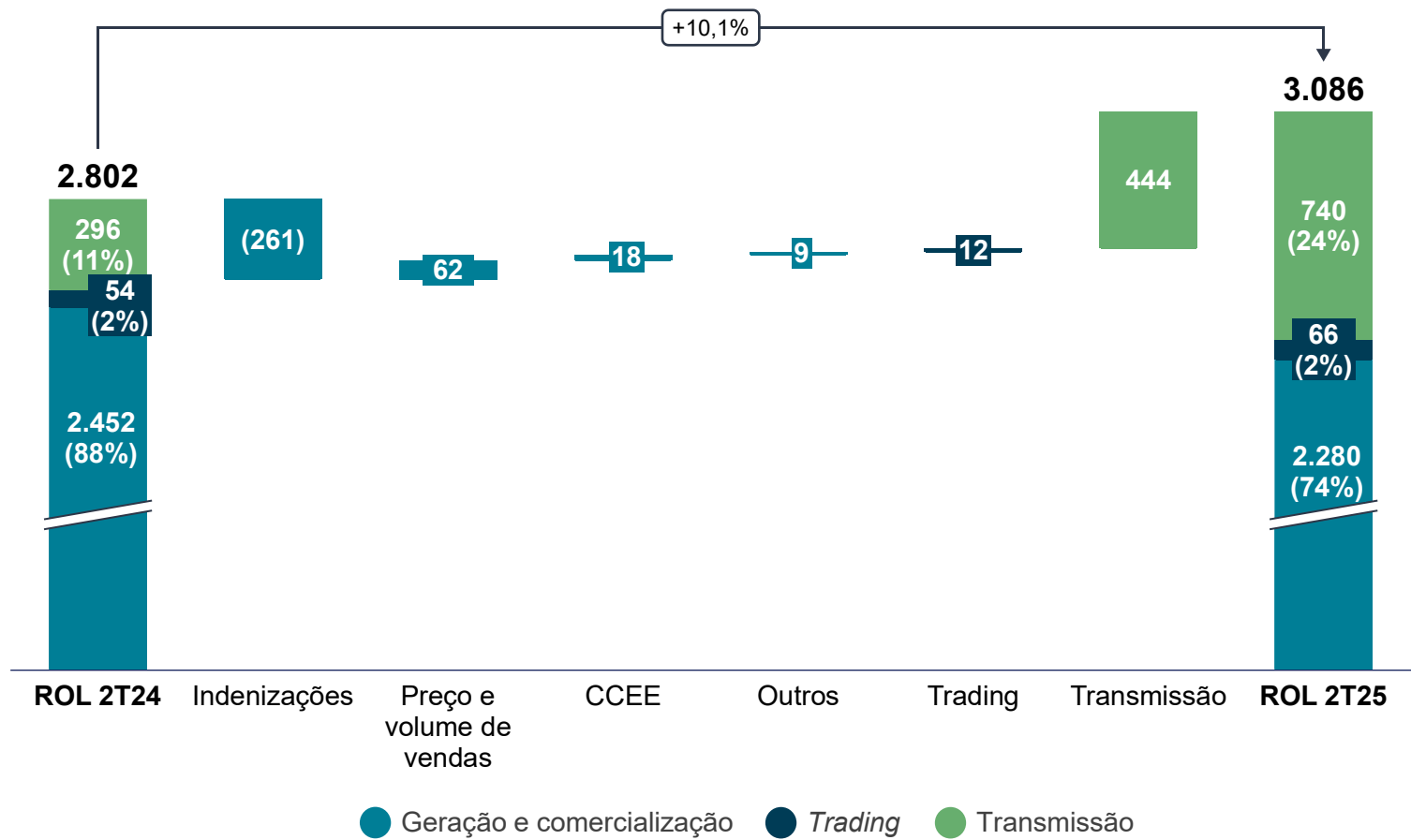
Ebitda ajustado: **+132%**

Dividendos e JCP: **R\$ 17,5 bilhões**

Lucro líquido ajustado: **+106%**

Evolução da Receita Operacional Líquida

Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)

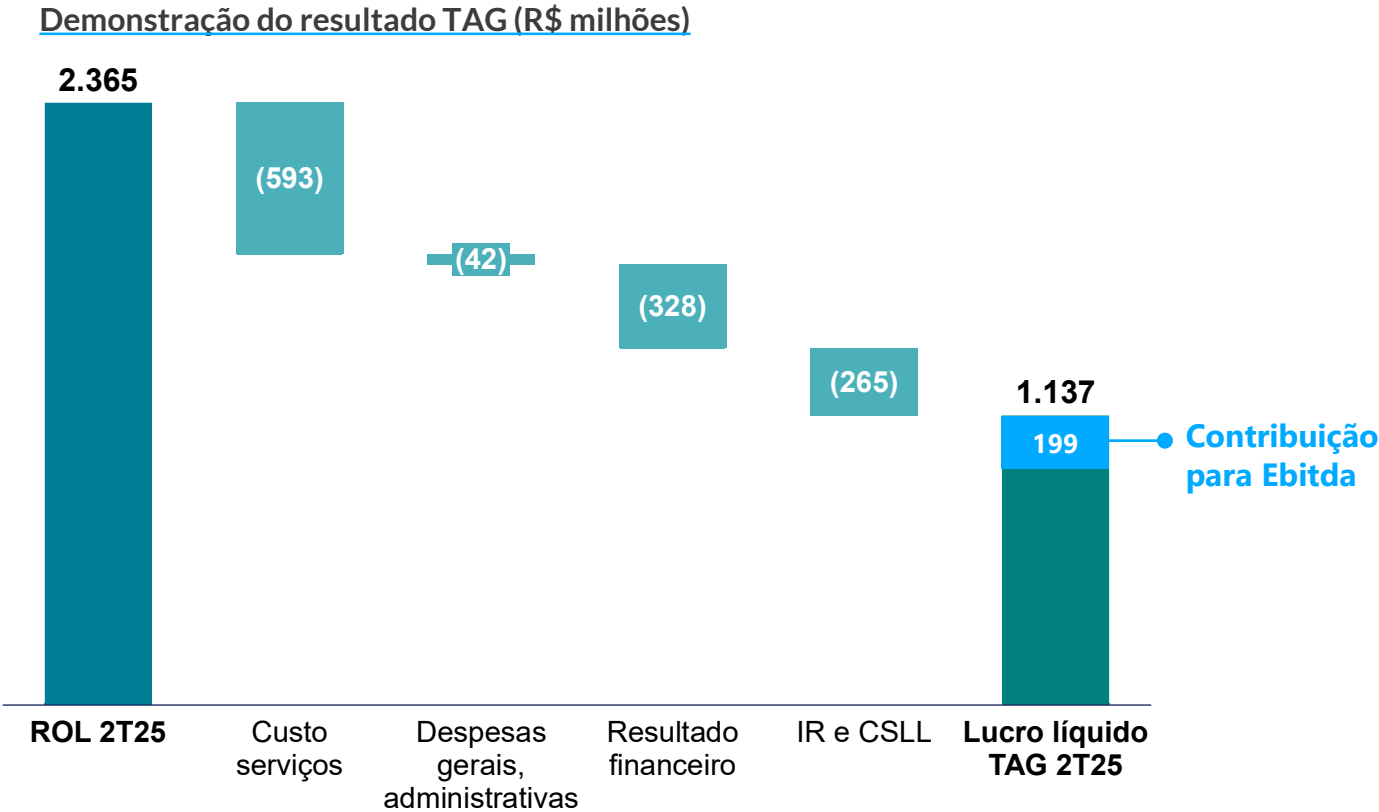


Resultado de Participações Societárias

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

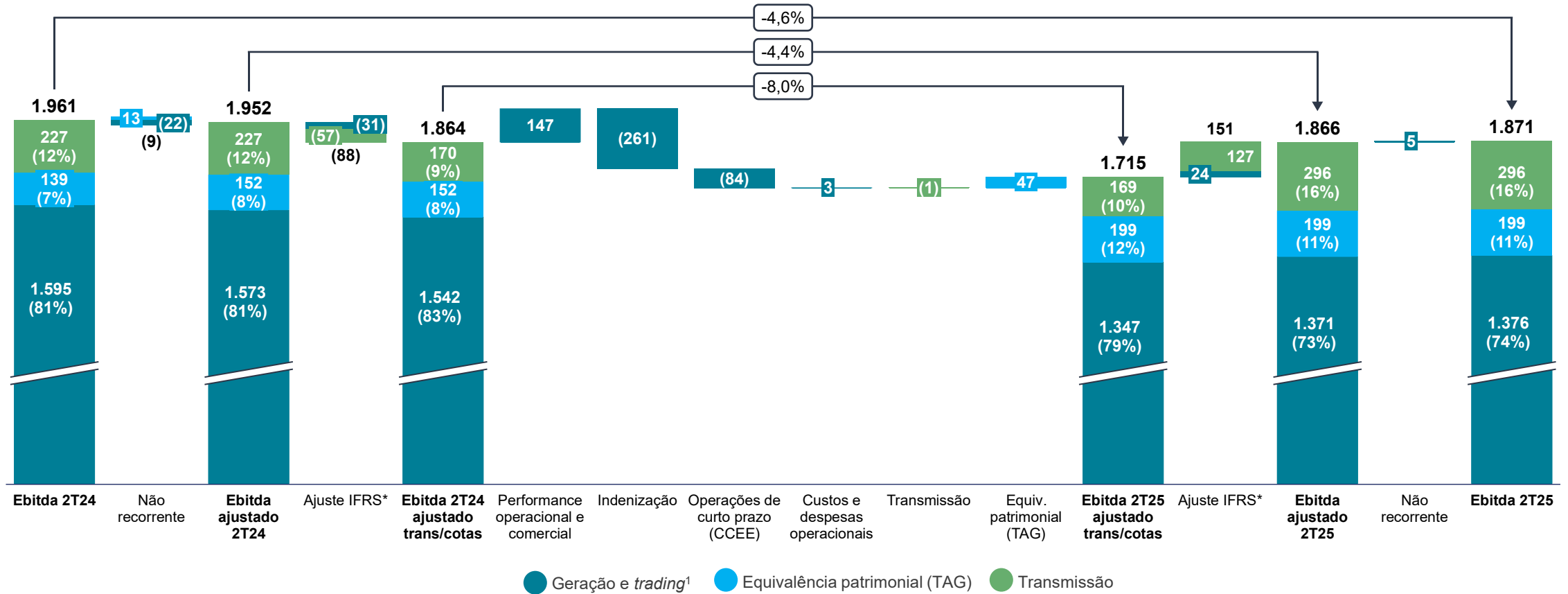


Participação de **17,5%** na TAG, resultou na contribuição de **R\$ 199 milhões** no Ebitda da Companhia no **2T25**, via equivalência patrimonial.



Evolução do EBITDA

EBITDA (R\$ milhões)



Notas:

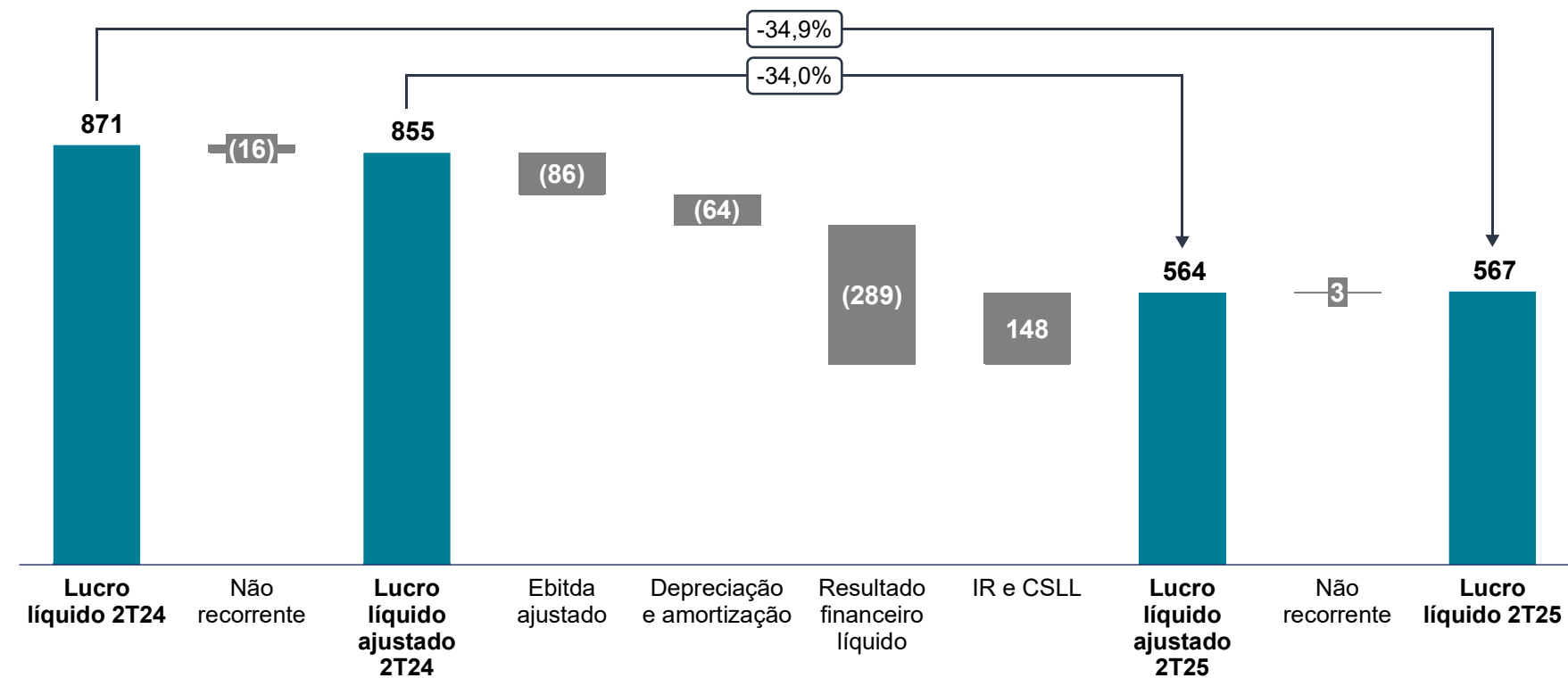
¹ Contempla o resultado dos segmentos de geração e trading.

*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.

Evolução do Lucro Líquido

Lucro Líquido (R\$ milhões)



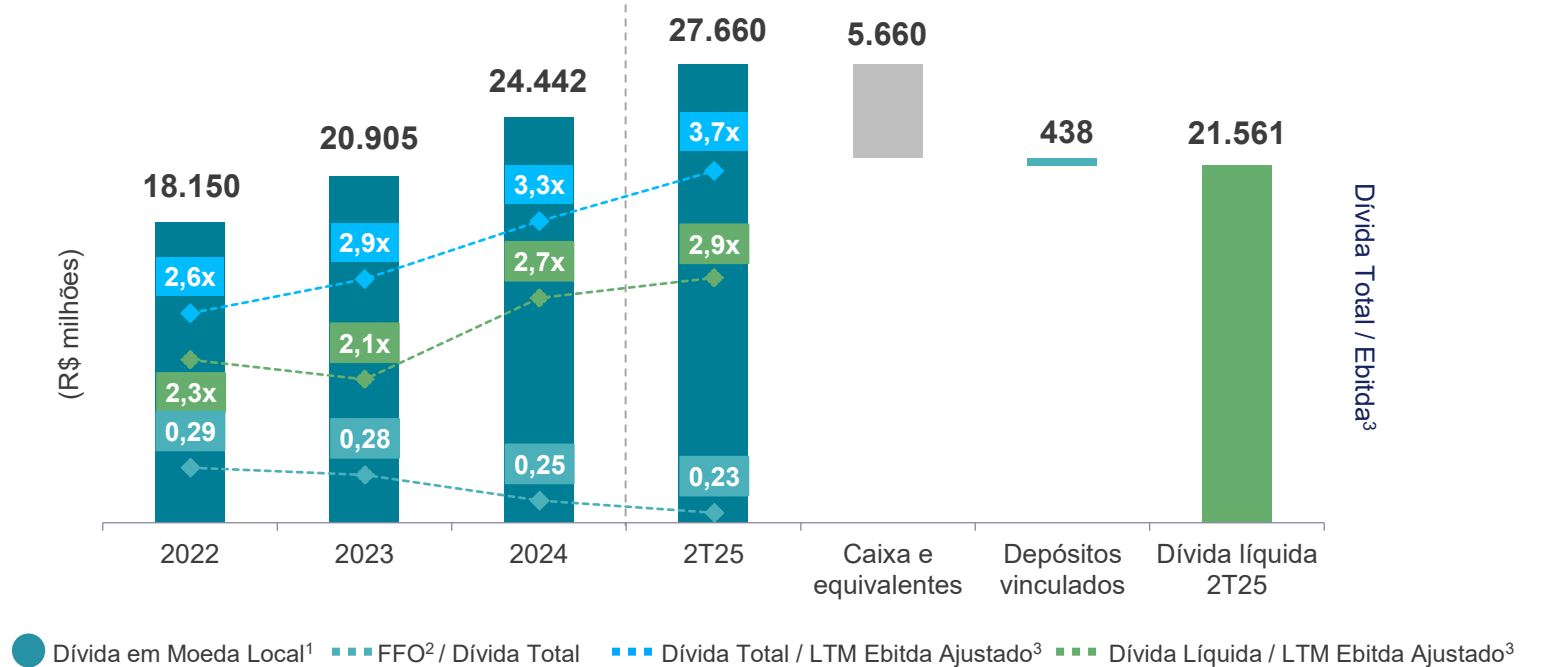
Endividamento Equilibrado

Sem exposição cambial



Controle da dívida, gestão ativa dos **custos do endividamento** e decisões de **investimentos bem-sucedidas** asseguram níveis equilibrados da relação Dívida Líquida/Ebitda.

OVERVIEW DA DÍVIDA (R\$ MILHÕES)



Notas:

¹ Dívida bruta, líquida de operações de hedge.

² Funds from Operations, desconsiderando o impacto das linhas de transmissão (Ativo de Contrato).

³ Ebitda ajustado nos últimos 12 meses.

Perfil e Composição da Dívida

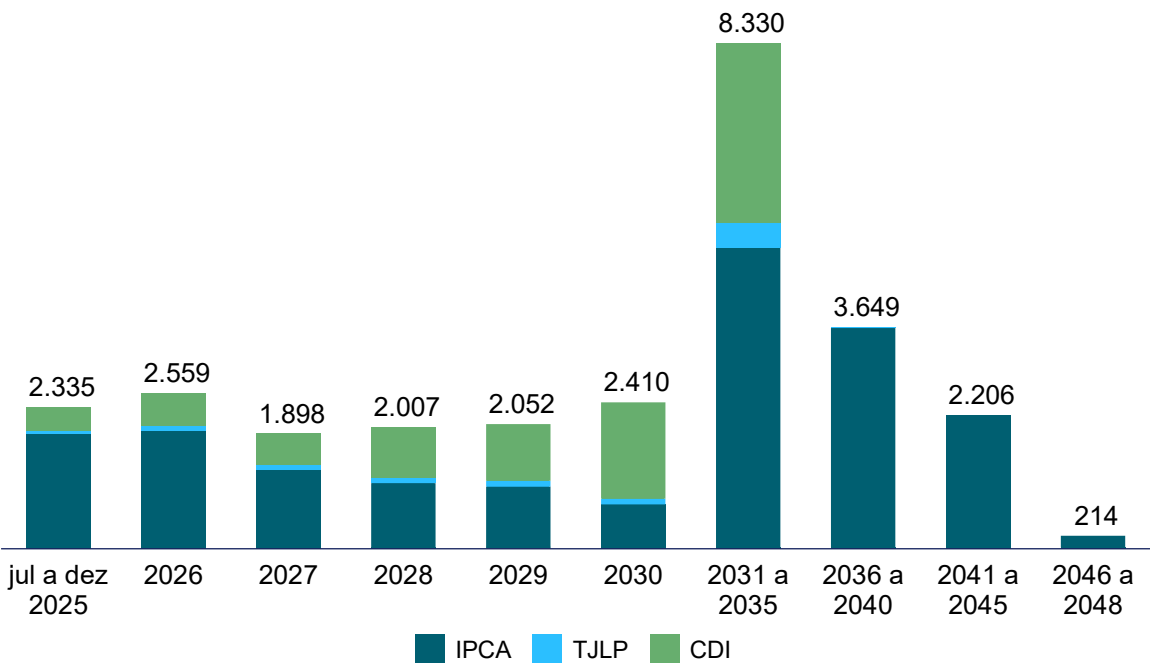
Custo competitivo e indexadores defensivos



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

Prazo médio da dívida: 7,0 anos

CRONOGRAMA DE VENCIMENTO DA DÍVIDA (R\$ MILHÕES)



Indexação dos contratos de venda de energia mitiga a exposição da dívida ao IPCA e posição de caixa mitiga parte da exposição ao CDI.

COMPOSIÇÃO DO ENDIVIDAMENTO

66%

IPCA

31%

CDI

3%

TJLP

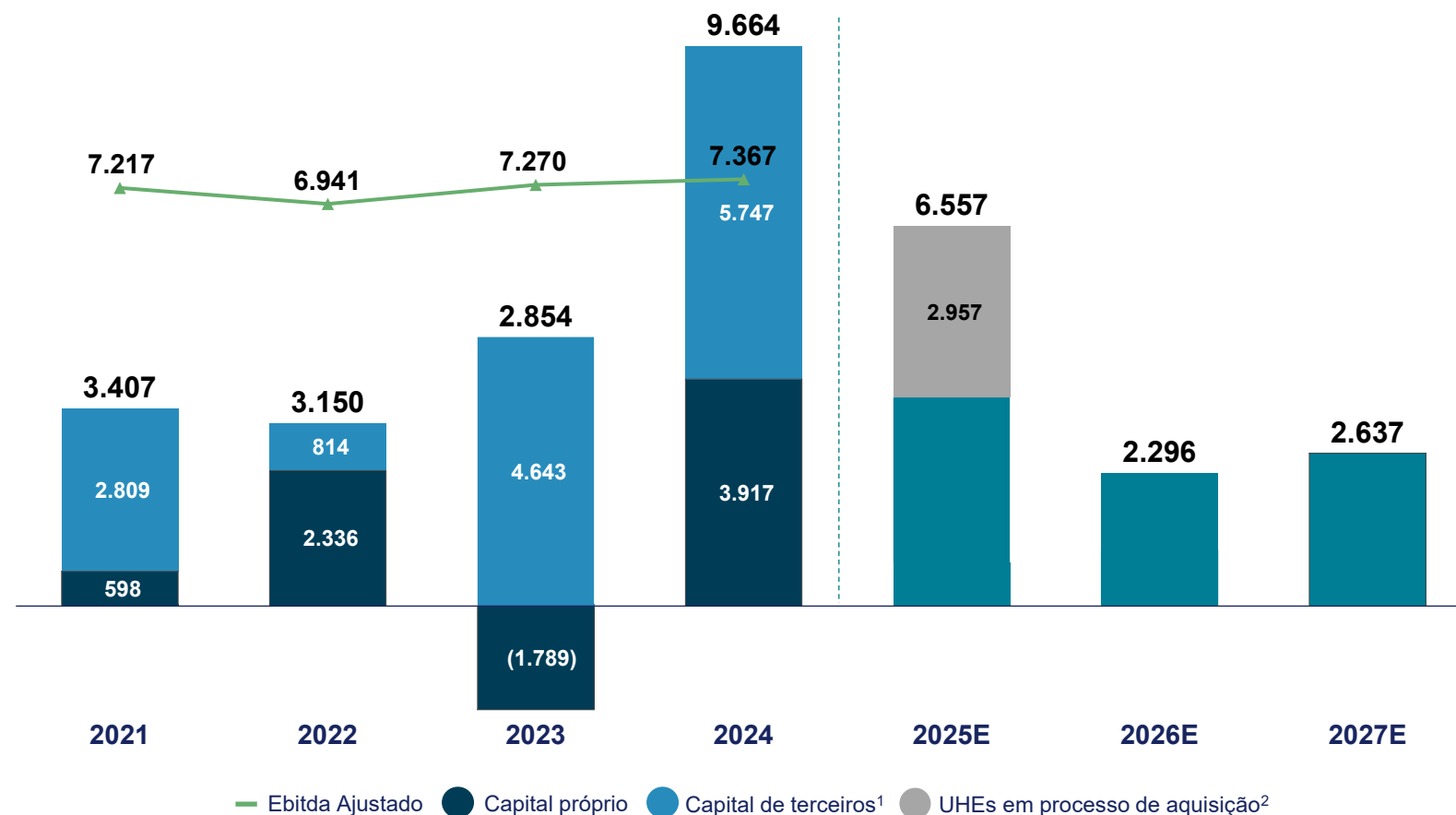
2T25: Custo nominal da dívida: 11,8% a.a.
(equivalente a IPCA + 6,1%)

2T24: 9,4% a.a - equiv. a IPCA + 5,0%

INVESTIMENTOS REALIZADOS/ORÇADOS E RESPECTIVAS FONTES DE FINANCIAMENTO (R\$ MILHÕES)



O plano de expansão e investimentos em manutenção são suportados por uma **sólida geração de caixa** e **prudente estratégia de *funding***.



Notas:

¹ Não considera juros incorridos sobre a construção.

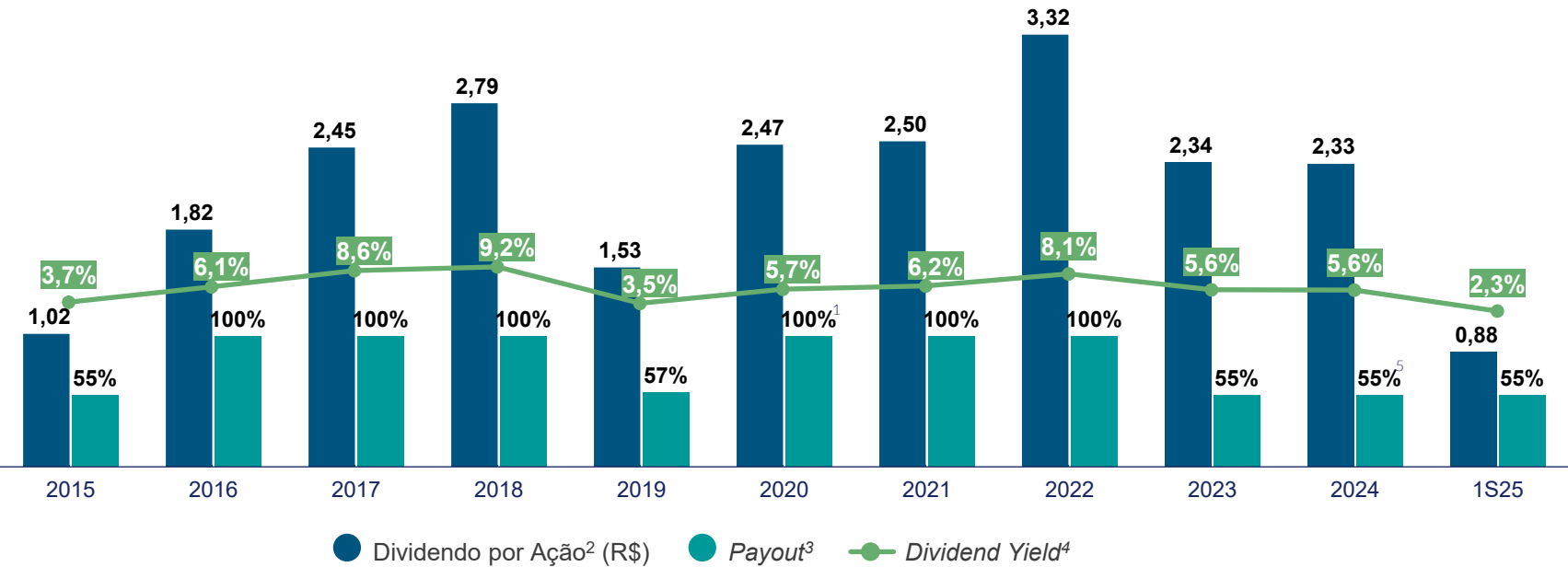
² Capex referente às Usinas Hidrelétricas Cachoeira Caldeirão e Santo Antônio do Jari que encontram-se em processo de aquisição.

Política de Dividendos



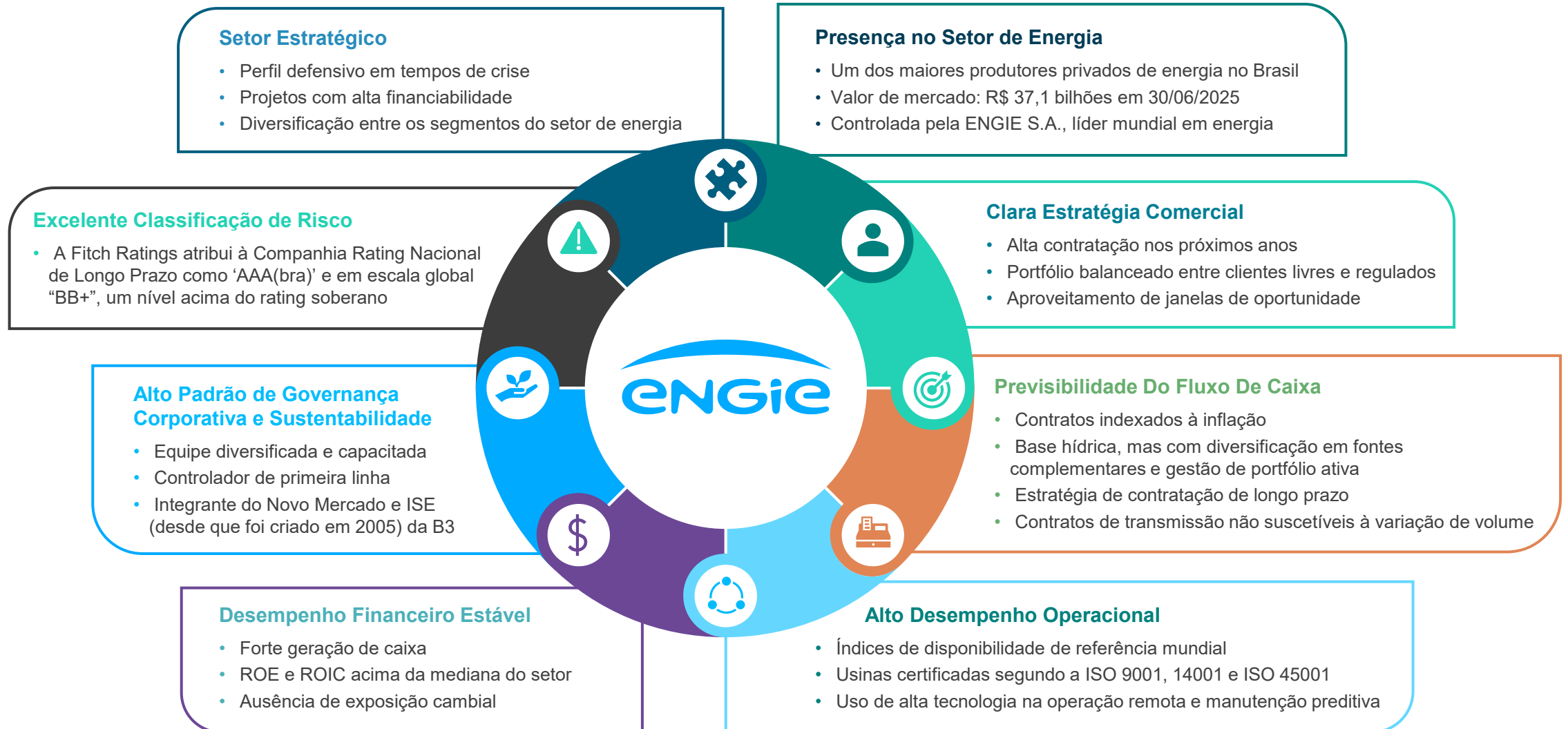
- Dividendo **mínimo estatutário de 30%** do lucro líquido distribuível
- Compromisso da Administração: **payout mínimo de 55%** do lucro líquido distribuível
- Periodicidade: **semestral**

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 da bonificação aprovada em 07/12/2018.
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).

Vantagens Competitivas





7

MATERIAL DE APOIO

Destaques e Indicadores ESG — Outros anexos

— Central Fotovoltaica Assú V / RN

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**
 - 54 Unidades de Conservação no entorno das operações
 - + 6,5 milhões de mudas plantadas/doadas
 - + 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
 - 6 Centros de Cultura e Sustentabilidade (e outros 5 em construção/ adequação)
 - + R\$ 360 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 2024	Objetivo 2030
 Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)	48 MtCO ₂ e	Reduzir para patamar entre 36 e 26 MtCO ₂ e o total de emissões de gases de efeito provenientes da geração de energia elétrica do Grupo - em 2019, esse total foi de 80 MtCO ₂ e (meta alinhada à iniciativa Science Based Target – SBTi).
 Diversidade	32%	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	43%	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	59% / 44%	Atingimento de 100%, até 2030, do índice de compras responsáveis (excluída a aquisição de energia); e atingimento de 100%, até 2030, dos top 250 fornecedores preferenciais certificados por compromissos Science Based Targets (SBTi).
 Água	0,24 m³/MWh	Atingir o consumo de água em relação à energia produzida de 0,1 m³/MWh.

Usina Hidrelétrica Salto Santiago / PR

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:



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



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

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.

Metas e compromissos

- Reduzir a **intensidade de emissões** de GEE (tCO₂e/MWh) em 30% até 2025 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**.

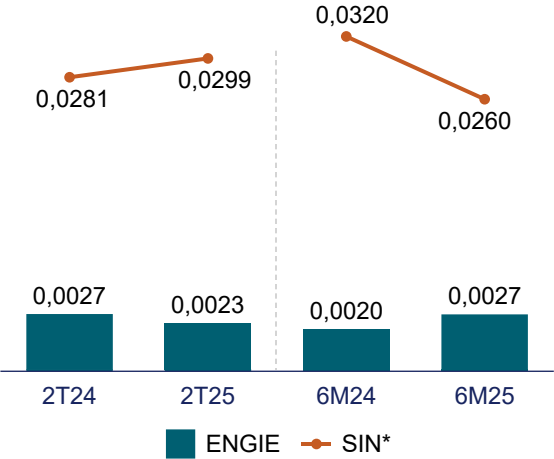
- Emissões de dióxido de carbono estão entre as maiores causadoras das **mudanças climáticas**.
- **Transição para a economia de baixo carbono** é considerado o principal desafio empresarial desta década.
- Alinhar negócios à trajetória de limitar o aquecimento global demanda visão objetiva sobre **riscos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

*O Projeto de Créditos de Carbono do Conjunto Eólico Campo Largo (Fase II) contribui com a **redução anual de aproximadamente 790 mil toneladas de CO₂**.



Indicadores ESG

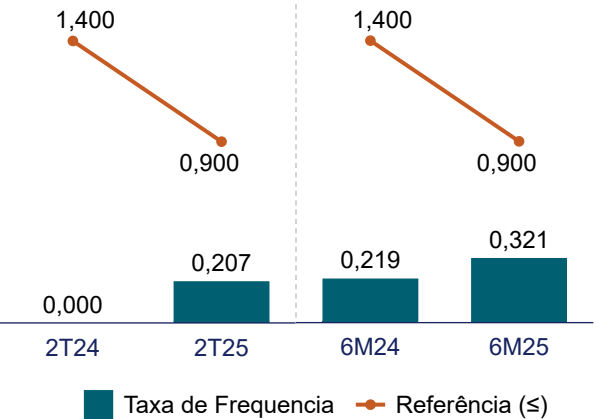
INTENSIDADE DE EMISSÕES¹ (tCO₂e/MWh)



*Fonte: Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação



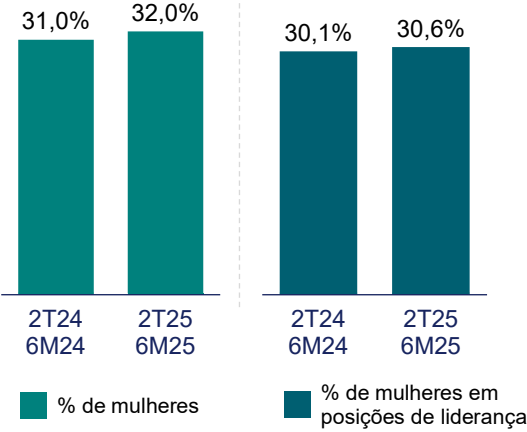
SAÚDE E SEGURANÇA – TAXA DE FREQUÊNCIA (COLABORADORES PRÓPRIOS + PRESTADORES DE SERVIÇOS)*



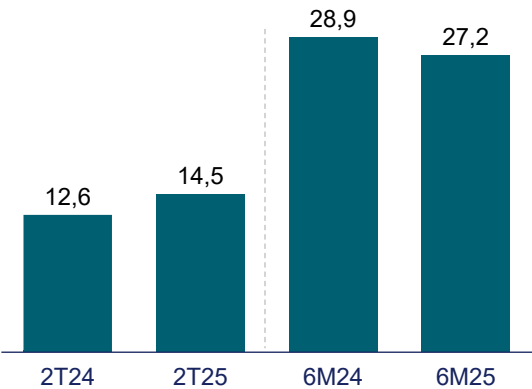
* N° de acidentes/ milhão de horas de exposição a riscos



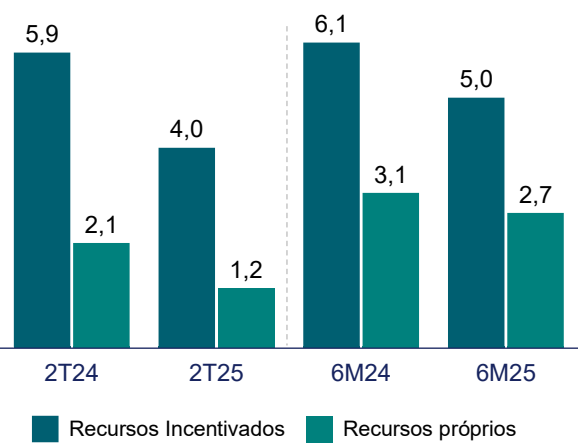
% MULHERES NA FORÇA DE TRABALHO E EM POSIÇÕES DE LIDERANÇA



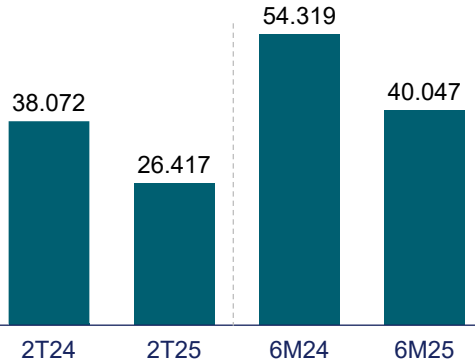
INVESTIMENTO EM INOVAÇÃO (R\$ milhões)



INVESTIMENTOS RESP. SOCIAL (R\$ milhões)



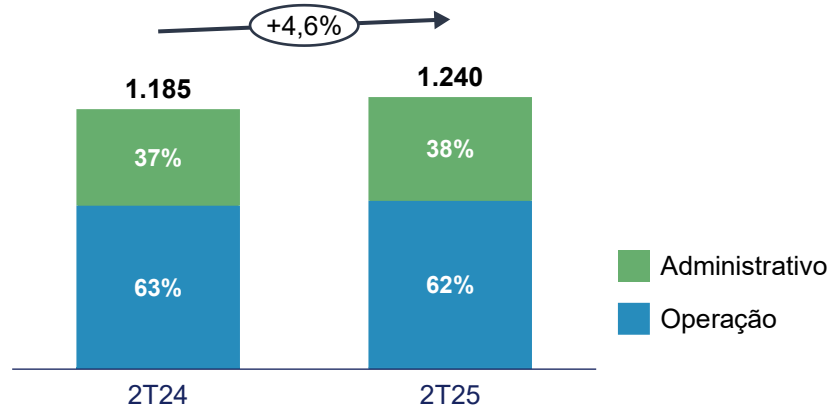
PESSOAS ENGAJADAS – PROGRAMA DE RELACIONAMENTO COM A COMUNIDADE “CONEXÃO”



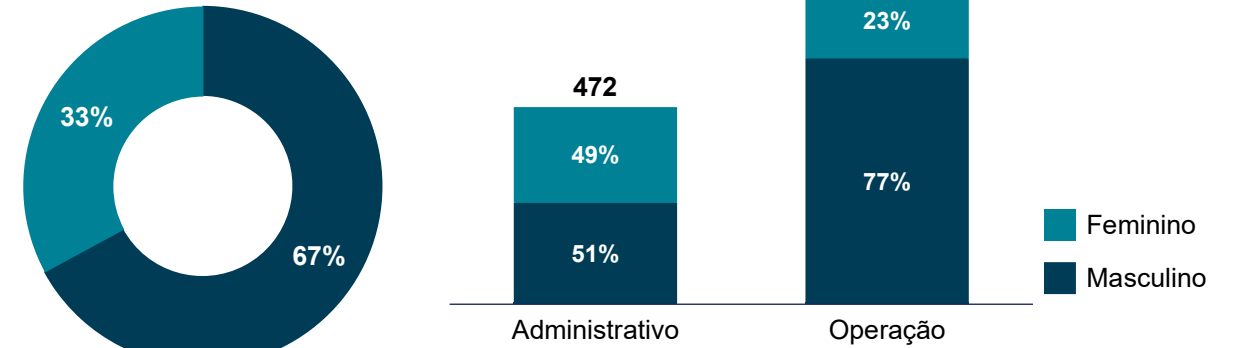
Nota:
¹Dados de emissões sujeitos a revisão após a consolidação anual no inventário de emissões.

Força de Trabalho¹

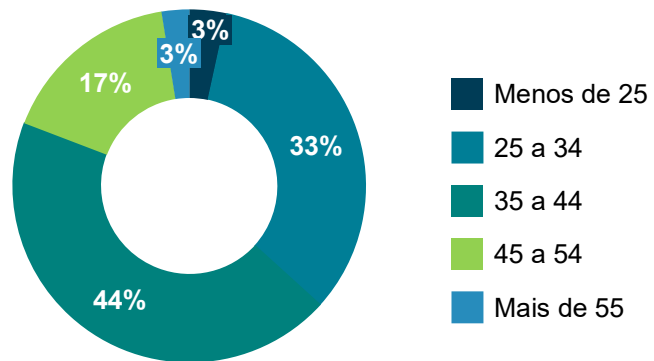
Número de Empregados



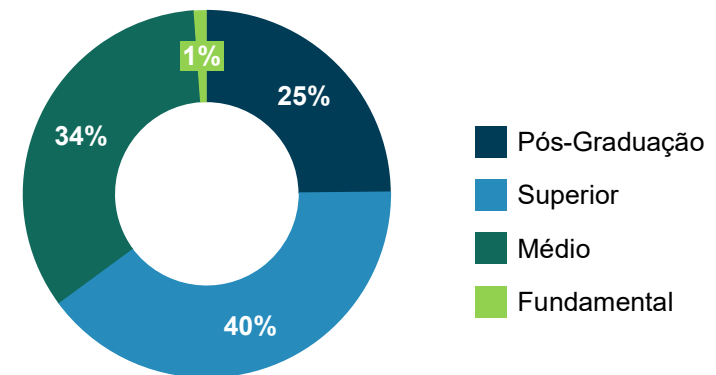
Por gênero



Por faixa etária



Por formação



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

Indicadores de Sustentabilidade

Aspecto	Tema	Unid. de medida	Desempenho 2T25	Desempenho 2T24	Variação	Desempenho 6M25	Desempenho 6M24	Variação
E	Intensidade de emissões por geração de energia	tonCO ₂ e/MWh	0,0023	0,0027	-16,8%	0,0027	0,0020	36,7%
	 Intensidade de emissões por Receita Líquida	tCO ₂ e/milhões R\$	6,5	12,1	-46,3%	9,0	9,6	-6,3%
	Emissões totais (Escopo 1, 2 e 3)	Toneladas	19.953,8	34.018,1	-41,3%	54.765,4	51.958,9	5,4%
	 Intensidade de consumo de água	m ³ /MWh	0,037	0,040	-8,4%	0,018	0,019	-3,7%
	 Pessoas engajadas - Programa de Relacionamento com a Comunidade "Conexão" ¹	Pessoas	26.417	38.072	-30,6%	40.047	54.319	-26,3%
S	Taxa de Frequência - Empregados próprios + prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,207	0,000	0,21 p.p.	0,321	0,219	0,10 p.p.
	 Taxa de Frequência - Empregados próprios	nº acid/milhão horas	0,000	0,000	0,00 p.p.	0,000	0,00	0,00 p.p.
	Taxa de Frequência - Prestadores de serviços	nº acid/milhão horas	0,235	0,000	0,24 p.p.	0,366	0,25	0,12 p.p.
	 % de colaboradores treinados formalmente	%	19,2%	21,7%	-2,5 p.p.	99,4%	69,7%	29,7 p.p.
	 Taxa de rotatividade de colaboradores (turnover)	%	2,1%	1,7%	0,4 p.p.	3,2%	3,2%	0,0 p.p.
	Taxa de desligamento voluntário (turnover voluntário)	%	1,3%	0,5%	0,8 p.p.	1,7%	1,3%	0,4 p.p.
	 Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Incentivados	R\$	3.976.751	5.943.209	-33,1%	5.000.751	6.096.709	-18,0%
	Investimentos em Responsabilidade Social - Recursos Próprios	R\$	1.183.310	2.059.352	-42,5%	2.687.139	3.133.759	-14,3%
G	 Investimento em Inovação	R\$	14.471.965	12.607.612	14,8%	27.204.107	28.860.743	-5,7%
	 Total de colaboradores	Colaboradores	1.215	1.160	4,7%	1.215	1.160	4,7%
	 % de colaboradores em operações certificadas (ISO 9.001, 14.001, 45.001)	%	84,4%	86,5%	-2,0 p.p.	84,4%	86,5%	-2,0 p.p.
	% de mulheres na Companhia	%	32,0%	31,0%	1,0 p.p.	32,0%	31,0%	1,0 p.p.
	 % de mulheres em posições de liderança	%	30,6%	30,1%	0,6 p.p.	30,6%	30,1%	0,6 p.p.
	% colaboradores com deficiência	%	5,1%	5,3%	-0,2 p.p.	5,1%	5,3%	-0,2 p.p.

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

Principais Indicadores Financeiros e Operacionais

Consolidado (em R\$ milhões)	2T25	2T24	Var.	6M25	6M24	Var.
Receita Operacional Líquida (ROL)	3.086	2.802	10,1%	6.100	5.412	12,7%
Resultado do Serviço (EBIT)	1.541	1.695	-9,1%	3.262	4.615	-29,3%
Ebitda ¹	1.871	1.961	-4,6%	3.915	5.126	-23,6%
Ebitda ajustado ²	1.866	1.952	-4,4%	3.906	3.767	3,7%
Ebitda ajustado por efeitos de transmissão e cotistas ³	1.715	1.864	-8,0%	3.523	3.544	-0,6%
Ebitda / ROL - (%) ¹	60,6	70,0	-9,4 p.p.	64,2	94,7	-30,5 p.p.
Ebitda / ROL - (%) ajustada ²	60,5	69,7	-9,2 p.p.	64,0	69,6	-5,6 p.p.
Lucro Líquido	567	871	-34,9%	1.394	2.555	-45,4%
Lucro Líquido ajustado	564	855	-34,0%	1.387	1.648	-15,8%
Retorno Sobre o Patrimônio (ROE) Ajustado ⁴	23,1	28,1	-5,0 p.p.	23,1	28,1	-5,0 p.p.
Retorno Sobre o Capital Investido (ROIC) Ajustado ⁵	15,4	18,3	-3,0 p.p.	15,4	18,3	-3,0 p.p.
Dívida Líquida ⁶	21.561	17.344	24,3%	21.561	17.344	24,3%
Produção Bruta de Energia Elétrica (MW médios) ⁷	4.088	5.852	-30,1%	4.736	6.121	-22,6%
Energia Vendida (MW médios) ⁸	4.254	4.058	4,8%	4.346	3.960	9,7%
Preço Líquido Médio de Venda (R\$/MWh) ⁹	217,01	220,57	-1,6%	215,50	224,27	-3,9%
Número de Empregados - Total	1.265	1.207	4,8%	1.265	1.207	4,8%
Empregados EBE	1.240	1.185	4,6%	1.240	1.185	4,6%
Empregados em Projetos em Construção	25	22	13,6%	25	22	13,6%

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 Jaguará e Miranda).

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

Portfólio Balanceado de Ativos em 30.06.2025

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 Jaguará	424,0	324,0
7 Miranda	408,0	188,3
8 Machadinho	414,8 ¹	143,7 ¹
9 São Salvador	243,2	140,8
10 Passo Fundo	226,0	107,5
11 Ponte de Pedra	176,1	127,6
Total	6.428,3	3.242,0

Usinas Complementares	Capacidade Instalada (MW)	Capacidade Comercial (MWm)
12 Conjunto Serra do Assuruá (Eólica)	742,5	366,4
13 Conjunto Assú Sol (Solar)	171,6	52,9
14 Conjunto Santo Agostinho I (Eólica)	434,0	224,2
15 Conjunto Campo Largo II (Eólica)	361,2	192,5
16 Conjunto Umburanas (Eólica)	360,0	213,3
17 Conjunto Campo Largo I (Eólica)	326,7	166,5
18 Conjunto Trairi (Eólica)	212,6	97,2
19 Conjunto Lar do Sol (Solar)	198,0	53,0 ²
20 Paracatu (Solar)	132,0	34,0
21 Conjunto Juazeiro (Solar)	120,0	34,8
22 Conjunto Sertão Solar (Solar)	94,6	26,1
23 Floresta (Solar)	86,0	25,1
24 Conjunto Sol do Futuro (Solar)	81,0	16,2
25 Ferrari (Biomassa)	72,5	25,6
26 Conjunto São Pedro (Solar)	54,0	16,0
27 Assú V (Solar)	34,0	9,2
28 Rondonópolis (PCH)	26,6	14,0
29 José G. da Rocha (PCH)	24,4	11,9
30 Ibitiúva (Biomassa)	22,9 ¹	11,6 ¹
31 Nova Aurora (Solar)	3,0	0,2
32 Tubarão (Eólica)	6,3	0,3
Total	3.563,9	1.591,0

Transmissão	Tamanho	Subestações
33 Gralha Azul – em operação	909 km	5 novas e expansão de 5 existentes
34 Novo Estado – em operação	1.800 km	1 nova e expansão de 3 existentes
35 Gavião Real – em operação	-	Novo pátio em 1 existente
Total	2.709 km	

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



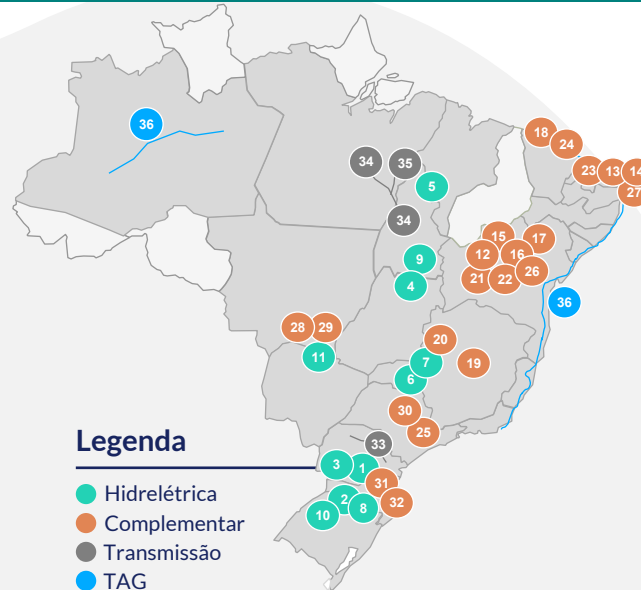
Capacidade instalada própria de geração de energia de **9.992 MW (4.833 MWm)**



2.709 Km de linhas de transmissão em operação



Participação de **17,5% na TAG**



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.

Balço de Energia em 30.06.2025

Contratao diversificada, com prazo mdio de cerca de 13 anos no ACR e de 3 anos no ACL¹

(em MW mdio)	2025	2026	2027	2028	2029	2030				
Recursos Prprios	4.708	4.880	4.880	4.880	4.880	4.798	Preço Bruto	Data de	Preço Bruto	Preço Lquido de
+ Compras para Revenda	670	465	339	327	221	199	no Leilão	Referncia	Corrigido	PIS/COFINS/P&D
= Recursos Totais (A)	5.378	5.345	5.219	5.207	5.101	4.997	(R\$/MWh)		(R\$/MWh)	(R\$/MWh)
Vendas Leilões do Governo ²	1.849	1.839	1.813	1.803	1.803	1.803				
2005-EN-2010-30	200	200	200	200	200	200	115,1	dez-05	322,0	289,3
2006-EN-2009-30	493	493	493	493	493	493	128,4	jun-06	353,9	317,9
2006-EN-2011-30	148	148	148	148	148	148	135,0	nov-06	370,0	331,5
2007-EN-2012-30	256	256	256	256	256	256	126,6	out-07	332,6	298,8
Proinfa	19	19	10	-	-	-	147,8	jun-04	472,4	454,8
1º Leilão de Reserva	2	-	-	-	-	-	158,1	ago-08	379,9	366,1
Mix de leilões (Energia Nova / Reserva)	8	-	-	-	-	-	-	-	369,5	356,0
2014-EN-2019-25	10	10	10	10	10	10	206,2	nov-14	363,4	350,1
2014-EN-2019-20	82	82	82	82	82	82	139,3	nov-14	245,6	222,8
2015-EN-2018-20	46	46	46	46	46	46	188,5	ago-15	307,8	279,4
8º Leilão de Reserva (Assú V/Floresta/Paracatu/Juazeiro/Sol do Futuro)	119	119	119	119	119	119	298,2	nov-15	471,4	427,8
7º Leilão de Reserva (São Pedro)	15	15	15	15	15	15	301,8	nov-15	489,8	444,5
2017-EN-2019-20	48	48	48	48	48	48	136,4	nov-14	246,0	223,2
2017-EN-2021-20 (Sertão Solar)	27	27	27	27	27	27	189,5	nov-14	209,2	189,9
2024-EE-2025-2	17	17	-	-	-	-	162,6	-	162,6	147,6
Vendas Reguladas - Cotas										
2018 - Cotas (UHJA) - 2018-30	227	227	227	227	227	227	-	jul-17	206,3	196,8
2018 - Cotas (UHMI) - 2018-30	132	132	132	132	132	132	-	jul-17	239,6	228,6
+ Vendas Bilaterais	2.888	2.640	2.137	1.640	868	690				
= Vendas Totais (B)	4.737	4.479	3.950	3.443	2.671	2.493				
- Hedge GSF Estrutural (0,80)	521	521	521	521	521	521				
Saldo (A - B - Hedge)	120	345	748	1.243	1.909	1.983				
Preço mdio de venda (R\$/MWh) (líquido) ^{3,4} :	223,0	222,5	228,2							
Preço mdio de compra (R\$/MWh) (líquido) ⁵ :	161,5	156,3	166,0							

² XXXX-YY-XXXX-YY, onde:
 XXXX -> ano de realizao do leilão
 YY -> EE = energia existente ou EN = energia nova
 XXXX -> ano de inio de fornecimento
 YY -> durao do fornecimento (em anos)

¹ Prazo mdio ponderado pela quantidade de energia vendida, incluindo operaes de trading.
³ Preço de venda, incluindo operaes de trading, líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/Cofins, P&D), ou seja, no considerando a inflao futura.
⁴ Desconsidera vendas por regime de cotas (UHs Jaguar e Miranda).
⁵ Preço de aquisio líquido, considerando operaes de trading e os benefcios de crédito do PIS/Cofins, ou seja, no considerando a inflao futura.
 Notas:
 • O balço está referenciado ao centro de gravidade (líquido de perdas e consumo interno das usinas).
 • Os preços mdios são meramente estimativos, com base em revises do planejamento financeiro, no captando a variao das quantidades contratadas, que são atualizadas trimestralmente.
 • No contempla os ativos hidrelétricos (UHs Santo Antônio do Jari e Cachoeira Caldeirão) que estão em processo de aquisio.

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.

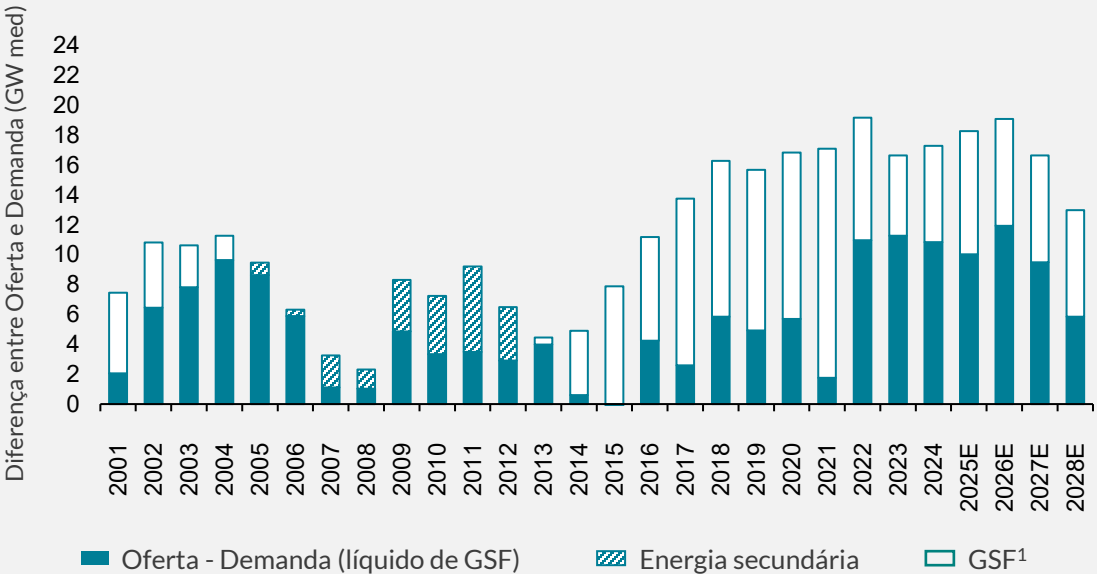
Demanda: a carga no 2T25 foi apenas 1,1% superior ao mesmo período de 2024, muito por conta das baixas temperaturas. O consumo acumulado nos últimos 12 meses apresentou variação de +2,7% no setor residencial, +1,8% no setor comercial e +4,1% no setor industrial, na comparação com igual período anterior.



Apesar do bom volume de chuvas no 2T25, os efeitos do calor e da estiagem registrados no 1T25 nas regiões Sul e Sudeste impactaram a hidrologia, que fechou o trimestre com 78% da MLT do SIN (7 p.p. abaixo do 2T24). O armazenamento no Sudeste permaneceu estável em 70% da capacidade máxima, próximo do nível verificado em 2024. As temperaturas do 2T25 foram as mais baixas registradas para o período nos últimos quatro anos.

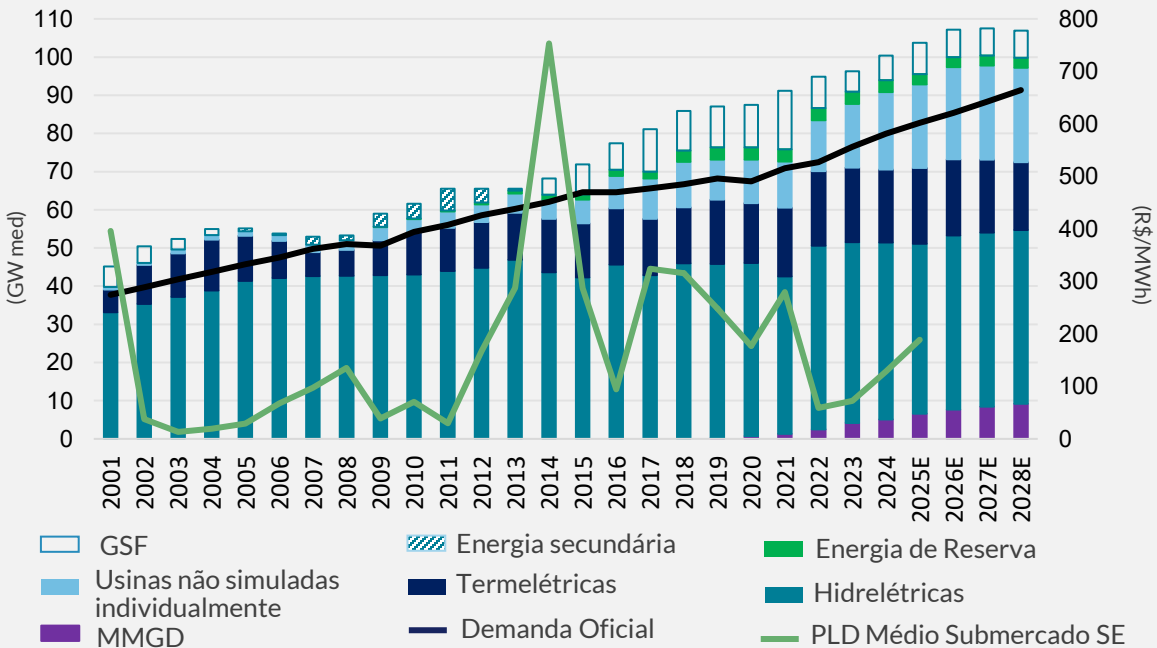
O PLD médio da região Sudeste foi de R\$ 222,50/MWh no 2T25 (+254% em relação ao 2T24, que verificou piso). Na região Sul o PLD registrou R\$ 230,57/MWh e nas regiões Norte e Nordeste próximo de R\$ 160/MWh.

Ofertax Demanda Teórica



Fonte: Estudo interno da ENGIE Brasil Energia baseado em documentos oficiais do setor.

Distribuição da oferta por fonte



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

Transportadora Associada de Gás – TAG

Contratos de Transporte

Contrato/ Trecho	Extensão (km)	Vencimento do Contrato	Volumes Contratados (MM m³/dia)	% da Receita Operacional Líquida	Índice de reajuste
Gasene	1.400	nov-2033	30,3	40,1%	46% Cesta IGP¹; 54% US PPI
Malha NE	2.100	dez-2025	21,6	23,2%	IGP-M
Pilar-Ipojuca	200	nov-2031	15,0	6,3%	IGP-M
Urucu-Coari- Manaus	800	nov-2030	6,7	29,7%	50% IGP-M; 50% IPCA
Conexão Sergipe	25	out-2054	14,0	0,5%	20% IGP-M; 80% IPCA
Lagoa Parda- Vitória²	100	dez-2025	0,3	0,2%	55% IGP-M; 45% IPCA
Total	~4.600		87,9	100,0%	

Notas:

¹ 1/3 IGP-M; 1/3 IPA-DI; 1/3 IGP-DI.
² Capacidade do trecho contratada no regime de entradas e saídas por meio do Portal de Oferta de Capacidade (POC) para o período de janeiro a dezembro de 2025.
³ As receitas dos contratos firmes são abatidas dos contratos legados.

— **Protagonismo na abertura do mercado de gás: acesso de importantes *players* à rede de transporte**



22 clientes (incluindo Petrobras) de 19 grupos econômicos distintos.



396 contratos firmes assinados em 2025 (49 ativos em 30/06/2025).

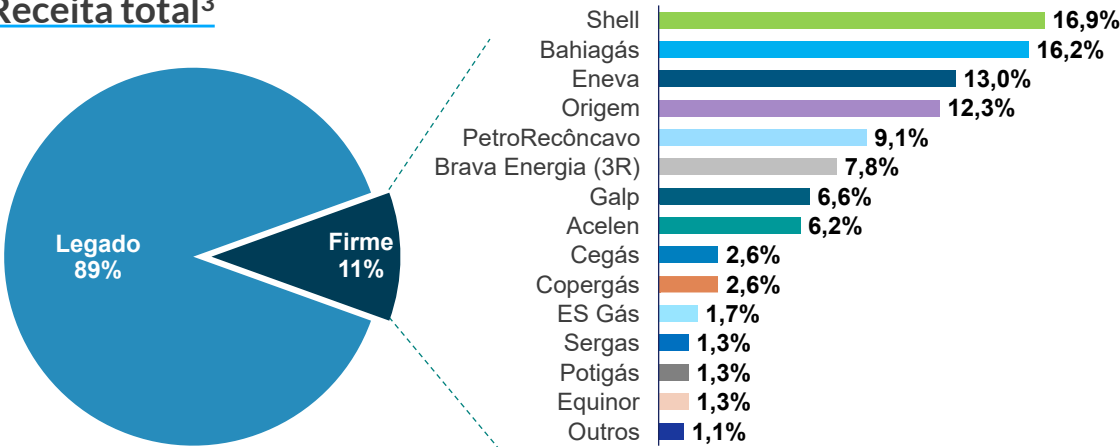


Flexibilização de novas ofertas de capacidade, com janelas semanais de ingresso e prazos variados. Inclusive, com produtos diários para atendimento termelétrico emergencial.



9,7 milhões de m³ diários contratados (aprox. 15% da receita da malha integrada).

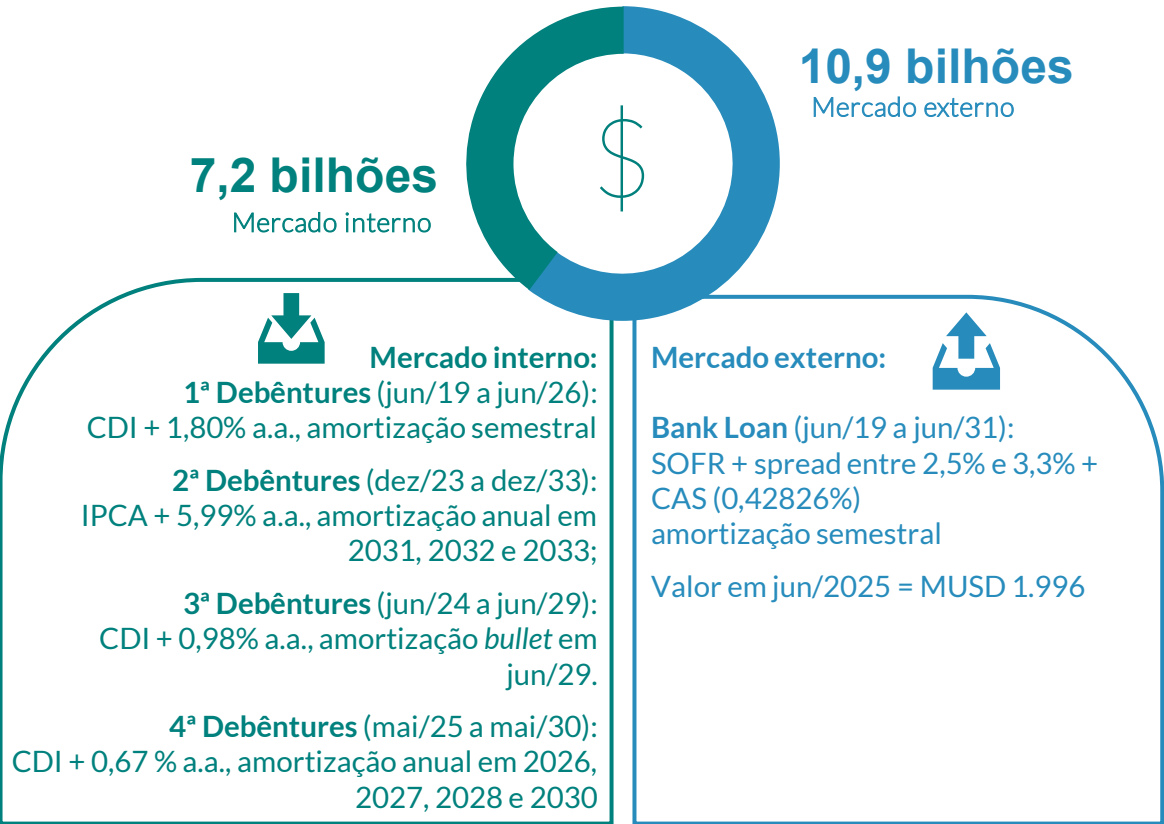
Receita total³



Transportadora Associada de Gás – TAG

Estrutura de financiamento com custo competitivo e protegido da variação cambial.
 Rating Local AAA e Internacional BB+ e Ba1 pela Fitch Ratings e Moody's, respectivamente.

Composição da dívida (R\$) – TAG em 30/06/2025



Nota:
¹ Não auditado.

Transportadora Associada de Gás – TAG

Plano de investimento de R\$ 5,4 bilhões nos próximos 5 anos, além de mais de R\$ 20 bilhões em novas oportunidades.

Ponto de Saída Buriti (AM)

Novo ponto de saída em Manaus para atendimento à demanda termelétrica local

Cap. máx. entrega: **3,2 MMm³/dia**

COD previsto: **2T26**, aguardando Autorização de Construção (AC)

Estação de Compressão de Itajuípe (BA)

Otimização de Rede | Estação de compressão no GASCAC, trecho norte do GASENE

Cap. instalada: **20 MMm³/dia**

Volume incremental na malha: **3 MMm³/dia**

Conexão do Porto do Açu (RJ)

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

Extensão: **45km**

Capacidade max. transp: **10MM m³/dia**

● Projetos em Implementação

● Projetos em Desenvolvimento

● Projetos Concluídos



GASFOR II (CE)

Otimização de Rede | Gasoduto para “loop” em trecho existente

Extensão: **84km**

CAPEX estimado: **BRL 430m**

Obra concluída, Autorização de Operação (AO) emitida em maio/25

Estocagem de Gás Natural – Campo de Pilar (AL)

Acordo não vinculante com Origem Energia para desenvolvimento/operação da estocagem subterrânea de gás natural

Cap. de estocagem: **51 MMm³**

Taxa de injeção / retirada: **850k m³/dia / 500k m³/dia**



Ponto de Entrega Itagibá (BA)

Conexão de Acesso | Ponto de entrega para distribuidora localizada no trecho norte do GASENE

Capacidade max. entrega: **0,7MM m³/dia**

CAPEX estimado: **BRL 23m**

Obra concluída, aguardando Autorização de Operação (AO)

CONTATOS

Eduardo SATTAMINI

Diretor Presidente

Pierre LEBLANC

Diretor Financeiro e
de Relações com Investidores

www.engie.com.br/investidores

ri.brenergia@engie.com

Equipe de Relações com Investidores

Leonardo Germano Depiné

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

Caio Miralles

Analista de Sustentabilidade
caio.miralles@engie.com

Adriana Wagner

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

Raquel Suzaki

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

Ivani Angeli

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

Vitor Montessanti

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



www.engie.com.br